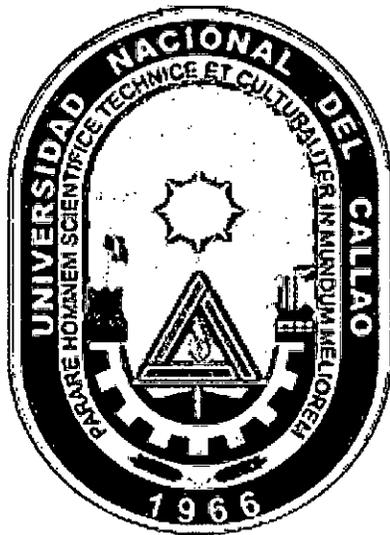


UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

UNIDAD DE POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“MÉTODO FRONTERAS DE EFICIENCIA PARA VALORAR
EL AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”**

TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO
DE DOCTOR EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

AUTOR: MARCELO CARLOS, DAMAS FLORES

Callao, 2017
PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

MIEMBROS DEL JURADO

Dr. :	JUAN HERBERGRADOS GAMARRA	PRESIDENTE
Dr. :	NOÉ MANUAL JESÚS CHÁVEZ TEMOCHE	SECRETARIO
Dr. :	SANTIAGO LINDER RUBIÑOS JIMENEZ	MIEMBRO
Dr. :	DARIO UTRILLA SALAZAR	MIEMBRO
Dr. :	FERNANDO JOSÉ OYANGUREN RAMIREZ	ASESOR

Nº DE LIBRO : 01

ACTA Nº FOLIO : 053

FECHA DE APROBACIÓN : mayo 12 del 2017

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 055-2017-CD-UPG-FIEE

DEDICATORIA

La presente investigación la consagró al ente regulador y fiscalizador de la energía Osinergmin, por haberme facilitado la información necesaria para la aplicación del nuevo Modelo Tarifario como "Método fronteras de eficiencia para valorar el agregado de distribución eléctrica" y superar el problema de rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a mis padres e hijos por darme la fuerza y empeño para la realización de esta investigación que servirá para demostrar que a través de indicadores de desempeño en un monopolio utilizando técnica de fronteras de eficiencia se obtiene un procedimiento alternativo para evaluar las tarifas de las Empresas de Distribución Eléctrica.

**“MÉTODO FRONTERAS DE EFICIENCIA PARA VALORAR EL AGREGADO DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”**

ÍNDICE

CARÁTULA	i
PÁGINA DE RESPETO	ii
HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
ÍNDICE	1
TABLAS DE CONTENIDO	4
RESUMEN	5
ABSTRACT	6
RESUMO	7

CAPÍTULO - I

1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	8
1.1 Identificación del problema	8
1.2 Formulación de problemas	9
1.2.1 Desmembración lógica mental de la Ingeniería Eléctrica	9
1.3 Objetivos de la investigación	10
1.3.1 Objetivo general	10
1.3.2 Objetivos específicos	11
1.4 Justificación	11

CAPÍTULO - II

2. MARCO TEÓRICO	16
2.1 Antecedentes del estudio	16
2.2 Base filosófica de la investigación	19
2.2.1 Fundamentación ontológica	24

2.2.2	Fundamentación metodológica	25
2.2.3	Fundamentación epistemológica	26
2.3	Principios de regulación en la distribución eléctrica	29
2.4	Definición de términos	53

CAPÍTULO - III

3.	VARIABLES E HIPÓTESIS	58
3.1	Definición de las variables	58
3.2	Operacionalización de variables	58
3.3	Hipótesis	60
3.3.1	Hipótesis general	60
3.3.2	Hipótesis específicas	60

CAPÍTULO - IV

4.	METODOLOGÍA	61
4.1	Tipo de investigación	61
4.2	Diseño de la investigación	62
4.3	Población y Muestra	66
4.4	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	69
4.5	Procesamiento estadístico y análisis de datos	69

CAPÍTULO - V

5.	RESULTADOS	71
-----------	-------------------	-----------

CAPÍTULO - VI

6.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	79
6.1	Contrastación de hipótesis con los resultados	79
6.2	Contrastación de resultados con otros estudios similares	80

	CAPÍTULO - VII	
7. CONCLUSIONES		86
	CAPÍTULO - VIII	
8. RECOMENDACIONES		87
	CAPÍTULO - IX	
9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		88
ANEXOS		90
• Matriz de consistencia		91
• Desmembración lógica mental de la Ingeniería Eléctrica		92
• Cálculo de las Componentes Principales (ACP)		94
• Cálculo de Eficiencia		99
• Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas D. L. N° 25844		107

TABLAS DE CONTENIDO

TABLAS

Tabla N° 1 Resultados de Eficiencia en el VAD	77
Tabla N° 2 Eficiencia por Empresa	80
Tabla N° 3 Datos considerados en el análisis ACP	96
Tabla N° 4 Cálculo de la Eficiencia con MATLAB con el modelo DEA	100
Tabla N° 5 Resultados de Eficiencia por Empresa	106

CUADROS

Cuadro N° 1 Desmembración lógica mental de las ciencias de la ingeniería eléctrica	10
Cuadro N° 2 TIR (%) por Grupo de Empresas de Distribución Eléctrica	66
Cuadro N° 3 Empresas de Distribución Eléctrica a Nivel Nacional	72
Cuadro N° 4 Variables consideradas en el estudio	73

FIGURAS

Figura N° 1 Función de producción con dos entradas y una única salida	42
Figura N° 2 Isocuanta Convexa Lineal por tramos	45
Figura N° 3 Medidas de Eficiencia Input-Orientadas y Output Orientadas	46
Figura N° 4 Eficiencia Técnica y Asignativa Output-Orientadas	47
Figura N° 5 Eficiencia de una entrada y una salida con rendimientos constantes	51
Figura N° 6 Frontera de Eficiencias CRS y VRS	52
Figura N° 7 Diagrama para la verificación de la eficiencia	62
Figura N° 8 Diagrama para la verificación de la rentabilidad	65
Figura N° 9 Distribución Normal Estándar	68
Figura N° 10 Diagrama de chequeo de rentabilidad	74
Figura N° 11 VAD Promedio y VAD Frontera	79

RESUMEN

El Génesis epistemológico de la presente investigación, radica en el desarrollo y aplicación del Método de Fronteras de Eficiencia, utilizando las informaciones de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, dogmatizando un nivel de satisfacción por la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica que operan en el Sistema Eléctrico Nacional Peruano. Dichas rentabilidades están estipuladas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento correspondiente.

Concluyentemente, la rentabilidad de la Empresas de Distribución Eléctrica, su cumplimiento y fiscalización periódica están bajo la responsabilidad del ente fiscalizador Osinergmin. Como corolario del problema objeto de investigación, es prioritario desarrollar esta investigación intitulada: ***“MÉTODO FRONTERAS DE EFICIENCIA PARA VALORAR EL AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”***, evidenciando su aplicación asegurando un nivel de satisfacción por la pertinente rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, y de los Usuarios comerciales, residenciales e industriales del producto eléctrico.

El objetivo principal de esta investigación es evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, utilizando el nuevo Método Fronteras de Eficiencia considerando los datos de manera envolvente, para ser instaurado en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas, aseverando un nivel de satisfacción por la rentabilidad de cada Empresa de Distribución Eléctrica, de igual manera, por el aseguramiento del equilibrio de correspondencia entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico.

El epílogo de esta tesis Doctoral, se fundamenta doctrinariamente en la instauración del “cómo debe de ser” evaluado el Valor Agregado de Distribución, para alcanzar un nivel de satisfacción por la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica e instituir el equilibrio de correspondencia por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico entre las Empresas de Distribución Eléctrica y Usuarios del producto eléctrico.

El Autor

ABSTRACT

The Epistemological Genesis of the present investigation lies in the development and application of the Efficiency Boundaries Method, using the information in an enveloping way, to evaluate the Added Value of Electrical Distribution, dogmatizing a level of satisfaction for the profitability of Distribution Companies Electricity that operate in the Peruvian National Electrical System. Said returns are stipulated in the Electric Concessions Law and its corresponding Regulations.

Finally, the profitability of the Electric Distribution Companies, their compliance and periodic inspection are under the responsibility of the inspection body Osinergrmin. As a corollary of the problem under investigation, it is a priority to develop this research entitled: **"EFFICIENCY FRONTIER METHOD TO VALUE THE DISTRIBUTION AGGREGATE"**, showing its application ensuring a level of satisfaction for the relevant profitability of Electric Distribution Companies, and Commercial, residential and industrial users of the electrical product.

The main objective of this research is to evaluate the Value Added of Electric Distribution, using the new Border Efficiency Method considering the data in an enveloping way, to be established in the Regulatory Framework of Electric Rates, asserting a level of satisfaction for the profitability of Each Electric Distribution Company, likewise, for the assurance of the correspondence balance between the Electric Distribution Companies and the Users of the electric product, for the provision and consideration of the electric service.

The epilogue to this Doctoral Thesis Plan is based doctrinally on the establishment of the "how it should be" evaluated the Value Added Distribution, to reach a level of satisfaction for the profitability of the Electric Distribution Companies and institute the balance of correspondence For the provision and consideration of the electric service between the Electric Distribution Companies and Users of the electric product.

The autor

RESUMO

O Genesis epistemológico desta pesquisa reside no desenvolvimento e aplicação de Eficiência Método Border usando forma como a informação surround para avaliar o valor acrescentado Distribuição Eléctrica, dogmatizar um nível de satisfação com a rentabilidade das Empresas de Distribuição operacional elétrica no sistema elétrico nacional peruana. Estes retornos são estipulados na Lei de Concessões de electricidade e os seus regulamentos em conformidade.

Finalmente, a rentabilidade das empresas de distribuição de electricidade e auditoria de conformidade periódica são da responsabilidade do Osinergmin corpo de sanção. Como corolário do problema sob investigação, é uma prioridade para o desenvolvimento da pesquisa intitulada: "Método de fronteiras de eficiência para avaliar a distribuição potência global", mostrando a sua garantia de um nível de satisfação com a rentabilidade relevantes de electricidade aplicação empresas de distribuição e usuários de produtos elétricos comerciais, residenciais e industriais.

O principal objetivo desta pesquisa é avaliar o valor de distribuição eléctrica Attache, através do novo Método Eficiência Border considerando a forma como os dados envelope, a serem introduzidas no quadro regulamentar das tarifas de electricidade, indicando um nível de satisfação com rentabilidade cada empresa de distribuição de electricidade, de igual modo, assegurando o equilíbrio de correspondência entre empresas de electricidade de distribuição e usuários de produtos elétricos e consideração para a prestação do serviço elétrico.

O epílogo deste Plano de Tese de Doutorado é baseado doutrinariamente no estabelecimento de "como ser" avaliada Distribuição do Valor Adicionado, para atingir um nível de satisfação com a rentabilidade das empresas de distribuição de electricidade e de instituir o equilíbrio de correspondência e consideração para o fornecimento de energia elétrica entre as empresas de distribuição de electricidade e usuários de produtos elétricos.

O autor

CAPÍTULO - I

1. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

La periódica evaluación del Valor Agregado de Distribución para la comprobación de la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, están estipuladas en los Artículos 71 y 79 de la Ley de Concesiones Eléctrica aprobada con el Decreto Ley N° 25844, su Reglamentación y en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas, que convienen la rentabilidad para las Empresas de Distribución Eléctrica. La actual evaluación del Valor Agregado de Distribución es ejecutada con el Modelo tarifario "Eficiencia Técnica y Operativa" consistente en la valoración del VAD por "Empresa Modelo y Sector Típico", esta valoración tarifaria no considera las características demográficas y geográficas específicas de sus áreas de responsabilidad, los indicadores propios de mercado social, igualmente, las tipologías particulares y específicas de cada una de estas Empresas de Distribución Eléctrica, determinándose rentabilidades, que contradicen lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas, originándose un nivel de insatisfacción de las Empresas de Distribución Eléctrica y de los Usuarios del producto eléctrico por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico.

1.1 Identificación del problema

El problema objeto de investigación se ha determinado por el grado de insatisfacciones originadas por la no rentabilidad de varias Empresas de Distribución Eléctrica.

Para dar solución a este problema, se aplicó el Método de Fronteras de Eficiencia, considerando los datos de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, con mecanismos de indexación, los indicadores demográficos y geográficos, igualmente, los indicadores de desempeño y economías de escala, que concluyentemente, para su implementación en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas para evaluar el Valor Agregado de Distribución de cada una de estas Empresas de Distribución Eléctrica.

Concluyentemente dar cumplimiento a los Artículos 71 y 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, respecto a la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica.

1.2 Formulación del problema

a. Problema general

El problema general objeto de investigación, amerita formular la presente interrogante:

¿De qué manera el nivel de satisfacción por la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, están directamente relacionadas con el método de "Fronteras de eficiencia" para valorar las tarifas eléctricas y ser instituido en la Regulación Tarifaria a nivel nacional, para lograr un nivel de satisfacción entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico de calidad suministrado?

b. Problemas específicos

¿Se Instituirá en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución, el nuevo Método Fronteras de Eficiencia analizando los datos de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica, previa indexación de los Indicadores de Desempeño, Economías de Escala y las Características Geográficas Reales de sus Áreas de Responsabilidad?

¿Será instaurado el nivel de satisfacción de las Empresas de Distribución Eléctrica por el cumplimiento de la tasa de rentabilidad de sus Empresas, igualmente, se podrá asegurar un nivel de satisfacción de los Usuarios del producto eléctrico por la prestación del servicio eléctrico recibido?

1.2.1 Desmembración lógica mental de la Ingeniería Eléctrica

Como colofón, para la formulación del problema objeto de investigación, es prioritario someter a un proceso de desmembramiento lógico mental metodológica a las Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, estructurado principalmente por los Sistemas de Generación, Transmisión, Distribución y Utilización del producto eléctrico, coherentes y pertinentes, correspondientes a los Programas, Sub Programas y Líneas de Investigación.

La presente desmembración lógica mental ha sido validada por Docentes Doctores y Maestros en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica y en Ciencias de la Ingeniería Electrónica, de igual manera, por profesionales Doctores y Maestros en Metodología de Investigación Científica en la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional del Callao. Para efectos de la presente investigación intitulada **"MÉTODO FRONTERAS DE EFICIENCIA PARA VALORAR EL AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA"**, es pertinente su desmembramiento de manera lógica mental a las Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en: Programa: Tarifas Eléctricas, asimismo, en Sub Programas: Distribución y finalmente en Líneas de Investigación: Tarifas Eléctricas en Media y Baja Tensión.

Concluyentemente, la completa desmembración o fragmentación lógica mental total de las Ciencias de la Ingeniería Eléctrica, se muestra en el Anexo de esta Tesis Doctoral.

Cuadro N° 1

Desmembración lógica mental de las ciencias de la ingeniería eléctrica

PROGRAMA	SUB PROGRAMA	LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN
I. TARIFAS ELÉCTRICAS	A. GENERACIÓN	• Tarifas en barra
		• Tarifas en Generación
	B. TRANSMISIÓN	• Peajes de Sistemas Secundarios de Transmisión.
		• Compensaciones por uso de Sistemas de Transmisión.
		• Liquidación de Ingresos por Servicios de Transmisión.
	C. DISTRIBUCIÓN	• Tarifas Rurales en Media y Baja Tensión
		• Tarifas Eléctricas en Media y Baja Tensión.

Fuente: Aporte del Dr. Ing. Marcelo Nemesio Damas Niño y del Dr. Colonibol Torres Bardales

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general

Abarcar el nuevo Método Fronteras de Eficiencia contrastando las informaciones de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, e instaurar en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución, de igual manera, dogmatizar un nivel de satisfacción por la rentabilidad de las Empresas de Distribución

Eléctrica, y asegurar el equilibrio de correspondencia entre estas Empresas y los Usuarios del producto eléctrico, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico.

1.3.2 Objetivos específicos

- a. Instaurar en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución el nuevo Método Fronteras de Eficiencia examinando los datos de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica, indexando los Indicadores de Desempeño, Economías de Escala y las Características Geográficas reales de sus Áreas de Responsabilidad.
- b. Instituir un nivel de satisfacción y equilibrio de correspondencia por la pertinente rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, y asegurar un nivel de correspondencia entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico de calidad utilizado.

1.4 Justificación

La argumentación doctrinaria para el desarrollo del problema objeto de investigación, son coherentes con el título de la Tesis Doctoral, de igual manera, con los objetivos y la hipótesis a ser formuladas, ellas son:

a. Por su naturaleza

Mundialmente, se considera que la energía eléctrica es un bien vital para el desarrollo económico de la sociedad, por esta razón, es prioritario que sea evaluada el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, con el nuevo Método Fronteras de Eficiencia contrastando los datos de manera envolvente, conociendo sus propiedades, relaciones y conexiones internas de las variables intervinientes, asegurando un nivel satisfactorio de correspondencia de equilibrio entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, consiguientemente, se fundamenta que el VAD sea valorada doctrinariamente, respetando el "cómo debe de ser" evaluada el Valor Agregado de Distribución Eléctrica.

b. Por su cientificidad

Los resultados de la presente investigación repercutirán en el desarrollo científico por que se aplicará el Método Fronteras de Eficiencia, procesando los datos de manera envolvente y considerando las variables intervinientes para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, consiguientemente, lograr la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica.

Definitivamente, instituir en el Marco Regulatorio de la Tarifas Eléctricas, asegurando un nivel satisfactorio y equilibrio de correspondencia por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios de dicho producto eléctrico.

c. Por su base Legal

La evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica (VAD) para la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, legalmente están estipuladas en los siguientes documentos:

- Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada con el Decreto Ley N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con el Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Resolución Ministerial N° 365-95-EM/VME que aprueba la Escala de Penalidades y Multas a aplicarse en caso de incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás normas complementarias.
- Resolución Directoral N° 012-95-EM/DGE que aprueba la Directiva N° 001-95-EM/DGE que regula la solución de reclamos de usuarios del Servicio Público de Electricidad.
- La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada con Decreto Supremo N° 020-87-EM, relacionados con los servicios eléctricos en la Generación, Transmisión, Distribución y Utilización de la electricidad sujetos a regulación de precios y

aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no haya acordado o no hayan pactado en contrario.

- El Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas, los artículos sobre la periódica evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica, con el actual Modelo tarifario "Eficiencia Técnica y Operativa" consistente en la evaluación del Valor Agregado de Distribución por "Empresa Modelo y Sector Típico", que no considera las características de su realidad geográfica y otros indicadores propios de mercado social, de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica. Legalmente.
- Se justifica ésta investigación, porque las Empresas de Distribución Eléctrica afectadas por la no rentabilidad, al instaurar este nuevo método en el Marco Regulatorio de las tarifas eléctricas, en dichas Empresas existirá un nivel de satisfacción y nivel de correspondencia entre los Usuarios del producto eléctrico y las Empresas de Distribución Eléctrica.

d. Por su base teórica

Esta investigación por pertenecer a las Ciencias Básicas de la Ingeniería Eléctrica requiere de justificación teórica, por lo tanto, gnoseológicamente para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, se requiere conocer la teoría del Método Fronteras de Eficiencia aplicando los datos de manera envolvente, indexando las variables participantes de Mercado Social, Indicadores de Desempeño, Economías de Escala y características demográficas y geográficas reales de sus Áreas de Responsabilidad con sus indicadores cualitativos y cuantitativos.

Para su aplicación en la evaluación del Valor Agregado de Distribución eléctrica, asegurando pertinentemente la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, principalmente evidenciadas por la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y otras variables intervinientes.

e. Por su magnitud

Evaluando el Agregado de Distribución Eléctrica con el nuevo Método de Fronteras de Eficiencia contrastando los datos de manera envolvente, esta investigación tendrá amplia repercusión y trascendencia económica de mercado social, porque se conseguirá la adecuada rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, y se asegurará un nivel de satisfacción y equilibrio de correspondencia entre estas Empresas y los Usuarios comerciales, residenciales e industriales del producto eléctrico.

f. Por su vulnerabilidad

El problema objeto de investigación es vulnerable, porque es posible aplicar el nuevo Método Fronteras de Eficiencia analizando los datos de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica, contando con la información proporcionada en tiempo real por estas Empresas de Distribución Eléctrica, previa verificación y certificación por parte del ente regulador y fiscalizador Osinergmin.

Respecto a sus características demográficas y geográficas, mercado social de cada Empresa, propiedades, relaciones y conexiones internas de las variables intervinientes, para asegurar un nivel satisfactorio de rentabilidad y correspondencia de equilibrio entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico.

g. Por su práctica u organizacional

Además de la calidad del servicio eléctrico el acceso universal a la energía eléctrica, es relevante la preocupación de las Autoridades y Organismos Regulatorios de evaluar el Valor Agregado de Distribución en nuestro País. Debido a que los resultados de esta investigación, también tienen relación con la Gestión de los Sistemas Eléctricos a nivel nacional, las Empresas de Distribución Eléctrica y el ente regulador Osinergmin contarán con el nuevo Método para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica considerando los indicadores de desempeño, economías de escala y el análisis envolvente y/o circundante de datos acopiados y los mecanismos de indexación sobre las tarifas eléctricas de distribución.

La aplicación de este nuevo Método de evaluación del Valor Agregado de Distribución, servirá para la enseñanza-aprendizaje de los estudiantes del Posgrado en Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica, en los Centros de Investigación muy en especial para las Empresas de Distribución Eléctrica y finalmente para los consumidores de la electricidad, que teniendo la evidencia de la evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica con el Método Fronteras de Eficiencia contrastando los datos de manera envolvente, estarán en condiciones de gestionar sus reclamos ante el ente regulador y fiscalizador Osinergmin, sobre la calidad del producto eléctrico que utilizan.

Concluyentemente, repercutirá en la economía de los Usuarios del producto eléctrico y de las Empresas de Distribución Eléctrica, los primeros, se beneficiarán al realizar pagos con tarifas eléctricas justas por los servicios eléctricos de mejor calidad y las segundas, porque al generar mayor economía tendrán mayor oportunidad de realizar nuevas inversiones en el sector eléctrico nacional e internacional.

CAPÍTULO - II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

Actualmente, el negocio de la distribución de energía eléctrica en el Perú, por ser un monopolio natural es frecuentemente regulado, ya que en condiciones monopólicas la distribución de energía eléctrica está asociada a ineficiencias económicas debido a que los consumidores no tienen posibilidades de elegir a su suministrador de energía, por lo que se hace necesario regular periódicamente éste servicio con la finalidad de evitar posibles prácticas de abuso de poder tales como: precios altos, mala calidad y baja cobertura.

Definitivamente, en la actualidad los modelos de evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica, están basados en criterios económicos, los cuales deben garantizar la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica siempre y cuando éstas logren operar eficientemente, lo que implica que a mayor venta de energía las empresas de distribución obtendrán mayores márgenes de ganancia.

En relación a los aspectos de distribución de la energía eléctrica y a la evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica, han sido tratados de una u otra manera por diferentes Empresas cuya actividad principal es el negocio eléctrico y de diversos entes investigadores orientados a las actividades eléctricas a nivel regional, nacional e internacional, tales como:

- **NUÑEZ RODRÍGUEZ, Asunción (2003)**¹. Presenta como objetivos fundamentales la revisión internacional de aquellos países donde se han utilizado técnicas de benchmarking en la actividad de distribución de energía eléctrica, a la vez que analiza las consecuencias regulatorias de cada una de ellas. De igual manera, realiza una revisión desde un punto de vista teórico sobre el tema, exponiendo las distintas metodologías existentes.

¹ NUÑEZ RODRIGUEZ, ASUNCIÓN: "Evaluación de la actividad de distribución eléctrica en España mediante Fronteras de Eficiencia". Tesis de maestría. Universidad Pontificia Comillas (España). Año 2004. Disponible en <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-04-005.pdf>

Por otro lado, formula un modelo para evaluar la eficiencia llevando a cabo un proceso de yardstick competition en la actividad de la distribución eléctrica en España, el modelo a desarrollar en la presente investigación, será bajo el Método Fronteras de Eficiencia y Análisis Envolvente de Datos. De igual manera, plantea que el modelo desarrollado, tendrá en cuenta los principales inductores de costos para las empresas distribuidoras, también podría utilizarse como una herramienta alternativa para evaluar la eficiencia técnica y económica de las empresas distribuidoras, es decir, utilizarlo como complemento a los modelos de red de referencia y a la contabilidad regulatoria. Así, el modelo desarrollado permitirá evaluar distintos tipos de eficiencia: técnica, de escala, asignativa y económica. De igual manera, precisar que una de las principales herramientas para medir la eficiencia son los estudios de fronteras y que el primer autor que sugirió la utilización de fronteras para el análisis de la eficiencia relativa fue Farrell en 1957, utilizando para ello funciones de producción.

Consecuentemente, menciona que para medir la eficiencia teniendo en cuenta varios factores de producción al mismo tiempo se descompone la eficiencia de una empresa en dos componentes: "eficiencia técnica" o la capacidad de la empresa para obtener el máximo producto dado un conjunto de factores de producción, y la "eficiencia asignativa", o la capacidad para usar estos factores en sus proporciones óptimas, dados sus precios respectivos. Ambas medidas podían agregarse para dar lugar a la "eficiencia económica".

Igualmente, menciona que la eficiencia económica, también denominada eficiencia productiva, es la habilidad de la empresa para producir un producto a un costo mínimo. Para alcanzar el mínimo costo la empresa debe utilizar sus inputs de la manera más eficiente (eficiencia técnica) y, además, escoger la combinación de entradas correctamente, dado el precio relativo de los mismos (eficiencia asignativa).

Precisando que las variables empleadas comúnmente para medir la eficiencia han tenido su origen en la aproximación de entrada-salida lo cual lleva a reducir un problema con múltiples factores y múltiples productos a un conjunto de diferentes cocientes simples entre las variables que se consideraban más relevantes, calculando ratios parciales asociados a los conceptos de rentabilidad, productividad o rendimiento.

En la tesis, el autor manifiesta que la técnica de Análisis Envolvente de Datos aprovecha el know-how de las propias unidades de negocio analizadas, de forma que identifican las eficientes e ineficientes, y fijan objetivos de mejora para las segundas a partir de los logros de las primeras. Es decir, realizan un benchmarking de las unidades evaluadas, empleando únicamente la información disponible en la propia muestra, sin necesidad de realizar ningún supuesto teórico.

Asimismo, indica que la técnica de Análisis Envolvente de Datos se caracteriza por ofrecer un único índice que valora globalmente la eficiencia de cada una de las unidades analizadas. Este índice permite discernir entre aquellas unidades que han sido eficientes y las que no lo han sido, así como el valor y el origen de su ineficiencia. Además, los modelos de Análisis Envolvente de Datos determinan los niveles que deberían alcanzar las variables de entrada y salida de las unidades ineficientes para llegar a ser eficientes, convirtiéndose en una poderosa herramienta no sólo para el control y evaluación de las unidades de negocio, sino también para la fijación de objetivos que conduzcan a una mayor eficiencia operativa.

En definitiva señala que la técnica Análisis Envolvente de Datos se encuentra sustentada sobre el riguroso concepto de eficiencia operativa o técnica ofrecido por la Teoría Microeconómica y respaldada por una abundante literatura aparecida en las más prestigiosas publicaciones internacionales de carácter científico.

El autor concluye que desde el punto de vista regulatorio, la adopción de una metodología concreta para la evaluación de la eficiencia (mediante sistemas de contabilidad regulatoria, modelos de red de referencia, o la aplicación de técnicas de benchmarking, estimación de fronteras paramétricas estocásticas u otras), el Análisis Envolvente de Datos, ofrece una mayor transparencia a la regulación de la actividad de distribución eléctrica.

2.2 Base filosófica de la investigación

Por otro lado, señala que el modelo aplicado a las empresas de distribución de España muestra que el nivel medio de eficiencia de un 90,11% en el periodo de analizado que comprende los años 1998 - 2002, siendo Iberdrola la empresa que ha logrado alcanzar un mayor nivel de eficiencia (99,9%). En el lado opuesto se encuentra riesgo, con un nivel de "eficiencia económica" del 71,42%. Además, este nivel de ineficiencia se debe principalmente a su "ineficiencia de escala" (76,05%), ya que sus niveles de eficiencia técnica pura y asignativa no eran tan reducidas (98,83% y 95,03%, respectivamente).

Asimismo, indica que los resultados del modelo muestran que la eficiencia técnica global media de las cinco principales distribuidoras españolas durante el periodo considerado es del 91,48%.

Con referencia a la "eficiencia de escala", menciona que la única empresa que está operando a una escala óptima es Iberdrola, mientras que el resto de empresas presentan rendimientos crecientes a escala. Es decir, según el modelo, si el resto de empresas aumentaran su escala aumentarían su nivel de eficiencia técnica.

- **SANHUEZA HORMAZÁBAL, Raúl Edgardo (2003)**². Manifiesta que la mayor parte de los países latinoamericanos que han adoptado un esquema de regulación de las tarifas de distribución del tipo "benchmarking", utilizando el concepto de empresa eficiente, como una empresa modelo diseñada desde cero y que se encuentra adaptada a la demanda, además de operar en forma óptima. Además, precisa que la utilización del "benchmarking" fuerza a que las empresas de distribución sean económicamente más eficientes. Al respecto, menciona, que la empresa real obtendrá una rentabilidad normal sólo si es capaz de emular a la empresa eficiente reduciendo sus gastos de operación e inversión, minimizando de esta manera el valor presente de sus costos.

Por lo tanto, menciona que el problema planteado es: ¿Cómo evaluar el desempeño de las empresas de distribución, definido a través de la evaluación del Valor Agregado de

² SANHUEZA HORMAZÁBAL, RAÚL EDGARDO: "Fronteras de Eficiencia, metodología para la determinación del Valor Agregado de Distribución". Tesis doctoral. Pontificia Universidad Católica de Chile (Chile). Año 2003. Disponible en <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/sanhuezathesis.pdf>

Distribución, haciendo uso de procedimientos y criterios que contemplen los variados factores que caracterizan la actividad de distribución, sus interrelaciones y que identifiquen las acciones correctivas para el aumento de la productividad de las empresas.

Para responder a tal pregunta, propone que la determinación de la tarifa de distribución eléctrica, en adelante Valor Agregado de Distribución, de las Empresas de Distribución Eléctrica, se realice considerando criterios de eficiencia productiva. Para ello, el autor desarrolla y aplica la técnica Análisis Envolvente de Datos.

Asimismo, señala que la técnica Análisis Envolvente de Datos (DEA) consiste en establecer una frontera de eficiencia de costos que permita definir el VAD asociado a las Empresas de Distribución Eléctrica, considerando criterios que contemplen los factores que caracterizan la actividad de red, sus interrelaciones y las mismas condiciones demográficas y geográficas en que las empresas reales puedan encontrarse operando en el país.

Por otro lado, identifica un conjunto de indicadores relativos a la eficiencia del proceso productivo de las Empresas de Distribución Eléctrica y señala que las propiedades de la técnica análisis envolvente de datos le permiten considerar variables con distintas dimensiones físicas que caracterizan la actividad de distribución en un análisis global del sector y, al mismo tiempo, contemplar características propias de cada Empresa de Distribución Eléctrica, con respecto a su entorno. Además, con el Análisis Envolvente de Datos selecciona las variables más relevantes para la evaluación de eficiencia productiva (variables de entrada y de salida), además, en la caracterización de la frontera de eficiencia se incluye un análisis de sensibilidad frente a la existencia de error en los datos.

En ese sentido las variables consideradas por el autor para medir la eficiencia de las empresas de distribución son las Variables de Entrada y de Salida:

Las variables de entrada, son las variables que incluyen los costos en que incurren las Empresas de Distribución Eléctrica, ellas son: Costos de operación y mantenimiento. Costo de capital. Número de trabajadores. Remuneraciones y Energía no vendida.

Las variables de salida, son las variables que describen la "eficacia del servicio", ellas son: La energía vendida. La potencia máxima. Número de clientes. Longitud de redes de distribución. La metodología propuesta por el autor, se aplicó a 27 empresas de distribución que operan en el mercado eléctrico peruano, observando que sólo el 57,2 % de las empresas evaluadas son consideradas técnicamente eficientes.

Los resultados obtenidos en la tesis dejan en evidencia que la ineficiencia se produce en mayor medida en las Empresas de Distribución Eléctrica de menor tamaño.

Definitivamente, concluye que la adopción del método Análisis Envolvente de Datos en el proceso de regulación por empresa eficiente proporciona una mayor transparencia en la evaluación del Valor Agregado de Distribución que los modelos actuales ya que se demuestra las ineficiencias en que incurren algunas Empresas de Distribución Eléctrica.

Además, con el uso del método Análisis Envolvente de Datos se obtiene una mejor identificación de la eficiencia necesaria para la comparación entre las Empresas de Distribución Eléctrica y resalta que el hecho de efectuar periódicamente estudios de este tipo es idóneo para identificar las empresas que necesiten cambios en gestión y facilitar la labor de trasladar las inversiones hacia donde fuesen empleadas de modo más eficiente.

• **PÉREZ REYES, Raúl & TOVAR, BEATRIZSAN (2009)**³. Analiza la evolución de la productividad de las Empresas de Distribución Eléctrica que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), para evaluar si las reformas emprendidas en el año 1992, han mejorado la eficiencia en este sector.

De igual manera, identifica posibles fuentes de cambios en la productividad, debido a la propiedad de la Empresa para ello evalúa y analiza la información de catorce (14) Empresas de Distribución Eléctrica con la información al periodo 1996-2006.

³ PÉREZ REYES, Raúl & TOVAR, BEATRIZSAN. "Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies af Terre forms". Science Direct Energy Policy. Volume 37, Issue 6, June 2009, Pages 2249 - 2261 Año 2009. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509000731>

El autor propone la utilización del Análisis Envolvente de Datos con el objetivo de realizar un análisis de la eficiencia de las Empresas de Distribución Eléctrica en el Perú durante el período 1996-2006.

Asimismo, señala que el Análisis Envolvente de Datos, es una metodología no paramétrica que en los últimos años ha sido ampliamente utilizada para evaluar la eficiencia en industrias que se caracterizan por operar en un entorno multi-producto y multi-insumo, y la industria de la distribución de electricidad puede ser considerada como tal en la medida en que debe ofrecer electricidad a distintos niveles de tensión dependiendo de las características de los clientes utilizando una serie de insumos dentro de su proceso productivo. Por otro lado, se evalúan los cambios en la Productividad Total de Factores y sus componentes (cambio en la eficiencia técnica, cambio en la eficiencia de escala y cambio tecnológico) a través del cálculo del Índice de Productividad de Malmquist para el período de análisis.

Señala, que la investigación tiene como objetivos específicos:

- Medir la eficiencia técnica de las empresas y su evolución en el tiempo utilizando el análisis envolvente de datos (DEA).
- Hacer una revisión del proceso de reformas emprendido en el sector eléctrico, con énfasis en la actividad de distribución.
- Analizar el marco regulatorio existente en la actividad de distribución de electricidad.
- Contribuir a la discusión sobre la evaluación de las reformas emprendidas en las distintas industrias de red en el país.

Por lo tanto, menciona que el problema está planteado, con las siguientes interrogantes:

¿El proceso de reformas emprendidas en el sector eléctrico y el marco regulatorio existente han contribuido a mejorar la eficiencia en la industria de distribución del producto eléctrico? y

¿Las diferencias de tipo de propiedad y/o gestión (pública o privada) influyen en la eficiencia de las Empresas de Distribución Eléctrica?

Al respecto, resalta que un aspecto de importancia en el análisis de eficiencia a través de la técnica análisis envolvente de datos es el grado de confiabilidad de los datos, en ese sentido, cualquier error de medición puede afectar a la medida de eficiencia calculada. Teniendo en cuenta la sensibilidad de los resultados respecto a la calidad de información, así como la disponibilidad de información estadística es que se determinó la inclusión de las variables para efectuar las mediciones de la eficiencia técnica y los cambios en la productividad de las empresas de distribución.

También, precisa que acorde a los estudios previos revisados, en lo que respecta a las variables que pueden ser consideradas como variables de entrada son: Número de trabajadores. Kilómetros de redes de baja y media tensión y Pérdidas de energía en redes de distribución. Las variables de salida consideradas fueron: Las ventas de energía eléctrica en media y en baja tensión.

El autor concluye que a través del Análisis Envolvente de Datos, las empresas más eficientes son aquellas que son de ámbito privado. Asimismo, señala que las empresas regionales del norte y centro de país muestran mejorar sus niveles de eficiencia técnica después de su privatización parcial e incluso luego de su devolución a la administración del Estado, lo cual estaría reflejando un efecto de aprendizaje respecto a la gestión de estas Empresas de Distribución Eléctrica.

En lo que respecta a los cambios en la productividad, estos han sido mayores en los primeros años que siguieron al inicio de las reformas en el sector eléctrico, incluyendo también la privatización de las Empresas de Distribución Eléctrica de la costa norte del país. Los resultados del cálculo del Índice de Malmquist para la técnica análisis envolvente de datos, muestran que para el período de análisis la productividad total de los factores aumentó en promedio en 6.9%, el cual está relacionado principalmente al cambio tecnológico.

Concluyentemente, señala que los resultados del cálculo de Índice de Malmquist para la técnica análisis envolvente de datos, sugieren la existencia de efectos positivos del proceso de reformas en el sector eléctrico sobre la productividad de las Empresas de Distribución Eléctrica.

El actual marco normativo para regulación de las tarifas de distribución eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, contempla una combinación de modelos, precios tope y tasa de retorno, esto debido al monopolio existente en la distribución eléctrica. Dicho marco normativo, estipula un modelo para la determinación de la rentabilidad para las empresas de distribución eléctrica por: "Grupo de Empresas" y por "Sector Típico", considerando las variables cualitativas, cuantitativas e intervinientes con sus correspondientes indicadores, como son el VAD, TIR, VNR y otros complementarios que facilitan la aplicación de dicho Modelo.

Esta investigación, plantea determinar mecanismos de indexación sobre las tarifas de distribución eléctrica para incluir la frontera de eficiencia entre empresas de distribución eléctrica considerando indicadores de desempeño y economías de escala, para ser contrastados con las tarifas de distribución eléctrica determinadas en la última regulación de tarifas eléctricas de distribución del año 2013, que fue por "empresa modelo" y por "sector típico representativo", en ambos casos, para su determinación se han de mantener las mismas variables independientes, dependientes e intervinientes con sus pertinentes indicadores cualitativos y cuantitativos, aplicados para la fijación de las tarifas eléctricas de distribución.

2.2.1 Fundamentación ontológica

La presente Tesis Doctoral, vulnerable, transversal y aplicada, ontológicamente se fundamenta (onto = ser, ente. Logo = estudio, ciencia, teoría) con la parte doctrinaria de esta investigación, que tiene relación directa con la real evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica, en beneficio de las Empresas de Distribución Eléctrica y de los Usuarios comerciales, residenciales e industriales del producto eléctrico, evidenciado principalmente un nivel satisfactorio de las Empresas de Distribución Eléctrica y de los Usuarios comerciales, residenciales e industriales por la prestación y contraprestación de los servicios eléctricos de calidad, de igual manera, las Empresas de Distribución Eléctrica y los miles de usuarios del producto eléctrico, los primeros recibirán un grado de satisfacción por la rentabilidad y los segundos recibirán un impacto de tranquilidad por el costo justo de las tarifas eléctricas.

Concluyentemente, instituir en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución, la adecuada evaluación del Valor Agregado de Distribución y asegurar un nivel de satisfacción de las oligopólicas Empresas Distribuidoras y los Usuarios, conjuntamente instituir el equilibrio de correspondencia por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico entre ellos.

2.2.2 Fundamentación metodológica

La fundamentación metodológica en la presente investigación, se refiere al “universo del hacer”, para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica. Actualmente, para la evaluación del VAD se está utilizando el Modelo tarifario “Eficiencia Técnica y Operativa” por grupo de “Empresa Modelo y Sector Típico”, que está originando insatisfacción de ciertas Empresas Distribuidoras por el incumplimiento de rentabilidad de sus Empresas ($12 \pm 4\%$).

El actual Modelo de evaluación del Valor Agregado de Distribución, no considera las características demográficas, geográficas de estas Empresas, tampoco los indicadores del mercado social de cada una de ellas y de rentabilidad que están estipuladas en la Ley de Concesiones Eléctricas para su acatamiento sin discusión.

Sin embargo, para superar el grado de insatisfacción de las Empresas de Distribución Eléctrica, concierne principalmente a la no rentabilidad de ellas, en esta investigación se utilizará una nueva teoría consistente en la aplicación del nuevo Método Fronteras de Eficiencia contrastando los datos de manera envolvente, para evaluar el Valor Agregado de Distribución, contando con la información proporcionada en tiempo real por estas Empresas, previa verificación y certificación por parte del ente regulador y fiscalizador Osinergmin, respecto a sus características demográficas y geográficas, mercado social de cada Empresa, propiedades, relaciones y conexiones internas de las variables intervinientes, asegurando un nivel satisfactorio de rentabilidad y correspondencia de equilibrio entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, consecuentemente su instauración en el Marco Legal de las Tarifas Eléctricas de Distribución, en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento correspondiente.

2.2.3 Fundamentación epistemológica

El sustantivo epistemología o gnoseología está compuesto por la unión de dos palabras griegas, episteme que se refiere al "conocimiento o ciencia" y logos como "discurso", concluyentemente, el fundamento epistemológico concierne al "universo del conocer" y la parte doctrinaria de la presente investigación experimental fundamentalmente aplicada, radica en que los usuarios del producto eléctrico, deben conocer el "cómo debe de ser" la evaluación del Valor Agregado de Distribución (VAD) utilizando el nuevo Método Fronteras de Eficiencia contrastando los datos de manera envolvente, para la evaluación del Valor Agregado de Distribución determinando la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica en cumplimiento de los Artículos 71 y 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Concluyentemente, la intención de la presente investigación es sistematizar la evaluación del Valor Agregado de Distribución con la activa participación multidisciplinaria de Doctores y Doctorandos especialistas y expertos en Ingeniería Eléctrica y en Ingeniería Electrónica, para que previa culturización sean disuadidos los usuarios del producto eléctrico evidenciando la calidad del servicio eléctrico ofertados por las Empresas de Distribución Eléctrica cuya actividad están orientados al negocio eléctrico con tarifas eléctricas calculadas mediante un sistema económicamente adaptado.

Definitivamente, asegurar un nivel satisfactorio por la prestación del servicio. Asimismo, la disminución de conflictos y la correspondencia de equilibrio entre la prestación y contraprestación del suministro eléctrico entre los usuarios del producto eléctrico y las naturales monopólicas Empresas de Distribución Eléctrica.

En el Marco Regulatorio de las tarifas eléctricas están fundamentada epistemológicamente en por qué y en el cómo debe ser aplicado los mecanismos de indexación sobre las tarifas de distribución eléctrica, se explican con mayor precisión, sobre la regulación de la remuneración de la actividad de distribución eléctrica a nivel nacional, no ha sido modificada desde su aplicación en el año 1993, tras cinco periodos tarifarios, el objetivo de este análisis es proponer mejoras en el marco normativo que puedan ser implantadas en la próxima revisión tarifaria (año 2017). El actual marco normativo se basa en la Ley de Concesiones Eléctricas, con sus actualizaciones posteriores. En resumen, la

determinación de los precios máximos de distribución comprenden los artículos 63° a 73° de dicha Ley. Además, los mecanismos para determinar los precios máximos de distribución se encuentran detallados en los artículos 142° al 153° de su Reglamento.

Uno de los primeros objetivos del actual marco regulatorio fue que el sistema tarifario refleje los costos reales del servicio. Este objetivo fue ya alcanzado durante el primer periodo tarifario, bajo el marco regulatorio actual en los años 90, como es lógico, esto supuso importantes incrementos de las tarifas eléctricas durante dicho periodo.

A nivel nacional, el marco normativo de la actividad de distribución sólo se aplica a las instalaciones de hasta 30 kV es decir a la media tensión y baja tensión. Las instalaciones que, aun cumpliendo funciones de distribución, tienen tensiones superiores, se denominan de sub transmisión (o transmisión secundaria) y, como tal, se consideran bajo un marco normativo distinto.

El artículo 62° de la LCE y los 138° y 139° de su Reglamento, detallan los aspectos relativos a la remuneración de dichas instalaciones. En estos artículos se explica el método de remuneración de las instalaciones situadas dentro de la red de transmisión secundaria y que son pagadas en todo o en parte por la demanda.

La remuneración de estas instalaciones está basada en la valoración de las instalaciones existentes a precio de mercado y de las que corresponden al plan de inversiones que presente la Empresa de Distribución Eléctrica y sea aprobado por el ente regulador.

Los costos de operación y mantenimiento se calculan como un porcentaje del costo de inversión. Un aspecto importante es que, al final de cada año del periodo regulatorio, se liquida a las empresas propietarias de estas instalaciones la diferencia entre sus ingresos permitidos y la facturación que ha realizado.

La remuneración de la actividad de distribución a nivel nacional, se realiza mediante un esquema de pricecap que significa limitación de precios o precio techo, con revisiones tarifarias cada periodo de cuatro años. En dichas revisiones, el regulador establece la retribución permitida a la empresa (Valor Agregado de la Distribución Eléctrica), a partir de la cual se calcula el nivel de precios que, en el año de inicio del periodo, cada empresa

puede cobrar a sus usuarios. Estos precios tienen unas fórmulas de actualización a lo largo del periodo tarifario, utilizando diferentes índices de precios. De igual manera, los precios se actualizan con unos factores de economías de escala que se determinan para cada uno de los años del periodo tarifario. Estos factores se calculan utilizando unas tasas de crecimiento previstos de la demanda, así como de la proporción de los costos que son fijos y variables.

La evaluación del Valor Agregado de Distribución para cada empresa se determina como la suma de los costos de capital o inversión y los costos de explotación. El cálculo de las tarifas que se aplican a los usuarios se realiza teniendo en cuenta los coeficientes de pérdidas reconocidas. La remuneración de la inversión se realiza calculando la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la empresa eficiente o adaptada. Esta anualidad se calcula con una tasa de retorno fija por la Ley (en la actualidad es del 12%).

Los costos de explotación que incluyen los costos de administración, comercialización, operación y mantenimiento, también se calculan a partir de la Empresa Eficiente o adaptada. Se tienen en cuenta tanto los costos directos como los indirectos, necesarios para la organización óptima de la Empresa Modelo. La determinación de las pérdidas reconocidas tiene en cuenta pérdidas técnicas y comerciales.

La evaluación del Valor Nuevo de Reemplazo VNR, de los costos de explotación, como de las pérdidas reconocidas se realizan para una empresa eficiente diseñada para cada uno de los sectores típicos definidos como representativos para el desarrollo de la actividad de distribución a nivel nacional. Una vez que se obtiene la evaluación del Valor Agregado de Distribución de cada empresa mediante una media ponderada de los VAD de cada uno de los sectores típicos que la componen, se calcula una tarifa única por potencia para todos los clientes de dicha empresa, así como un cargo fijo.

Concluyentemente, para los usuarios con tarifa sin cargo por potencia, la tarifa por potencia se energiza utilizando las horas de utilización representativas de cada sector típico, de manera que las tarifas finales que pagan los consumidores de una misma empresa pueden tener ciertas diferencias entre ellas.

2.3 Principios de regulación en la distribución eléctrica

La distribución de la energía eléctrica consiste en llevar el producto eléctrico desde las barras del sistema de transmisión a los usuarios finales ya sean usuarios residenciales, comerciales o industriales. Las redes de distribución pueden ser aéreas o subterráneas que operan en media tensión y/o en baja tensión.

Los costos de la distribución incluyen los siguientes elementos: el costo de capital de las instalaciones, los costos de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía. En condiciones monopólicas naturales la distribución eléctrica está asociada a ineficiencias económicas ya que los consumidores no tienen posibilidades de elección, por lo que se hace necesario regular el servicio con la finalidad de evitar prácticas de abuso de poder tales como: precios altos, mala calidad y baja cobertura.

Para ello, el regulador establece los derechos y obligaciones de las empresas distribuidoras, delimitando las zonas de concesión para instalar y operar las redes de distribución de electricidad. Asimismo, establece los niveles de precios y crea los incentivos que permitan mejorar la gestión, dado que no existe competencia de mercado que los promueva.

De esta manera, el objetivo básico de cualquier esquema regulatorio para la distribución de electricidad es proporcionar los incentivos apropiados para que las empresas sean eficientes y que a través de una adecuada señal de precio, sean capaces de traspasar, en el largo plazo, parte de sus beneficios a los usuarios producto de políticas eficientes en la inversión y el funcionamiento. Estos incentivos estarán al alcance de las empresas sólo si el regulador puede demostrar algún grado de compromiso y estabilidad.

Los mismos que provienen de asegurar ciertos principios generales que el regulador debe cumplir entre los cuales tenemos⁴:

⁴ Rudnick H. y Raineri R. (1997): Chilean distribution tariffs. Incentive regulation, chapter in book: (De) Regulation and competition: The electric industry in Chile. Lladés-Georgetown University.

- En teoría de la información, el término entrada (Input) se refiere a la información recibida en un mensaje, o bien al proceso de recibirla. En la interacción humano-computadora, la entrada es la información producida por el usuario con el propósito del control del programa.
- Transparencia, en el sentido de permitir un trato equitativo que garantice el autofinanciamiento de la empresa, dadas las exigencias de expansión, cobertura y calidad del servicio; pero protegiendo a los consumidores de tarifas excesivas.
- Eficiencia, de manera de generar incentivos adecuados para que las empresas sean operadas en forma eficiente, tanto en su eficiencia productiva como en sus decisiones de inversión.
- Estabilidad, en consideración a entregar garantías a los operadores de que el regulador no realizará alteraciones frecuentes de tarifas que hagan aumentar el riesgo asociado sobre las decisiones relativas a futuras inversiones.
- Simplicidad, de manera de proveer una señal de precios adecuada para el uso racional del recurso.

a. Tipos de regulación

Los tipos de esquemas regulatorios a nivel mundial se ha experimentado con diversos esquemas regulatorios, diferenciándose uno de otro por presentar distintos grados de adhesión a los principios mencionados anteriormente.

Los métodos de regulación más comunes en la distribución eléctrica según lo descrito por Gómez T.⁵ son:

La regulación por tasa de remuneración o costos de servicio, conocida como "rate of return" o "cost of service" (ROR/COS), fue utilizada para determinar las remuneraciones de las empresas verticalmente integradas en muchos de los países y especialmente es utilizado por las Public Utility Commissions en los Estados Unidos.

⁵ Gómez T. (1999): Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas Basados en Incentivos. 6ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Lisboa, Portugal.

Bajo este esquema, el ente regulador fija las tarifas con la finalidad de permitir a las empresas financiar sus costos operacionales más un retorno "razonable" sobre el capital invertido. Tarifas que, además, pueden modificarse como consecuencia de cualquier cambio en los costos operacionales de las empresas.

Este esquema regulatorio está concebido para que el ente regulador limite las ganancias de las empresas ajustando la tasa de retorno sobre la inversión neta remunerable o "rate base". La inversión neta remunerable, corresponde a la valorización de las inversiones y activos sin considerar depreciación y cuya remuneración ha sido aprobada.

El proceso se describe por la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^n p_i q_i = \text{Costos} + r \cdot \text{RB}$$

Dónde:

- p_i : Representa el precio al cual se vende el servicio, i .
- q_i : Representa la cantidad del servicio i que se estima vender.
- n : Representa el número de servicios suministrados.
- r : Representa la tasa de retorno, considerada razonable por el regulador.
- RB : Representa la inversión neta remunerable, "rate base".
- Costos : Representa los costos operacionales por el servicio suministrado, es decir, costos de operación, mantención, depreciación e impuestos.

Este esquema da muy pocos incentivos a las empresas para reducir sus costos y operar eficientemente. Si se reducen los costos, el regulador bajará los precios para reducir las utilidades hasta el tope máximo, con lo cual para quien realiza el esfuerzo de reducir costos no obtiene ningún beneficio. Por el contrario, reducir el esfuerzo para mejorar la eficiencia y aumentar los gastos tiene sentido en la medida que la regulación permita traspasar dichos costos a los usuarios.

De igual manera, los aumentos de capital derivados de las nuevas inversiones son en general autorizados por el regulador a ser transferidos a las tarifas (sistema de passthrough). Se crea así un incentivo de sobre-inversión que aumenta la capacidad de

producción pero que no necesariamente genera mejoras en la eficiencia, fenómeno conocido como “ineficiencia X” y que es atribuible a la falta de competencia.

Además, la existencia de una clara asimetría de información convierte los ejercicios regulatorios en una tarea de alta complejidad. En el caso de los sistemas de distribución, la gran multiplicidad de instalaciones y los distintos tipos de redes requieren de la disposición de una gran cantidad de información en amplio detalle. Como se indica, es la empresa quien conoce la información de costos, tecnología y la demanda que enfrenta, no el regulador.

Finalmente, se requiere por parte del regulador una estructura de control de costos (costos históricos de inversión), y un volumen de trabajo muy superior a otros esquemas regulatorios.

b. Regulación por Desempeño

Si bien varias empresas pueden producir un mismo producto, no todas podrán hacerlo a un mínimo costo debido a las ineficiencias productivas. Hay convincentes razones para pensar que en un mercado competitivo, las ineficiencias productivas serán de poca importancia, especialmente en el mediano plazo, sin embargo, en el caso de los monopolios naturales como los servicios públicos, el tema de la eficiencia productiva es de primera importancia. Además, está la asimetría de información, producto de que son las empresas distribuidoras las que tienen el conocimiento preciso y detallado de cómo operar la empresa en forma eficiente y que, sin embargo, no tiene ningún motivo o incentivo para revelar esta información.

El objetivo central de la regulación por desempeño es debilitar los vínculos existentes entre los precios regulados y los costos de las empresas. Este objetivo se puede alcanzar disminuyendo la frecuencia de las fijaciones tarifarias, empleando medidas externas de los costos con el fin de fijar los precios o una combinación de ambas. Los mecanismos regulatorios basados en este esquema se desarrollan reconociendo las asimetrías de información entre reguladores y empresas reguladas. Entre los principales mecanismos se

encuentran el método de ingresos máximos (Revenue Cap), precios máximos (Price Cap) y modelos basados en el esquema de empresa eficiente.

c. Ingresos máximos

El esquema de ingreso máximo o "Revenue Cap", está pensado en un principio de autofinanciamiento. Los ingresos se fijan sobre la base de un valor esperado de consumo para todo el período tarifario, que comúnmente es de cuatro a cinco años. En estas condiciones las empresas enfrentan el riesgo de las fluctuaciones de la demanda en torno a la proyectada, puesto que sus ingresos no se ajustarán sino hasta el próximo período tarifario. Si la demanda efectiva es mayor a la demanda proyectada inicialmente, la empresa obtiene ingresos superiores a los necesarios para cubrir sus costos.

Inicialmente se fijan las tarifas por un período determinado sobre la base de una demanda proyectada para el período y se ajustan durante el período entre revisiones tarifarias de acuerdo a la inflación menos el aumento de eficiencia o productividad que el regulador estima puede lograr la empresa, (factor X), lo cual mantiene los precios en su valor real.

Como los ingresos de las empresas no tienen en cuenta los cambios en las ventas durante el período, el aumento de los beneficios de la empresa proviene vía una reducción de sus costos. El inconveniente de este esquema es que genera incentivo a sub declarar la demanda proyectada, de esta manera, el regulador se ve en la necesidad de verificar el crecimiento de demanda, asegurándose de que la variación total coincida con la proyectada para el período, así, al final de los cinco años los ingresos reales serán iguales a los que se proyectaron durante la revisión tarifaria.

Sin embargo, puede darse el caso que al término del período los ingresos sean mayores o menores a lo permitido, en cuyo caso es necesario corregir los precios para el período siguiente compensando así los excedentes o déficits de ingresos de la firma durante el período tarifario pasado y el período futuro. Bajo este esquema, la empresa tiene incentivos para reducir sus costos y aumentar su rentabilidad en la medida que el período de fijación de precios sea suficientemente largo.

En algunos casos se permite a la empresa recuperar las reducciones en sus ingresos en los períodos siguientes a través de un factor Z. En especial, este factor puede ser positivo para compensar la baja en ingresos de una empresa que lleva a cabo un plan de eficiencia en el consumo energético, o realiza un reemplazo en sus equipos de medición. De esta manera se la incentiva a seguir adelante en planes de este tipo. El origen de los ingresos máximos fijado en un período inicial requiere necesariamente que estos se basen en los costos de servicio de una empresa.

La fórmula de regulación por ingresos máximos puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$R_t = (R_{t-1} + CGA * \Delta Cust) \left(1 + \frac{I - X}{100} \right) \pm Z$$

Dónde:

- R_t : Representa los máximos ingresos autorizados para la empresa regulada en el año t.
- R_{t-1} : Representa los máximos ingresos autorizados para la empresa regulada en el año t-1.
- CGA : Representa un factor de ajuste que considera las variaciones previstas en el número de clientes.
- $\Delta Cust$: Representa las variaciones en el número de clientes.
- I : Representa la tasa de inflación en porcentaje.
- X : Representa un factor de eficiencia en porcentaje, el cual puede ser positivo o negativo.
- Z : Representa un factor de ajuste, positivo o negativo, debido a eventos imprevistos que escapan del control de la empresa y que afectan su desempeño.

Se debe hacer notar que la expresión anterior constituye una posible implementación para este esquema regulador. La inclusión de mayor número de factores de ajuste permite emular de mejor forma las condiciones técnicas y económicas en que la empresa regulada desarrolla su actividad.

d. Precios máximos

La regulación por precios tope es una de las metodologías más extendidas en el mundo (Price Cap). Este sistema tiene su origen en la experiencia en el Reino Unido de finales de la década de 1970. La idea básica en la regulación con precio máximo o Price Cap, es fijar las tarifas por un determinado período, usualmente 4 ó 5 años, sin realizar una revisión tarifaria intermedia. En esta condición, la empresa enfrenta el riesgo de que si no es capaz de contener los costos sus ganancias se reducirán, puesto que las tarifas no se ajustarán para validar estos mayores costos. Por el contrario, si la empresa logra reducir los costos durante el período entre revisiones de tarifas, puede obtener ganancias sobre normales. Por lo tanto, este tipo de regulación otorga incentivos para que la empresa controle y reduzca sus costos. Inicialmente, las tarifas se fijan por un período determinado sobre la base de los últimos costos de la empresa real, pudiéndose ajustar entre revisiones tarifarias de acuerdo a la inflación menos el aumento de eficiencia o productividad que el regulador estima puede lograr la empresa (factor X), lo cual mantiene los precios en su valor real. Al final del plazo, generalmente de cuatro a cinco años, se realiza una revisión tarifaria donde los beneficios por los aumentos de eficiencia son traspasados a los usuarios. Este mecanismo de regulación se describe mediante la siguiente ecuación:

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} \left(1 + \frac{I - X}{100} \right) \pm Z$$

Dónde:

$P_{i,t}$: Representa el máximo precio unitario al que es vendido un servicio determinado i del año o semestre t .

$P_{i,t-1}$: Representa el máximo precio unitario al que es vendido un servicio determinado i en el año o semestre $t-1$.

I : Representa la tasa de inflación en porcentaje.

X : Representa el factor de eficiencia en porcentaje, el mismo que puede ser positivo o negativo.

Un valor positivo limita a la empresa a obtener los beneficios permitidos, producto de la transferencia de eficiencia a sus clientes. Por el contrario, se puede adoptar un valor

negativo para X cuando se reconozca la necesidad de realizar inversiones suplementarias que, de otro modo, no podrían financiarse. El valor de X puede modificarse cada año o cada semestre, de acuerdo con la proyección realizada al principio del período regulatorio.

Z : Representa un factor de ajuste, positivo o negativo, que permite corregir los precios por cambios inesperados en el entorno, errores regulatorios, corrige factores que escapan del control administrativo de la empresa. Como ejemplo de estas situaciones pueden corresponder las variaciones no previstas del costo de capital, variaciones significativas en las ventas producto de factores climáticos, etc.

La ecuación anterior es una expresión generalizada de la relación entre los precios máximos de un año y del año anterior, los cuales son corregidos por la inflación (I) y un factor de productividad (X). El factor Z corresponde a ajustes en el precio por cambios en el entorno, errores regulatorios o simplemente corrige factores que escapan del control administrativo de la empresa.

En la práctica, al fijar las tarifas máximas el regulador proyecta los aumentos de eficiencia que razonablemente puede lograr en el futuro la empresa. De esta forma, para obtener utilidades, la empresa tiene que ser capaz de reducir sus costos por sobre lo proyectado por el regulador. El resultado final de este ajuste es que las ganancias de eficiencia son traspasadas a los consumidores antes de lo que serían si no se proyectaran las ganancias de eficiencia. Igualmente, el regulador reconoce que en una revisión particular, los costos podrían no ser más bajos de lo que podrían llegar a ser, pero en lugar de realizar un gran esfuerzo para estimar estos costos, tarea difícil de realizar por la asimetría de información, confía en los incentivos que está entregando. Dos de los principales desafíos presentes en esta metodología para el caso del regulador radican en la dificultad de cálculo del factor de productividad, así como la amplia gama de metodologías existentes para su estimación.

Tanto para el esquema de regulación Price Cap como para el esquema de Ingreso Máximo, la empresa busca maximizar su beneficio. Para lograrlo, una empresa regulada bajo este esquema maximiza sus ventas, típicamente hasta que el ingreso marginal sea igual al costo marginal. Por el contrario, una empresa regulada bajo ingresos máximos

buscará reducir sus costos a través de producir menos en cantidad, aunque a un precio más alto.

e. Competencia por comparación y regulación por empresa eficiente

La presencia de un monopolio natural impide la posibilidad de que se desarrolle la competencia, pero si existen varios monopolios regionales es posible introducir competencia por comparación o "benchmarking" (también se denomina "yardstick competition". El principio de competencia por comparación es fijar la tarifa de cada empresa en función de los costos de las otras empresas, disminuyendo con esto la relación entre los niveles de precios y los correspondientes niveles de costos de una empresa particular.

Los elementos bases de costo de la competencia por comparación se indican en la siguiente ecuación:

$$P_i = \alpha_i C_i + (1 - \alpha_i) \sum_{j=1}^n (f_j C_j)$$

Dónde:

P_i : Representa el precio máximo global para la empresa i .

α_i : Representa la parte de la propia información del costo de la empresa.

C_i : Representa los costos unitarios de la empresa.

f_j : Representa un factor de ingresos o cantidades para el grupo j de empresas semejantes.

C_j : Representa costo unitario (o precios) para el grupo j de empresas semejantes.

n : Representa el número de empresas semejantes en el grupo.

Bajo un contexto de información asimétrica, el regulador desconoce la estructura de costos de las empresas, aunque puede observar el comportamiento de todas dentro de un mercado.

El esquema de competencia por comparación consiste en la fijación de tarifas de distribución en base a una empresa modelo que es construida en base a un promedio de

las acciones de todas las empresas del mercado. De esta forma, además de reducir la asimetría de información, la regulación por comparación incluye también un componente de incentivo, pues recompensa a la empresa regulada con base en el comportamiento promedio de las demás empresas del sector. En este sentido, si la empresa regulada es más eficiente que las demás con las cuales es comparada, ésta podrá reducir sus costos y obtener mayores ingresos netos que los contemplados en la regulación. Lo anterior, provee un incentivo para que las firmas se vuelvan más eficientes y competitivas y hagan uso de una mejor tecnología en cuanto ésta se vuelva disponible.

De otra parte, si las empresas son idénticas, o si la heterogeneidad entre las mismas ha sido abordada correctamente, el resultado de equilibrio será eficiente. Esto lleva a un problema con la aplicación práctica de este mecanismo. En particular, para que la regulación por comparación pueda aplicarse, las condiciones de mercado deben ser tales que su aplicación contribuya a reducir los efectos de sus fallas que viene a ser el caso de la presencia de un monopolio natural o de ejercicio de poder de mercado por parte de algún participante. Este tipo de regulación resolvería algunos problemas de eficiencia relacionada con la falta de incentivos que caracteriza un ambiente monopolístico.

Un elemento importante que debe estar presente en el sector es que las empresas reguladas sean comparables entre sí con respecto a la tecnología que utilizan, pues su estructura de costos varía considerablemente si se comparan tecnologías distintas.

Otra de las condiciones que debe estar presente en el sector es la disponibilidad de información por parte de las empresas reguladas y, sobre todo, la posibilidad de verificar que esta información sea verdadera, ya que de esto depende la exactitud con las que se establezcan los parámetros para comparar las diferentes empresas.

Dentro del segmento de distribución, la posibilidad de regular por comparación es factible, dadas las características tecnológicas de la actividad de distribución, en el que es posible definir instalaciones determinadas que proveen servicios similares en empresas distintas. En el caso de las Empresas de Distribución Eléctrica, sin embargo, no puede hablarse de competencia propiamente dicha, en el sentido que las Empresas de Distribución Eléctrica representan monopolios en cada área de concesión.

De otro lado, el esquema de regulación por empresa modelo eficiente puede entenderse como una variante del Price Cap, y consiste en determinar los precios máximos a través de los costos de una empresa modelo que simula la competencia.

Esta empresa es ficticia y debe ser representativa de un grupo de empresas reales. Cabe señalar que este método disocia en un mayor grado los costos reales de las empresas con el precio establecido, aumentando sustancialmente el riesgo de las empresas.

La competencia por comparación es una herramienta poderosa, que permite eliminar las rentas que provienen de la asimetría de información entre una empresa regulada y el regulador. Entre los problemas que presenta este último enfoque consideramos que, para la correcta aplicación de este esquema, se requiere alimentar el modelo con parámetros tecnológicos y de costos. Dado que estos parámetros son difíciles de determinar, en la práctica el modelo termina empleando valores cercanos a los parámetros de la empresa real, con lo cual se perdería el sentido de comparación.

Otro problema es que no todas las empresas son directamente comparables. Ejemplo, éstas difieren en cuanto al tamaño, calidad de servicio, topografía, composición social de clientes, tipo de fuentes y otras condiciones más. La aplicación de metodologías estadísticas de regresiones múltiples ayuda a separar los efectos de estos factores exógenos en los costos, para poder luego comparar los costos de las empresas en "igualdad de condiciones". Se debe tener presente en el uso de competencia por comparación es que se requiere de un sistema de contabilidad regulatoria que asegure que los datos de las diferentes empresas son confeccionados con la misma definición y criterios contables.

En este esquema, la empresa real está compitiendo con una empresa ficticia, lo cual permite resolver el problema de la eficiencia productiva mediante la desvinculación de las tarifas de los costos reales de la empresa. Si las tarifas fijadas generan pérdidas para la empresa real, ésta tendrá que ajustar su nivel de eficiencia o asumir dichas pérdidas. Si la empresa real es capaz de producir a un costo menor que la empresa modelo, obtiene ganancias sobre las normales. Aplicaciones de este esquema regulatorio se encuentran en Perú, Argentina, Brasil y Chile.

f. Fronteras de eficiencia

En la distribución de energía eléctrica se otorgan concesiones monopólicas por áreas geográficas, esto implica que sea un negocio altamente regulado, ante ello, el ente regulador propone un esquema de remuneraciones, que busque la eficiencia en la inversión de los equipos, en conjunto con la eficiencia en la operación y administración de la empresa.

Para realizar esto, el regulador utiliza el método de comparación de las distribuidoras existentes, contra una nueva empresa modelo entrante que posee características similares y que opera teóricamente en forma eficiente dentro del área de concesión. De esta manera, se estiman los niveles de costos que han incurrido para abastecer la demanda y luego se les otorga un rango predeterminado de rentabilidad sobre sus costos.

Las empresas de distribución eléctrica operan en un esquema en donde el precio de la energía es fijado por el regulador cada cierto periodo de tiempo y por otro lado existe la obligación de suplir la totalidad de la demanda de energía y potencia en su área de concesión. Y como toda empresa privada, procura maximizar las utilidades, pero dado el esquema regulatorio, esto se traduce en la minimización de los costos, operacionales, administrativos y de producción. Ahora en esta investigación, además de lo anterior se incluirá el efecto de una política de eficiencia energética.

Ahora bien, resulta muy difícil lograr identificar una función de costos que logre incluir todas las variables y representar de forma fiel una empresa de distribución eléctrica, por lo que resulta conveniente simplificar su funcionamiento y modo de operación, como el de una caja negra, en la que se desconoce su función de producción, pero si las variables de entrada que serían la energía y potencia, o en otras palabras la compra de energía y potencia en el mercado de generadores por medio de contratos o en forma libre y por otro lado las salidas de esta caja son la venta de energía y potencia hacia los consumidores finales. Luego de esto cuantificar la relación que existe entre las salidas y entradas.

Concluyentemente, la forma en que se puede medir el impacto o bien la capacidad que posee cada una de las empresas para desarrollar el negocio, surge como interesante la

posibilidad de comparar las empresas bajo criterios de eficiencia técnica y eficiencia energética.

g. Concepto de eficiencia y su medición

La eficiencia es un concepto relativo, que se obtiene por comparación con otras alternativas disponibles, considerando los recursos empleados en la consecución de los resultados; en el caso de la actuación de una empresa, se puede indicar que una empresa es económicamente eficiente cuando es capaz de producir un producto a un menor costo que con el costo que conlleva producirlo con el resto de las alternativas existentes en el mercado.

La eficiencia se trata por lo tanto de un concepto económico que viene justificado por la tradicional escasez de recursos susceptibles de empleo en usos alternativos. No tiene un carácter absoluto, ya que viene determinado por las alternativas existentes.

Cada empresa elige la combinación de insumos que le permite obtener una producción de bienes y servicios. La evaluación de como una empresa consigue su producción se realiza con la medición de su eficiencia productiva.

Farrel M.J.⁶ en 1957, fue el primero que proporcionó una manera para medir empíricamente la eficiencia productiva. Como el mejor comportamiento se desconoce, él propuso considerar como referencia eficiente la mejor práctica observada de entre la muestra de empresas en estudio, y calcular así los índices de eficiencia, relativos a las empresas que presentan el mejor comportamiento productivo.

Las empresas que constituyen la mejor práctica componen lo que se denomina "frontera eficiente" o Isocuanta, término que alude el hecho de que no es posible ser más eficiente que las empresas situadas en dicha frontera.

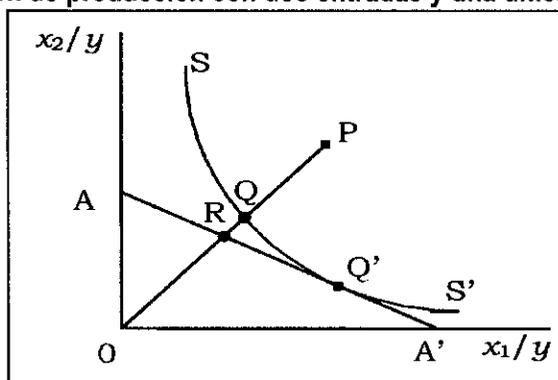
Para esta propuesta de medición de eficiencia, Farrel supuso una empresa que empleara dos insumos, (entradas, X_1 y X_2), para generar un producto, (salida y), bajo rendimientos

⁶ Farrel M.J. (1957): The measurement of productive efficiency. Journal of the Royal Statistical Society.

constantes a escala y total conocimiento de la función de producción, que consideró convexa en X_1 y X_2 .

La hipótesis de convexidad implica que si dos condiciones de operación son factibles, entonces su combinación convexa también lo es. Con la segunda hipótesis, de rendimientos constantes a escala, él asumió la existencia de una relación invariable entre la modificación de los insumos y la obtención de los productos, lo que permite asegurar que la eficiencia que se está midiendo es netamente técnica y no de escala.

Figura N° 1
Función de producción con dos entradas y una única salida



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

En la Figura N° 1 se representan las alternativas productivas que empleando dos entradas pueden producir una unidad de salida con la tecnología existente. La curva SS' es la isocuanta unitaria que representa el lugar de todas las combinaciones mínimas de entradas necesarias para producir una unidad de salida. Si por ejemplo, una empresa utiliza cantidades de entradas definidas por el punto P , se puede afirmar que es técnicamente ineficiente puesto que todas las entradas pueden reducirse proporcionalmente sin una reducción en la salida hasta llegar al punto Q , es decir, la distancia QP es una cuantía de la ineficiencia técnica.

Esta ineficiencia se expresa normalmente en forma de porcentaje mediante la razón QP/OP y representa el porcentaje por el que todas las entradas pueden reducirse proporcionalmente manteniendo la producción en una unidad de salida. Asimismo, la eficiencia técnica es el complemento a uno de la ineficiencia y puede medirse en la Figura

1 por la razón OQ/OP . Cuando la eficiencia es igual a uno la empresa es técnicamente eficiente, punto Q en la figura, y se encuentra sobre la isocuanta de eficiencia, SS' .

Si, además, se conoce la razón de precios de los insumos, representada en la Figura 1 por la línea de isocosto AA' , también puede calcularse la eficiencia asignativa. La eficiencia asignativa de la empresa que opera en el punto P, se define por la razón OR/OQ , de manera que la distancia RQ representa la reducción en los costos si la producción ocurriese en el punto Q', punto que es asignativa y técnica eficiente, en lugar del punto Q que es técnicamente eficiente pero asignativamente ineficiente.

La eficiencia productiva se define mediante la razón OR/OP , donde la distancia RP también puede interpretarse como una reducción del costo. El producto entre la eficiencia técnica y asignativa proporciona la eficiencia productiva, es decir; $(OR/OP) = (OQ/OP) \times (OR/OQ)$.

A continuación se desarrollan las ideas originales de Farrell. Las cuales fueron enfocadas en la reducción de insumos, por lo que son denominadas medidas input-orientadas.

h. Medidas de Eficiencia Input-Orientadas

Farrel⁷ ilustró sus ideas usando un ejemplo sencillo en el cual asume firmas con dos insumos (X_1 y X_2) para obtener un producto (Y), asumiendo los siguientes supuestos:

- Las empresas tienen rendimientos constantes a escala.
- Isocuanta convexa hacia el origen y con pendiente no positiva.
- La función de producción es conocida.

Si una firma determinada usa una cantidad de insumos, como la definida en el punto P, para obtener una unidad del producto, la ineficiencia técnica de esta firma puede representarse por la distancia QP , la cual representa la cantidad en la cual los insumos pueden reducirse proporcionalmente sin que se reduzca el producto. Esta medida es usualmente expresada en términos de porcentaje a través del ratio QP/OP , el cual

⁷ Farrel M.J. (1957): The measurement of productive efficiency. Journal of the Royal Statistical Society.

representa el porcentaje en el cual todos los insumos deben reducirse para lograr la eficiencia técnica en la producción. La eficiencia técnica (ET) de una firma es comúnmente medida por el ratio:

$$ET_i = OQ/OP$$

El ratio con el cual se mide la eficiencia técnica de una firma i es igual a la unidad menos QP/OP . Esto implica que este valor se encuentra entre cero y uno, y proporciona un indicador del grado de eficiencia técnica de una firma. Un valor igual a uno indica que la firma es totalmente eficiente técnicamente. Por ejemplo, el punto Q es técnicamente eficiente porque se encuentra en la isocuanta eficiente.

Si el precio relativo de los insumos, representado por la pendiente de la línea isocosto AA' en la Figura 4, es también conocido, la eficiencia asignativa también puede calcularse. La eficiencia asignativa (EA) operando en el punto P es definida por el ratio:

$$EA_i = OR/OQ$$

Dado que la distancia RQ representa la reducción en los costos de producción que podría ocurrir si la producción se encontrase en el punto asignativamente (y técnicamente) eficiente Q' , en lugar de él técnicamente eficiente, pero asignativamente eficiente, punto Q .

La eficiencia económica (EE) es definida por el ratio:

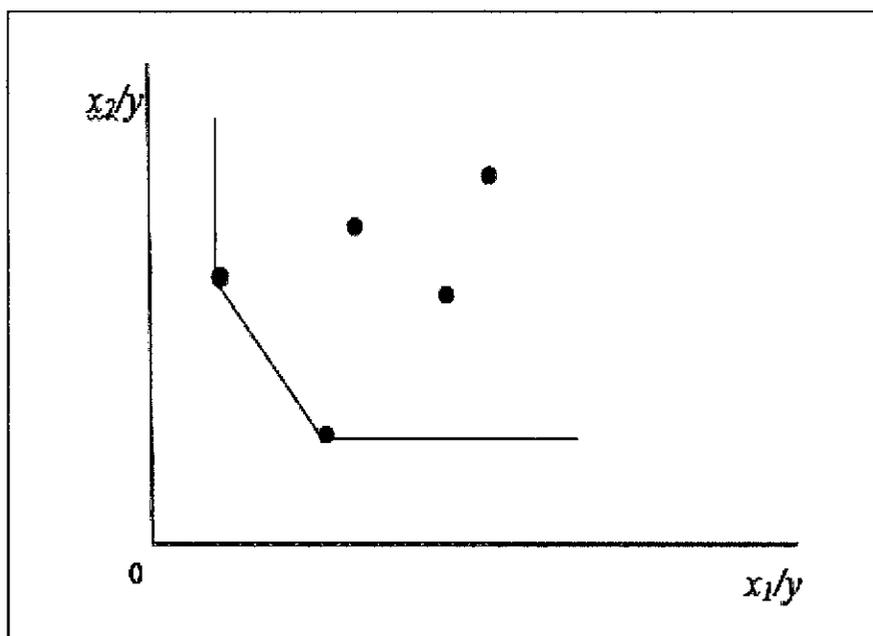
$$EE_i = OR/OP$$

La distancia RP puede interpretarse en términos de reducción de costos. Nótese que el producto de las medidas de eficiencia técnica y eficiencia asignativa es igual a la medida de eficiencia económica.

$$EE_i = ET_i * EA_i = (OQ/OP) * (OR/OQ) = OR/OP$$

Las medidas de eficiencia definidas asumen que la función de producción es conocida. En la práctica este no es el caso, y la isocuanta eficiente debe ser estimada a través de los datos de una muestra. Farrell sugiere el uso de (a) la construcción de una isocuanta convexa no paramétrica, construida de tal forma que ningún punto caiga debajo o a la izquierda de esta (tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 2
Isocuanta Convexa Lineal por tramos



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

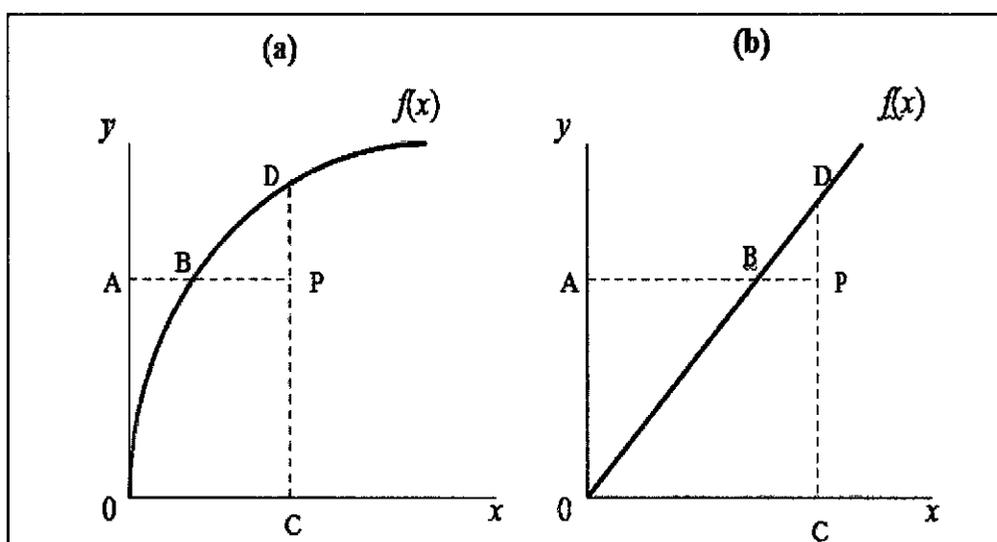
i. Medidas de eficiencia output-orientadas

Las medidas de eficiencia técnica output-orientadas son opuestas a las medidas de eficiencia input-orientadas descritas anteriormente. La diferencia entre estos tipos de medidas puede ser ilustrada por un ejemplo sencillo en el cual se asume un insumo "x" y un producto "y". Tal como se muestra en la Figura N° 1 en la parte (a) se asume una tecnología con retornos decrecientes a escala, representada por $f(x)$, y una firma ineficiente operando en el punto P.

La medida de eficiencia técnica input-orientada de Farrell es equivalente al ratio AB/AP , mientras que una medida de eficiencia técnica output-orientada equivalente sería el ratio CP/CD . Las medidas input-orientadas y output-orientadas son medidas equivalentes de la eficiencia técnica sólo cuando existen rendimientos constantes a escala. El caso de retornos constantes a escala se presenta en la parte (b) de la Figura N° 3, donde se observa que $AB/AP = CP/CD$, para la firma ineficiente que está operando en el punto P.

Figura N° 3

Medidas de Eficiencia Input-Orientadas y Output Orientadas

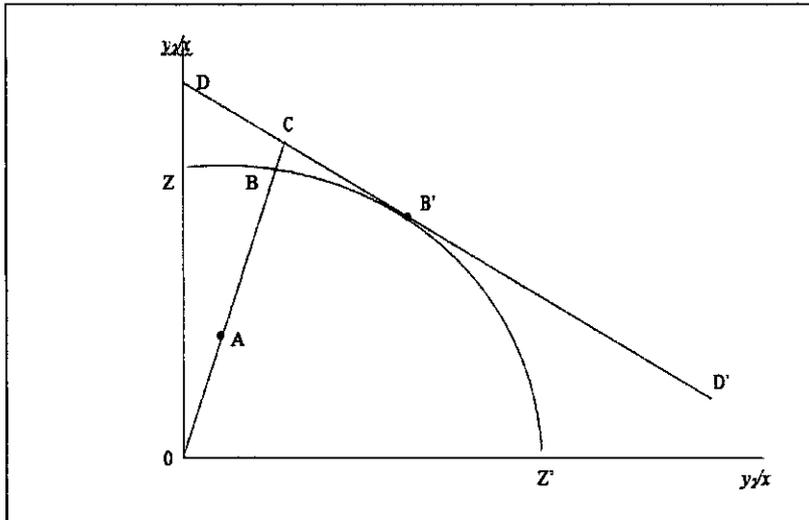


Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

Se puede ilustrar las medidas output-orientadas considerando un caso donde se producen dos bienes (y_1 e y_2) con un insumo (x). Si se mantiene la cantidad de insumo fijo en un nivel determinado, se puede representar la tecnología a través de una curva de posibilidades de producción en dos dimensiones tal como se muestra en el Figura N° 4 donde la línea ZZ' es la curva de posibilidades de producción y el punto A corresponde a una firma ineficiente. Nótese que una firma ineficiente operando en el punto A, cae por debajo de la curva, debido a que ZZ' representa el límite superior de las posibilidades de producción.

Figura N° 4

Eficiencia Técnica y Asignativa Output-Orientadas



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

Las medidas de eficiencia output-orientadas son definidas de la siguiente manera:

En la Figura N° 4 la distancia AB representa la ineficiencia técnica. Es decir, el monto en el cual los productos pueden incrementarse sin necesidad de requerir más cantidad del insumo. La medida de eficiencia técnica es el siguiente ratio:

$$ET_0 = OA/OB$$

Si existe información sobre los precios, entonces se puede construir la línea isoingreso, DD' y definir la eficiencia asignativa como:

$$EA_0 = OB/OC$$

La cual tiene una interpretación asociada al incremento de los ingresos (similar a la interpretación de la reducción de costos de la eficiencia asignativa en el caso input-orientado). Además, de manera similar al caso input-orientado, se define la eficiencia económica como el producto de estas dos medidas.

$$EE_0 = ET_0 * EA_0 = (OA/OB)*(OB/OC) = OA/OC$$

De la misma forma que el caso input-orientado, estas tres medidas de eficiencia se encuentran entre cero y uno.

Un aspecto a resaltar de la forma en que se definen las tres medidas de eficiencia es que estas se calculan a través del rayo desde el origen hasta el punto de producción observado.

De allí que estas medidas mantengan las relativas proporciones de insumos (o productos) constantes. Una ventaja de estas medidas de eficiencia radiales es que son invariantes a la unidad.

Es decir, un cambio en las unidades de medida (por ejemplo medir la cantidad de trabajo en horas por persona en lugar de personas al año) no altera el valor de la medida de eficiencia.

j. Análisis Envolvente de Datos

El análisis envolvente de datos (DEA) es una técnica de programación matemática, introducida inicialmente por Charnes, Cooper y Rhodes (1978)⁸, que permite el cálculo de un índice de eficiencia técnica a través de la resolución de un programa matemático de optimización. La técnica DEA propone resolver un programa lineal para cada unidad de análisis observada.

El Análisis Envolvente de Datos (DEA) es una técnica de optimización construida para medir la eficiencia relativa de un grupo de unidades organizacionales, (DMUs), en las cuales la presencia de múltiples insumos (entradas) y productos (salidas) hacen difícil la comparación de su desempeño. DEA provee un método para comparar la eficiencia sin el conocimiento de la función de producción, es decir, sin necesidad de conocer una relación funcional entre entradas y salidas. El resultado de eficiencia en la presencia de múltiples entradas y salidas se define como:

⁸ Estos autores tuvieron como objetivo la medición de la eficiencia de los programas gubernamentales o sin fines de lucro, por lo que las unidades de análisis son denominadas Decisión Making Units (DMU) para diferenciarlas del fin lucrativo de las firmas. Actualmente el uso del término DMU se ha extendido a cualquier unidad de análisis.

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{suma ponderada de las salidas}}{\text{suma ponderada de las entradas}}$$

Tomando en cuenta el concepto de la caja negra existente en las empresas de distribución, el modelo de fronteras de eficiencia consiste en una buena aproximación para la comparación de empresas. Con la técnica de Análisis Envolvente de Datos (DEA) se puede medir la eficiencia relativa de un mercado o bien de un grupo de empresas.

Esta herramienta permite la comparación de múltiples insumos o variables de entradas con productos o las variables de salidas de esta "caja". Además lo hace sin la necesidad de conocer la función de producción para realizar las comparaciones.

Básicamente DEA, es una herramienta paramétrica que utiliza la programación matemática para la construcción de una frontera de eficiencia o bien una superficie envolvente a partir de los datos de entrada y salida de un conjunto de unidades o empresas en estudio, en donde a medida que se esté más alejado de ésta envolvente, entonces la empresa es menos eficiente.

El modelo DEA básico, utiliza la siguiente medición de la eficiencia, la que está dada por la suma ponderada de las entradas dividida por la suma ponderada de las salidas, esto es:

$$\text{Max } E_o = \frac{\sum_r v_r z_{ro}}{\sum_{i=1}^m u_i x_{io}} \quad \text{Sujeto a: } \frac{\sum_r v_r z_{rj}}{\sum_i u_i x_{ij}} \leq 1; \quad j = 1..n$$

$$v_r, u_i \geq 0 \quad r = 1..s; i = 1..m$$

En donde el valor de E representa el nivel de eficiencia, tomando el valor 1 como máximo.

Luego las variables x corresponden a cada una de las entradas mientras que las variables z a las salidas.

Los ponderadores v y u permiten obtener las medidas óptimas de eficiencia para cada una de las variables.

Estos índices de eficiencia (E) se toman para cada una de las empresas (1.n) que se desee estudiar, las cuales en la literatura se les llama DMU⁹.

Para este análisis se aconseja que el número de empresas a modelar sea al menos mayor en tres veces a la suma del número de variables de entrada y de salida.

Existen varias formas de caracterizar el modelo Análisis Envolvente de Datos (DEA), con la idea de representar con mayor fidelidad el mercado en que se desea realizar el estudio.

En términos generales es posible clasificarlo en función de los siguientes tópicos:

- El tipo de medición de la distancia que se utiliza: radial, no radial, aditiva, multiplicativa, hiperbólica, y otras.
- La orientación del modelo: orientados a Entradas, a Salidas o No orientado.
- El tipo de rendimiento de escala que caracteriza el mercado.

k. Orientación del modelo

La eficiencia puede ser caracterizada según tres orientaciones básicas:

- Orientado a entradas: En donde una unidad o empresa no es eficiente si es posible disminuir cualquier otra entrada sin que se disminuya cualquier salida.
- Orientado a salidas: Esto es que una unidad o empresa no es eficiente si es posible aumentar cualquier salida sin que se incremente cualquier entrada y sin que se disminuya cualquier otra salida.
- Orientación a Entradas-Salidas o No orientado: En donde el modelo no está orientado a entrada ni salidas. Es decir la medida de eficiencia está dada por el movimiento hacia las entradas como también hacia las salidas.

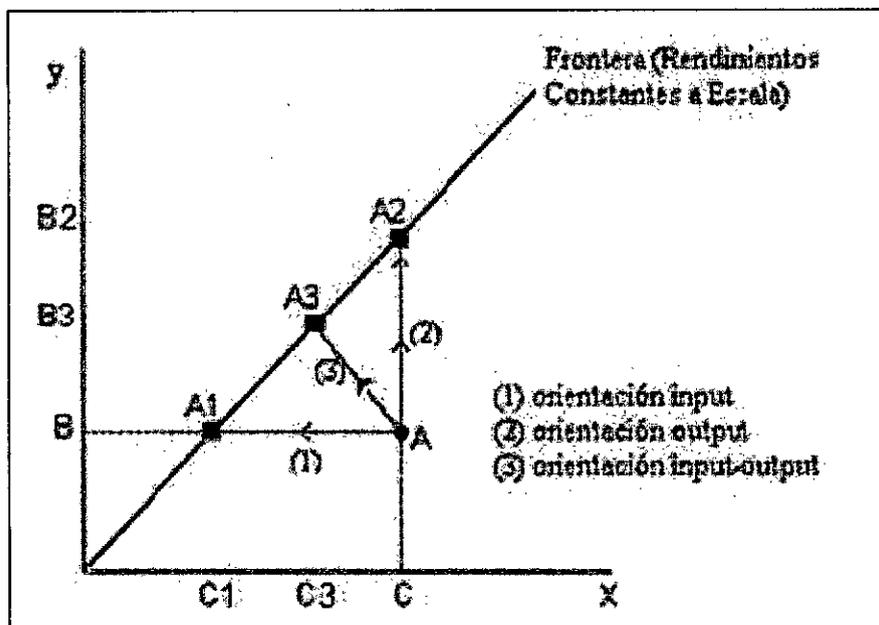
Esto se puede observar en la Figura N° 5 en donde se muestra el caso de una industria con sólo una entrada y una salida. Además, se suponen rendimientos constantes a escala.

Dependiendo del tipo de orientación que se desee emplear, la medición de la eficiencia variará en su valor acorde si se quiere dejar fijo las variables de salida, y moverse en el sentido de la entrada para buscar el óptimo, o bien forma contraria. También está el caso en donde la orientación es a entradas y salidas.

⁹ Chames, Cooper y Rhodes (1978) se refieren a las entidades de producción con el término Decisión MarketUnit (DMU).

Figura N° 5

Eficiencia de una entrada y una salida con rendimientos constantes



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

Al ver el gráfico se observa que una vez definida la frontera de eficiencia del mercado, el punto A, o bien la empresa A, que logra B productos con un total de C insumos, es ineficiente respecto de la frontera óptima de producción del mercado. Si se desea un modelo orientado a entradas (inputs), el nivel de eficiencia será medido según el desplazamiento desde A hacia el punto A₁, en donde manteniendo fijo el número de productos B, para que la empresa A sea eficiente debe reducir el consumo de insumos desde C hacia C₁. Por otro lado, la orientación hacia las salidas (outputs), la empresa A, medirá su eficiencia, según la distancia que posea manteniendo constante el valor de insumos en C, hacia la frontera óptima, esto significa que debería aumentar su producción hasta B₂ para ser eficiente.

Finalmente el caso orientado a entradas-salidas (inputs-outputs), dice que la medida de eficiencia de la empresa A, está dado por la distancia hacia la frontera eficiente de producción pudiendo modificar el nivel de insumos y productos, esto se traduce en una reducción de insumos hasta C₃ y un aumento de productos hasta B₃.

I. Rendimientos a escalas

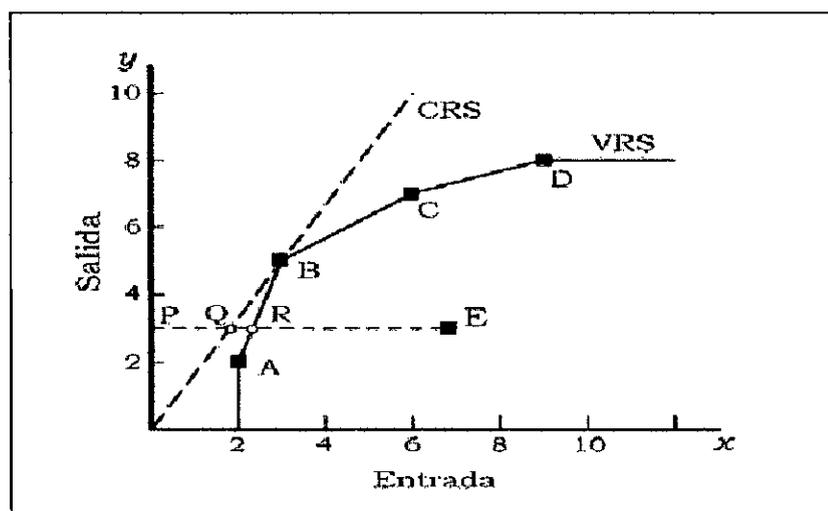
Una segunda distinción que es posible introducir en el modelo, es la influencia que puede tener en la medida de eficiencia la existencia de economías de escala. Comúnmente se habla de dos tipos de modelos.

- Rendimientos constantes a escala (CRS): Esto significa que todas las DMUs son comparadas en una industria con rendimientos de escala constantes.
- Rendimientos variables a escala (VRS): En donde para cada una de las DMUs de la muestra se les reconocen sus economías de escala propias de la industria. Estas pueden poseer rendimientos a escala decrecientes, constantes o crecientes.

Esto se puede observar en la Figura N° 6 a través del siguiente ejemplo. Supongamos que existe un mercado que utiliza una salida y una entrada. Los puntos A, B, C, D, E corresponden a la ubicación de las empresas según su producción.

En este caso si se toma un modelo de CRS, las empresas A, C, D y E son ineficientes ya que están lejos de la frontera, pero por otro lado, si las tecnologías presentes en la industria generan economías de escala variables, y utilizando el modelo VRS, permitirá generar una envolvente de datos, o frontera en la cual se tomen en cuenta esta característica dejando solo a la empresa E como ineficiente.

Figura N° 6
Frontera de Eficiencias CRS y VRS



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

Del ejemplo, la línea segmentada representa la frontera de producción óptima del conjunto de muestras en rendimientos de escala constantes (CRS). Si se tiene un modelo orientado a entradas, el nivel de eficiencia de la empresa E, está dado por la razón de distancia entre PQ y PE, mientras que si se reconocen rendimientos a escala variable (VRS), la medida de eficiencia está dada por la razón de las distancias entre PR y PE, lo cual en su generalidad logra un nivel de eficiencia mayor que en CRS.

También existen otros modelos que pueden utilizar características como: Rendimiento a escala no decrecientes (NDRS), en donde se elimina la posibilidad de que a la muestra se le reconozcan rendimientos a escala decreciente, y por otro lado es posible modelar con rendimiento a escala no crecientes (NIRS), en donde sólo se reconocen los rendimientos a escala constantes y decrecientes.

2.4 Definición de términos

- **Benchmarking.** Es un anglicismo que, en las ciencias de la administración de empresas, puede definirse como un proceso sistemático y continuo para evaluar comparativamente los productos, servicios y procesos de trabajo en organizaciones.
- **Benchmarking interno:** es la búsqueda de buenas prácticas dentro de las diferentes empresas, plantas o unidades del propio grupo. La obtención de información en este caso puede entrañar cierta dificultad, sobre todo en empresas o grupos en los que existe competencia entre las diferentes unidades por la captación de nuevos pedidos o clientes.
- **Benchmarking externo:** Se realiza una comparación con las empresas externas, en la que podemos diferenciar dos casos:
- **Benchmarking no competitivo:** Se produce cuando se obtiene información sobre empresas que no son competidoras de forma directa, bien porque el mercado en el que actúan sea geográficamente opuesto, o porque intervengan en otro sector de actividad diferente.
- **Competitivo directo:** La gran mayoría de las empresas tienen uno o varios competidores que destacan en la ejecución de la fase o proceso que se pretende

mejorar. Lograr que el competidor directo proporcione los datos de interés puede ser una labor difícil de conseguir. En ciertas ocasiones una tercera empresa o un proveedor común pueden ser utilizados como fuente de información.

- **Colofón.** Conclusión o término de un asunto.
- **DEA.** Análisis Envolvente de Datos (técnica de programación matemática)
- **Dogma.** Punto esencial de una doctrina o un sistema de pensamiento que se tiene por cierto y que no puede ponerse en duda dentro de su sistema.
- **Doctrina.** Es el conjunto de enseñanzas sobre cualquier contenido, ideológico, político, filosófico, militar, religioso, basado en principios, que se pretenden de validez general. Así hablamos de doctrina liberal, doctrina comunista, doctrina social de la iglesia, etcétera. Existen también doctrinas científicas. Imponer esas ideas a sus seguidores se denomina adoctrinar. Quien adoctrina, enseña, y difunde esas ideas con su prédica. Se utiliza este verbo "adoctrinar" con sentido peyorativo, pues implica incorporar los contenidos, sin posible crítica, o sea, en forma obediente y pasiva.
- **Envolvente.** Una envolvente en el fuero militar, es la combinación, operación, movimiento, maniobra que tiende a dirigir y acumular sobre el punto o cuerpo elegido en la línea enemiga como más débil, vulnerable o conveniente, fuerzas superiores con razonable probabilidad o garantía de éxito. Esta es la verdadera definición en toda su generalidad. Por consiguiente, viene a ser en rigor lo que también generalmente se llama orden oblicuo. Particularizando más y puesto que las alas son de suyo las más débiles, sobre ellas de ordinario se dirigen la operación o movimiento envolvente. Un ala se envuelve cuando se la rebasa, se la dobla, se la circuye, atacándola simultánea y combinadamente de frente, de flanco, de revés o por la espalda. Un ala, una tropa en general, queda envuelta y arrollada cuando ve cortada y perdida estratégicamente su línea de comunicación o de operaciones, tácticamente su línea de retirada, su enlace o conexión con las demás tropas o reservas. Acorralar es por consiguiente la última expresión de Envolver. Un movimiento envolvente suele ser también convergente, concéntrico. Se ve, pues, sin entrar en más explicaciones que no debe confundirse como

en algunos libros y diccionarios, este verbo técnico y expresivo envolver con otros de muy distinto significado como cercar, acordonar, bloquear. En resumen, y con toda abstracción, el arte de envolver es el arte de vencer y por lo tanto, el arte de la guerra.

- **Eficiencia energética.** Es una solución económica, eficaz y rápida para atenuar impactos ambientales causados por el uso de la energía y reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂).
- **Epistemología.** Parte de la filosofía que estudia los principios, fundamentos, extensión y métodos del conocimiento humano.
- **Génesis.** Origen o principio de una cosa
- **Indexar.** Ordenar una serie de datos o informaciones de acuerdo a un criterio común a todos ellos, para facilitar su consulta y análisis.
- **Instaurar.** Establecer o fundar una cosa, especialmente una costumbre, una ley o una forma de gobierno.
- **Instituir.** Establecer o fundar una cosa, especialmente un organismo de carácter benéfico, social o cultural
- **Isocuanta o isocosto.** Transcript of Microeconomía Isocostos e Isocuantas. En microeconomía, una isocuanta (del griego isos = igual y del latín = quanta = cantidades) representa diferentes combinaciones de factores (por ejemplo, capital y trabajo) que permiten obtener un determinado nivel de producción.
- **Know-how.** Conjunto de conocimientos técnicos y administrativos que son imprescindibles para llevar a cabo un proceso comercial y que no están protegidos por una patente.
- **Marco Regulatorio de Tarifas Eléctricas.** Es la metodología para la determinación de las tarifas eléctricas (generación, transmisión y distribución), enmarcado en las leyes vigentes.

- **Mercado social.** Es un tipo de mercado que se da entre diferentes empresas asociativas que intercooperan entre ellas donde la producción, distribución y consumo de bienes y servicios está basada en criterios democráticos, ecológicos y solidarios.
- **Metodología.** Conjunto de métodos que se siguen en una investigación científica, un estudio o una exposición doctrinal.
- **Ontología.** Parte de la metafísica que estudia el ser en general y sus propiedades.
- **Price Cap.** Limitación de precios o precio techo.
- **Revenue Cap.** Es el esquema de ingreso máximo.
- **Oligopolio.** Situación del mercado en la que el número de vendedores es muy reducido, de manera que controlan y acaparan las ventas de determinados productos como si hubiera monopolio.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR).** Es la rentabilidad promedio (geométrico) de una inversión. La tasa interna de retorno se compara con un rendimiento mínimo que se deseaba ganar, por ejemplo, la rentabilidad de la mejor inversión alternativa con un nivel de riesgo similar o bien ajustado por el riesgo.
- **Tarifa Eléctrica.** Es la cantidad monetaria que se retribuye por el consumo de electricidad, para los usuarios regulados la unidad de energía consumida está dada en ctm. \$/kW.h.
- **Unidad de eficiencia tarifaria energética.** Responde a la coordinación de diferentes proyectos, que busca analizar energéticamente cada construcción adaptándolas al clima, el diseño y el entorno.
- **Valor Agregado de Distribución (VAD).** Es la remuneración que reciben las empresas que realizan distribución de electricidad. El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia, operando en un área de

densidad determinada. Asimismo, es agregar valor económico a un servicio para ubicarlo en el mercado de compra y venta.

La tarifa es determinada a través de una "empresa modelo" teórica, utilizando el concepto del Sistema Económicamente Adaptado.

La tarifa es denominada Valor Agregado de Distribución (VAD) que considera:

- Costos asociados al usuario independiente del consumo.
- Pérdidas estándar de energía y potencia
- Costos estándar de inversión, Operación y Mantenimiento por unidad de demanda suministrada.

• **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).** Los costos estándar de inversión es igual a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, del Sistema Económicamente Adaptado.

• **Valoración.** es la práctica de asignar valor económico a un bien o servicio con el propósito de ubicarlo en el mercado eléctrico consistente en la compra y venta de la energía eléctrica. Para las finanzas y la economía, se considera valoración o tasación a la contemplación de diversos indicadores en particular para determinar el valor final de un producto o bien de cualquier índole y, así, posibilitar su intercambio en operaciones económicas.

• **Yardstick competiciones.** El mecanismo de regulación estatal por benchmarking o yardstick competiciones es un sistema, que bien implementado tiene grandes ventajas sobre el antiguo mecanismo de pago de costos más tasa de retorno sin incentivos, donde se le pagaba al transmisor sus costos más una tasa fija, sin importar que la empresa fuera administrada eficientemente, posibilitando la sobreinversión.

CAPÍTULO - III

3. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1 Definición de las variables

- **Variable: “X”** Desempeño de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Es una variable dependiente, la cual está en función de la eficiencia que puede alcanzar las empresas en base a un modelo de regulación de las tarifas de distribución eléctrica.

- **Variable: “Y”** Método Fronteras de eficiencia

Es una variable independiente, modelo que busca la eficiencia de las empresas de distribución eléctrica.

- **Variable: “Z”** Políticas en materia de energía eléctrica

Es una variable que intervienen la actividad del negocio de la compra venta de la energía eléctrica, por parte del Estado, Ente Fiscalizador y las empresas distribuidoras de la energía eléctrica.

3.2 Operacionalización de las variables

Para demostrar, explicar y comprobar la hipótesis, se operacionalizan las variables determinando los indicadores que se indican:

Variable: “X” Desempeño de las empresas distribuidoras de energía eléctrica

Indicadores:

- | | |
|--|----------------|
| - Mercado consumidor | X ₁ |
| - Valor Agregado de Distribución (VAD) | X ₂ |
| - Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) | X ₃ |
| - Tasa Interna de Retorno(TIR) | X ₄ |

- Costos de Operación y Mantenimiento X₅
- Demanda máxima del sistema de distribución eléctrica X₆
- Costo de las tarifas de distribución de energía eléctrica X₇

Variable: "Y" Método Fronteras de eficiencia

Indicadores:

- Cantidad de empresas distribuidoras de energía eléctrica. Y₁
- Cantidad de usuarios en su Concesión Y₂
- Ubicación geográfica de las empresas distribuidoras Y₃
- Ley de Concesiones Eléctricas D.L. N° 25844 Y₄
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas Y₅
- Nivel socio económico de los usuarios de la electricidad Y₆
- Mercado eléctrico Y₇
- Eficiencia de las empresas de distribución eléctrica Y₈
- Desempeño de las empresas eléctrica Y₉

Variable: "Z" Políticas en materia de energía de distribución eléctrica

Indicadores:

- Políticas de Estado Peruano en Energía Eléctrica Z₁
- Ministerio de Energía y Minas DGE Z₂
- Políticas de los Organismos Supervisores de Energía Eléctrica Z₃
- Políticas de las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica Z₄
- Costos de Operación y Mantenimiento Z₅

Para relacionar entre las variables de la presente investigación, se hará una descripción de la metodología empleada para el cálculo de la tarifa de distribución eléctrica por empresa utilizando el modelo de análisis envolvente.

3.3 Hipótesis

3.3.1 Hipótesis general

El nivel de satisfacción y correspondencia de equilibrio entre el ente fiscalizador, las Empresas de Distribución eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, están directamente relacionadas con el "Método fronteras de eficiencia" para Valorar el Agregado de Distribución Eléctrica y a la Regulación Tarifaria Eléctrica a nivel nacional por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico de calidad.

3.3.2 Hipótesis específicas

- a. Con el Método Fronteras de Eficiencia se podrá valorar las tarifas eléctricas considerando las variables intervinientes de manera envolvente, este nuevo Método será instituido en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas para Valorar el Agregado de Distribución Eléctrica, previa determinación de los mecanismos de indexación en las tarifas eléctricas de distribución, las fronteras de eficiencia, los indicadores de desempeño y economías de escala relacionadas a las Empresas de Distribución Eléctrica.
- b. Este Método para valorar en VAD, será instituido para alcanzar un nivel satisfactorio y de equilibrio de correspondencia entre: El ente Fiscalizador, las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico por la adecuada rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica y por la calidad del producto eléctrico que los Usuarios industriales, comerciales y residenciales utilizan.

CAPÍTULO - IV

4. METODOLOGÍA

4.1 Tipo de investigación

De acuerdo al problema objeto de estudio, esta investigación es estadística, experimental (I+D), científica, transversal y vulnerable, las que son precisadas:

- **Es estadística** predominantemente, porque se ha de recopilar información en tiempo real sobre los fenómenos observados, de las variables e indicadores alcanzados por parte de las Empresas de Distribución Eléctrica, las que serán procesadas en la Valoración del Agregado de Distribución Eléctrica.
- **Es experimental (I+D)**, porque se aplicará de manera creativa el nuevo Método en la Valoración del Agregado de Distribución, de tal forma que las Empresas de Distribución Eléctrica sean rentables, igualmente se incrementará los conocimientos teóricos de Fronteras de Eficiencia y Análisis Envolvente de Datos, para Valorar el Agregado de Distribución con información proporcionadas por las Empresas de Distribución Eléctrica y fiscalizadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. **Es científica** porque el proceso para la Valoración del Agregado de Distribución Eléctrica es largo y complejo, donde intervienen varias variables e indicadores cualitativos y cuantitativos, útiles y necesarios para la aplicación del intitulado nuevo Método Fronteras de Eficiencia analizando los datos de manera envolvente, para la Valoración del Agregado de Distribución que resolverá el problema de rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, asegurando un nivel satisfactorio por la prestación de los servicios eléctricos de calidad.
- **Es transversal** porque el inicio y término de las diversas actividades de investigación, será igual o menor a un año, que en este caso, el inicio corresponde al mes de Octubre del año 2015 y la culminación será en el mes de Mayo del año 2016, y
- **Es vulnerable** porque es posible generar un nuevo Método para Valorar en Agregado de Distribución considerando conocimiento de Fronteras de Eficiencia contrastando los datos de manera envolvente, de igual manera, asegurar un nivel satisfactorio por la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica.

Consecuentemente, dogmatizar un nivel de correspondencia social-económica entre dichas Empresas y los Usuarios del producto eléctrico, por la calidad del servicio eléctrico recibido y utilizado.

4.2 Diseño de la investigación

4.2.1 Diseño del nuevo método para valorar el VAD

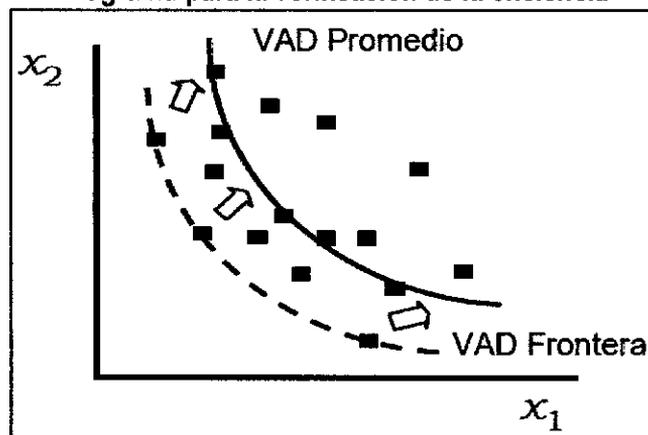
Para corregir el nivel de insatisfacción de ciertas Empresas Distribuidoras Eléctricas originado por la evaluación del Valor Agregado de Distribución con el actual Modelo tarifario "Eficiencia Técnica y Operativa" consistente en la evaluación del Valor Agregado de Distribución por "Empresa Modelo y Sector Típico" fiscalizado y regulado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin.

Se diseña este nuevo método "Fronteras de Eficiencia" para evaluar el VAD definiendo el rendimiento de cada Empresa de Distribución Eléctrica, que consiste en considerar las características demográficas y geográficas específicas, de igual manera, los indicadores, las tipologías de cada una de las empresas, finalmente evaluar la eficiencia de cada Empresa de Distribución Eléctrica, que varían de acuerdo al mercado social de su "Área de Responsabilidad" o "Zona de Concesión".

El modelo propuesto consiste en determinar las variables intervinientes, las que se explican:

Figura N° 7

Diagrama para la verificación de la eficiencia



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, para determinación del VAD

- Determinar la eficiencia de cada empresa de distribución eléctrica considerando variables de entrada y salida (variables de Valor agregado de distribución en media tensión, valor agregado de distribución en baja tensión, valor nuevo de reemplazo, longitud de redes de M.T. y B.T., energía comprada, pérdidas, energía vendida en Media Tensión, energía vendida en Baja Tensión, número de clientes:
- Para determinar la curva del Valor Agregado de Distribución promedio, se evalúa que empresas se encuentran debajo de la curva promedio y que empresas sobre dicho promedio.
- En el Diagrama para la verificación de la rentabilidad, una vez ubicadas aquellas empresas debajo de la curva se debe encontrar las variables que se deben ajustar para alcanzar el Valor Agregado de Distribución promedio.

4.2.2 Aplicación del nuevo método

El nuevo método intitulado "Fronteras de Eficiencia" para evaluar el Valor Agregado de Distribución en las Empresa de Distribución Eléctrica, es para mejorar el nivel de satisfacción de las Empresas de Distribución Eléctrica por la pertinente elevación de la tasa de rentabilidad de sus Empresas, consecuentemente, mejorar el nivel de satisfacción y equilibrio de correspondencia de las Empresas de Distribución Eléctrica y de los Usuarios del producto eléctrico por la prestación y contraprestación de la energía eléctrica utilizada.

De igual manera, instituir la tasa de rentabilidad valorando la eficiencia, de cada Empresa de Distribución Eléctrica para mejorar el nivel de satisfacción por la no rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica insatisfechas.

La tasa de rentabilidad de Empresas de Distribución Eléctrica es del $12 \pm 4\%$ estipuladas en los Artículos 71 y 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas D. L. 25844. El control de las variables e indicadores intervinientes para la evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica.

La evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica son fiscalizados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin.

4.2.3 Ventajas del nuevo método

La diferencia de este nuevo método con el método anterior, consiste en considerar las informaciones acopiadas en más actualizadas de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica para evaluar el VAD.

La aplicación de este nuevo método "Fronteras de Eficiencia" evitará la insatisfacción de ciertas Empresas de Distribución Eléctrica, valorando en tiempo real el VAD evidenciando la tasa de rentabilidad y el grado de eficiencia de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica que inicialmente originaban el nivel de insatisfacción de estas Empresas de Distribución Eléctrica, utilizando el modelo "Fronteras de Eficiencia" con el software MATLAB.

4.2.4 Variables intervinientes en el nuevo método para evaluar el VAD

- Evidenciar el nivel de insatisfacción por la no rentabilidad de ciertas Empresas de Distribución Eléctrica.
- Acopiar la información pertinente en tiempo real de las Empresas de Distribución Eléctrica de las variables e indicadores reales para la evaluación del VAD.
- Valorar el VAD con el actual Modelo tarifario "Eficiencia Técnica y Operativa" consistente en la evaluación del VAD por "Empresa Modelo y Sector Típico" fiscalizado por el Osinergmin.
- Valorar el VAD con el nuevo Método "Fronteras de Eficiencia" contrastando los datos acopiados en tiempo real de manera envolvente, controlando las variables e indicadores intervinientes y controlado por el ente fiscalizador Osinergmin.
- Determinar la población, la muestra y el tamaño de la muestra para su evaluación de la tasa de rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica.
- Delimitar la Unidad de Análisis para evidenciar el grado de satisfacción de los Usuarios del producto eléctrico, respecto al costo del kilovatio-hora consumido.
- Determinar la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica aplicando el nuevo método "Fronteras de Eficiencia" para la evaluación del VAD.
- Verificar su rentabilidad, grado de satisfacción y equilibrio de correspondencia de las Empresas de Distribución Eléctrica y los usuarios del producto eléctrico.

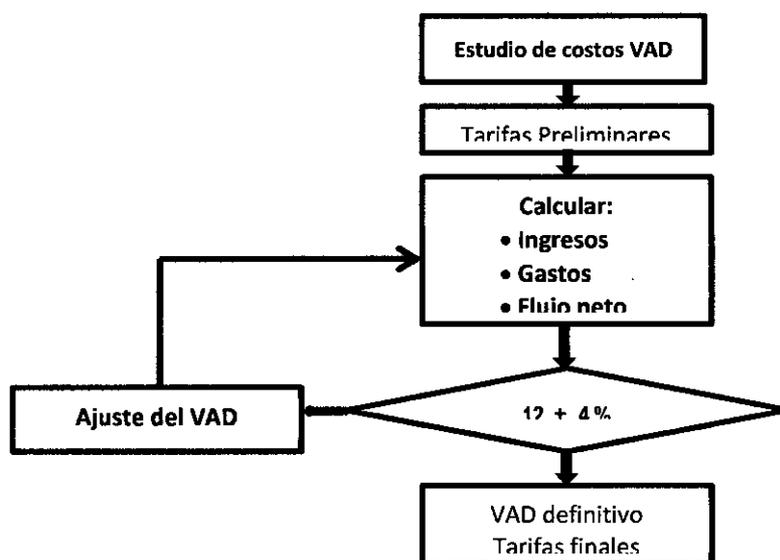
- Determinar la pertinente tasa de rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica considerando las actividades indicadas anteriormente, verificando el nivel de satisfacción de los Usuarios por la calidad del servicio eléctrico y de las Empresas de Distribución Eléctrica.
- Instituir en el Marco Legal de la Tarifas Eléctricas de Distribución, el nuevo Método "Fronteras de Eficiencia" determinando los indicadores de manera envolvente, para la evaluación del Valor Agregado de Distribución.
- Dogmatizar el nivel de satisfacción de las Empresas de Distribución Eléctrica, por su pertinente tasa de rentabilidad estipulada en la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Asegurar un nivel satisfactorio de los Usuarios del producto eléctrico por el pago justo del producto eléctrico de calidad recibido y utilizado.

Concluyentemente, formular las conclusiones, recomendaciones y aportes, para la pertinente evaluación del Valor Agregado de Distribución Eléctrica y dogmatizar el grado de satisfacción por su acertada tasa de rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica y consecuentemente la tranquilidad de los Usuarios del producto eléctrico por el pago justo de la energía eléctrica de calidad consumida.

4.2.5 Diagrama de bloques la determinación del VAD

Figura Nº 8

Diagrama para la verificación de la rentabilidad



Fuente: Propia del Autor

4.3 Población y muestra

a. Población (N). Para la presente investigación la población la constituyen todas las Empresas de Distribución Eléctrica que operan en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, que es una población finita, sin embargo, para fines del problema objeto de investigación, se están considerando como población dieciocho Empresas o sea $N = 18$ para Valorar el Agregado de Distribución de las Empresas de Distribución Eléctrica, utilizando el nuevo Método "Fronteras de Eficiencia" analizando en tiempo real los datos de manera envolvente.

b. Muestra (n). En esta investigación como la población es finita, la muestra (n) está constituida por las dieciocho ($N=18$) Empresas de Distribución Eléctrica, que se encuentran operando en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, tomamos en consideración, los indicadores porcentuales de la Tasa Interna de Retorno (TIR), calculadas con el actual Modelo tarifario "Eficiencia Técnica y Operativa", que Valora el Agregado de Distribución por grupo de "Empresa Modelo y Sector Típico", las que se observan en el Cuadro siguiente:

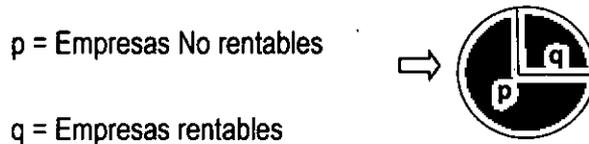
Cuadro Nº 2
TIR (%) por Grupo de Empresas de Distribución Eléctrica

Nº	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	GRUPO	TIR (%) x GRUPO
1	COELVISAC	1	16
2	ELECTRO DUNAS	2	8.8
3	ELECTRONOROESTE		
4	LUZ DEL SUR		
5	ELECTRO UCAYALI		
6	EDELNOR	3	9.4
7	HIDRANDINA		
8	SEAL		
9	EDECAÑETE	4	11.8
10	ELECTROSUR		
11	ELECTRONORTE		
12	ELECTRO ORIENTE		
13	ELECTRO SUR ESTE	5	14.6
14	ELECTRO PUNO		
15	SERSA		
16	ELECTROCENTRO		
17	EMSEUSAC		
18	ELECTRO TOCACHE	6	12.8

Fuente: Osinergmin

Del Cuadro N° 2 Se concluye que de las dieciocho (18) Empresas de Distribución Eléctrica, solamente cuatro (4) Empresas cumplen con la tasa de rentabilidad del $12 \pm 4\%$ estipulada en los Artículos 71 y 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas y catorce (14) Empresas no cumplen con dicha tasa de rentabilidad, consecuentemente, del 100% de las empresas solamente el 22,22% cumplen con su rentabilidad.

Para calcular la muestra, desarrollamos los siguientes planteamientos: Si las 18 Empresas de Distribución Eléctrica representan el 100%, las cuatro (4) Empresas que no son rentables, representarán el 22,22 %. Haciendo que: $p = 22,22\%$ Empresas no rentables, consecuentemente $q = 0,7778\%$, Empresas rentables, porque: $p + q = 1,00$ o 100 %



Primera posibilidad, considerando: $e = 3\%$, y $(1 - \alpha) = 95\%$ se tiene que $Z = 1,96$

$$n_o = \frac{p q}{\left[\frac{e p}{Z}\right]^2} = \frac{0,7778 * 0,2222}{\left[\frac{0,03 * 0,7778}{1,96}\right]^2} = 1219,4$$

$$\frac{n_o}{N} = \frac{1219,4}{18} = 67,744 > 0,05 \Rightarrow n = \frac{n_o}{1 + \frac{n_o}{N}} = \frac{1219,4}{1 + \frac{1219,4}{18}} = 18 \text{ Emp.}$$

Segunda posibilidad, considerando: $e = 5\%$, y $(1 - \alpha) = 90\%$ se tiene que $Z = 1,645$

$$n_o = \frac{p q}{\left[\frac{e p}{Z}\right]^2} = \frac{0,7778 * 0,2222}{\left[\frac{0,05 * 0,7778}{1,645}\right]^2} = 861,26$$

$$\frac{n_o}{N} = \frac{861,26}{18} = 47,848 > 0,05 \Rightarrow n = \frac{n_o}{1 + \frac{n_o}{N}} = \frac{861,26}{1 + \frac{861,26}{18}} = 18 \text{ Emp.}$$

En ambas posibilidades la muestra (n) es dieciocho ($n=18$) Empresas de Distribución Eléctrica, por lo tanto, se selecciona a todas las Empresas de Distribución Eléctrica.

c. Tamaño de la Muestra (n_0)

Concluyentemente, como la Población es finita, para determinar el tamaño de la muestra (n_0) utilizamos el modelo de la fórmula estadística para poblaciones finitas.

Considerando: $e = 3\%$, $(1 - \alpha) = 95\%$ $\rightarrow Z = 1.96$

$$n_0 = \frac{N Z^2 p q}{e^2(N-1) + N Z^2 p q}$$

$$n_0 = \frac{18 * 1,96^2 * 0,7778 * 0,2222}{0,03^2(18-1) + 18 * 1,96^2 * 0,7778 * 0,2222} = 17,575 \approx 18 \text{ Empresas}$$

Dónde:

N = Población.

n = Muestra Ajustada.

n_0 = Tamaño de la Muestra

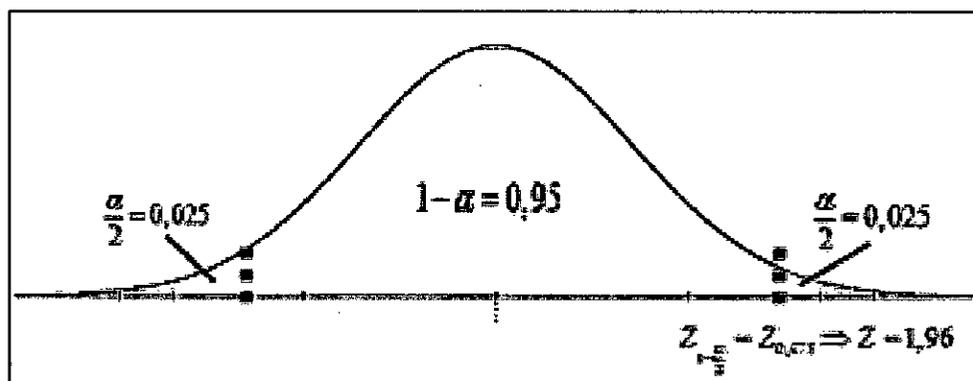
e = Error relativo

Z = Valor que depende del Nivel de Confianza: $(1-\alpha) = 1,96$

$(1-\alpha) \in < 90\% ; 99,99\% >$, luego Tomamos $(1-\alpha) = 95\%$ $\rightarrow Z = 1,96$

Figura N° 9

Distribución Normal Estándar



Fuente: Distribución Normal Estándar

$$\frac{n_0}{N} = \frac{17,575}{18} = 0,9764 > 0,05 \Rightarrow n = \frac{n_0}{1 + \frac{n_0}{N}}$$

$$n = \frac{n_0}{1 + \frac{n_0}{N}} = \frac{17,575}{1 + \frac{17,575}{18}} = \frac{17,575}{1,9764} = 9$$

Concluyentemente, para ser analizado, descrito y explicado, el número de Empresas de Distribución Eléctrica para ser Valoradas el Agregado de Distribución son nueve (n = 9) aplicando el nuevo Método Fronteras de Eficiencia y Análisis Envolvente de Datos.

4.4 Técnicas de instrumentos de recolección de datos

Las técnicas, los métodos y/o estrategias a ser aplicadas en la presente investigación, serán la recolección de datos pertinentes al problema objeto de estudio para la evaluación del Valor Agregado de Distribución, aplicando el nuevo Método Fronteras de Eficiencia contrastando de manera envolvente los datos, los mismos, deberán ser corroborados con los instrumentos "encuestas" orientados principalmente a los responsables de las Empresas de Distribución Eléctrica sobre la tasa de rentabilidad de sus Empresas, dogmatizando la satisfacción y tranquilidad de dichas Empresas.

De igual manera, se desarrollarán los instrumentos "encuestas" para ser aplicados básicamente a los Usuarios del producto eléctrico, consecuentemente, asegurar un nivel de satisfacción por la prestación del servicio eléctrico de calidad y realizar pagos de tarifas eléctricas justas por la energía utilizada.

Finalmente, la mayoría de la información a ser acopiada, serán provenientes de las Empresas de Distribución Eléctrica, los mismos que serán verificadas por el ente supervisor Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin

4.5 Procedimiento estadístico y análisis de datos

El proceso estadístico par la Valoración del Agregado de Distribución Eléctrica, para las tarifas eléctricas de distribución por empresa, precisa de la cuantificación para su

ejecución. Es evidente que si uno se equivoca en la valoración de las Tarifas de Distribución Eléctrica por empresa, así como la valoración de la rentabilidad para cada una los resultados serían incorrectos, sin embargo, también es evidente que si uno se equivoca en dicha valoración, éstos se pueden corregir.

El análisis de desarrollará, comparando la evaluación del Valor Agregado de Distribución ejecutado con el actual Modelo tarifario "Eficiencia Técnica y Operativa", que evalúa el Valor Agregado de Distribución por grupo de "Empresa Modelo y Sector Típico", versus el Valor Agregado de Distribución ejecutado para cada una de las Empresas, con el nuevo Método Fronteras de Eficiencia contrastando y analizando los datos de manera envolvente, materia de la presente investigación.

CAPÍTULO - V

5. RESULTADOS

El objetivo de este capítulo es conocer las variables principales que permitan evaluar la eficiencia de las Empresas de Distribución Eléctrica, por lo cual, se ha de identificar los factores de entrada y salida implicados e identificando el tipo de relación que pueda existir entre estos en el proceso de distribución.

La identificación y caracterización de los factores se obtiene del resultado del análisis de estadística descriptiva a los datos que, además, permite verificar la viabilidad de éstos en el uso de la metodología a desarrollar. Específicamente, el análisis descriptivo se lleva a cabo con los siguientes propósitos:

- Describir el conjunto de 18 empresas de distribución utilizadas como muestras para la determinación de eficiencia en el valor agregado de distribución.
- Identificar los factores de eficiencia que existen en los datos y cuyas interrelaciones presenten mayor significado estadístico, capaces de explicar las semejanzas y diferencias entre las empresas.
- Identificar las variables que definen a los factores de eficiencia de manera de emplearlas en la caracterización y el análisis de las fronteras de producción.

• Los Datos

Los datos utilizados en esta investigación provienen fundamentalmente del ente fiscalizador Osinergmin.

La presentación de las dieciocho (18) Empresas de Distribución Eléctrica consideradas en esta investigación se muestra en el Cuadro N° 3.

Las variables seleccionadas para representar las características de las empresas, son las obtenidas de la información técnica y comercial de las empresas de distribución eléctrica con que cuenta Osinergmin.

Cuadro Nº 3**Empresas de Distribución Eléctrica a Nivel Nacional**

EMPRESA DISTRIBUIDORA	SIGLA
Consortio Eléctrico de Villacurí	COELVISAC
Empresa de Distribución Eléctrica Cañete	EDECAÑETE
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte	EDELNOR
Empresa de Distribución Eléctrica de Oriente	ELECTRO ORIENTE
Empresa de Distribución Eléctrica de Pangoa	ELECTRO PANGOA
Empresa de Distribución Eléctrica Electro Puno	ELECTRO PUNO
Empresa de Distribución Eléctrica Electro Sur Este	ELECTRO SUR ESTE
Empresa de Distribución Eléctrica Electro Dunas	ELECTRO DUNAS
Empresa de Distribución Eléctrica de Tocache	ELECTRO TOCACHE
Empresa de Distribución Eléctrica Electro Ucayali	ELECTRO UCAYALI
Empresa de Distribución Eléctrica del Centro	ELECTROCENTRO
Empresa de Distribución Eléctrica del Nor Oeste	ELECTRONOROESTE
Empresa de Distribución Eléctrica del Norte	ELECTRONORTE
Empresa de Distribución Eléctrica del Sur	ELECTROSUR
Empresa de Servicios Eléctricos Municipales Paramonga	EMSEMSA
Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba	EMSEUSAC
Empresa de Distribución Eléctrica Electronorte Medio	HIDRANDINA
Empresa Luz del Sur	LUZ DEL SUR
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste	SEAL
Servicio Eléctricos Rioja	SERSA

Fuente: Osinergmin

Tras una selección que se incluyó la eliminación de información insuficiente. Así, la selección dio lugar a un número de nueve variables.

Cuadro Nº 4
Variables consideradas en el estudio

VARIABLES	SIGLAS	UNIDADES
Valor Agregado de Distribución en Media Tensión	VADMT	\$/kW-año
Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión	VADBT	\$/kW-año
Valor Nuevo de Reemplazo	VNR	\$
Longitud de Líneas	KMT	Km
Energía comprada	ECOMP	kW.h
Pérdidas	PERDS	kW.h
Energía Vendida en MT	EVENDMT	kW.h
Energía Vendida en BT	EVENDBT	kW.h
Número de Clientes	NCLTS	Suministro

Fuente: Osinergmin

Como regla general del análisis DEA, es aconsejable que el número total de empresas incluidas en el análisis sea mayor o igual a tres veces la suma de las entradas y salidas

$n \geq 3(m+ s)$. Un excesivo número de variables puede hacer que todas las empresas resulten eficientes, haciendo perder el sentido del análisis. De los datos, como primera observación se comprueba que la proporción entre el número de empresas y el número de variables resulta inadecuada para la determinación de eficiencia.

Precisamente, con el propósito de resumir la mayor parte de la información contenida en las variables, en tan sólo unos pocos valores que reflejen la situación del sector en el ámbito de la eficiencia tecnológica, en esta situación se reducirá el número de variables, por el método de Análisis de Componentes Principales desarrollado en MATLAB. El resultado de las variables se muestra en Anexo (Cálculo de las Componentes Principales).

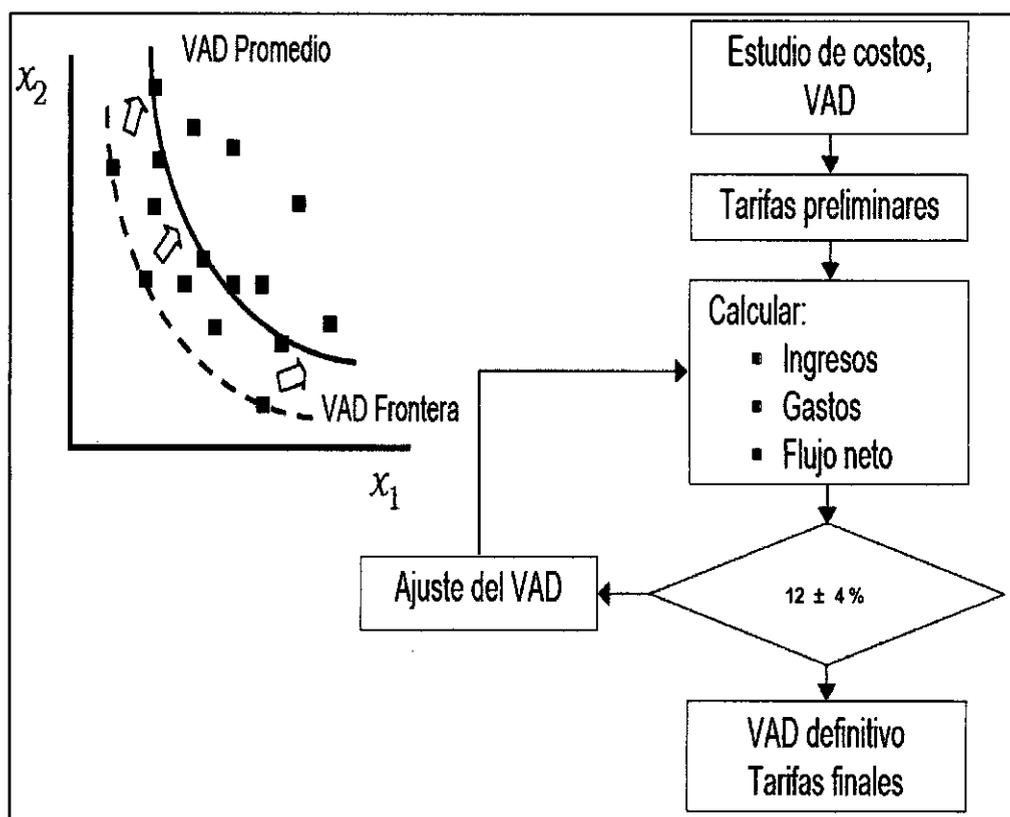
• Rentabilidad de las empresas

Las tarifas deben fijarse para permitir que todas las empresas en su conjunto alcancen una rentabilidad de entre 8% a 16%, fijándose un procedimiento de chequeo y ajuste en caso que las tarifas calculadas a partir del VAD no cumplan con esta condición.

El ajuste del VAD corresponde a un chequeo de rentabilidad el cual permite la sustentabilidad de la actividad, ver Anexo de Cálculo de las Componentes Principales (ACP). Este ajuste del VAD es equivalente a desplazar la frontera de eficiencia en dirección del VAD promedio, en concordancia con los resultados que podrían encontrarse con funciones de costos promedio. Esta situación de desplazamiento del VAD en la dirección del VAD promedio se representa esquematizada en la siguiente Figura.

Figura N° 10

Diagrama de chequeo de rentabilidad



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, Raúl E. Sanhueza Hormazábal

• **Indicadores de eficiencia en el VAD**

Una vez obtenidas las variables principales a continuación, se procede a identificarlos de acuerdo a la nomenclatura típica empleada en los métodos de frontera, es decir, como variable de entrada para los recursos y variable salida para los productos.

Como variable de salida en la distribución se escogió el número de clientes (NCLTS) ya que el costo de la distribución está afectado por el número de puntos de conexión que se deben construir y servir. El número de clientes actúa como un indicador para el número de puntos de conexión de cada distribuidora.

Las variables de entrada son el Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión y la energía comprada o facturada.

• **Análisis de Fronteras de Eficiencia en el VAD**

Este capítulo describe e interpreta los resultados obtenidos en el VAD para las 18 empresas de distribución eléctrica representativas del Perú cuyos datos corresponden al proceso tarifario del año 2013. Como técnica analítica se emplea la metodología DEA y las variables que han sido seleccionadas.

El indicador de eficiencia adoptado mide la reducción proporcional máxima que es posible realizar a las variables de entradas sin una disminución de productividad, el cual corresponde al concepto de eficiencia en el sentido de Farrell.

• **Examen del DEA (Análisis Envolvente de Datos)**

Una vez realizado el análisis de los datos y disponiendo de la oportuna información acerca de las variables que caracterizan a las empresas de distribución, se efectuó el Análisis Envolvente de Datos con el objetivo de definir la frontera de eficiencia en el VAD, que permita establecer una adecuada asignación de costos para el grupo de empresas de distribución en estudio. Como primer paso, se selecciona el modelo DEA apropiado. En este sentido, se optó por el modelo de rendimiento de variables a escala (VRS) con orientación de entrada y la consideración de eficiencia fuerte (Ecuación N° 1). La elección

del modelo VRS responde al reconocimiento de la existencia de economías de escala en el sector, que podría distorsionar resultados en el momento de su interpretación. La orientación de entrada en el modelo obedece a su comodidad de interpretación, dada la exigencia natural que tienen las empresas que tratan de obtener los máximos beneficios mediante la reducción de sus costos.

De este modo, el modelo DEA empleado es el siguiente:

Ecuación N° 1

$$\begin{array}{ll}
 \min & \theta_0 - \varepsilon \left(\sum_{i=1}^m s_i^- + \sum_{r=1}^s s_r^+ \right) \\
 \text{sujeto a :} & \\
 & \theta_0 x_{i0} - \sum_{j=1}^n \lambda_j x_{ij} - s_i^- = 0; \quad i = 1L m \\
 & -y_{r0} + \sum_{j=1}^n \lambda_j y_{rj} - s_r^+ = 0; \quad r = 1L s \\
 & \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1 \\
 & \lambda_j, s_i^-, s_r^+ \geq 0 \quad j = 1L n
 \end{array}$$

donde:

- x_{ij} : datos de entrada empresa j
- y_{rj} : datos de salida empresa j
- θ_0 : eficiencia de la empresa evaluada solución del modelo.
- λ : vector de parámetros solución del modelo.
- s^-, s^+ : variables de holgura solución del modelo.
- ε : es un número real positivo y pequeño

- **Resultados Aplicando el Análisis Envolvente de Datos**

Los resultados de eficiencia obtenidos para las variables especificadas y el modelo DEA con rendimientos variables a escala, VRS, desarrollado en MATLAB (Anexo de Cálculo de la Eficiencia), se muestran en la Tabla N° 1. En esta tabla, para una unidad eficiente theta es igual a 100 %, mientras que para una unidad ineficiente theta es menor que 100 %. Asimismo, la medida de ineficiencia viene dada por la diferencia de theta con la unidad.

Tabla N° 1
Resultados de Eficiencia en el VAD

EMPRESA	EFICIENCIA (%)
COELVISAC	56.05
EDECAÑETE	2.46
EDELNOR	99.85
ELECTRO ORIENTE	93.71
ELECTRO PANGOA	23.97
ELECTRO PUNO	99.81
ELECTRO SUR ESTE	66.22
ELECTRO DUNAS	90.03
ELECTRO TOCACHE	22.22
ELECTRO UCAYALI	59.44
ELECTROCENTRO	51.84
ELECTRONOROESTE	63.70
ELECTRONORTE	99.99
ELECTROSUR	76.81
EMSEMSA	89.06
EMSEUSA	85.89
HIDRANDINA	43.84
LUZ DEL SUR	70.62
SEAL	58.63
SERSA	100.00
MEDIA	67.71%
Desviación Estándar	0.29
Mínimo	2.46
Máximo	100.00

Fuente: Propia del Autor

Como se esperaba, los resultados de eficiencia resultan sensibles a la especificación del modelo, donde, en general, el mayor número de variables incrementa los resultados de eficiencia. Este resultado es esperado ya que con el aumento del número de variables es más probable, para la unidad de prueba, encontrar un conjunto de ponderadores de insumos y productos que la haga aparecer eficiente.

En la determinación de eficiencia, DEA no necesariamente utiliza un reflejo de la realidad para la unidad eficiente, lo usual es que la unidad en evaluación se compare no con una empresa real sino con una empresa compuesta que es combinación lineal de otras existentes.

Esta peculiaridad es perfectamente coherente con el planteamiento de Farrell explicado antes y asume las hipótesis de la posibilidad de utilización de insumos de modo continuo y convexidad de la frontera de eficiencia. El conjunto de unidades reales eficientes combinadas para generar otra unidad eficiente, pero ficticia, se denomina grupo de referencia y su identificación permite planificar las mejoras de los grupos de unidades organizacionales DMUs ineficientes sobre la base de niveles efectivamente alcanzados.

CAPÍTULO - VI

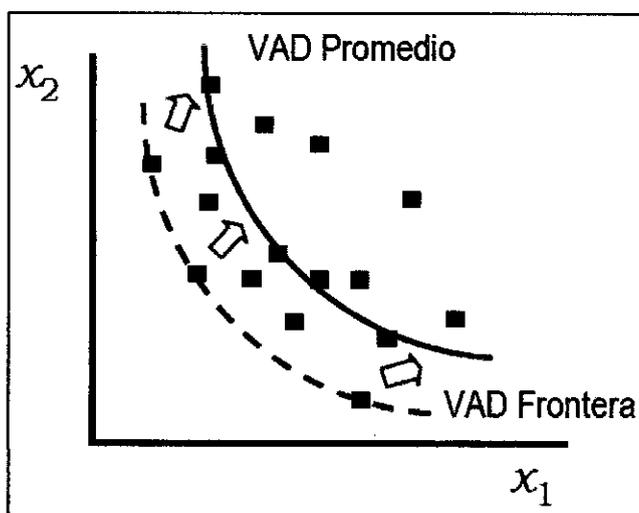
6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contrastación de hipótesis con los resultados

Para una unidad eficiente theta es igual a 100 %, mientras que para una unidad ineficiente theta es menor que 100 %. Asimismo, la medida de ineficiencia viene dada por la diferencia de theta con la unidad. Como se esperaba, los resultados de eficiencia resultan sensibles a la especificación del modelo, donde, en general, el mayor número de variables incrementa los resultados de eficiencia. Este resultado es esperado ya que con el aumento del número de variables sea más probable, para la unidad de prueba, encontrar un conjunto de ponderadores de insumos y productos que la haga aparecer eficiente. En la determinación de eficiencia, DEA no necesariamente utiliza un reflejo de la realidad para la unidad eficiente, lo usual es que la unidad en evaluación se compare no con una empresa real sino con una empresa compuesta que es combinación lineal de otras existentes. El conjunto de unidades reales eficientes combinadas para generar otra unidad eficiente, pero ficticia, se denomina grupo de referencia y su identificación permite planificar las mejoras de los grupos de unidades organizacionales DMUs ineficientes sobre la base de niveles efectivamente alcanzados.

Figura N° 11

VAD Promedio y VAD Frontera



Fuente: Tesis Doctoral Fronteras de eficiencia, metodología para la determinación del VAD

Tabla N° 2
Eficiencia por Empresa

EMPRESA	EFICIENCIA (%)
COELVISAC	0.5605
EDECAÑETE	0.0246
EDELNOR	0.9985
ELECTRO ORIENTE	0.9371
ELECTRO PANGO	0.2397
ELECTRO PUNO	0.9981
ELECTRO SUR ESTE	0.6622
ELECTRO DUNAS	0.9003
ELECTRO TOCACHE	0.2222
ELECTRO UCAYALI	0.5944
ELECTRO-CENTRO	0.5184
ELECTRONOROESTE	0.6370
ELECTRONORTE	0.9999
ELECTROSUR	0.7681
EMSEMSA	0.8906
EMSEUSA	0.8589
HIDRANDINA	0.4384
LUZ DEL SUR	0.7062
SEAL	0.5863
SERSA	1.0000

(*) Resultados de Eficiencia en el VAD

6.2 Contrastación de resultados con otros estudios similares

En el Informe "Introducción de la Eficiencia Energética a través de incentivos a las empresas distribuidoras" encargado a la consultora System Ingeniería y Diseños por la Comisión Nacional de Energía de Chile, se concluye que:

El análisis de la experiencia internacional de los casos exitosos de implementación de políticas de Eficiencia Energética en California e Italia, mostró que ambos tienen varios aspectos en común. En primer lugar, cargos específicos en la tarifa de los clientes para el financiamiento de los programas de eficiencia; en segundo término, mecanismos para desacoplar los ingresos de las distribuidoras de las ventas de energía y potencia, que

eliminan o reducen los desincentivos por menores ventas; y finalmente, mecanismos de incentivos positivos por desempeño reforzados con penalizaciones por incumplimiento de metas de ahorro.

Es con relación a los incentivos por desempeño donde se presentan las diferencias más importantes. En California se implementó un mecanismo de recompensa por riesgo, donde las distribuidoras reciben una participación menor de los beneficios netos generados por los programas de Eficiencia Energética, condicionados al nivel de cumplimiento de las metas de ahorro. Por su parte, en Italia se utiliza un mecanismo de mercado donde las distribuidoras pueden realizar transacciones de certificados blancos (certificados de ahorro) con empresas que desarrollen programas de Eficiencia Energética, para cumplir con la cuota que le exige la autoridad.

La implementación de un programa efectivo de Eficiencia Energética impulsado a nivel de empresas de distribución requiere la introducción de cambios regulatorios a nivel de fijación tarifaria, en especial la implementación de un sistema de desacople de ingresos que restrinja el interés de las empresas por aumentar sus ventas de electricidad y que a la vez permita eliminar los desincentivos por las ventas que se perderán en un marco de Eficiencia Energética. Asimismo, impone como requisitos el desarrollo de nuevas metodologías de estimación de la demanda, cálculo de beneficios y protocolos de medición y verificación de ahorros. A este respecto, la experiencia desarrollada especialmente en California puede proporcionar una gran ayuda.

Las propuestas planteadas en esta investigación buscan abordar los desafíos fundamentales de un programa efectivo para promover la Eficiencia Energética a nivel de Empresas de Distribución eléctrica, ellos son:

- Definir metas de reducción de consumo: basados en estudios de potencial y definición de política energética.
- Definir una fuente de financiamiento estable: recargo en la tarifa de 1% a 2%, eventualmente complementada por aportes estatales directos.

- Desacoplamiento de ingresos: desarrollo del concepto y formalización del mecanismo de corrección post-tarifaria que elimine desincentivo por ventas perdidas.
- Mecanismos de incentivos positivos: establecer incentivos (y multas) que potencien el desarrollo de programas costo-efectivos de Eficiencia Energética.
- Desarrollar estándares de medición y verificación de ahorros que permitan evaluar los logros de los programas de Eficiencia Energética.
- Desarrollo de estándares energéticos: en paralelo se puede avanzar en exigir estándares más eficientes de consumo artefactos y edificaciones, ya que no requiere modificar la normativa tarifaria.

6.2.1 Conclusiones de la Modelación de Fronteras de Eficiencia

El conjunto de resultados entrega una positiva señal al utilizar el modelo de California para promover la Eficiencia Energética dentro de las empresas de distribución. Este resultado se mantiene siempre que se propongan objetivos en reducción de consumo cercanos a los utilizados en la experiencia internacional (1% a 2.6%). Esto se explica en gran medida por el fuerte beneficio que perciben las distribuidoras si cumplen con éxito las metas propuestas por el regulador, demostrando una alta dependencia del diseño del mecanismo de incentivos y el tope de los pagos en el caso de California.

El concepto que existe detrás de este modelo de California, en donde se hace participe o bien socio del beneficio neto que se logra al invertir en Eficiencia Energética, permite eliminar gran parte de los desincentivos a las distribuidoras para promover la Eficiencia Energética.

Sin embargo al comparar los montos requeridos para estimular la Eficiencia Energética en California son mayores en metas bajas de Eficiencia Energética, lo cual explica en parte por el beneficio unitario por kW.h evitado o reducido producto de la inversión en Eficiencia Energética. Este valor es mayor que el propuesto en los certificados blancos para los escenarios de reducción de consumo menores al 2,6% anual en energía.

Resulta muy importante la fórmula de cálculo del beneficio que se entregue a las distribuidoras, dado que de este valor se obtiene la efectividad que tendrá el esquema para eliminar las barreras otorgando beneficios extras o bien compensaciones a las distribuidoras para invertir en Eficiencia Energética en forma exitosa. Es por esto que el diseño del esquema de recompensa o compensación debe estar acotado y en concordancia a los niveles de recaudación de fondos de inversión (recargos en las tarifas) como también a los niveles en las metas en Eficiencia Energética que se proponga el regulador, con la finalidad de no desviar los recursos del objetivo principal que son los programas en Eficiencia Energética. Por tal motivo la modelación entrega señales para exigir metas menores al 2,6% anual para obtener un buen desempeño del esquema de incentivos extras de California.

Finalmente el modelo de California obtiene un bajo impacto en el desempeño global del conjunto de distribuidoras mientras las metas en Eficiencia Energética estén en torno al 1% y se diseñe un esquema de incentivos de beneficios extras por resultados exitosos en Eficiencia Energética que reconozca una recompensa del 10% de los beneficio neto de los programas ejecutados como un ingreso directo a las distribuidoras. El conjunto de medidas permite que las empresas obtengan desempeños muy similares al caso base (sin Eficiencia Energética) generando que sean indiferentes y dando incentivos a promover la Eficiencia Energética.

6.2.2 Configuración del modelo Análisis Envolvente de Datos (DEA)

Para la configuración del modelo DEA, lo primero es analizar las características propias del mercado chileno de distribución de electricidad. El estudio del VAD, al agrupar las empresas similares por áreas típicas, reconoce la existencia de economías de escala dentro del mercado, por lo que es necesario utilizar un modelo DEA del tipo VRS.

Lo segundo es reconocer la distribución de electricidad en un mercado altamente regulado, impone a las empresas abastecer a todos los usuarios dentro de su área de concesión.

Esto quiere decir que los productos o salidas (ventas de energía y potencia) deben ser considerados como fijos, y que las empresas sólo pueden manejar los insumos consumidos para producir dichas salidas. Por lo tanto, el modelo debe estar orientado hacia las entradas, buscando minimizar las entradas y manteniendo fijo el nivel de salidas.

6.2.3 Extensión del Modelo DEA Básico: Súper-Eficiencia

El modelo DEA básico presentado permite clasificar las empresas en base a una puntuación relativa comparable con el resto de las unidades de la muestra, donde las unidades más eficientes obtienen un índice de eficiencia igual a 1. Dado que múltiples empresas pueden simultáneamente resultar con índices de eficiencia 1, el modelo de Súper-Eficiencia permite establecer un ranking dentro de las empresas eficientes, esto es, determinar que unidades dentro con índice igual a 1 son las más eficientes. Este procedimiento propuesto permite comparar la unidad que está siendo evaluada (unidad 0) con una combinación lineal de las otras unidades de la muestra excluyendo a la unidad 0, de manera contraria a lo realizado en los modelos básicos DEA. Con esto es posible obtener índices de eficiencia mayor a 1, que en definitiva reflejan cuán relevante es cada empresa eficiente en la determinación de la frontera de eficiencia.

6.2.4 Metodología de Simulación y Escenarios de Eficiencia Energética

Para los mecanismos propuestos se identificó como se afecta cada una de las variables de entrada y salida seleccionadas anteriormente en el modelo de Eficiencia Energética, en función de los resultados obtenidos en la experiencia internacional publicada por los organismos reguladores respectivos. Se obtiene el efecto en la reducción de consumo y de potencia de punta, como también las inversiones evitadas en nuevas centrales de generación y variación en costos.

Por otro lado, se identificó para cada mecanismo el nivel de inversión incurrida para los niveles de Eficiencia Energética alcanzados. Con ello se establece un promedio de costo-efectividad obtenido por los programas de Eficiencia Energética. En el caso Italiano, este costo se entrega directamente en el valor transado en la bolsa de certificados blancos.

Este promedio incide directamente en la variable de Costo Eficiencia Energética del modelo acorde al nivel de metas Eficiencia Energética propuestas.

Se establecieron diferentes escenarios para cada mecanismo según objetivos o logros de Eficiencia Energética, y éstos fueron proyectados y simulados en forma separada para 4 empresas de distribución: Chilectra, CGE Distribución, Chilquinta y Saesa.

La elección de estas empresas responde a la utilidad de comparar distribuidoras eficientes con diferentes tamaños y participaciones de mercado (Chilectra y CGE), y por otro lado empresas señaladas con menor nivel de eficiencia, pero con una participación de mercado importante (Chilquinta y Saesa).

Para cada una de estas empresas se simula usando el modelo de fronteras de eficiencia DEA y en su extensión Súper-Eficiencia, y se obtiene el índice de eficiencia alcanzado luego de aplicar los cambios en las variables correspondientes para cada mecanismo y nivel de objetivos en eficiencia energética propuestas.

Este índice de eficiencia obtenido, se compara con el valor de la distribuidora que obtuvo antes de aplicar los escenarios de eficiencia energética. Con esto se logra cuantificar el impacto y capacidad de conciliar el interés de las Empresas de Distribución Eléctrica y la eficiencia energética de los diferentes mecanismos.

CAPÍTULO – VII

7. CONCLUSIONES

Esta tesis presenta una metodología para la evaluación del valor agregado de distribución, de grupos de empresas distribuidoras que se encuentran sometidas a un esquema regulatorio vía empresa eficiente-tasa de retorno, que formula, desarrolla y utiliza técnicas de frontera para la obtención de indicadores de la eficiencia productiva. La metodología desarrollada es conceptualmente clara, técnicamente correcta, operacionalmente aplicable y contempla simultáneamente los factores determinantes del quehacer de las empresas y sus interrelaciones. Además, es consistente con los criterios empleados en el esquema regulatorio por empresa eficiente-tasa de retorno y es coherente con las técnicas modernas de análisis de eficiencia comparativa.

Se evaluó a 18 Empresas de Distribución Eléctrica que operan en el mercado eléctrico peruano, obteniendo las siguientes conclusiones:

- El análisis de datos nos muestra que hay empresas de distribución que hacen uso excesivo de sus recursos, utilizándolas en proporciones inadecuadas; siendo COELVISAC la más alejada de la frontera eficiente productivamente, si obviáramos COELVISAC ya que es una empresa de características particulares, encontraríamos que hay 11 empresas de las cuales su VAD fijado podría reducirse considerablemente, 8 empresas de las cuales su VAD es aceptable según el análisis envolvente de datos, siendo los más eficientes las Empresas de Distribución Eléctrica EDELNOR S.A.A. y LUZ DEL SUR S.A.A.
- Por otra parte, con la aplicación del Análisis Envolvente de Datos (DEA), se obtiene una mejor identificación de la eficiencia necesaria para la comparación entre las empresas de distribución. El hecho de efectuar periódicamente estudios de este tipo es idóneo para identificar las empresas que necesiten cambios en gestión y facilitar la labor de trasladar las inversiones hacia donde fuesen empleadas de modo más eficiente.

CAPÍTULO - VIII

8. RECOMENDACIONES

En la aplicación presentada, la metodología fue limitada por la reducida cantidad de datos existentes. Es de considerar que la información en su total detalle, sólo estuvo disponible para las empresas consideradas como de referencia en el proceso regulatorio del año 2013.

Los datos recopilados constituyen lo esencial para la determinación de eficiencia en la evaluación del Valor Agregado de Distribución. Sin embargo, para una mayor globalidad y con fines de proporcionar mayor información en la determinación de tarifas de distribución, es apropiado contar con una mayor cantidad de datos, cubriendo además otros aspectos como separación del tipo de consumo, rural o urbano; cantidad de transformadores o KVA de cada empresa; dimensionamiento y características del área de servicio; mayor detalle del tipo de red, aérea o subterránea; calidad de servicio, etc.

CAPÍTULO - IX

9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Direct Energy Policy. Volume 37, Issue 6, June 2009, Pages 2249 – 2261. Año 2009. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509000731>
- Charnes, Cooper y Rhodes (1978) se refieren a las entidades de producción con el término Decisión MarketUnit (DMU).
- Farrel M.J. (1957): The measurement of productive efficiency. Journal of the Royal Statistical Society.
- Gómez T. (1999): Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas Basados en Incentivos. 6ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Lisboa, Portugal.
- Ley de Concesiones Eléctricas. (Noviembre de 1992). Decreto Ley N° 25844. Lima, Perú.
- Méndez Álvarez, C. E. (2001). Metodología Diseño y Desarrollo del Proceso de Investigación. Bogotá: 3ra. Edición McGraw-Hill.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. (Octubre de 1997). Decreto Supremo N° 020-97-EM. Lima, Perú.
- NUÑEZ RODRIGUEZ, ASUNCIÓN: "Evaluación de la actividad de distribución eléctrica en España mediante Fronteras de Eficiencia". Tesis de Maestría. Universidad Pontificia Comillas (España). Año 2004. Disponible en <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-04-005.pdf>
- Osinergmin. FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD) Y CARGOS FIJOS 2013-2017. Gerencia Adjunto de Regulación Tarifaria División de Distribución Eléctrica. Informe N° 0319-2013 GART Año 2013.

- Osinergmin. (Abril de 2004). "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos". Resolución OSINERG N° 074-2004-OS/CD . Lima, Perú.
- Osinergmin. (s.f.). "Reportes Semestrales de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica N° 1-2005, N° 2-2005, N° 1-2006, N° 2-2006, N° 1-2007, N° 2-2007, N° 1-2008, N° 2-2008, N° 1-2009, N° 2-2009, N° 1-2010, N° 2-2010". Lima, Perú.
- Osinergmin. (2009). Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú. Lima.
- PÉREZ REYES, Raúl & TOVAR, BEATRIZSAN. "Measuring efficiency and productivity change (PTF) in the Peruvian electricity distribution companies of Terre forms". Science
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. (Febrero de 1993). Decreto Supremo N° 009-93-EM. Lima, Perú.
- Rudnick H. y Raineri R. (1997): Chilean distribution tariffs. Incentive regulation, chapter in book: (De) Regulation and competition: The electric industry in Chile. Lides-Georgetown University.
- Sampieri, R. H. (2006). Metodología de la Investigación. México: McGraw-Hill Interamericana.
- SANHUEZA HORMAZÁBAL, RAÚL EDGARDO: "Fronteras de Eficiencia, metodología para la determinación del Valor Agregado de Distribución". Tesis Doctoral. Pontificia Universidad Católica de Chile (Chile). Año 2003. Disponible en:
- <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/sanhuezathesis.pdf>
- Torres Bardales, Colonibol (2000). Metodología de la Investigación Científica. Orientaciones Básicas. Lima: 7ma. Edición Libros y Publicaciones.
- Velásquez Fernández, A. R. (1999). Metodología de la Investigación. Lima: Editorial San Marcos.

ANEXOS

• Matriz de consistencia

TÍTULO DE LA TESIS DOCTORAL: "MÉTODO FRONTERAS DE EFICIENCIA PARA VALORAR EL AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA"				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p>Problema general ¿De qué manera las Empresas de Distribución Eléctrica, están directamente relacionadas con el método de "Fronteras de eficiencia" para evaluar el VAD y ser instituido en la Regulación Tarifaria a nivel nacional, para lograr un nivel de satisfacción entre las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico de calidad suministrado?</p>	<p>Objetivo general Evaluar el VAD con el nuevo Método Fronteras de Eficiencia e instaurar en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución, de igual manera, instituir un nivel de satisfacción por la rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, y asegurar el equilibrio de correspondencia entre estas Empresas y los Usuarios del producto eléctrico, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico.</p>	<p>Hipótesis principal El nivel de satisfacción y correspondencia de equilibrio entre el ente fiscalizador, las Empresas de Distribución eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico, están directamente relacionadas con el "Método fronteras de eficiencia" para evaluar el Valor Agregado de Distribución Eléctrica y a la Regulación Tarifaria Eléctrica a nivel nacional por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico de calidad.</p>	<p>Variable Dependiente: X Desempeño de las Empresas de Distribución Eléctrica.</p>	<p>Actual Modelo: Evaluación del Valor Agregado de Distribución eléctrica con el Modelo Eficiencia Técnica y Operativa, consistente en la evaluación del VAD por "Empresa Modelo y Sector Típico"</p>
<p>Problema específico: A ¿Se Instituirá en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución el nuevo Método Fronteras de Eficiencia analizando los datos de manera envolvente, evaluando el VAD de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica, previa indexación de los Indicadores de Desempeño, Economías de Escala y las Características Geográficas Reales de sus Áreas de Responsabilidad?</p>	<p>Objetivo específico: A Instituir en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas de Distribución el nuevo Método Fronteras de Eficiencia analizando los datos de manera envolvente, para evaluar el VAD de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica, indexando los Indicadores de Desempeño, Economías de Escala y las Características Geográficas reales de sus Áreas de Responsabilidad.</p>	<p>Sub hipótesis: A Con el Método Fronteras de Eficiencia se podrá evaluar las tarifas eléctricas considerando las variables intervinientes de manera envolvente, este nuevo Método será instituido en el Marco Regulatorio de las Tarifas Eléctricas para evaluar el VAD, previa determinación de los mecanismos de indexación en las tarifas eléctricas de distribución, las fronteras de eficiencia, los indicadores de desempeño y economías de escala relacionadas a las Empresas de Distribución Eléctrica.</p>	<p>Variable Dependiente: Y Método Fronteras de Eficiencia.</p>	<p>Nuevo Método: Evaluación del VAD con el nuevo Método Fronteras de Eficiencia analizando los datos de manera envolvente, para cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica.</p>
<p>Problema específico: B ¿Será instaurado el nivel de satisfacción de las Empresas de Distribución Eléctrica por el cumplimiento de la tasa de rentabilidad de sus Empresas, igualmente, se podrá asegurar un nivel de satisfacción de los Usuarios del producto eléctrico por la prestación del servicio eléctrico recibido?</p>	<p>Objetivo específico: B Instaurar un nivel de satisfacción y equilibrio de correspondencia por la pertinente tasa de rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica, y asegurar un nivel de correspondencia entre las Empresas Distribuidoras y los Usuarios, por la prestación y contraprestación del servicio eléctrico de calidad utilizado.</p>	<p>Sub hipótesis: B Este Método para evaluar el VAD, será instituido para alcanzar un nivel satisfactorio y de equilibrio de correspondencia entre: El ente Fiscalizador, las Empresas de Distribución Eléctrica y los Usuarios del producto eléctrico por la adecuada rentabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica y por la calidad del producto eléctrico que los Usuarios utilizan.</p>	<p>Variable Independiente: Z Políticas en materia de energía eléctrica.</p>	

• Desmembración lógica mental de la Ingeniería Eléctrica

DESMEMBRACIÓN LÓGICA MENTAL DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA		
PROGRAMAS	SUB PROGRAMAS	LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN
I. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	A. CONVENCIONALES	<ul style="list-style-type: none"> • Hidráulicas • Térmicas • Nucleares • Geotérmicas • A Gas • Diesel • Microcentrales
	B. NO CONVENCIONALES	<ul style="list-style-type: none"> • Biomasa • Paneles solares • Centrales eólicas • Parque eólicas • Mareomotrices • Parques fotovoltaicos
II. TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	A. ESTÁTICAS	<ul style="list-style-type: none"> • Trifásico • Monofásico • Potencia • Distribución • Utilización • De tensión • De corriente • Conversores
	B. ROTATIVAS	<ul style="list-style-type: none"> • Máquinas de Corriente Alterna • Máquinas de Corriente Continua • Generadores Eléctricos de C. A. • Generadores Eléctricos de C. C.
III. TRANSMISIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	A. HASTA 500 KV.	<ul style="list-style-type: none"> • Media Tensión • Alta Tensión • Extra Alta Tensión
	B. MAYOR A 500 KV.	<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad de Sistemas Eléctricos • Potencia de Sistemas Eléctricos • Protección de Sistemas Eléctricos
IV. DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	A. PRIMARIA	<ul style="list-style-type: none"> • Redes aéreas • Cables subterráneos
	B. SECUNDARIA	<ul style="list-style-type: none"> • Servicio Particular • Alumbrado Público • Marítimas
V. UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	A. EN MEDIA TENSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Cargas hasta 200 kW • Mayores a 200 kW
	B. EN BAJA TENSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Cargas especiales • Cargas domésticas • Cargas Industriales • Domótica – Interiores
	C. TENSIONES ESPECIALES	<ul style="list-style-type: none"> • En 110 voltios • En 380 voltios • En 440 voltios
VI. TARIFAS ELÉCTRICAS	A. GENERACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas en barra • Tarifas en generación
	B. TRANSMISIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Peajes de Sistemas Secundarios de Transmisión. • Compensación por uso de Sistemas de Transmisión • Liquidación de Ingresos por servicios de transmisión
	C. DISTRIBUCIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas Rurales en Media y Baja Tensión • Tarifas Eléctricas en Media y Baja Tensión
VII. POLÍTICA ENERGÉTICA	A. NACIONAL	<ul style="list-style-type: none"> • Inversión de capital privado • Electrificación rural urbano • Comercialización • Expansión eléctrica • Normatividad

ELÉCTRICA	B. INTERNACIONAL	<ul style="list-style-type: none"> • Exportación • Importación • Sostenibilidad
VIII. MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	A. REGULADO	<ul style="list-style-type: none"> • Baja Tensión • Media Tensión
	B. GRANDES USUARIOS	<ul style="list-style-type: none"> • Media Tensión • Alta Tensión • Extra Alta Tensión
	C. CLIENTES LIBRES	<ul style="list-style-type: none"> • Media Tensión • Alta Tensión • Extra Alta Tensión
IX. CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	A. CALIDAD DEL PRODUCTO ELÉCTRICO	<ul style="list-style-type: none"> • Tensión • Frecuencia • Perturbaciones eléctricas (Flickers y Armónicas) • Obligaciones del Suministrador • Facultades de la Autoridad
	B. CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	<ul style="list-style-type: none"> • Interrupciones • Obligaciones del Suministrador • Facultades de la Autoridad
	C. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL	<ul style="list-style-type: none"> • Trato al cliente • Medios de atención • Precisión de medida de la energía • Obligaciones del Suministrador • Facultades de la Autoridad
	D. CALIDAD DEL ALUMBRADO PÚBLICO	<ul style="list-style-type: none"> • Deficiencias del Alumbrado • Obligaciones del Suministrador • Facultades de la Autoridad
X. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	A. NACIONAL	<ul style="list-style-type: none"> • Costa • Sierra • Selva
	B. INTERNACIONAL	<ul style="list-style-type: none"> • Con Ecuador • Con Brasil • Con Bolivia • Con Chile
XI. PROYECTOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS	A. RURALES	<ul style="list-style-type: none"> • Costa • Sierra • Selva
	B. URBANOS	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas Urbanas • Centros Poblados • Asentamientos Humanos
	C. DOMÓTICA	<ul style="list-style-type: none"> • Hospitales • Unidades Educativas • Hostales
	D. INDUSTRIALES	<ul style="list-style-type: none"> • Manufactureras • Mineras • Agropecuarias • Petroquímicas • Textiles
XII. SEGURIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	A. RIESGOS	<ul style="list-style-type: none"> • Generación • Transmisión • Distribución • Utilización
	B. ENFERMEDADES QUE ORIGINAN LA CORRIENTE	<ul style="list-style-type: none"> • Estrés • Neuronal • Oftalmología • Ventriculación Muscular

Fuente: Dr. Ing. Marcelo N. Damas Niño y del Dr. Colonibol Torres Bardales

- **Cálculo de las Componentes Principales (ACP)**

El Análisis de Componente Principal (ACP), es una de las técnicas de análisis multivariable más antigua. Su introducción se debe a Person (1901), pero su verdadero desarrollo y aplicabilidad se debe a Hotelling (1933). La idea central del ACP es reducir el número elevado de variables interrelacionadas del análisis de un problema.

Para conseguir este objetivo se debe obtener un nuevo grupo de variables de igual número de variables, no correlacionadas, llamadas componentes principal (CP) en las cuales permanece la variabilidad presente de los datos originales, y que al ordenarlas decrecientemente por su varianza, permiten explicar el fenómeno de estudio sólo con las primeras CP, es decir, con un menor número de variable.

Básicamente, con esta técnica es posible:

- Sintetizar la información procedente de un volumen importante de datos del problema en particular.
- Crear nuevos indicadores o índices, representados por las variables.
- Utilizar el ACP como paso previo a otras técnicas.

Los aspectos teóricos del ACP son los siguientes:

Consideremos la información contenida en p variables predictoras $X = (x_1, x_2, \dots, x_p)$ que pueden reducirse a $Y = (y_1, y_2, \dots, y_m)$, con $m < p$ y donde las y_i 's no son correlacionadas y cuyas varianza decrece de la primera a la última.

Se busca combinaciones lineales del tipo:

$$y_i = a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{ip}x_p = \sum_{j=1}^p a_{ij}x_j = a_i'X, \quad i = 1, \dots, p$$

Dónde: $a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{ip}$ son constantes numéricas que se debe encontrar de tal forma que las nuevas variables y_i o variables principales tengan varianza máxima en orden decreciente y ausencia de correlación entre sí. Las variables principales o y_i se obtienen diagonalizando

la matriz de covarianzas S o de correlaciones R de las variables originales, de forma que las constantes a_1, a_2, \dots, a_p se obtienen con las coordenadas de los vectores propios asociados a los valores propios de S o R , ordenadas de forma decreciente, que representan las varianzas de las variables principales.

Con lo indicado anteriormente, y siendo S la matriz de varianzas y covarianzas de X , se tiene que:

$$\begin{aligned} \text{Var}(y) &= \text{Var}(a'X) \\ &= a'Sa \end{aligned}$$

Y el problema para determinar la primera componente principal $y_1 = a_1'X$ como combinación lineal de las variables originales es:

$\max a_1'S_{pp}a_1$
$sa :$
$a_1'a_1 = 1$
<p>El cual tiene como solución:</p>
$2(S_{pp} - \lambda I)a_1 = 0$

Dónde: I es la matriz identidad de orden p y λ es el vector de valores propios de la matriz de covarianza S . De esta manera, a_1 resulta ser el vector propio de la matriz de covarianza S correspondiente al mayor valor propio λ_1 . Con,

$$\lambda_1 = a_1'Sa_1 = \text{Var}(y_1)$$

Esta primera CP es una variable sintética que es combinación lineal de las variables originales y resume la mayor información que éstas contienen. Siguiendo el mismo procedimiento para obtener las otras CP, hasta p , se encuentra que la j -ésima CP se obtiene buscando la combinación lineal $y_j = a_j'X$ que tenga la varianza máxima, sujeta a la restricción de que no esté correlacionada con $a_1'X, a_2'X, \dots, a_{j-1}'X$. La solución viene dada por el sistema de valores propios y vectores propios orto normales de la matriz S ,

vale decir, si $\{(\lambda_1, a_1), (\lambda_2, a_2), \dots, (\lambda_p, a_p)\}$ son los valores propios ordenados crecientemente y sus vectores propios asociados, las p componentes principales muestrales vienen establecidas por:

$$y_j = a_j'X \quad j = 1, \dots, p$$

En resumen, las componentes se obtienen diagonalizando la matriz de covarianzas S o la matriz de correlaciones R . En virtud de las propiedades de la diagonalización de matrices simétrica, siendo el rango de la matriz S , p , habrá p componentes asociadas a los p valores propios. Las componentes son los p vectores propios asociados a los p valores propios.

Los datos que se consideraron en el análisis ACP fueron los de la Tabla N° 2.

Tabla N° 3
Datos considerados en el análisis ACP

EMPRESA	VADMT	VADBT	VNR	KMT	ENCOMP	PERDS	EVEND MT	EVEND BT	NCLTS
1 Coelvisac	21.06	42.60	24728.82	1468.73	571688.66	6241.10	412000.90	7649.52	34126
2 Edecañete	12.38	50.59	39890.82	1902.42	89990.15	10350.19	26731.25	51905.25	421988
3 Edelnor	79.88	147.95	3549195.76	44741.65	7052825.18	494869.19	2650576.66	3717001.96	14781545
4 Electro Oriente	15.92	55.74	181718.66	13705.38	547522.28	49397.85	156734.89	316483.33	2900022
5 Electro Pangoa	10.90	44.61	551.06	35.91	2770.79	273.94	0.00	2496.84	20615
6 Electro Puno	21.74	63.21	314495.55	31043.58	311708.62	36766.38	91196.67	189514.83	2731917
7 Electro Sur Este	18.14	60.48	519285.52	48176.52	618189.79	64584.05	84526.07	392291.27	4781947
8 Electro Dunas	15.96	50.41	225931.69	14232.87	890879.56	64636.07	463079.05	319643.60	2422973
9 Electro Tocache	27.26	93.28	20028.92	2049.95	21048.62	4008.88	4421.74	12618.00	184181
10 Electro Ucayali	11.78	45.62	71424.49	4589.11	258832.50	32618.27	95971.49	135522.68	832837
11 Electro-centro	21.96	65.25	574691.95	51560.45	697752.85	68474.53	127228.78	549531.70	7460583
12 Electro-noroeste	16.67	56.68	331988.78	20568.55	1250896.45	120807.12	617320.90	495865.72	4947259
13 Electro-norte	15.63	52.63	397523.63	28224.88	832288.10	80602.29	301011.44	454866.30	4652778
14 Electro-sur	16.30	51.99	141023.04	8401.41	367449.51	28504.77	117510.23	214869.70	1679675
15 Emsemsa	20.60	59.02	8004.72	239.12	13577.58	2840.32	3580.86	7156.40	94594
16 Emseusa	20.60	59.02	6467.65	363.45	12555.29	2064.40	1496.56	8994.33	99496
17 Hidrandina	15.38	52.61	788768.39	47957.04	1851506.80	158894.27	693401.05	893938.84	8262412
18 Luz del Sur	11.86	42.81	3329137.10	36728.25	7461729.56	402412.70	2858832.07	4028166.10	11319501
19 Seal	13.61	49.85	373985.17	21343.28	1020953.52	78490.54	321475.68	582852.45	4221577
20 Sersa	20.60	59.02	3396.45	195.86	8624.30	1037.08	1452.06	6135.16	72126

Los cálculos se desarrollaron en el software MATLAB siendo la programación del script del siguiente modo:

```
%%ACP
x = [
    21.06  42.60  24728.82  1468.73  571688.66  6241.10
    412000.90  7649.52  34126 ;
    12.38  50.59  39890.82  1902.42  89990.15  10350.19
    26731.25  51905.25  421988 ;
    79.88  147.95  3549195.76  44741.65  7052825.18  494869.19
    2650576.66  3717001.96  14781545 ;
    15.92  55.74  181718.66  13705.38  547522.28  49397.85
    156734.89  316483.33  2900022 ;
    10.90  44.61  551.06  35.91  2770.79  273.94  0.00  2496.84
    20615 ;
    21.74  63.21  314495.55  31043.58  311708.62  36766.38
    91196.67  189514.83  2731917 ;
    18.14  60.48  519285.52  48176.52  618189.79  64584.05
    84526.07  392291.27  4781947 ;
    15.96  50.41  225931.69  14232.87  890879.56  64636.07
    463079.05  319643.60  2422973 ;
    27.26  93.28  20028.92  2049.95  21048.62  4008.88  4421.74
    12618.00  184181 ;
    11.78  45.62  71424.49  4589.11  258832.50  32618.27
    95971.49  135522.68  832837 ;
    21.96  65.25  574691.95  51560.45  697752.85  68474.53
    127228.78  549531.70  7460583 ;
    16.67  56.68  331988.78  20568.55  1250896.45  120807.12
    617320.90  495865.72  4947259 ;
    15.63  52.63  397523.63  28224.88  832288.10  80602.29
    301011.44  454866.30  4652778 ;
    16.30  51.99  141023.04  8401.41  367449.51  28504.77
    117510.23  214869.70  1679675 ;
    20.60  59.02  8004.72  239.12  13577.58  2840.32  3580.86
    7156.40  94594 ;
    20.60  59.02  6467.65  363.45  12555.29  2064.40  1496.56
    8994.33  99496 ;
    15.38  52.61  788768.39  47957.04  1851506.80  158894.27
    693401.05  893938.84  8262412 ;
    11.86  42.81  3329137.10  36728.25  7461729.56  402412.70
    2858832.07  4028166.10  11319501 ;
    13.61  49.85  373985.17  21343.28  1020953.52  78490.54
    321475.68  582852.45  4221577 ;
    20.60  59.02  3396.45  195.86  8624.30  1037.08  1452.06  6135.16
    72126
]
R = corrcoef(x)
[cp, lambda, explicacion] = pcacov(R)
vpropios = lambda'
porcentajevarianza = explicacion'
plot(lambda)
```

```

Editor - C:\Users\Mercelo Dismati\Desktop\DEA\ACP.m
ACP.m x DEAVRSfinal.m x +
15 15.63 52.63 397523.63 28224.88 832288.10 80602.29 301011.44 454866.30 4652778 ;
16 16.30 51.99 141029.04 8401.41 367449.51 28504.77 117510.23 214669.70 1679675 ;
17 20.60 59.02 8004.72 239.12 13577.58 2840.32 3580.86 7156.40 94594 ;
18 20.60 59.02 6467.65 363.45 12555.29 2064.40 1496.56 8994.33 99496 ;
19 15.38 52.61 788768.39 47957.04 1851506.80 158894.27 693401.05 893938.84 8262412 ;
20 11.86 42.81 3329137.10 36728.25 7461729.56 402412.70 2658832.07 4028166.10 11319501 ;
21 13.61 49.85 973985.17 21349.28 1020953.52 78490.54 321475.68 582852.45 4221577 ;
22 20.60 59.02 3396.45 195.86 8624.30 1037.08 1452.06 6135.16 72126
23 ]
24 - R = corrcoef(x)
25 - [cp, lambda, explicacion] = pcacov(R)
26 - vpropios = lambda'
27 - porcentajevarianza = explicacion'
28 - plot(lambda)
29
30

```

```

Command Window
New to MATLAB? See resources for Getting Started.
6.8857 1.2653 0.7541 0.0450 0.0324 0.0123 0.0046 0.0005 0.0001

porcentajevarianza =
76.5077 14.0592 8.3787 0.4996 0.3605 0.1369 0.0511 0.0052 0.0012

```

Los resultados se muestran a continuación:

```

R =
1.0000 0.9534 0.6025 0.3006 0.5414 0.6223 0.5291 0.5336 0.5537
0.9534 1.0000 0.5282 0.2986 0.4548 0.5483 0.4302 0.4600 0.5056
0.6025 0.5282 1.0000 0.5852 0.9894 0.9828 0.9730 0.9941 0.8981
0.3006 0.2986 0.5852 1.0000 0.5282 0.6079 0.4791 0.5514 0.8401
0.5414 0.4548 0.9894 0.5282 1.0000 0.9813 0.9950 0.9962 0.8741
0.6223 0.5483 0.9828 0.6079 0.9813 1.0000 0.9708 0.9783 0.9292
0.5291 0.4302 0.9730 0.4791 0.9950 0.9708 1.0000 0.9835 0.8449
0.5336 0.4600 0.9941 0.5514 0.9962 0.9783 0.9835 1.0000 0.8834
0.5537 0.5056 0.8981 0.8401 0.8741 0.9292 0.8449 0.8834 1.0000

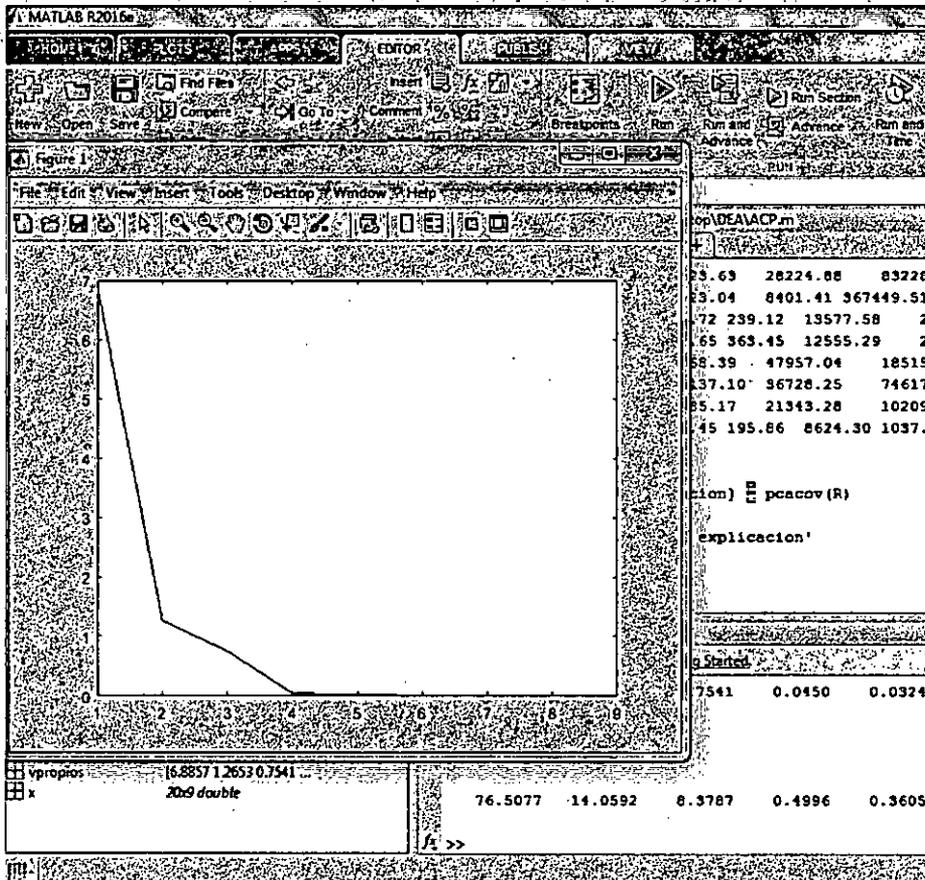
```

```

Command Window
New to MATLAB? See resources for Getting Started.
6.8857 1.2653 0.7541 0.0450 0.0324 0.0123 0.0046 0.0005 0.0001

porcentajevarianza =
76.5077 14.0592 8.3787 0.4996 0.3605 0.1369 0.0511 0.0052 0.0012

```



De estas figuras se comprueban que son tres las variables principales más importantes, y que en conjunto explican el 98.95% de la información total existente en las variables.

El primero de estos factores, el asociado a la primera componente principal, explica el 76.51% de las variaciones totales y recoge la información común a todas las variables, es por tanto un elemento de estabilidad. Esta primera componente principal presenta una asociación lineal positiva muy fuerte con prácticamente todas las variables.

La segunda componente principal es responsable del 14.06% de la información contenida.

- **Cálculo de la Eficiencia**

En función a los datos del año 2013 mostrados en la Tabla N° 3 se procedió a calcular la eficiencia con el software MATLAB, según el modelo DEA elegido.

Tabla N° 4

Cálculo de la Eficiencia con MATLAB con el modelo DEA

DATOS AÑO 2013		ENTRADA		SALIDA
Nº	EMPRESA	VAD	ENCOMP	NCLTS
1	COELVISAC	42.60	571688.66	34126
2	EDECAÑETE	50.59	89990.15	421988
3	EDELNOR	147.95	7052825.18	14781545
4	ELECTRO ORIENTE	55.74	547522.28	2900022
5	ELECTRO PANGOA	44.61	2770.79	20615
6	ELECTRO PUNO	63.21	311708.62	2731917
7	ELECTRO SUR ESTE	60.48	618189.79	4781947
8	ELECTRO DUNAS	50.41	890879.56	2422973
9	ELECTRO TOCACHE	93.28	21048.62	184181
10	ELECTRO UCAYALI	45.62	258832.50	832837
11	ELECTRO-CENTRO	65.25	697752.85	7460583
12	ELECTRO-NOROESTE	56.68	1250896.45	4947259
13	ELECTRO-NORTE	52.63	832288.10	4652778
14	ELECTRO-SUR	51.99	367449.51	1679675
15	EMSEMSA	59.02	13577.58	94594
16	EMSEUSA	59.02	12555.29	99496
17	HIDRANDINA	52.61	1851506.80	8262412
18	LUZ DEL SUR	42.81	7461729.56	11319501
19	SEAL	49.85	1020953.52	4221577
20	SERSA	59.02	8624.30	72126

Fuente: Propia del Autor

La programación del script para el cálculo de la eficiencia se desarrolló del siguiente

modo:

```
%% model= VRS
%%valor de epsilon
epsilon=0.001;
%% matriz de entrada
X = [
42.60    571688.66    ;
50.59    89990.15    ;
147.95   7052825.18  ;
55.74    547522.28   ;
44.61    2770.79    ;
63.21    311708.62   ;
60.48    618189.79   ;
50.41    890879.56   ;
93.28    21048.62    ;
45.62    258832.50   ;
65.25    697752.85   ;
56.68    1250896.45  ;
52.63    832288.10   ;
51.99    367449.51   ;
59.02    13577.58    ;
59.02    12555.29    ;
52.61    1851506.80  ;
42.81    7461729.56  ;
49.85    1020953.52  ;
59.02    8624.30
]
%% matriz de salida
Y = [
34126    ;
421988    ;
14781545    ;
2900022    ;
20615    ;
2731917    ;
4781947    ;
2422973    ;
184181    ;
832837    ;
7460583    ;
4947259    ;
4652778    ;
1679675    ;
94594    ;
99496    ;
8262412    ;
```

```

11319501 ;
4221577 ;
72126
]
%% entradas y salidas
[n,m] = size(X);
[n,s] = size(Y);
%% modelo
z = zeros(n,n+m+s+1);
%% funcion objetivo del modelo minimo de theta-epsilon*(s+ + s-)
f = [zeros(1,n) -epsilon*ones(1,s+m) 1];
%%limites inferiores
lblambda = zeros(n,1);
lboutput = zeros(s,1);
lbinput = zeros(m,1);
lb = [lblambda; lboutput; lbinput];

for j=1:n
    Aeq = [Y', -eye(s,s), zeros(s,m+1);
          -X', zeros(m,s), -eye(m,m) X(j,:)'];
          ones(1,n), zeros(1,s), zeros(1,m+1)];
    beq = [Y(j,:)';zeros(m,1);1];
    z = linprog(f, [], [], Aeq, beq, lb);
    Z(j,:) = z;
end
Z
%% generando tabla de archivos
% nameDMU;
temp1 = 'DMU_';
temp2 = ones(n,1)*temp1;
temp3 = char(temp2);
temp4 = num2str((1:n)');
nameDMU = [temp3, temp4];
clear temp1 temp2 temp3 temp4

% labelX;
temp1 = '    Input_';
temp2 = ones(m,1)*temp1;
temp3 = char(temp2);
temp4 = num2str((1:m)');
temp5 = [temp3, temp4];
labelX = [];
for ind = 1:m
    labelX = [labelX, temp5(ind,:)];
end
labelX;
clear temp1 temp2 temp3 temp4 temp5

```

```

% labelY;
temp1 = '    output_';
temp2 = ones(s,1)*temp1;
temp3 = char(temp2);
temp4 = num2str((1:s)');
temp5 = [temp3, temp4];
labelY = [];
for ind = 1:s
    labelY = [labelY,temp5(ind,:)];
end
labelY;
clear temp1 temp2 temp3 temp4 temp5

% labellambda;
temp1 = '    lambda_';
temp2 = ones(n,1)*temp1;
temp3 = char(temp2);
temp4 = num2str((1:n)');
temp5 = [temp3, temp4];
labellambda = [];
for ind = 1:n
    labellambda = [labellambda,temp5(ind,:)];
end
labellambda;
clear temp1 temp2 temp3 temp4 temp5

% labelx_slack;
temp1 = '    x_slack_';
temp2 = ones(m,1)*temp1;
temp3 = char(temp2);
temp4 = num2str((1:m)');
temp5 = [temp3, temp4];
labelx_slack = [];
for ind = 1:m
    labelx_slack = [labelx_slack,temp5(ind,:)];
end
labelx_slack;
clear temp1 temp2 temp3 temp4 temp5

% labely_slack;
temp1 = '    y_slack_';
temp2 = ones(s,1)*temp1;
temp3 = char(temp2);
temp4 = num2str((1:s)');
temp5 = [temp3, temp4];
labely_slack = [];
for ind = 1:s
    labely_slack = [labely_slack,temp5(ind,:)];
end

```

```

end
labely_slack;
clear temp1 temp2 temp3 temp4 temp5

% formatX;
temp1 = '%12.2f';
formatX = [];
for ind = 1:m
    formatX = [formatX,temp1];
end
clear temp1;

% formatY;
temp1 = '%12.2f';
formatY = [];
for ind = 1:s
    formatY = [formatY,temp1];
end
clear temp1;

% formatlambda;
temp1 = '%12.2f';
formatlambda = [];
for ind = 1:n
    formatlambda = [formatlambda,temp1];
end
clear temp1;

%% generando los resultados
fid = fopen('DEAresults.table','wt');
fprintf(fid,'DEA results for the ');
fmtW = [formatX, formatY, formatlambda, formatX, formatY, '%8.2f
\n'];
W = [X, Y, Z ];
fprintf(fid,['DMU name ', labelX, labelY, labellambda,
labelx_slack, labely_slack '   Theta\n']);

%% fprintf(fid,fmtW,W');
for ind = 1:n;
    fprintf(fid,namedDMU(ind,:));
    fprintf(fid,fmtW,W(ind,:));
end
fclose(fid);

```

Se procesan y analizan las 20 DMUs que representan a las 20 empresas según la figura:

```

Editor - DEAVRSFinal.m
Z Aeq nameDMU
20x6 char

val =

DMU_1
DMU_2
DMU_3
DMU_4
DMU_5
DMU_6
DMU_7
DMU_8
DMU_9
DMU_10
DMU_11
DMU_12
DMU_13
DMU_14
DMU_15
DMU_16
DMU_17
DMU_18
DMU_19
DMU_20
    
```

Command Window

Y se muestran los resultados en la matriz Z, esta matriz contiene todos los elementos calculados (valores de holguras, eficiencia, y lambdas).

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	7.3740e-05	1.9545e-04	0.5605	7.1860e-04	2.1136e-04	8.3895e-04	0.0056	3.7702e-04	2.6794e-04	2.1077e-04	0.3452	0.0021
2	0.0013	7.8841e-04	0.0248	0.0013	0.0032	0.0027	0.0271	2.8399e-04	7.6813e-04	3.4296e-04	0.5386	0.0051
3	4.8174e-05	2.2175e-05	0.9983	1.8910e-05	2.3907e-05	9.9563e-06	1.3085e-05	4.3186e-05	1.4400e-05	3.1588e-05	4.6721e-05	3.7248e-05
4	0.0016	7.8661e-04	0.9371	0.0017	7.2462e-04	0.0016	0.0030	0.0014	7.3094e-04	8.8637e-04	0.0220	0.0032
5	0.0041	0.0059	0.2397	0.0091	0.0043	0.0083	0.0160	0.0073	0.0058	0.0054	0.5327	0.0146
6	6.9488e-05	7.1395e-05	0.9083	8.6019e-05	6.9485e-05	8.4871e-05	1.0196e-04	8.2680e-05	7.0253e-05	7.3454e-05	1.3874e-04	1.0351e-04
7	0.0062	0.0066	0.6622	0.0114	0.0071	0.0118	0.0176	0.0095	0.0062	0.0074	0.0347	0.0160
8	0.0074	0.0011	0.9003	0.0027	0.0015	0.0025	0.0068	0.0015	0.0022	0.0011	0.0160	0.0059
9	0.0112	0.0086	0.2222	0.0029	0.0112	0.0030	0.0020	0.0033	0.0059	0.0069	0.4697	0.0028
10	0.0418	0.0947	0.5944	7.4868e-04	0.0029	3.9592e-04	4.4963e-05	0.0049	0.0573	0.0714	1.2658e-04	2.2596e-05
11	0.0170	0.0016	0.5184	0.0362	0.0021	0.0134	0.0341	0.0482	2.7558e-04	0.0103	0.0011	0.0931

Command Window

New to MATLAB? See resources for [Getting Started](#).

Seleccionando la columna de eficiencias se obtiene la Tabla siguiente:

Tabla N° 5
Resultados de Eficiencia por Empresa

EMPRESA	EFICIENCIA
COELVISAC	0.5605
EDECAÑETE	0.0246
EDELNOR	0.9985
ELECTRO ORIENTE	0.9371
ELECTRO PANGO	0.2397
ELECTRO PUNO	0.9981
ELECTRO SUR ESTE	0.6622
ELECTRO DUNAS	0.9003
ELECTRO TOCACHE	0.2222
ELECTRO UCAYALI	0.5944
ELECTRO CENTRO	0.5184
ELECTRO NOROESTE	0.6370
ELECTRO NORTE	0.9999
ELECTRO SUR	0.7681
EMSEMSA	0.8906
EMSEUSA	0.8589
HIDRANDINA	0.4384
LUZ DEL SUR	0.7062
SEAL	0.5863
SERSA	1.0000

Fuente: Propia del Autor

● Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

DECRETO SUPLENTO Nº 009-93-EM

(*) De conformidad con el Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 046-2010-EM-DGE, publicada el 03 septiembre 2010, se aprueba el contenido mínimo de un Estudio de Factibilidad, que forma parte de la citada Resolución como Anexo de la misma, aplicable a los derechos eléctricos previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y en el presente Reglamento.

CONCORDANCIAS

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley Nº 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas", establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica;

Que para la mejor aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas y de acuerdo a la Décima Segunda Disposición Transitoria del Decreto Ley Nº 25844, debe expedirse el Reglamento correspondiente;

De conformidad con el inciso 11) del Artículo 211 de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1.- Apruébese el Reglamento de la "Ley de Concesiones Eléctricas" Decreto Ley Nº 25844 que consta de 11 Títulos, 239 Artículos y 10 Disposiciones Transitorias, el cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2.- Deróganse las disposiciones administrativas que se opongan al presente Reglamento.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de febrero de mil novecientos noventa y tres

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

REGlamento DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1.- Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección" y "Comisión", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de Electricidad y a la Comisión de Tarifas Eléctricas, respectivamente. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 1.- Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección", "Comisión" y "OSINERG", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de Electricidad, a la Comisión de Tarifas Eléctricas, y al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía, respectivamente."

Artículo 2.- Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2 de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución, hasta un tope de 1000 KW.

El límite de potencia resultante para cada concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 2.- Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2 de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 KW. En los sistemas eléctricos donde no se reúnan los requisitos contemplados en el Artículo 80 del Reglamento para la existencia de un COES, todos los suministros estarán sujetos a la regulación de precios."

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 2.- Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2 de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 KW. En los sistemas eléctricos donde no se reúnan los requisitos contemplados en el Artículo 80 del Reglamento para la existencia de un COES, todos los suministros estarán sujetos a la regulación de precios."

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión, será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo, serán actualizados por el Ministerio por Resolución Ministerial. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 022-2009-EM, publicado el 16 abril 2009, cuyo texto es el siguiente: "Art. En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios."

Artículo 3.- Ninguna entidad de generación o de distribución podrá mantener la propiedad de un Sistema Secundario de Transmisión, si éste se calificara como parte del Sistema Principal en la revisión cuatri anual a que se refiere el último párrafo del Artículo 132 del Reglamento.

Artículo 4.- La demanda a que se refiere el inciso c) del Artículo 3 de la Ley, será la demanda agregada de todos los servicios interconectados, a ser atendidos por una misma empresa de distribución.

Artículo 5.- Si la demanda de un servicio, superara el límite establecido en el inciso c) del Artículo 3 de la Ley, el titular deberá adecuarse al régimen de concesión, en un plazo máximo de 180 días calendario de registrada esta demanda; cumpliendo el procedimiento establecido en la Ley y el Reglamento.

Artículo 6.- Las entidades que desarrollen exclusivamente las actividades de generación mediante autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los concesionarios, así como las obligaciones que determinan los incisos c), d), e), f), g) y h) del Artículo 31 y el Artículo 32 de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 064-2005-EM, publicado el 29 diciembre 2005, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 6.- Los titulares de autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los titulares de concesión, así como las obligaciones señaladas en los incisos c), d), e), f), g) y h) del artículo 31 y el artículo 32 de la Ley."

CONCORDANCIAS:

R.M. Nº 629-99-EM-VME, D.S. Nº 057-2006-EM, R. Nº 245-2007-OS-CD

Artículo 7.- El Ministerio establecerá un Registro de Concesiones Eléctricas, que será público, en el que se inscribirá todo lo relacionado con la solicitud, el otorgamiento, la renuncia y caducidad de las concesiones; así como los gravámenes, actos y contratos que las afecten.

Igualmente, todo lo relacionado a las autorizaciones, a que se refiere el Artículo 4 de la Ley, quedará registrado en libro especial.

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley, del Reglamento o del Registro, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección, que estará a cargo del registro, determinará el número de libros, la forma, los requisitos y contenido de los asientos de inscripción y dictará el respectivo reglamento interno para su funcionamiento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 7.- La Dirección llevará un libro registro de Concesiones Eléctricas Temporales y otro de Autorizaciones, en los que se inscribirán todos los actos, contratos y derechos que se relacionen con las concesiones temporales y las autorizaciones, siendo aplicable para el efecto la parte pertinente del reglamento interno del Registro de Concesiones Eléctricas."

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley y del Reglamento, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección estará a cargo de estos archivos internos, debiendo llevar paralelamente un libro registro adicional donde se anotarán todos los actos previos al otorgamiento de la Concesión Definitiva, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley y el Reglamento.

Las Concesiones Definitivas serán inscritas en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 7.- La Dirección llevará, con carácter de archivos internos, un Registro de Concesiones Eléctricas, en el que se anotarán todos los actos, contratos y derechos que se relacionen con las concesiones y las autorizaciones, siendo aplicable para el efecto el Reglamento Interno del Registro de Concesiones Eléctricas."

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo que antecede, las concesiones definitivas serán inscritas por el titular en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos."

Artículo 8.- Los titulares de las actividades a que se contrae el Artículo 7 de la Ley, deberán informar a la Dirección lo siguiente:

Si se trata de instalación de grupos generadores de energía eléctrica: la potencia instalada, tensión de generación, localización del equipo. En caso de generación hidroeléctrica se adjuntará además, un plano general de ubicación en una escala 1/5000;

Si se trata de sistemas de transmisión: la tensión nominal, capacidad de transporte, longitud de las líneas, el diagrama unifilar y los planos generales de ubicación a escala 1/10000, y las características de las subestaciones; y,

Si se trata de sistemas de distribución: número de usuarios y planos generales de redes y subestaciones a escala 1/2000, indicando las principales características técnicas.

Artículo 9.- Los Jueces de la capital de la República, son los únicos competentes para conocer todos los asuntos de carácter judicial que se promuevan entre el estado y los titulares de concesiones y autorizaciones.

Artículo 10.- Están impedidos de solicitar y adquirir concesiones o autorizaciones, directa o indirectamente, en sociedad o individualmente, el Presidente o Vicepresidentes de la República; Ministros de Estado; Representantes del Poder Legislativo; Representantes de los Gobiernos Regionales, Alcaldes, Funcionarios y empleados del Ministerio y de la Comisión. Esta medida alcanza a los familiares de los Impedidos hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad.

Artículo 11.- La prohibición contenida en el artículo precedente, no comprende los derechos obtenidos por herencia, legado o los que aporte al matrimonio el cónyuge no impedido.

TÍTULO II

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

Artículo 12.- La Comisión, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10 de la Ley, es un organismo técnico enteramente autónomo, tanto en lo funcional, en lo económico y lo administrativo, no estando sujeta ni sometida a la normatividad que rige al Sector Público, a excepción de las referidas al Sistema Nacional de Control.

Artículo 13.- Los Miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente las disposiciones de la Ley y el Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 13.- Los miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Orgánica de Hidrocarburos así como sus correspondientes reglamentos."

Artículo 14.- La Comisión se encuentra conformada por un Consejo Directivo que ejerce las funciones de Directorio y una Secretaría Ejecutiva que ejerce funciones técnicas y administrativas de apoyo.

La representación de la Comisión la ejerce su Presidente, quien desempeñará sus funciones a tiempo completo. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 14.- La Comisión se encuentra conformada por un Consejo Directivo que ejerce las funciones de Directorio y una Secretaría Ejecutiva que ejerce funciones técnicas y administrativas de apoyo.

La representación de la Comisión la ejerce su Presidente, quien desempeñará funciones ejecutivas a tiempo completo y dedicación exclusiva, en razón de lo cual mantendrá relación de carácter laboral con este organismo sólo por el período que dure su designación como tal, y de conformidad con la política remunerativa de la entidad. Los demás miembros del Consejo Directivo no mantienen relación laboral con la entidad, correspondiéndoles la retribución ordinaria mensual fijada en el presente Reglamento por su asistencia a las sesiones del Consejo.

Corresponde al Presidente del Consejo Directivo, las siguientes funciones:

Convocar y presidir las sesiones del Consejo Directivo;

Señalar los asuntos que deben ser sometidos a consideración del Consejo Directivo;

Emitir las resoluciones y los acuerdos aprobados por el Consejo, velando por su cumplimiento;

Susccribir conjuntamente con el Secretario Ejecutivo, las escrituras públicas y privadas, así como la memoria, el balance general y el estado de gestión correspondientes al ejercicio anual, aprobados por el Consejo Directivo;

Proponer ante el Consejo Directivo la contratación del Secretario Ejecutivo y de los asesores externos de la Presidencia y del propio Consejo;

Autorizar la contratación del personal de la Secretaría Ejecutiva;

Supervisar, en general, todas las actividades de la Comisión; y,

Ejercer las demás funciones que le delegue o le encargue el Consejo Directivo.*

Artículo 15.- Los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán designados por Resolución Suprema, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, a propuesta del Titular de Energía y Minas, quien previamente los seleccionará de las listas propuestas por las entidades señaladas en el Artículo 11 de la Ley.

Artículo 16.- Para ser miembro del Consejo Directivo de la Comisión, además de lo previsto en el Artículo 12 de la Ley, se requiere haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración.

Artículo 17.- La vacancia del cargo de director de la Comisión se sancionará por acuerdo del Consejo Directivo, debiendo poner este hecho en conocimiento del Ministerio y de las entidades proponentes de los miembros de la Comisión, para designar al reemplazante que complete el período del miembro que produjo la vacante, conforme al procedimiento previsto en la Ley y el Reglamento.

Artículo 18.- Las retribuciones ordinarias de los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán fijadas por Resolución Suprema referendada por el Ministro de Energía y Minas, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

La alta calificación profesional y experiencia empresarial, que exigen a sus miembros, la Ley y el Reglamento;

La importancia de las decisiones de orden técnico y económico que adopta la Comisión; y,

Los recursos que le procuran la Ley y Reglamento.

Artículo 19.- Todos los miembros del Consejo Directivo percibirán una retribución ordinaria mensual. El Presidente, por la naturaleza de su función y dedicación exclusiva, percibirá además una suma adicional equivalente a tres retribuciones ordinarias mensuales.

Los miembros del Consejo Directivo a quienes se les asigne funciones específicas que requieran dedicación exclusiva, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 16 de la Ley, percibirán además una bonificación adicional, por el tiempo que dure el encargo, que no podrá superar, mensualmente, el equivalente a una retribución ordinaria mensual.

Artículo 20.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 10 trabajadores, 5 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados. El régimen laboral de dicho personal se regirá por la Ley Nº 4916, sus emendas y modificatorias, así como por todos aquellos dispositivos legales inherentes a los trabajadores de la actividad privada; no siendo aplicables los niveles remunerativos, incrementos y/o bonificaciones que establece el Poder Ejecutivo para las entidades del Sector Público. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 20.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 12 trabajadores, 6 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos uno cumplirá las funciones de Auditoría Interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 20.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 20 trabajadores, 14 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos, uno cumplirá las funciones de Auditoría Interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada.*

Artículo 21.- Los niveles remunerativos del Personal de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, serán establecidos guardando relación con los que rigen en la empresa concesionaria de distribución de la Capital de la República, correspondiendo al Secretario Ejecutivo el nivel de Gerente General.

Artículo 22.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

Difundir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las Instalaciones de distribución; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

a) Fijar, revisar y modificar las tarifas y las compensaciones que deberán pagarse por el uso del sistema secundario de transmisión y distribución de energía eléctrica.*

Aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de transmisión y distribución;

Encargar los estudios para la determinación de la Tasa de Actualización, a que se refiere el Artículo 79 de la Ley;

Aprobar la Memoria y el Balance General de la Comisión;

Aprobar los niveles remunerativos del personal de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión;

Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición Nº 3 del Anexo de la Ley;

Establecer el Costo de Disponibilidad Técnica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso f) del Artículo 47 de la Ley; y, (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

g) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47 de la Ley, según el procedimiento definido en el Artículo 126 del Reglamento,*

Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria. (*)

(*) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 35-95-EM, publicado el 10 noviembre 1995, se precisa que esta facultad comprende la consideración de los costos y sobrecostos asociados a la prestación del Servicio Público de Electricidad en que incurrían o puedan incurrir los suministradores de energía eléctrica, así como el establecimiento de las condiciones generales de contratación y recargos.

CONCORDANCIAS: R. Nº 0940-2002-OS-CD, R. Nº 281-2004-OS-CD, R. Nº 066-2005-OS-CD, R. Nº 155-2006-OS-CD

R. Nº 343-2008-OS-CD

) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por todos los conceptos señalados en el Artículo 163 del Reglamento. () (*)

(*) Inciso añadido por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 28-10-94.

(*) Inciso modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por el costo de acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja y el monto mensual que cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo de 30 años. ()

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por el costo de acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja y el monto mensual que cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo de treinta (30) años. Tratándose de equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará una vida útil no menor de quince (15) años.

CONCORDANCIAS: R. Nº 669-2007-OS-CD, 1.6 (Proceso de Determinación de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica correspondiente a la Fijación del Período 2007 - 2011*)

) Fijar el margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el Artículo 126 del Reglamento. ()

(*) Inciso incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99

k) Fijar, revisar y modificar las tarifas correspondientes al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, rigiéndose para el efecto por el Decreto Supremo Nº 056-93-EM y el Decreto Supremo Nº 25-94-EM, modificatorias y complementarias. (*)

(*) Inciso incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99

l) Difundir, a solicitud de parte, los conflictos que podrán presentarse sobre la determinación de la tarifa de transporte y distribución por red de ductos. (*)

(*) Inciso incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99

Artículo 23.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 18 de la Ley, la Secretaría Ejecutiva deberá:

Calcular el costo de Racionamiento a que se refiere el inciso f) del artículo anterior; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

b) Evaluar el cálculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior,*

*) Evaluar los Informes a que se refiere el Artículo 81 de la Ley; y, Elaborar y someter a consideración del Consejo Directivo, la Memoria Anual de la Comisión.

c) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del Artículo anterior. (*)

(*) Inciso incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99

) F) Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior. ()

(*) Inciso incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99

Artículo 24.- El Consejo Directivo celebrará, como mínimo, dos sesiones mensuales. Las sesiones requieren un quórum de tres directores, a excepción de aquellas en que se trate la fijación, revisión y modificación de tarifas, en cuyo caso se requerirá la asistencia de por lo menos cuatro directores.

Las decisiones que se adopten serán por mayoría de votos. En caso de empate, el Presidente tendrá voto dirimente.

Las deliberaciones y acuerdos del Consejo Directivo, deberán constar en un libro de actas legalizado y serán suscritas por todos los directores concurrentes a la respectiva sesión.

Artículo 25.- Las resoluciones que expida la Comisión, en las que fije, revise o modifique tarifas, serán publicadas obligatoriamente en el Diario Oficial "El Peruano", por una sola vez, dentro de los plazos que señalan específicamente la Ley y el Reglamento.

CONCORDANCIAS: R. Nº 016-2006-EM, R. Nº 181-2009-OS-CD, Art. 3

Artículo 26.- Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales están obligados a cumplir las resoluciones de la Comisión, en lo que les concierne. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 037-99-EM, publicado el 10-09-99, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 26.- Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales, están obligados a cumplir las resoluciones de la comisión, en lo que les concierne. (*) [RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Artículo 27.- El presupuesto de la Comisión se formulará tomando en cuenta sus requerimientos para el cabal cumplimiento de las obligaciones que le señala la Ley, quedando exenta de los procedimientos y de las disposiciones generales y específicas que rijan para el Sector Público, en mérito a la autonomía que le confiere el Artículo 10 de la Ley.
En caso de no ejecutarse íntegramente el presupuesto de la Comisión, la parte no utilizada quedará como reserva para el siguiente ejercicio.
Artículo 28.- Antes del 15 de octubre de cada año la Comisión someterá a consideración del Ministerio, su presupuesto anual para el ejercicio siguiente el que deberá pronunciarse antes del 30 de noviembre. Vencido el plazo señalado, el presupuesto quedará automáticamente expedito para su ejecución.

TÍTULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 29.- Las solicitudes de concesión temporal y definitiva, las de autorizaciones y las de oposiciones que se produzcan, se presentarán a la Dirección siguiendo los procedimientos administrativos establecidos por el Ministerio, y cumpliendo las normas de la Ley y el Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 29.- Las solicitudes de concesión temporal y definitiva, las de autorizaciones y las de oposiciones que se produzcan, se presentarán a la Dirección siguiendo los procedimientos administrativos establecidos por el Ministerio y, cumpliendo las normas de la Ley y el Reglamento.

De conformidad con la normativa sobre la materia, las solicitudes de aquellos derechos eléctricos cuyo otorgamiento se encuentra comprendido dentro de las competencias de los Gobiernos Regionales, así como las oposiciones que se produzcan en torno a dichos derechos, serán presentadas a los Gobiernos Regionales del ámbito territorial que correspondan, cumpliendo con las normas de la Ley y el presente Reglamento".

CONCESION TEMPORAL

Artículo 30.- Las solicitudes para obtener concesión temporal, deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos: [RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Identificación y domicilio legal del peticionario;

Memoria descriptiva y plano general del anteproyecto;

Copia de la solicitud para obtener la autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

c) Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar estudios, cuando corresponda."

Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;

Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar.

Presupuesto del estudio; y,

Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 1% del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 UIT. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio hasta un tope de 250 UIT. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado por un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio hasta un tope de 250 UIT. Tratándose de estudios de centrales de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del estudio, hasta un tope de 25 UIT. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 30.- Las solicitudes para obtener concesión temporal, deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos:

Identificación y domicilio legal del peticionario;

Memoria descriptiva, plano general del anteproyecto y coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices del área de los estudios;

Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar los estudios, cuando corresponda. (*)

(*) De conformidad con el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 048-2007-EM, publicado el 07 septiembre 2007, se precisa que el requisito establecido en el presente literal, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que autorice la ejecución de estudios para el aprovechamiento del recurso hídrico con fines de generación de energía eléctrica.

Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;

Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;

Presupuesto de los estudios; y,

Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto de los estudios hasta un tope de 250 UIT. Tratándose de estudios de centrales de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto de los estudios, hasta un tope de 25 UIT. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 30.- Las solicitudes para obtener concesión temporal deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos:

Identificación y domicilio legal del peticionario. Si es persona jurídica, deberá estar constituida con arreglo a las leyes peruanas y presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el Poder de su representante legal, vigentes y debidamente inscritos en los Registros Públicos;

Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar los estudios, cuando corresponda;

Memoria Descriptiva y plano general del anteproyecto, que incluyan las coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices del área donde se llevarán a cabo los estudios;

Cronograma de Ejecución de Estudios;

Presupuesto de los estudios;

Requerimiento específico de servidumbres temporales sobre bienes de terceros;

Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto de los estudios hasta un tope de 250 UIT. Tratándose de estudios de centrales de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del estudio, hasta un tope de 25 UIT. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 016-2010-EM, publicado el 25 marzo 2010, cuyo texto es el siguiente:

g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto de los estudios.

Para el caso de concesión temporal relacionada con la actividad de generación, únicamente quedarán comprendidas las solicitudes de concesión temporal cuya potencia instalada sea igual o superior a 750 MW y/o en el caso que se requieran servidumbres sobre bienes de terceros."

Artículo 31.- Una vez presentada la solicitud y comprobado, en un plazo máximo de cinco (05) días calendario, que ésta cumple con los datos y requisitos establecidos en el artículo precedente, la Dirección la admitirá y dispondrá su publicación inmediata en el Diario Oficial "El Peruano" por dos (2) días calendario consecutivos, por cuenta del interesado. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 31.- Dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de presentada la solicitud, la Dirección la evaluará para determinar si cumple con los datos y requisitos de admisibilidad establecidos en el artículo precedente. De ser el caso, la Dirección la admitirá y dispondrá su publicación en el Diario Oficial El Peruano por dos (2) días calendario consecutivos por cuenta del interesado.

Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles de notificado, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud."

Artículo 32.- Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión temporal, dentro del plazo de diez (10) días calendario de la última publicación de la primera solicitud, se dará preferencia al que presente las mejores condiciones técnicas económicas. En igualdad de condiciones y tratándose de solicitudes para generación, tendrá derecho preferencial el que tenga presentada, con anterioridad, la petición para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado. (*)

(*) Artículo sustituido por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 32.- La Concesión temporal no otorga derechos exclusivos sobre el área de estudios. En consecuencia, se podrá otorgar concesión temporal para estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión a más de un peticionario.

En tales casos, las servidumbres solicitadas por los peticionarios deberán ser utilizadas en forma conjunta, cuando esto sea posible, e indemnizadas a prorrata entre todos los que resulten beneficiados. En todo caso, el otorgamiento de las servidumbres requeridas deberá ser lo menos gravoso al predio sirviente." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 32.- Se puede formular oposición contra las solicitudes de concesión temporal dentro de los cinco (5) días hábiles desde la última publicación del aviso. La oposición debe estar acompañada de los documentos que la sustenten y la garantía señalada en el inciso g) del Artículo 30 del Reglamento.

La oposición será resuelta por la Dirección dentro del plazo de diez (10) días hábiles de formulada.

Dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de notificada la Resolución Directoral, se podrá interponer recurso de apelación, el cual será resuelto dentro del plazo de diez (10) hábiles.

Si la oposición se declarara infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor."

Artículo 33.- El expediente de concesión temporal será evaluado por la Dirección, con el objeto de determinar su viabilidad debiendo quedar resuelta la solicitud, mediante Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada.

Para emitir su dictamen, la Dirección, de ser el caso, podrá solicitar se complemente y/o se adare la información presentada, debiendo el peticionario cumplir con lo solicitado dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificado. En caso de incumplimiento, la solicitud se tendrá por abandonada; procediendo la Dirección a ejecutar la garantía otorgada. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 33.- De no haberse formulado oposición, o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la solicitud deberá ser resuelta en un plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación. Para efectos del cómputo de este plazo, no serán computados los plazos otorgados para subsanar observaciones ni el que se requiere para resolver las oposiciones.

En caso de declarar improcedente la solicitud, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía otorgada." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 016-2010-EM, publicado el 25 marzo 2010, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 33.- De no haberse formulado oposición, o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la solicitud deberá ser resuelta en un plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación.

Para efecto del cómputo del plazo para resolver la solicitud de concesión temporal, no serán tomados en cuenta los plazos otorgados para subsanar observaciones, ni para resolver las oposiciones, así como tampoco el plazo necesario para llevar a cabo los eventos presenciales referidos en los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades Eléctricas.

En caso de declarar improcedente la solicitud, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía otorgada."

Artículo 34.- Las oposiciones que se pudieran presentar contra las solicitudes de concesión temporal, deberán efectuarse dentro de los cinco (5) días calendario de la última publicación de la solicitud, acompañadas de los documentos que la sustenten y la garantía señalada en el inciso g) del Artículo 30. del Reglamento.

La Dirección deberá resolver la oposición en un plazo máximo de cinco (5) días calendario de formulada, mediante Resolución Directoral.

La resolución Directoral podrá ser apelada por cualquiera de las partes ante el Ministerio, dentro del término de cinco (5) días calendario de haberle sido notificada.

El Ministerio resolverá la apelación, como última instancia administrativa, dentro de un plazo máximo de cinco (5) días calendario de presentada, expidiendo la respectiva resolución ministerial.

Si la oposición se declarara infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 34.- La Concesión temporal no tiene carácter exclusivo. En consecuencia, se puede otorgar concesión temporal para estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión dentro de las mismas áreas a más de un peticionario a la vez.

Las servidumbres deberán ("MOTA SPI) ser utilizadas de forma conjunta cuando esto sea posible, con el fin de ser lo menos gravosas para el predio sirviente. Las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar a favor de los titulares de los predios afectados, serán prorrateadas entre los beneficiados por las servidumbres competidas.

De oficio o a solicitud de parte interesada, el Ministerio podrá disponer el uso compartido de las servidumbres y la forma de prorratear las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar conforme al espacio y afectación que cada beneficiario requiera. Para tal fin, la Dirección podrá solicitar a OSINERG, o al ente correspondiente, los informes que resulten necesarios para establecer la viabilidad técnica del uso compartido de las servidumbres. Asimismo, la Dirección podrá encargar a una institución especializada la valorización de las compensaciones y/o indemnizaciones que deben ser prorrateadas, salvo que las partes interesadas señalen de común acuerdo a quien se encargará de la valorización." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 34.- La concesión temporal no tiene carácter exclusivo. En consecuencia, se puede otorgar concesión temporal para realizar estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión dentro de las mismas áreas a más de un peticionario a la vez.

En caso se otorgue una concesión definitiva sobre un proyecto que cuenta previamente con una concesión temporal, no habiendo ejercido el titular de ésta el derecho de preferencia previsto en el último párrafo del artículo 23 de la Ley, dicha concesión temporal deberá tenerse por extinguida de pleno derecho a partir del día siguiente de publicada la resolución de otorgamiento de la concesión definitiva, en cuyo caso deberá procederse a devolver la garantía presentada por su titular, siempre que no se haya acreditado que éste ha incurrido en incumplimiento de las obligaciones inherentes a la concesión temporal.

El otorgamiento de la concesión temporal no libera a su titular de obtener los permisos que se requieren para el uso efectivo de las áreas comprendidas dentro de la concesión otorgada, a fin de conservar el medio ambiente, respetar el derecho de propiedad y demás derechos de terceros.

En caso concurren más de una concesión temporal sobre una misma área, las servidumbres temporales que sean constituidas deberán ser utilizadas de forma conjunta cuando esto sea posible, con el fin de ser lo menos gravosas para el predio sirviente. Las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar a favor de los titulares de los predios afectados, serán prorrateadas entre los beneficiados por las servidumbres competidas.

De oficio o a solicitud de parte, el Ministerio podrá disponer el uso compartido de las servidumbres y la forma de prorratear las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar conforme al espacio y afectación que cada beneficiario requiera. Para tal fin, la Dirección podrá solicitar a OSINERGMIN, o al ente correspondiente, los informes que resulten necesarios para establecer la viabilidad técnica del uso compartido de las servidumbres. Asimismo, la Dirección podrá encargar a una institución especializada la valorización de las compensaciones y/o indemnizaciones que deben ser prorrateadas, salvo que las partes interesadas señalen de común acuerdo a quien se encargará de la valorización".

Artículo 35.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse por un nuevo período y, únicamente, si el peticionario no hubiera concluido con los estudios en el plazo previsto por causa de fuerza mayor.

En este caso, treinta (30) días calendario antes de su vencimiento, el peticionario presentará a la Dirección un Informe sustentatorio, así como la renovación de la respectiva garantía.

La renovación será determinada, por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada. De no mediar pronunciamiento en dicho plazo, se dará por automáticamente aprobada. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 35.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse una vez, por un nuevo período no mayor de dos (2) años.

Procede la renovación de la concesión temporal, únicamente cuando el titular no hubiera concluido con los estudios dentro del plazo otorgado originalmente por causa de fuerza mayor y la solicitud de renovación sea presentada con una anticipación no menor de treinta (30) días calendario antes de su vencimiento, acompañada de un Informe sustentatorio y de la renovación de la respectiva garantía vigente por el plazo de renovación solicitado. De ser el caso, también acompañará la renovación o ampliación de la autorización de uso del recurso natural para realizar estudios.

La renovación de la concesión temporal será otorgada por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada. De no mediar pronunciamiento dentro de dicho plazo, se dará por aprobada automáticamente.

En caso de ser improcedente la solicitud de renovación, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 35.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse una vez, por un nuevo período no mayor de un (1) año.

Procede la renovación de la concesión temporal, únicamente cuando el titular no hubiera concluido con los estudios dentro del plazo otorgado originalmente por causa de fuerza mayor o caso fortuito y la solicitud de renovación sea presentada con una anticipación no menor de treinta (30) días hábiles antes de su vencimiento, acompañada de un Informe sustentatorio, de la renovación de la respectiva garantía vigente por el plazo de renovación solicitado, el nuevo Calendario de Ejecución de Estudios y demás documentos que resulten pertinentes. De ser el caso, también acompañará la renovación o ampliación de la autorización de uso del recurso natural de propiedad del Estado para realizar los estudios.

La renovación de la concesión temporal será otorgada por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles de presentada. De no mediar pronunciamiento dentro de dicho plazo, se dará por aprobada automáticamente.

En caso de ser improcedente la solicitud de renovación, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía."

Artículo 36.- Si vencido el plazo otorgado para una concesión temporal o su renovación, el concesionario no cumpliere con las obligaciones contraídas en su solicitud, respecto a la ejecución de los estudios y cumplimiento del cronograma correspondiente, la Dirección ejecutará la garantía otorgada.

Las resoluciones ministeriales relativas al otorgamiento y renovación de concesiones temporales, serán publicadas por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano".

En caso de producirse renovación automática, según lo señalado en el artículo precedente, el peticionario publicará, a su costo, la prórroga de su derecho, por una sola vez, en el diario oficial "El Peruano". (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 36.- Si vencido el plazo otorgado para una concesión temporal o su renovación, el concesionario no cumpliere con las obligaciones contraídas en su solicitud, respecto a la ejecución de los estudios y cumplimiento del cronograma correspondiente, la Dirección ejecutará la garantía otorgada.

Las resoluciones ministeriales relativas al otorgamiento y renovación de concesiones temporales, serán publicadas por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano" por cuenta del interesado.

En caso de producirse renovación automática, según lo señalado en el artículo precedente, el peticionario publicará, a su costo, la prórroga de su derecho, por una sola vez, en el Diario Oficial "El Peruano."

SOLICITUD DE CONCESION DEFINITIVA

Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada, observando lo establecido en el Artículo 25 de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el Instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso j) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 0.2% del presupuesto del proyecto con un tope de 50 UIT. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25 de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el Instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso j) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT."

La vigencia de esta garantía se entenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25 de la Ley, señalando además el domicilio legal y adjuntando el Instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso j) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT. Tratándose de concesión definitiva de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 50 UIT."

La vigencia de la garantía se entenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25 de la Ley, adjuntando la carta fianza que acredite la garantía a que se refiere el inciso j) de dicho artículo. Además, se señalará el domicilio legal del peticionario y las coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices de las áreas de interés.

El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 500 UIT. La vigencia de la garantía se entenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión.

El requisito de admisibilidad referido a la autorización de uso de recursos naturales, se tendrá por cumplido cuando la citada autorización sea otorgada para ejecutar obras hidroenergéticas, y el requisito de admisibilidad referido al Estudio de Impacto Ambiental, se tendrá por cumplido con la presentación de la Resolución Directoral que aprueba dicho Estudio." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el artículo 25 de la Ley, adjuntando la carta fianza o póliza de seguro que acredite la garantía a que se refiere el inciso j) de dicho artículo.

El monto de la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 500 UIT. La garantía deberá mantenerse vigente durante todo el procedimiento administrativo hasta la puesta en operación comercial, para cuyo efecto el peticionario podrá presentar una garantía con un plazo menor, siempre que efectúe su renovación oportuna antes de su vencimiento, bajo aprobación de ejecutar la garantía y revocar la concesión otorgada.

El requisito de admisibilidad referido en el literal b) del artículo 25 de la Ley, se tendrá por cumplido con la presentación de la correspondiente resolución, emitida por la autoridad de aguas competente, que aprueba el estudio hidrológico a nivel definitivo. Dicho requisito es aplicable a las concesiones definitivas de generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW, cuando corresponda.

El requisito de admisibilidad referido en el literal j) del artículo 25 de la Ley, se tendrá por cumplido con la presentación de una carta de intención, contrato, convenio u otro documento que acredite que el peticionario contará con el financiamiento para la ejecución de las obras.

El requisito de admisibilidad referido en el literal k) del artículo 25 de la Ley, se tendrá por cumplido con la presentación de un Informe de una de las entidades Clasificadoras de Riesgo reconocidas por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP o CONASEV, salvo que la Dirección determine a una entidad distinta. Dicho Informe podrá comprender tanto al peticionario como al potencial inversionista que se informe en el requisito del literal j) del artículo 25 de la Ley.

Para el otorgamiento de la concesión definitiva, el peticionario deberá presentar a la entidad competente el certificado de conformidad emitido por el COES, sustentado con un Estudio de Pre-Operabilidad. El COES establecerá el procedimiento que se requiere para este efecto, el cual deberá ser aprobado por OSINERGMIN."

Artículo 38.- La solicitud presentada deberá ser estudiada por la Dirección, la que emitirá su Informe dentro de los cinco (5) días calendario siguiente. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 38.- Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la presentación, la Dirección efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los datos y requisitos de admisibilidad señalados en el Artículo 25 de la Ley y en el Artículo 37 del Reglamento." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 38.- Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la presentación, la entidad competente efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los datos y requisitos de admisibilidad señalados en el artículo 25 de la Ley y en el artículo 37 del Reglamento."

Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la Dirección notificará al peticionario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el Registro de Concesiones Eléctricas. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada se determina la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la Dirección notificará al peticionario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el Libro respectivo." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o de verificar la existencia de deficiencias y/o omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación."

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o de verificar la existencia de deficiencias y/o omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La entidad competente notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación."

Artículo 40.- Si el peticionario no cumple con el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriera las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegando la solicitud, lo que será comunicado al interesado y anotado en el registro correspondiente. En este caso la Dirección efectuará la garantía otorgada por el peticionario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 021-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 40.- Si el peticionario no cumple con el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriera las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegando la solicitud, lo que será comunicado al interesado y anotado en libro correspondiente. En este caso la Dirección efectuará la garantía otorgada por el peticionario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 40.- Si la observación no fuera subsanada dentro del plazo otorgado, la Dirección, declarará inadmisible la solicitud y efectuará la garantía otorgada por el peticionario referido en el Artículo 37 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 40.- Si la observación no fuera subsanada dentro del plazo otorgado, la entidad competente declarará inadmisible la solicitud de concesión definitiva y procederá a devolver la garantía presentada".

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 021-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 41.- Si la solicitud es admitida, se notificará al interesado y se anotará en el libro correspondiente; ordenándose su publicación, en la forma establecida en el Artículo 25 de la Ley, dentro de diez calendario siguientes a su admisión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 41.- Cumplidos los datos y requisitos de admisibilidad, o subsanado como haya sido la observación formulada, la Dirección, notificará al solicitante la admisión a trámite de la solicitud de concesión, ordenándole efectuar las publicaciones del aviso conforme al segundo párrafo del artículo 25 de la Ley. Los públicos se harán efectuados dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la notificación de la admisión a trámite, y los cuatro años serán prorrogados a la Dirección dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la última publicación. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 41.- Cumplidos los datos y requisitos de admisibilidad, o que haya sido subsanada la observación formulada, la entidad competente notificará al solicitante la admisión a trámite de la solicitud de concesión y, asimismo, en el mismo acto administrativo notificará al solicitante el texto del aviso de petición, para efectos de las publicaciones, conforme al segundo párrafo del artículo 25 de la Ley.

Las publicaciones serán efectuadas dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la notificación del aviso de petición, y los cuatro (4) años serán prorrogados a la entidad competente dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la última publicación.

Una vez notificado la admisibilidad de la solicitud, cualquier incumplimiento respecto de alguna actuación de cargo del administrador, inclusive respecto de la realización de publicaciones, dará lugar a que la solicitud sea declarada improcedente y se disponga la ejecución de la garantía."

TRAMITE DE CONCESION DE SOLICITUDES

Artículo 42.- Si dentro del libro señalado en el Artículo 26 de la Ley, se presentaran nuevas solicitudes para una misma concesión, vencido dicho término, la Dirección procederá a:

Notificar al peticionario, a los editores y a los solicitantes concurrentes dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles; y, Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme a lo establecido en los Artículos 37 a 41 del Reglamento, y que se refiere al artículo citado en último término. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 42.- Para la evaluación de las solicitudes concurrentes se tomará en consideración lo siguiente:

Si dentro del plazo señalado en el artículo 26 de la Ley, se presentaran nuevas solicitudes para una misma concesión definitiva, vencido dicho término, la entidad competente procederá a: Notificar al peticionario, a los editores y a los demás solicitantes sobre la existencia de la concursada, dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles; y,

Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme con lo establecido en los artículos 37 a 41 del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el artículo citado en último término.

Si dentro del término de siete (7) días hábiles contados a partir del día siguiente de la última publicación del aviso de una solicitud de concesión definitiva, el titular o quien haya sido titular de una concesión terminada, hubiere ejercido el derecho de preferencia previsto en el artículo 25 de la Ley, la entidad competente procederá a lo siguiente:

Notificar al solicitante de la concesión definitiva, dentro del plazo de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente de presentación de la solicitud de derecho preferente, a fin suspender el procedimiento administrativo y determinar si la solicitud de derecho preferente es válida para su admisión, conforme con lo establecido en los artículos 37 a 41 del Reglamento, con excepción de la publicación del aviso de petición, y,

De ser admitida la solicitud de derecho preferente, la solicitud de la concesión definitiva permanecerá en suspenso hasta la resolución final del procedimiento administrativo de la solicitud de derecho preferente. Esta misma solicitud será declarada improcedente y se devolverá la garantía otorgada, conjuntamente con la documentación presentada, en caso la concesión definitiva sea otorgada a la solicitud de derecho preferente; a su contrario, se dejará sin efecto la suspensión y se proseguirá con el procedimiento administrativo correspondiente.

No existe concurrencia entre solicitudes de concesión definitiva y solicitudes de derecho preferente, aunque el entre cada uno de estos tipos de solicitudes.

En caso concurrencia una concesión de concesión definitiva y una concursada de solicitudes de derecho preferente, deberá resolverse de manera prioritaria la concursada de solicitudes de derecho preferente y, posteriormente, la concursada de solicitudes de la concesión definitiva, debiéndose seguir con lo previsto en el numeral 2 del presente artículo, en lo que fuere pertinente.

Lo dispuesto en el numeral 2 del presente artículo será aplicable aun cuando exista más de una solicitud de concesión definitiva en condición de concursada, en cuyo caso esta concursada quedará según a la resolución final del procedimiento administrativo de la solicitud de derecho preferente."

Artículo 42.- Para los efectos del ejercicio del derecho preferente previsto en el artículo 25 de la Ley, deberá cumplirse con los requisitos de admisibilidad previstos en el artículo 23 de la Ley, los estudios de factibilidad dentro de la concesión temporal deberán tener una antigüedad no mayor de dos (02) años a la fecha de presentación de la solicitud de derecho preferente. (*)

Artículo 43.- Calificados las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa teniendo en cuenta los siguientes criterios:

La mayor eficiencia de los recursos naturales;

El menor plazo de ejecución de las obras.

CONDICIONES DE LAS OBRAS.

La igualdad de condiciones tendrá derecho preferente el que previamente hubiere sido titular de una concesión temporal y haya cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria. (*)

El último llamado modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 004-96-EM, publicado el 21 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"En igualdad de condiciones, tendrán derecho preferente los que previamente hubieren sido titulares de una concesión temporal y hayan cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria. Entre estos últimos, tendrá derecho preferente el peticionario cuya solicitud de concesión definitiva tenga fecha anterior de presentación. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM, publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 43.- Calificados las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa en base al mejor aprovechamiento de los recursos naturales. En igualdad de condiciones, tendrá preferencia el proyecto que contemple el menor plazo de ejecución de las obras. De persistir la igualdad, tendrá mejor derecho quien haya sido titular de una concesión temporal y haya cumplido sus obligaciones. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 43.- Calificados las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa en función del derecho preferente, según sea el caso, todas ellas válidas para su admisión. La entidad competente procederá a seleccionar la mejor alternativa sobre la base del aprovechamiento de los recursos naturales más eficiente. En igualdad de condiciones, tendrá preferencia el proyecto que contemple el menor plazo de ejecución de las obras.

Una vez seleccionada el proyecto, será aplicable el dispuesto en el artículo 41 del Reglamento respecto de la publicación del aviso de petición, en cuyo caso dicha publicación no dará derecho a la concursada de solicitudes, ya sea de solicitudes de concesión definitiva o de solicitudes de derecho preferente."

TRAMITE DE OPOSICIONES

Artículo 44.- Dentro de los ochos (8) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada, anotándose en el respectivo registro la fecha y hora de su interposición. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 021-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 44.- Dentro de los ochos (8) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada; anotándose en el libro respectivo de acuerdo a la fecha y hora de su interposición. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM, publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 44.- Dentro de los ochos (8) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada, anotándose en el libro respectivo de acuerdo a la fecha y hora de su interposición. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 44.- Dentro de los ochos (8) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada."

Artículo 45.- Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada. El Reglamento y los expedientes que se interponen, serán sustentados con documentos fehacientes y se deberá acompañar una garantía por un monto equivalente al que se fija en el Artículo 37 del Reglamento. (*)

Artículo 46.- Vencido el plazo establecido en el Artículo 44 del Reglamento, se correrá traslado de la oposición u oposiciones planteadas al peticionario, para que en el término de diez (10) días calendario, presente la oposición que sustente su derecho. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM, publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 46.- Vencido el plazo establecido en el Artículo 44 del Reglamento, se correrá traslado de la oposición al peticionario, para que en el término de diez (10) días hábiles subsane y presente la documentación que sustente su derecho."

Artículo 47.- Si el peticionario, en el término de diez (10) días hábiles subsane o no subsana el traslado, dentro del término indicado en el artículo anterior, la Dirección, dentro de un plazo de cinco (5) días calendario, resolverá la oposición, en virtud de los estudios realizados. En el caso de subsanarse la oposición, la Dirección efectuará la garantía otorgada por el peticionario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM, publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 47.- Si el peticionario se allanara a la oposición planteada o no absolviere el traslado dentro del término indicado en el artículo anterior, la Dirección, dentro de un plazo de diez (10) días hábiles, resolverá la oposición en mérito a lo actuado. En el caso de declararse fundada la oposición, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario."

CONCORDANCIA:D.S. Nº 027-2006-EM, Inc. e) del num. 14.3 del Art. 14 (De los Subcomités)

Artículo 48.- Cuando sea procedente, la Dirección abrirá la oposición a prueba por el término de ocho (8) días calendario prorrogable a ocho (8) días calendario adicional. Si fuera necesario actuar pruebas de campo, se ordenará una nueva prórroga que en ningún caso superará los ocho (8) días calendario.

Las pruebas deberán ofrecerse dentro de los cuatro (4) primeros días calendario y actuarse dentro de los cuatro (4) días calendario restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cuatro (4) primeros días del término probatorio una de las partes hubiera ofrecido pruebas que la otra considera necesario rebatir, podrá hacerlo, ofreciendo dentro de los cuatro (4) días calendario siguientes las que estime convenientes a su derecho.

El costo que demande la actuación de las pruebas será de cuenta y cargo de quien las ofrezca. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 48.- Cuando sea procedente, la Dirección abrirá la oposición a prueba por el término de diez (10) días hábiles prorrogables a diez (10) días hábiles adicionales. Si fuera necesario actuar pruebas de campo, se podrá ordenar una nueva prórroga que en ningún caso superará los diez (10) días hábiles.

Las pruebas deberán ofrecerse dentro de los cinco (5) primeros días hábiles y actuarse dentro de los cinco (5) días hábiles restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cinco (5) primeros días hábiles del término probatorio una de las partes hubiera ofrecido pruebas que la otra considera necesario rebatir, podrá hacerlo ofreciendo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes las que estime convenientes a su derecho.

El costo que demande la actuación de las pruebas será de cuenta y cargo de quien las ofrezca."

CONCORDANCIA:D.S. Nº 027-2006-EM, Inc. a) del num. 14.3 del Art. 14 (De los Subcomités)

Artículo 49.- Las resoluciones, comunicaciones y determinaciones de la Dirección en la tramitación de oposiciones son inapelables, a excepción de las que denieguen una prueba, las que podrán ser apeladas ante el Ministerio, dentro de cinco (5) días calendario de notificadas.

La Resolución Ministerial que se dicte es inapelable en la vía administrativa. La apelación no impide que se continúen actuando las demás pruebas.

CONCORDANCIA:D.S. Nº 027-2006-EM, Inc. a) del num. 14.3 del Art. 14 (De los Subcomités)

Artículo 50.- Evaluadas las pruebas presentadas por las partes, la Dirección resolverá la oposición, en el plazo de cinco (5) días calendario, mediante Resolución Directoral. Esta Resolución podrá ser apelada ante el Ministerio, dentro de un plazo de cinco (5) días calendario de notificada.

El Ministerio resolverá, en última instancia administrativa, dentro de los cinco (5) días calendario de presentada la apelación, emitiendo la respectiva Resolución Ministerial.

En caso que la oposición fuera declarada infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 50.- Evaluadas las pruebas presentadas por las partes, la Dirección resolverá la oposición en el plazo de diez (10) días hábiles mediante Resolución Directoral.

Esta Resolución podrá ser apelada ante el Ministerio dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de notificada.

El Ministerio resolverá en última instancia administrativa, dentro del plazo de diez (10) días hábiles de presentada la apelación, emitiendo la respectiva Resolución Ministerial.

En caso que la oposición fuera declarada infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor."

CONCORDANCIA:D.S. Nº 027-2006-EM, Inc. a) del num. 14.3 del Art. 14 (De los Subcomités)

Artículo 51.- El tiempo que se requiere para el trámite y solución de concurrencia de solicitudes, de concesión y de oposiciones, no será computado para los efectos del plazo a que se refiere el artículo 28 de la Ley.

CONCORDANCIA:D.S. Nº 027-2006-EM, Inc. a) del num. 14.3 del Art. 14 (De los Subcomités)

OTORGAMIENTO Y CONTRATO DE LA CONCESIÓN DEFINITIVA

Artículo 52.- De no haberse formulado oposición o ésta haya sido resuelta a favor del peticionario en la vía administrativa, la Dirección procederá a efectuar la evaluación pertinente, con la finalidad de decidir la procedencia de la solicitud. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 52.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la Dirección procederá a efectuar la evaluación técnico-normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la concesión.

Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al peticionario el proyecto de Resolución Suprema y de contrato de concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 024-2013-EM, publicado el 06 Julio 2013, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 52.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la Dirección procederá a efectuar la evaluación técnico-normativa del proyecto en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la concesión. Tratándose de proyectos hidroeléctricos, con la misma finalidad la Dirección verificará también que la implementación del proyecto no obstaculice el uso racional y el aprovechamiento óptimo del recurso hidroenergético de la cuenca hidrográfica, en ejercicio de la facultad a que se refiere el artículo 9 de la Ley.

Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

Si la información presentada no subsana la observación debido a que no corrige las deficiencias u omisiones, la solicitud será declarada improcedente.

De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al peticionario el proyecto de Resolución Suprema y de contrato de concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información."

Artículo 53.- La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28 de la Ley; designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del Contrato a nombre del Estado y señalando el plazo para la aceptación de la misma por el peticionario, el cual no podrá ser mayor a diez (10) días calendario contados a partir de su notificación.

La resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro del plazo que ésta señala. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 53.- La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28 de la Ley; aprobando el respectivo Contrato de Concesión y designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado.

La referida Resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro de los diez (10) días siguientes de su notificación. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 53.- Los plazos otorgados al solicitante para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo a que se refiere el Artículo 28 de la Ley. La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, aprobará el respectivo Contrato de Concesión y designará al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado, la Resolución, conjuntamente con el contrato, será notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su expedición para que la acepte y suscriba el contrato de concesión conforme a lo previsto en el Artículo 29 de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 53.- Los plazos otorgados para cualquier actuación a cargo del solicitante no serán computados a efectos del plazo a que se refiere el artículo 28 de la Ley. La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión aprobará el respectivo Contrato de Concesión y designará al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado. Asimismo, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su publicación en el Diario Oficial El Peruano, la Resolución Suprema será notificada al peticionario; en este mismo acto deberá remitirse el contrato a fin de que sea suscrito conforme con lo previsto en el artículo 29 de la Ley."

CONCORDANCIA:R.L. Nº 011-2006-EM, ART. 5

Artículo 54.- El Ministerio hará publicar la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano" en un plazo de cinco (5) días calendario, contados a partir de su aceptación. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 027-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 54.- El Ministerio hará publicar la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano en un plazo de cinco (5) días calendario, contados a partir de su aceptación. La publicación será por cuenta de Interesado. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 54.- Dentro del mismo plazo señalado en el artículo que antecede, el Ministerio dispondrá la publicación de la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano. La publicación será por cuenta del interesado."

Artículo 55.- El contrato de concesión, además de lo señalado en el Artículo 29 de la Ley, deberá consignar lo siguiente:

Condiciones técnicas de suministro;

Límite de potencia con carácter de Servicio Público de Electricidad para los concesionarios de distribución, determinado de acuerdo al Artículo 2 del Reglamento;

Garantía por un monto equivalente al 0.1% del presupuesto de las obras, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"c) Garantía por un monto equivalente al 1% del presupuesto de las obras, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas."

De este modo se deducirá la garantía establecida según el Artículo 37 del Reglamento, cuando corresponda.

El peticionario deberá efectuar el depósito de la garantía en el Ministerio, simultáneamente a la aceptación por escrito de la Resolución de otorgamiento de la concesión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 55.- El contrato de concesión, además de lo señalado en el Artículo 29 de la Ley, deberá consignar lo siguiente:

Condiciones técnicas de suministro;

Límite de potencia con carácter de Servicio Público de Electricidad para los concesionarios de distribución, determinado de acuerdo al Artículo 2 del Reglamento;

Garantía por un monto equivalente al 1% del presupuesto de las obras con un tope de 500 UIT, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas. Se exceptúa de esta garantía los casos de concesión definitiva de generación hidráulica.

El peticionario deberá efectuar el depósito de la garantía en el Ministerio, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles siguientes a la aceptación por escrito de la Resolución de otorgamiento de la concesión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 55.- El contrato de concesión, además de lo señalado en el artículo 29 de la Ley, deberá consignar lo siguiente:

Las condiciones técnicas de suministro;

El límite de Potencia con carácter de Servicio Público de Electricidad para los concesionarios de distribución, determinado de acuerdo al artículo 2 del Reglamento; y,

La garantía que señala el segundo párrafo del artículo 37 del Reglamento*.

Artículo 56.- El titular de la concesión autogará los gastos que demande la respectiva escritura pública y estará obligada a proporcionar al Ministerio un testimonio de la misma. En la escritura se insertará el texto de la resolución correspondiente.

Artículo 57.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30, el Artículo 37 y el inciso c) del Artículo 55 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

El concesionario podrá solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto. Para la liberación de las garantías, el avance de las obras deberá ser comprobado y aprobado por la Dirección. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 57.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30, el Artículo 37, el Artículo 45 y el inciso c) del Artículo 55 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

El concesionario podrá solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto. Para la liberación de las garantías, el avance de las obras deberá ser comprobado aprobado por la Dirección" (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 57.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del artículo 30, el artículo 32, el artículo 37, el artículo 45, inciso c) del artículo 55 y artículo 66 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza o póliza de seguro extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

Los titulares de concesión y autorización podrán solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de los estudios o las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto de los estudios o de las obras. La liberación de las garantías será aprobada por la entidad competente, previo informe de fiscalización que realice OSINERGMIN sobre el avance de los estudios u obras, según corresponda*.

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 58.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

Información de producción;

Información comercial; y,

Pérdidas de potencia y energía.

Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio. (*)

(*) Inciso añadido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM publicado el 28-10-94

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información, deberán solicitarla únicamente a la Dirección, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 58.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

Información de producción;

Información comercial, y,

Pérdidas de potencia y energía;

Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información deberán solicitarla únicamente a la Dirección, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias.

OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18.02.98, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 58.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

Información de producción;

Información comercial;

Pérdidas de potencias y energía; y,

Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 064-2005-EM, publicado el 29 diciembre 2005, cuyo texto es el siguiente:

"d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente para el cumplimiento de sus funciones."

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información, deberán solicitarla a la Dirección. La información que soliciten las autoridades judiciales, fiscales, tributarias y/o Defensoría del Pueblo podrán hacerlo directamente.

OSINERG y la Comisión solicitarán directamente la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar toda la información sobre los contratos de venta de electricidad o información comercial que permita a la Comisión cumplir con la comparación de precios que se refiere el Artículo 53 de la Ley, en la forma, plazos y medios que ésta señale.

La Comisión tomará en cuenta los precios en barra para la comparación de precios a que se refiere el párrafo anterior, en caso que la información requerida no sea presentada oportunamente.*

Artículo 59.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones, cuyos precios sean regulados, deberán presentar a la Comisión, dentro de los treinta (30) días calendario del cierre de cada trimestre, la siguiente información:

Balances Generales;

Estado de Ganancias y Pérdidas por naturaleza y destino;

Flujo de fondos; y,

Otras que considere convenientes.

Igualmente, dentro de los 20 primeros días calendario del mes de abril de cada año, deberán entregar a la Comisión, los estados financieros del ejercicio anterior, debidamente auditados.

La Comisión establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales, las empresas deberán remitir dicha información.

Artículo 60.- La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario.

La zona de concesión quedará determinada por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de 100 metros en torno a ellas. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 60.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas de concesión, debiendo estar identificadas en el contrato de concesión.

La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario.

La zona de concesión quedará determinada por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de 100 metros en torno a ellas. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 60.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas de concesión, debiendo estar identificadas y delimitadas en el contrato de concesión con coordenadas UTM (PSAD56).

En la oportunidad de otorgar la concesión, la delimitación de cada zona de concesión será establecida por el Ministerio sobre la base de la información contenida en la solicitud de concesión.

Cada zona de concesión quedará comprendida por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de cien (100) metros en torno a ellas.*

Artículo 61.- En los casos en que un concesionario de distribución haya efectuado las ampliaciones previstas en el Artículo 30 de la Ley, se regularizará mediante el siguiente procedimiento:

El concesionario presentará la respectiva solicitud a la Dirección, adjuntando los correspondientes planos, memorias descriptivas, especificaciones técnicas, metrados y costos de las ampliaciones efectuadas;

La Dirección podrá solicitar al concesionario, dentro de los cinco (5) días calendario de presentada la solicitud, información ampliatoria que éste deberá presentar dentro de los cinco (5) días calendario siguientes;

La Dirección determinará las modificaciones a incorporarse en el contrato de concesión que se consignarán en la Resolución Suprema, que deberá dictarse dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud. Dicha resolución será notificada al concesionario y publicada en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, dentro de los cinco (5) días calendario de expedida; y, Las modificaciones aprobadas serán formalizadas en un addendum al contrato, elevándose a escritura pública cumpliendo las obligaciones establecidas en el Artículo 56 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 61.- La regularización de las ampliaciones previstas en el Artículo 30 de la Ley, se efectuará mediante el siguiente procedimiento:

El concesionario presentará a la Dirección la solicitud de regularización, acompañada de los planos, la memoria descriptiva, las especificaciones técnicas, metrados, costos de las ampliaciones efectuadas y las coordenadas UTM (PSAD56) de los límites de las nuevas zonas.

Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la presentación, la Dirección efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los datos y requisitos de admisibilidad señalados en el párrafo anterior. Si de la evaluación efectuada se determina la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al concesionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles la solicitud de regularización.

Cumplidos los datos y requisitos de admisibilidad, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al concesionario la admisión a trámite de la solicitud y procederá a efectuar la evaluación técnico-normativa pertinente, con la finalidad de decidir si procede o no la regularización.

Si de la evaluación efectuada se determina la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al concesionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud de regularización.

De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección determinará las modificaciones a incorporarse y notificará al concesionario el proyecto de Resolución Suprema y de addendum al Contrato de Concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.

La Resolución Suprema aprobatoria del Addendum al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados al concesionario para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.

La Resolución será notificada al concesionario y publicada por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta del concesionario.

Artículo 62.- Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el Artículo 33 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el artículo 84 de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 62.- Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el Artículo 33 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento de dirimencia establecido en el siguiente párrafo.

El interesado deberá presentar a OSINERG una solicitud de dirimencia, adjuntando el sustento técnico y legal de su posición. Una vez vencido este plazo la solicitud será resuelta por OSINERG dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud, con lo que queda agotada la vía administrativa.

OSINERG queda facultada a dictar directivas para solucionar y resolver las solicitudes de dirimencia a que se refiere el presente artículo.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84 de la Ley."

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 064-2005-EM, Reglamento, Art. 11

Artículo 63.- El plazo de vigencia de los contratos, que se refiere el inciso b) del Artículo 34 de la Ley, será verificado por la Dirección en el mes de Julio de cada año. Para este efecto, los concesionarios de distribución deberán presentar a la Dirección antes del 30 de Junio del año correspondiente, copias de los documentos sustentatorios.

Artículo 64.- El concesionario de distribución, para cumplir con lo previsto en el inciso c) del Artículo 34 de la Ley, deberá garantizar un suministro continuo, oportuno, suficiente y que cumpla con las siguientes condiciones técnicas:

Onda de tensión máxima del 3.5% y de 5% en los extremos de la red primaria y secundaria, respectivamente; y, Una frecuencia nominal de 60 hertzios, con variación instantánea máxima de 1 Hertz, que deberá recuperarse en un período máximo de 24 horas.

La Dirección podrá variar los valores fijados en el inciso a) del presente artículo para los servicios rurales. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 64.- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente."

CONCORDANCIAS:

D.U. Nº 007-2004 (Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el Mercado Eléctrico originada por la existencia de Empresas Concesionarias de Distribución sin Contratos de Suministro de Electricidad)

D.U. Nº 007-2006 (Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el mercado eléctrico originada por la existencia de empresas concesionarias de distribución sin contratos de suministro de electricidad, vigente hasta el 31-12-2006)

D.U. Nº 035-2006 (Decreto de Urgencia que resuelve contingencia en el mercado eléctrico originada por la carencia de contratos de suministro de electricidad entre generadores y Distribuidores)

Artículo 65.- Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 33 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 65.- Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral."

El usuario deberá asumir el costo de las inversiones para la ejecución de las ampliaciones que se requieran, así como las compensaciones por el uso de los sistemas según lo establecido en el Artículo 140 del Reglamento.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84 de la Ley (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 65.- Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento establecido en el segundo párrafo del Artículo 62 del Reglamento.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84 de la Ley."

AUTORIZACIONES

Artículo 66.- Si la solicitud para obtener autorización, que señala el artículo 38 de la Ley, implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse el permiso correspondiente. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 66.- Si la solicitud para obtener autorización, que señala el Artículo 38 de la Ley, implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse el permiso correspondiente.

Con dicha solicitud deberá acompañar una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 1000 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de la operación de la planta. La vigencia de la garantía se extenderá hasta que la planta inicie su operación." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 66.- Si la solicitud para obtener autorización que señala el Artículo 38 de la Ley implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse la autorización correspondiente para ejecutar obras.

A dicha solicitud se deberá acompañar una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de operación de la planta. La vigencia de la garantía se extenderá hasta que la planta inicie su operación. Se exceptúa de esta garantía los casos de autorización de generación hidráulica. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 064-2005-EM, publicado el 29 diciembre 2005, cuyo texto es el siguiente:

"La solicitud de autorización debe estar acompañada de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de operación de la central. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial. Se exceptúa de la presentación de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación hidráulica y generación eléctrica mediante la cogeneración."

En su aplicación a las autorizaciones, lo dispuesto en el Artículo 57 del Reglamento.

El procedimiento para el otorgamiento de autorización, así como las oposiciones y concurrencia de solicitudes que se puedan presentar, se sujetarán a las normas aplicables para las solicitudes de concesión definitiva, en cuanto sean aplicables. (1)(2)(3)

De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 019-2004-EM, publicado el 25-06-2004, se precisa que durante el plazo de veinticuatro (24) meses contado a partir de la fecha de entrada en vigencia del citado Decreto Supremo, el monto de la garantía a que se refiere el presente artículo 66, será equivalente al 0.25% del presupuesto del proyecto con un tope de 200 UIT cuando la solicitud está destinada al desarrollo de la actividad de generación térmica que utiliza gas natural como combustible.

De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 048-2007-EM, publicado el 07 septiembre 2007, se precisa que el requisito establecido en el presente Artículo, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que apruebe los estudios del proyecto hidroenergético a nivel de factibilidad en la parte que corresponde a las obras de captación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo.

Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 66.- La solicitud de autorización, así como de concesión definitiva de generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW, deben estar acompañadas de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial, para cuyo efecto el peticionario podrá presentar una garantía con un plazo menor, siempre que efectúe su renovación oportuna antes de su vencimiento, bajo apercibimiento de ejecutar la garantía y cancelar la autorización otorgada. Se exceptúa de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación eléctrica mediante la cogeneración.

Si la solicitud de concesión definitiva para generación con Recursos Energéticos Renovables que señala el artículo 38 de la Ley implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse la resolución correspondiente que apruebe el estudio hidroológico a nivel definitivo, emitida por la autoridad de aguas competente.

Los requisitos de admisibilidad referidos en los literales h) e i) del artículo 38 de la Ley se tendrán por cumplidos con la presentación de la documentación respectiva, en cuyo caso resulta aplicable lo dispuesto por el artículo 37 del Reglamento.

El procedimiento para el otorgamiento de autorización y de concesión definitiva para generación con Recursos Energéticos Renovables, así como las oposiciones y concurrencia de solicitudes que se puedan presentar, se sujetarán a las normas aplicables para las solicitudes de concesión definitiva, en cuanto sean aplicables. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 031-2012-EM, publicado el 23 agosto 2012, cuyo texto es el siguiente:

"El procedimiento para el otorgamiento de autorización y de concesión definitiva de centrales hidroeléctricas RER, así como las oposiciones y concurrencia de solicitudes que se puedan presentar, se sujetarán a las normas aplicables para las solicitudes de concesión definitiva, en cuanto sean aplicables. Para los efectos de la concurrencia se deberá considerar como concurrentes a las solicitudes en trámite para la obtención de concesión temporal de centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea mayor a 20 MW y que esté localizado en la misma cuenca hidrográfica."

Para el otorgamiento de la autorización y concesión definitiva con Recursos Energéticos Renovables, el peticionario deberá presentar a la entidad competente el certificado de conformidad emitido por el COES, sustentado con un Estudio de Pre-Operatividad. El COES establecerá el procedimiento que se requiera para este efecto, el cual deberá ser aprobado por OSINERGMIN.

Serán de aplicación a las concesiones definitivas de generación con RER los artículos 66, 67, 68 y del 71 al 79 del Reglamento."

CONCORDANCIAS:

D.S. Nº 005-2006-AG, Art. 1 (Disposiciones para cumplimiento del requisito sobre licencia de uso de agua para fines de generación de energía hidroeléctrica)

D.S. Nº 041-2011-EM (Derogan el D.S. Nº 048-2007-EM y establecen disposiciones relativas al cumplimiento de requisitos para solicitar concesión temporal, concesión definitiva de generación, otorgamiento de autorización de ejecución de obras, autorizaciones de uso de agua para obras o estudios de generación eléctrica y otorgamiento y extinción de licencias de uso de agua otorgada a titulares de derechos eléctricos)

Artículo 67.- La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y, de ser viable, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 38 de la Ley. La resolución deberá publicarse en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, dentro de los cinco (5) días calendario siguiente a su expedición. Cuando la potencia instalada total sea inferior a 10 MW, las autorizaciones podrán ser otorgadas por las autoridades que designe el Ministerio en las ciudades ubicadas fuera de la Capital de la República. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 67.- La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y, de ser viable, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 38 de la Ley. La resolución deberá publicarse en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (5) días calendario siguiente a su expedición.

Cuando la potencia instalada total sea inferior a 10 MW, las autorizaciones podrán ser otorgadas por las autoridades que designe el Ministerio en las ciudades ubicadas fuera de la capital de la República." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 024-2013-EM, publicado el 06 julio 2013, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 67.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la Dirección procederá a efectuar la evaluación técnico-normativa del proyecto en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento del derecho eléctrico. Tratándose de proyectos hidroeléctricos, con la misma finalidad la Dirección verificará también que la implementación del proyecto no obstaculice el uso racional y el aprovechamiento óptimo del recurso hidroenergético de la cuenca hidrográfica, en ejercicio de la facultad a que se refiere el artículo 9 de la Ley.

Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

Si la información presentada no subsana la observación debido a que no corrige las deficiencias u omisiones, la solicitud será declarada improcedente.

De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, se otorgará el derecho correspondiente mediante Resolución Ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 36 de la Ley. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición.

Artículo 68.- La Dirección deberá verificar la información presentada, con carácter de declaración jurada por los peticionarios, dentro de los tres (3) meses siguientes al otorgamiento de la autorización.

Artículo 69.- Las autorizaciones serán canceladas por el Ministerio, previo Informe de la Dirección, en los siguientes casos:

Si de la verificación a que se refiere el artículo precedente, se comprobare la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;

Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; o,

Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de haberse aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES). (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 69.- Las autorizaciones serán canceladas por el Ministerio, previo Informe de la Dirección, en los siguientes casos:

Si de la verificación a que se refiere el artículo precedente, se comprobare la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;

Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; o,

Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de haberse aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES);

Si el titular de la autorización renuncia a la misma. La renuncia a la autorización que comprometa el servicio público de electricidad se rige por los requisitos y procedimiento establecido para la renuncia a una concesión definitiva en lo que le fuera aplicable, debiendo expedirse Resolución Ministerial para la aceptación de la renuncia. Tratándose de casos en los que no se afecte el servicio público, bastará el Informe favorable de Dirección." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 69.- Las autorizaciones serán canceladas por el Ministerio, previo Informe de la Dirección, en los siguientes casos:

Si de la verificación a que se refiere el artículo precedente, se comprobare la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;

Por reiterada infracción a la conservación del medio ambiente o del Patrimonio Cultural de la Nación que se encuentre declarado como tal al momento de ejecutar las obras;

Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de haberse aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES);

Si el titular de la autorización renuncia a la misma; o,

Si el titular no ejecuta las obras e instalaciones conforme a los plazos previstos en el cronograma, salvo caso fortuito o fuerza mayor debidamente acreditados." (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 012-2005-EM, publicado el 20 marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"e) Si el titular no ejecuta las obras e instalaciones conforme a los plazos previstos en el cronograma, salvo caso fortuito o fuerza mayor, o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio. Las razones técnico-económicas podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del titular y/o del grupo económico del que forma parte y constituyen una causa directa del incumplimiento."

Cuando la cancelación de la autorización comprometa el Servicio Público de Electricidad, serán de aplicación los requisitos y procedimientos establecidos para la caducidad de una concesión definitiva, en lo que le fuera aplicable. Caso contrario, bastará el Informe favorable de la Dirección.

La cancelación de la autorización será declarada por Resolución Ministerial, en la misma que se dispondrá la ejecución de las garantías que se encontraren vigentes."

CONDONANCIA/L.M. Nº 279-2005-MEM-DA, Art. 1

RENUNCIA Y CADUCIDAD DE CONCESIONES

Artículo 70.- El titular de una concesión temporal podrá renunciar a la misma, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación de treinta (30) días calendario, debiendo el Ministerio emitir la correspondiente Resolución Ministerial dentro del plazo señalado.

En este caso la Dirección ejecutará la garantía a que se refiere el inciso g) del Artículo 30 del Reglamento.

Artículo 71.- El concesionario podrá renunciar a su concesión definitiva, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación no menor de un año.

La Dirección evaluará la renuncia y se expedirá la respectiva Resolución Suprema aceptándola y determinando la fecha en que ésta se haga efectiva. En este caso la Dirección ejecutará las garantías otorgadas por el concesionario.

Artículo 72.- Aceptada la renuncia, se designará un Interventor de las operaciones del concesionario hasta el cumplimiento del plazo respectivo; y se procederá a la subasta de los derechos y los bienes de la concesión, aplicando el procedimiento dispuesto en el Artículo 79 del Reglamento.

Artículo 73.- La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el Artículo 36 de la Ley, seguirá el siguiente curso:

La Dirección formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario por vía notarial;

El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, podrá efectuar los descargos y presentar las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo de quince (15) días calendario de recibida la respectiva carta notarial. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Las razones técnico-económicas a que se refiere el inciso b) del Artículo 36 de la Ley, podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del concesionario y/o del grupo económico del que forma parte y constituyen una causa directa del incumplimiento. Vendido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad sin más trámite."

Evalúadas las pruebas por la Dirección, la declaratoria de caducidad, de ser procedente, se resolverá por Resolución Suprema en un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario, contados a partir de la notificación al concesionario del mérito de la caducidad; y, (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"c) Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede, serán evaluados por la Dirección y, de ser el caso, se emitirá la Resolución Suprema declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior."

En la Resolución Suprema que declara la caducidad, deberá designarse las respectivas personas naturales o jurídicas que se encarguen de llevar a cabo la intervención y la subasta pública, a que se refiere el Artículo 37 de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 017-2009-EM, publicado el 07 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 73.- La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el Artículo 36 de la Ley, seguirá el siguiente curso:

La Dirección formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario por vía notarial;

El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Vendido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad sin más trámite. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 018-2009-EM, publicado el 19 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

"b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Vendido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad. Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede serán evaluados por la Dirección y, de ser el caso, se emitirá la Resolución Suprema declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior."

En la Resolución Suprema que declara la caducidad, deberá designarse la persona natural o jurídica que se encargue de llevar a cabo la intervención, a que se refiere el Artículo 37 de la Ley. (*)

(*) Inciso reemplazado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 018-2009-EM, publicado el 19 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

"d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la Dirección un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, acompañado de una garantía incondicional, irrevocable y de ejecución inmediata que respalde el cumplimiento de todo el Calendario Garantizado, extendida por una entidad financiera que opere en el país, por un monto equivalente a:

Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5000 UIT), si es que el plazo para el inicio de obras propuesto en el Calendario Garantizado no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la Dirección; o,

Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10000 UIT), si es que el plazo para el inicio de obras propuesto en el Calendario Garantizado es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contados a partir de la fecha de su presentación a la Dirección.

El plazo para el inicio de las obras, previsto en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado, no deberá ser mayor a dos (02) años contados a partir de la fecha de su presentación a la Dirección." (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 028-2012-EM, publicado el 27 Julio 2012, cuyo texto es el siguiente:

"d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la Dirección un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria que opere en el país, que garantice el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto equivalente a:

Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5000 UIT), si es que el plazo para el inicio de obras indicado en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la Dirección; o,

Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10000 UIT), si es que el plazo para el inicio de obras propuesto en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contados a partir de la fecha de su presentación a la Dirección.

El plazo para el inicio de las obras previsto en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contados a partir de la fecha de su presentación a la Dirección."

"e) En caso de incumplimiento de cualquier parte del referido Calendario Garantizado según el Informe de OSINERGMIN que así lo acredite, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía y, sin más trámite, se expedirá la Resolución Suprema declarando la caducidad de la concesión." (1)(2)

Inciso agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 018-2009-EM, publicado el 19 marzo 2009.

Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 028-2012-EM, publicado el 27 Julio 2012, cuyo texto es el siguiente:

"e) La postergación de uno o más hitos del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras procederá, únicamente, si la solicitud de postergación se presenta a la Dirección acompañada del nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras y de la garantía incrementada en un veinte por ciento (20%) respecto del monto vigente a la fecha de la presentación de la solicitud de postergación. El incremento de la garantía se debe efectuar por cada solicitud de postergación, cualquiera que sea la causa, excepto los casos de fuerza mayor debidamente sustentada y acreditada ante OSINERGMIN. Para todos los efectos legales, el nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado por el concesionario junto con la solicitud de postergación

sustituirá el anterior, a partir de la comunicación que la Dirección remita al concesionario indicándole que ha cumplido con los requisitos indicados en el presente inciso. Esta comunicación será remitida con copia a OSINERGMIN acompañada de la copia del nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras."

"f) Cumplidas las condiciones señaladas en el inciso d), se emitirá la Resolución Suprema que declare en suspenso el procedimiento de caducidad y apruebe el Calendario Garantizado. No se exceptúa de dicha garantía a ningún tipo de concesión y se deberá mantener vigente la garantía hasta la puesta en operación comercial de la central. En caso de cumplimiento del Calendario Garantizado, la garantía será devuelta al concesionario, con lo cual quedará sin efecto el procedimiento de caducidad." (1)(2)

Inciso agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 018-2009-EM, publicado el 19 marzo 2009.

Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 028-2012-EM, publicado el 27 julio 2012, cuyo texto es el siguiente:

"f) Cumplidas las condiciones señaladas en el inciso d), se emitirá la Resolución Suprema que declare en suspenso el procedimiento de caducidad y apruebe el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras. La garantía debe extenderse hasta la puesta en operación comercial. La renovación de la Carta Pianza deberá ser presentada a la Dirección antes de su fecha de vencimiento. En caso contrario, la garantía será ejecutada y el concesionario quedará obligado a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva garantía por un monto igual al de la garantía que fue ejecutada, dentro del plazo improrrogable de veinte (20) días hábiles desde la fecha de vencimiento de la garantía ejecutada, bajo apercibimiento de expedir la Resolución Suprema declarando la caducidad de la concesión. No se exceptúa de presentación de la garantía a ningún tipo de concesión. En caso de cumplimiento de la fecha de puesta en operación comercial, la garantía será devuelta al concesionario, con lo cual quedará sin efecto el procedimiento de caducidad."

"g) En la Resolución Suprema que declara la caducidad, deberá designarse la persona natural o jurídica que se encargue de llevar a cabo la intervención, a que se refiere el Artículo 37 de la Ley, de ser el caso." (1)

(*) Inciso agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 018-2009-EM, publicado el 19 marzo 2009.

Artículo 74.- La Resolución Suprema que declara la caducidad será notificada notarialmente al concesionario o a su representante legal, en el domicilio señalado en el expediente dentro de las 48 horas de expedida, debiendo en el mismo término iniciar su publicación por dos (2) días consecutivos en el Diario Oficial "El Peruano". (1)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 74.- La Resolución Suprema que declara la caducidad de la concesión, será notificada notarialmente al concesionario en el último domicilio señalado en el expediente, dentro de los cinco (5) días hábiles de expedida, debiendo en el mismo término iniciar su publicación por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano". (1)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 017-2009-EM, publicado el 07 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 74.- La Resolución Suprema que declara la caducidad de la concesión será publicada por una (1) sola vez en el Diario Oficial "El Peruano, dentro de los diez (10) días hábiles de expedida."

Artículo 75.- La caducidad declarada, determina el cese inmediato de los derechos del concesionario establecidos por la ley y el contrato de concesión. La Dirección ejecutará las garantías que se concitaran vigentes.

Artículo 76.- Quien se encargue de la intervención a que se refiere el inciso d) del Artículo 73 del Reglamento, tendrá las siguientes facultades:

Determinar las acciones de carácter administrativo que permitan la continuación de las operaciones de la concesión; y,

Determinar las acciones de carácter técnico, que permitan la oportuna y eficiente prestación del servicio.

El cumplimiento de las medidas dictadas por el Interventor serán obligatorias para todos los estamentos de la entidad intervenida, cuyo representante legal podrá solicitar su reconsideración ante la Dirección, la que deberá resolver en un término de cinco (5) días calendario.

Los gastos totales que demande la intervención serán de cuenta y cargo de la entidad intervenida.

Si durante el período de este procedimiento la entidad intervenida deviniere en insolvente para atender las obligaciones que le imponga el Interventor, el Estado podrá asumir la administración plena y directa de los bienes de la concesión en tanto se proceda a su transferencia a terceros.

Artículo 77.- El titular de la concesión podrá contradecir la declaratoria de caducidad ante el Poder Judicial en la vía que corresponda. La demanda deberá ser interpuesta dentro de treinta (30) días calendario, contados a partir de la notificación de la respectiva Resolución de caducidad.

En este caso, la intervención se mantendrá hasta que se resuelva definitivamente la causa mediante resolución judicial expedida en última instancia. (1)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 017-2009-EM, publicado el 07 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 77.- El titular de la concesión podrá impugnar la declaratoria de caducidad ante el Poder Judicial mediante el proceso contencioso administrativo. La demanda deberá ser interpuesta dentro del plazo establecido en la Ley del Proceso Contencioso Administrativo, contado a partir de la publicación de la Resolución que declara la caducidad.

En este caso, la intervención se mantendrá hasta que se resuelva definitivamente el proceso contencioso administrativo mediante resolución judicial expedida en última instancia."

Artículo 78.- Sancionada definitivamente la caducidad de una concesión, de conformidad con lo dispuesto en los Artículos precedentes, el Ministerio procederá a subastar públicamente los derechos y los bienes de la concesión.

Artículo 79.- El procedimiento que deberá observar el Ministerio para llevar a cabo la subasta pública de los derechos y bienes de la concesión, será el siguiente:

Designar una entidad consultora, entre las que tenga precalficadas, que efectúe la valorización de los derechos y bienes de la concesión y determine el monto base respectivo.

La referida designación deberá efectuarse dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la sanción definitiva de la caducidad o se haga efectiva la renuncia;

La valorización deberá efectuarse en un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días calendario;

Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta, las que contendrán los términos de referencia para la propuesta técnica, para la propuesta económica y las garantías requeridas para intervenir en el proceso. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de los derechos y bienes de la concesión;

Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial "El Peruano" y otro de circulación nacional, por cinco (5) días consecutivos;

En acto público, los interesados presentarán sus propuestas técnicas, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio en un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la última publicación a que se refiere el inciso precedente; y,

Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, se otorgará la buena pro en acto público, al que presente la mejor propuesta económica. (1)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 017-2009-EM, publicado el 07 marzo 2009, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 79.- El procedimiento que deberá observar el Ministerio para llevar a cabo la subasta pública de los derechos y bienes de la concesión, será el siguiente:

El Ministerio designará una entidad consultora que efectúe la valorización de los derechos y bienes de la concesión y determine el monto base respectivo. Esta designación deberá efectuarse dentro de los treinta (30) días siguientes a la sanción definitiva de la caducidad o se haga efectiva la renuncia. La valorización deberá efectuarse en un plazo máximo de sesenta (60) días desde la designación;

Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta, las que contendrán el cronograma, los términos de referencia para los requisitos de precalificación, para la propuesta económica, las garantías requeridas para intervenir en el proceso, la oportunidad y la forma en que el adjudicatario de la subasta debe depositar el valor correspondiente de manera tal que se garantice el pago de los gastos totales que demande la intervención informados al Ministerio hasta antes de la fecha de convocatoria y los gastos necesarios para llevar a cabo la subasta, así como el pago al ex concesionario del saldo que hubiere. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de los derechos y bienes de la concesión;

Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, el Ministerio mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial "El Peruano, por tres (3) días consecutivos;

Dentro de los diez (10) días desde la última publicación del aviso de convocatoria, se llevará a cabo un acto público en el que los interesados presentarán sus requisitos de precalificación, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio dentro de los diez (10) días siguientes;

Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, en acto público se otorgará la buena pro al que presente la mejor propuesta económica, decisión que podrá ser materia de impugnación ante el Viceministro de Energía;

En el caso de desierta la subasta, el Ministerio efectuará una segunda convocatoria dentro de los sesenta (60) días de haber quedado desierta la primera, excepto cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad. En este caso de excepción, el Ministerio podrá asignar la concesión al Agente, de propiedad del Estado y de la misma actividad eléctrica, que se encuentre más cercano a la concesión materia de la subasta en los términos y condiciones que se fijan en el nuevo contrato de concesión, la misma que será valorada al precio fijado en la subasta.

Cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad, el otorgamiento de la Buena Pro podrá efectuarse aún cuando se haya presentado un solo postor."

TÍTULO IV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

ASPECTOS GENERALES

Artículo 80.- Para la constitución de un COES, en un sistema interconectado se requiere que se cumpla, simultáneamente, las siguientes condiciones:

Que exista más de una entidad generadora que cumpla con las características señaladas en el inciso a) del Artículo siguiente; y

Que la potencia instalada total del sistema sea igual o superior a 100 MW.

Si se interconectaran dos sistemas eléctricos en que existieran COES sólo seguirá operando el COES; del sistema de mayor potencia instalada al que se deberán incorporar los integrantes del otro. (1)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 81.- Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

Entidades generadoras cuya potencia instalada sea superior al 2% de la potencia instalada efectiva del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y, (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y, (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 35% de su energía producida; y, "

(*) Inciso modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida; y, "

Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas. (1)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 012-2005-EM, publicado el 20 marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 81.- Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida.

Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades cuya potencia efectiva de generación sea inferior al límite establecido en el inciso a) del presente artículo e igual o superior a 1 000 kW, podrán integrar el COES, a su elección, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de integrantes." (1)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 82.- No obstante lo señalado en el artículo precedente, podrán eximirse de participar en el COES los propietarios de centrales generadoras cuya producción comercializada anual de energía eléctrica se encuentre totalmente contratada con otras empresas generadoras del COES. En este caso la coordinación de dichas unidades generadoras será efectuada por el COES a través del generador integrante. (1)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 83.- Las disposiciones de coordinación que, en virtud de la Ley y el Reglamento emita el COES, serán de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes tanto para sus propios unidades como para aquellas unidades que tenga contratadas con terceros. (1)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

ORGANIZACIÓN

Artículo 84.- El COES está constituido por un Directorio y una Dirección de Operaciones.

El funcionamiento interno del COES será regulado mediante un Estatuto, el que será puesto en conocimiento de la Dirección y de la Comisión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 011-2001-EM publicado el 22-02-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 84.- El COES está constituido por una Asamblea, un Directorio y una Dirección de Operaciones. El funcionamiento del COES será regulado por un Estatuto, el cual será puesto en conocimiento de la Dirección y de la Comisión.

La Asamblea está constituida por los representantes de los integrantes del COES definidos en el Artículo 81 del Reglamento. Se reúne cuando menos una vez al año. Todos los integrantes, incluso los asistentes y los que no participaron en la reunión, están sometidos a los acuerdos adoptados por la Asamblea. El Estatuto señalará los requisitos para la convocatoria de la Asamblea y el quórum para que se tenga como válidamente constituida.

Las funciones de la Asamblea son exclusivamente las siguientes: I) Aprobación y modificación de Estatutos II) Designación de los miembros del Directorio según el procedimiento previsto en el Artículo 85; y, III) Aprobación del presupuesto anual y estados financieros.

Para efectos de las funciones previstas en los ítems I) y III) del párrafo precedente, cada integrante tendrá derecho a un voto. El Estatuto señalará la mayoría requerida para la adopción de acuerdos referidos a dichas funciones. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 85.- El Directorio es el máximo órgano de decisión del COES y es responsable de velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, el Reglamento y el Estatuto. El Directorio estará conformado por un representante de cada integrante.

La Presidencia del Directorio será rotativa entre sus integrantes, en las condiciones que establezca el Estatuto. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 85.- El Directorio es el máximo órgano de decisión del COES y es responsable de velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, el Reglamento, Normas Técnicas, demás disposiciones complementarias y su Estatuto.

El Directorio será elegido por los representantes de cada integrante, por un período de dos años y estará conformado por siete miembros, cinco de los cuales serán designados por los integrantes de generación y dos por los integrantes de transmisión.

Para la elección del Directorio, cada generador tendrá derecho a cinco votos y cada transmisor a dos votos. La elección se practicará entre generadores para elegir a sus cinco representantes y entre transmisores para elegir a sus dos representantes. En ambos casos, cada votante puede acumular sus votos a favor de una sola persona o distribuirlos entre varios.

Serán proclamados Directores quienes obtengan el mayor número de votos, siguiendo el orden de éstos. Si dos o más personas obtienen igual número de votos y no pueden todas formar parte del Directorio por no permitirlo el número de Directores establecido, se decide por sorteo cuál o cuáles de ellas deben ser los Directores.

Los Directores podrán ser reelegidos sólo para un período consecutivo. Sin perjuicio de lo anterior, el Directorio continuará en funciones, aunque hubiese concluido su período, mientras no se produzca una nueva elección.

Serán de aplicación a los miembros del Directorio los requisitos siguientes: I) ser profesional titulado con no menos de quince (15) años de ejercicio; II) haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco (5) años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración; III) contar con reconocida solvencia e idoneidad profesional; IV) actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

No podrán ser Directores: I) funcionarios y empleados públicos; II) accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios al OSINERG; III) directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubieren sido sancionadas por las mismas infracciones; IV) dos o más personas que sean parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y, V) los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Las causas de remoción de los miembros del Directorio serán establecidas en el Estatuto del COES.

Los miembros del Directorio elegirán a su presidente. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 011-2001-EM publicado el 22-02-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 85.- El Directorio, en los aspectos no previstos como funciones de la Asamblea de integrantes señaladas en el artículo anterior, es el máximo órgano de decisión del COES y es responsable de velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, las demás disposiciones complementarias y el Estatuto del COES.

El Directorio será elegido por los representantes de cada integrante, por un período de un año y estará conformado por nueve (9) miembros, ocho (8) de los cuales serán designados por los integrantes de generación y uno (1) por los integrantes de transmisión.

El COES está obligado a constituir su Directorio con representación de la minoría, aplicándose el voto acumulativo únicamente para la designación de los Directores integrantes de generación.

Las elecciones se practicarán entre integrantes de generación para elegir sus ocho (8) representantes. A ese efecto, cada número entero de MW de potencia efectiva del total de su parque generador, que será confirmada por la Dirección de Operaciones mediante informe técnico, da derecho a una cantidad de votos equivalente a ocho (8) veces el referido número entero de MW. Cada votante, puede acumular sus votos a favor de una sola persona o distribuirlos entre dos. Un grupo económico será considerado como un solo votante.

Serán proclamados Directores quienes obtengan el mayor número de votos, siguiendo el orden de éstos. Si dos (2) o más personas obtienen igual número de votos y no pueden todas formar parte del Directorio por no permitirlo el número de Directores establecido para representantes de generación, se decide por sorteo cuál o cuáles de ellas deben ser los Directores.

Tránsito de transmisión, la designación del único representante de los transmisores, para cada período de Directorio, será rotativa entre ellos.

Si el mismo grupo económico hubiera designado dos (2) representantes en generación, no podrá participar en la designación del representante de transmisión; y, si hubiera designado al representante de transmisión, sólo podrá participar con sus votos en la designación de un representante de generación.

Para los efectos del presente artículo, tanto para el caso de empresas del sector privado como para las de la actividad empresarial del Estado, es de aplicación en lo que resulte pertinente, la definición de grupo económico prevista en la Resolución SBS Nº 445-2000 o la que la sustituya.

Los Directores deben actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, las demás disposiciones complementarias y el Estatuto del COES.

Los Directores podrán ser reelegidos sólo para tres períodos consecutivos. Sin perjuicio de lo anterior, el Directorio continuará en funciones, aunque hubiese concluido su período, mientras no se produzca una nueva elección.

Serán de aplicación a los miembros del Directorio los requisitos siguientes: I) ser profesional titulado con no menos de diez (10) años de ejercicio profesional; II) haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco (5) años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración; III) contar con reconocida solvencia e idoneidad profesional.

Los impedimentos para ser Director y las causas de remoción de los miembros del Directorio, serán establecidas en el Estatuto del COES. En caso de renuncia, fallecimiento o remoción de uno de los miembros del Directorio, su reemplazante será designado por las empresas cuyos votos definieron su elección; y, para el caso de transmisión, por la empresa a la que le correspondió la designación. El nuevo Director ejercerá sus funciones por el período que aún resta al Directorio.

Los miembros del Directorio elegirán a su presidente.

El Directorio del COES contará con la presencia de dos (2) veedores, con derecho a voz y sin derecho a voto, uno de ellos como representante de los distribuidores y otro como representante de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios. El representante de los distribuidores será elegido entre los distribuidores de acuerdo al procedimiento que establezca el Estatuto del COES; y, el representante de los clientes sujetos a libertad de precios, será designado conjuntamente por la Sociedad Nacional de Industrias y la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 86.- El Directorio tendrá las siguientes funciones:

Nominar la Dirección de Operaciones o encargar sus funciones a una persona jurídica;

Aprobar los informes y estudios establecidos en la Ley.

Aprobar el Estatuto del COES y sus modificaciones;

Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;

Aprobar el presupuesto anual que demande el funcionamiento del COES; y,

Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"f) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del Artículo 40 de la Ley; y,

g) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto." (*)

(*) Inciso incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM publicado el 20-03-99

Las funciones señaladas en los incisos e), c) y d) serán aprobadas por unanimidad.

En el caso en que las funciones de la Dirección de Operaciones fuera encargada a una persona jurídica, los integrantes del COES no quedan eximidos de sus responsabilidades. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 011-2001-EM publicado el 22-02-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 86.- El Directorio tendrá las siguientes funciones:

Nominar la Dirección de Operaciones o encargar sus funciones a una persona jurídica;

Aprobar los informes y estudios establecidos en la Ley;

Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;

Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del Artículo 40 de la Ley; y,

OTRAS: R.M. Nº 143-2001-EM-VME

Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto.

La nominación del Director de Operaciones o su encargo a una persona jurídica, será aprobada por unanimidad. El Estatuto del COES establecerá los impedimentos para ser Director de Operaciones o desempeñar las funciones de Dirección de Operaciones y sus causas de remoción. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 87.- El presupuesto del COES será cubierto por las entidades integrantes con aportes proporcionales a sus ingresos, obtenidos en el ejercicio anterior, por concepto de venta de potencia y energía, Ingreso Tarifario y Peajes de Conexión. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 88.- Las divergencias o conflictos derivados de la aplicación de la Ley, del Reglamento o del Estatuto, que no pudieran resolverse por el Directorio, serán sometidos por las partes a procedimiento arbitral. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 011-2001-EM publicado el 22-02-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 88.- Las divergencias o conflictos derivados de la aplicación de la Ley, del Reglamento, Normas Técnicas, demás disposiciones complementarias o del Estatuto, que no pudieran resolverse por el Directorio, serán sometidos por las partes a procedimiento arbitral.

Para los efectos a que se refiere el párrafo anterior, los integrantes del COES definidos en el Artículo 81 del Reglamento, tienen derecho de impugnar las decisiones que tome la Dirección de Operaciones o los acuerdos que tome el Directorio del COES. Dichas impugnaciones se someten primero a la decisión del Directorio y de no encontrarse conforme el integrante con lo decidido por el Directorio, puede recurrir a la vía arbitral. El Estatuto del COES establecerá los plazos de impugnación y aspectos esenciales del arbitraje. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 89.- El Directorio, en tanto se resuelve la situación a que se refiere el artículo precedente, adoptará provisionalmente la decisión por mayoría; en caso de empate el Presidente tendrá voto dirimente. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 90.- El Directorio sesionará ordinariamente al menos una vez al mes y extraordinariamente cada vez que lo soliciten dos o más directores.

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 91.- La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones:

Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado y comunicarlos a sus integrantes para su cumplimiento;

Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo establecidos y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas dispuestas;

Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias;

Calcular los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico.

Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del COES que resulten de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema. Estas transferencias se efectuarán a los costos marginales de corto plazo del sistema;

Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema;

Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes a precios de Potencia de Punta en barras. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;"

Proponer al Directorio las modificaciones del Estatuto;

Elaborar y proponer al Directorio el presupuesto del COES;

Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlos al Directorio;

Elaborar los informes regulares establecidos en la Ley y el Reglamento;

Nominar los Comités Técnicos que fueren necesarios; y, (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"l) Nominar comités de trabajo a cargo de tareas específicas. Dichos comités no tienen facultades decisorias, reportan a la Dirección de Operaciones y se extinguen al cumplimiento del encargo encomendado."

Otras que el Directorio le encomiende. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-2001-EM publicado el 22-02-2001, cuyo texto es el siguiente:

"m) Publicar en la página Web del COES, los Acuerdos del Directorio, procedimientos técnicos, breve descripción de modelos utilizados, costos marginales del sistema, información relativa a sus entregas, retiros y producción de energía activa, provenientes de medidores ubicados en las barras de transferencia y generación respectivamente, para períodos de quince (15) minutos; así como precios de insumos y demás datos relacionados con la operación técnica y económica del sistema."

"n) Otras que el Directorio le encomiende". (1)(2)

Inciso adicionado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-2001-EM publicado el 22-02-2001.

Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN

(*) De conformidad con la Cuarta Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03-05-2008, las disposiciones establecidas en los Artículos 92 al 116 de presente Título continúan vigentes en lo que resulta aplicable y/o en tanto no se oponga a lo dispuesto por el citado dispositivo.

CONDICIONANCIAS:

D.S. N° 027-2008-EM, Cuarta Disp. Transitoria (Aplicación del RICE)

Artículo 92.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de las entidades que conforman un COES, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad y difiéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, que son de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes.

Los integrantes sólo podrán apartarse de dicha programación por salidas imprevistas de servicio, debido a fuerza mayor o caso fortuito. En este caso, la operación del sistema será coordinada directamente por los integrantes del COES de acuerdo a los criterios que establezca el Estatuto. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18-02-98, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 92.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras y los sistemas de transmisión de un sistema interconectado será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. En los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará difiéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones que son de cumplimiento obligatorio por todas las entidades.

Dentro de cada COES, la coordinación de la operación en tiempo real del sistema será efectuada por el representante de los titulares del Sistema Principal de Transmisión en calidad de "Coordinador de la Operación del Sistema". El Coordinador de la Operación del Sistema, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico, supervisará y controlará el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres.

Las referidas entidades sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93 del presente reglamento, por salidas imprevistas del servicio debidas a fuerza mayor o caso fortuito, o variaciones significativas de la oferta y/o demanda respecto a la programación diaria. En este caso, la operación del sistema, también será coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el Estatuto del COES; así como las normas que la Dirección establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.

Para el cumplimiento de estas funciones las entidades conectadas al sistema deberán proporcionar al Coordinador de la Operación del Sistema la información en tiempo real requerida por éste.

La Comisión determinará el costo eficiente a reconocer por la coordinación de la operación a cargo del representante de los titulares principal de transmisión; teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas del sistema de control y comunicaciones para la optimización de la operación del sistema." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 039-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 92.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. Para los alcances del presente artículo, en los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará difiéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, siendo de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes del Sistema. Entendiéndose por integrante del Sistema a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema será efectuada por el COES, en representación de los integrantes del Sistema, en calidad de "Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema", al que se le denominará "Coordinador", para lo cual contará con el equipamiento necesario para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico supervisará y controlará el suministro de electricidad. Los integrantes del Sistema sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93 del Reglamento, por salidas imprevistas del servicio debidas a fuerza mayor o caso fortuito, o variaciones significativas de la oferta y/o demanda respecto a la programación diaria. En este caso la operación del Sistema también será efectuada por el Coordinador, de acuerdo con lo que señale el Estatuto y los procedimientos técnicos del COES, así como las normas que la Dirección establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.

Para el cumplimiento de estas funciones los integrantes del Sistema deberán proporcionar al Coordinador la información en tiempo real requerida por éste.

El Coordinador cumplirá sus funciones considerando lo dispuesto por la Ley de Conexiones Eléctricas y su Reglamento, las normas que la Dirección establezca y los procedimientos técnicos del COES. En caso que alguna situación operativa no esté normada, dispondrá asimismo que a su juicio y criterio técnico operativo considere adecuadas, en base a la información que los integrantes del Sistema le proporcionen, siendo estas disposiciones supervisadas por el OSINERG, las mismas que serán publicadas en la página Web del COES conforme a lo dispuesto en el inciso m) del Artículo 91 del Reglamento.

El OSINERG determinará el costo eficiente que se reconocerá al Coordinador por la coordinación de la operación, teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas de control y comunicaciones para la optimización de la operación del Sistema." (*)

(*) Sexto párrafo sustituido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 Febrero 2005, el cual entrará en vigencia transcurridos 120 días contados desde la fecha de su publicación, cuyo texto es el siguiente:

"El OSINERG determinará los costos eficientes de inversión, de operación y de mantenimiento que se reconocerán al Coordinador por la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema. Dichos costos serán cubiertos por los integrantes del COES."

"El Coordinador podrá delegar temporalmente parte de sus funciones a uno o más integrantes del Sistema, con el objeto de dar más eficiencia a la coordinación de la operación en tiempo real." (*)

(*) Séptimo párrafo agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 Febrero 2005, el cual entrará en vigencia transcurridos 120 días contados desde la fecha de su publicación.

El Coordinador pagará a los Delegados el costo eficiente en que éstos incurran por el ejercicio de las funciones delegadas, en la forma que determine el procedimiento establecido por OSINERG. (*)

(*) Octavo párrafo agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 Febrero 2005, el cual entrará en vigencia transcurridos 120 días contados desde la fecha de su publicación.

El OSINERG establecerá los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones."

(*) Noveno párrafo agregado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 Febrero 2005, el cual entrará en vigencia transcurridos 120 días contados desde la fecha de su publicación.

CONDICIONANCIAS: R.D. N° 049-99-EM-DGE

R. N° 436-2005-OS-CD

R. N° 437-2005-OS-CD

Artículo 93.- La Dirección de Operaciones efectuará, diaria y semanalmente, la programación de la operación de corto plazo, indicando los bloques de energía para días típicos de consumo y la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Artículo 94.- La programación de mediano y largo plazo considerará la producción mensual de las centrales para los próximos 12 y 48 meses, respectivamente; expresada en bloques de energía para días típicos de consumo.

La programación a mediano y largo plazo deberá ser actualizada por la Dirección de Operaciones cada mes y seis meses, respectivamente.

En el caso que se utilicen sistemas de pronóstico de caudales, la metodología de cálculo se establecerá en el Estatuto, debiendo depender necesariamente de variables medibles y verificables por parte de la Comisión.

Artículo 95.- La programación a que se refieren los artículos 93 y 94 del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 95.- La programación a que se refieren los Artículos 93 y 94 del Reglamento, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema lleven a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

Los niveles de calidad y seguridad que deberán aplicarse como mínimo, son los establecidos en las normas técnicas emitidas por el Ministerio." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18.02.98, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 95.- La programación a que se refieren los Artículos 93 y 94 derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones."

Artículo 96.- La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezca el Estatuto.

Artículo 97.- Las empresas integrantes del COES entregarán a la Dirección de Operaciones, en los plazos a fijarse en el Estatuto, la siguiente información:

Nivel de agua en los embalses:

Caudales afluentes presentes e históricos en las centrales hidroeléctricas;

Combustible almacenado en las centrales;

Operatividad y rendimiento de las unidades generadoras;

Topología y características del sistema de transmisión; y,

Otras de similar naturaleza, que se acuerde entre los integrantes.

Artículo 98.- La Dirección de Operaciones determinará la previsión de demanda de potencia y energía, para el corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

El programa de obras a utilizarse será concordado con el que se encuentre especificado en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 de la Ley.

El Costo de Racionamiento será fijado por la Comisión y la Tasa de Actualización será la establecida en el Artículo 79 de la Ley. (*)

CONCORDANCIA: D.S. Nº 35-95-EM

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 98.- La Dirección de Operaciones determinará la previsión de demanda de potencia y energía para el corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

El Costo de Racionamiento será fijado por OSINERG y la Tasa de Actualización será la establecida en el Artículo 79 de la Ley. *

Artículo 99.- La información relativa a precios y la cantidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las unidades de generación, acompañados de un Informe sustentatorio de los valores entregados.

La Dirección de Operaciones respetará la información alcanzada para un período mínimo de dos meses. Cualquier modificación de la misma, que solicite un integrante, dentro del lapso indicado, requerirá del acuerdo de los demás integrantes.

La información para el resto del período de planificación, será elaborada por la Dirección de Operaciones.

CONCORDANCIAS:

R.D. Nº 011-2000-EM-DGE, Art. 1

D.S. Nº 016-2000-EM, Art. 5

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Artículo 100.- Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía reactiva (Sic) entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovoltios-amperios reactivos y en kilovatios-hora, respectivamente. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 100.- Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía reactiva () RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovoltios-hora, y en kilovoltios-amperios reactivo-hora, respectivamente."

Artículo 101.- Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 101.- Para la celebración de contratos con usuarios finales, no será requisito que los integrantes del COES hayan contratado previamente la potencia firme con terceros, sin embargo el integrante que haya superado su potencia firme propia, podrá contratarla con terceros o asumir las transferencias, conforme lo establecido en el Artículo 113 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 101.- Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES."

Artículo 102.- Cada integrante del COES deberá estar en condiciones de satisfacer en cada año calendario la demanda de energía que tenga contratada con sus usuarios, con energía firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

La demanda anual de cada integrante del COES está determinada por la suma de la energía comprometida con sus propios usuarios y con otros integrantes del COES. Esta demanda considerará el porcentaje de pérdidas de transmisión que establezca el Estatuto.

En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES deberá verificar que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente la misma proporción para cada uno de los suministradores. Quien tuviera un contrato diferente, deberá adecuarlo a lo prescrito en el presente artículo.

Cada integrante deberá informar al COES, su demanda comprometida para el siguiente año calendario, antes del 31 de octubre de año anterior, acompañando la documentación que señale el Estatuto.

Artículo 103.- La energía firme de un integrante del COES, será calculada tomando en cuenta lo siguiente:

Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Dicho año será determinado por la Comisión; y, (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico la probabilidad de excedencia resultante por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 110 del Reglamento.

Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad promedio que fije la Comisión de acuerdo al Inciso g) del Artículo 22 del Reglamento. (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

La Comisión fijará los factores de indisponibilidad por medio para cada tipo de central generadora tomando en cuenta los períodos de mantenimiento y falla, así como el estadístico nacional y, de no contarse con ellas, las Internacionales. Igualmente deberá establecer los valores mínimo y máximo de los factores de indisponibilidad para cada tipo de central generadora. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 103.- La Energía Firme de un integrante del COES, será calculada cada año, tomando en cuenta lo siguiente:

Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando el despacho de las unidades para caudales naturales mensuales con una probabilidad de excedencia del 90% y los períodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 064-2005-EM, Reglamento, Art. 8

En caso que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año en evaluación se procederá a disminuir, en forma secuencial, la probabilidad de excedencia hidrológica y los factores de indisponibilidad hasta igualar dicho consumo.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para determinar las energías firmes de las centrales generadoras según los criterios contenidos en el presente Artículo."

Artículo 104.- Para cada generador, el COES verificará que la suma de su energía firme y la contratada a terceros, cubra como mínimo la demanda de energía anual que tenga contratada con sus usuarios. Esta verificación se efectuará antes del 30 de noviembre de cada año, y se comunicará a todos los integrantes. Aquellos que no cumplan la condición señalada, deberán corregir esta situación antes del 31 de diciembre.

Artículo 105.- El COES calculará, para cada hora o grupo de horas, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía. El Costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición Nº 5 del anexo de la Ley, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES. (*)

CONCORDANCIAS: D.U. Nº 037-2008, Art. 6 (Costo Marginal de Corto Plazo)

(*) El presente Artículo quedó derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2011-EM, publicado el 11 Junio 2011, el mismo que entró en vigencia el 01 de enero de 2016.

Artículo 106.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía que regulan ser proyectados se calcularán con los mismos modelos matemáticos de información utilizados en la planificación y en la programación de la operación, y serán comunicados junto con ésta a los integrantes del COES.

Los costos marginales que se consideren para valorar transferencias entre integrantes del COES, serán los correspondientes a la operación real del sistema en el período considerado.

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central.

En toda situación que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía será igual al Costo de Racionamiento.

Si se alcanzara en el sistema una condición de vertimiento, el Costo Marginal se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Artículo 213 del Reglamento y el costo variable incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinaada.

Se considerará vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada. (*)

CONCORDANCIAS: D.U. Nº 037-2008, Art. 6 (Costo Marginal de Corto Plazo)

Este Artículo quedó derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2011-EM, publicado el 11 Junio 2011, el mismo que entró en vigencia el 01 de enero de 2016.

Artículo 107.- La valorización de las transferencias de energía entre integrantes, producida por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento: (*)

(*) Primer párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 107.- La valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento."

Se efectuará la medición y/o los cálculos para determinar las entregas y retiros de energía de cada integrante:

La energía entregada y retirada por cada integrante será valorizada multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo correspondiente; y,

Para cada integrante, se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados ocurridos en el sistema durante el mes. Las entregas se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante, sea positivo o negativo, constituirá el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante. (*)

(*) El presente Artículo quedó derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2011-EM, publicado el 11 Junio 2011, el mismo que entró en vigencia el 01 de enero de 2016.

Artículo 108.- Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo pagará si dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo total del mes.

Adicionalmente, el COES determinará las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre integrantes, según los procedimientos que estipule el Estatuto sobre la materia, considerando criterios de equidad por inversión en equipos de compensación reactiva. (*)

(*) El presente Artículo quedó derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 027-2011-EM, publicado el 11 Junio 2011, el mismo que entró en vigencia el 01 de enero de 2016.

Artículo 109.- La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su Potencia Firme.

La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad.

Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en que se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período más probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año.

La Potencia Firme de un integrante será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras y la de aquellas que tenga contratadas con terceros. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 109.- El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;

Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema; y,

Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalados en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo. Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia.*

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 050-2008-EM, Art. 20 (Ingreso por Potencia)

D.S. Nº 012-2011-EM (Aprueban nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables) Art. 20.

Artículo 110.- La potencia firme de cada una de las centrales hidroeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

Se determina la curva de duración de carga del sistema durante los 6 meses del año de menor caudal afluente a las centrales hidroeléctricas, para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Se asumirá que la hora de punta del sistema ocurre en dicho período de 6 meses.

Se ubican en la curva de duración de carga desde la base hacia la punta, las centrales termoeléctricas del sistema, ordenándolas de acuerdo a sus costos variables crecientes, teniendo en cuenta sus potencias firmes calculadas de acuerdo con lo establecido en el artículo 111 del Reglamento.

La parte de la curva no cubierta se denominará curva de duración de carga residual;

La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:

El primer bloque, desde la base hacia la punta, se denomina "bloque de base" y su duración es de seis meses con 24 horas diarias;

El segundo bloque, desde la base hacia la punta se denomina "bloques de punta" y su duración es de dos meses con 8 horas diarias; (*)

(*) Item modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

"1) El segundo bloque horario, desde la base hacia la punta se denomina "Bloque de Punta" y su duración es de 6 meses con 8 horas diarias."

El tercer bloque se denomina "bloque de punta instantánea", tiene una duración neta y su potencia está determinada por la diferencia entre la potencia de punta de la curva de duración de carga residual y la suma de las potencias de los bloques de base y de punta.

La potencia de los bloques de base y de punta se calcula de modo que la energía de estos sea igual a la energía total de la curva de duración de carga residual;

La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará exclusivamente en el bloque de base; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará en el bloque de base inicialmente;"

La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria para apartar potencia durante 8 horas al bloque de punta, determinados para el año hidrológico con una probabilidad de excedencia del 95%, se ubicará tentativamente en un aporte al bloque de punta.

Una vez efectuada esta ubicación, aquella parte que exceda la potencia total del bloque, se recorta de cada central en proporción a sus aportes tentativos a dicho bloque. Aquella parte excedente se traslada al bloque de base.

De producirse faltantes totales de energía, se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta alcanzar el equilibrio con la demanda de energía del sistema. El cálculo de la potencia firme de las Centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;

De producirse excedentes de energía, igualmente se efectuará si el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta neutralizar los excedentes de energía del sistema sin pasar un nivel del 95%. Si alcanzado este nivel, aún se produjeran excedentes de energía, se disminuirán los aportes de cada central hidroeléctrica proporcionalmente. Asimismo, el cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;

La potencia de las centrales hidroeléctricas que no haya sido colocada en los bloques de base y de punta será colocada proporcionalmente en el bloque de punta instantánea; y,

La potencia firme de cada central hidroeléctrica será igual a la suma de las potencias colocadas en los bloques de base, de punta y de punta instantánea. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 110.- La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.

El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.

La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada.

La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.

La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación programadas. Se considerará como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.

La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.

La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el período de evaluación y para una probabilidad de excedencia mensual dada.

La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:

Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.

Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se asume que el inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.

Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.

La energía garantizada por la central para el período de evaluación será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho período.

En esta etapa de evaluación se consideran los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de energía.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;

Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;

Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,

Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se consideraran los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.

Cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.

CONCORDANCIAS: R.M. Nº 470-99-EM-VME, Art. 1

Cada 4 años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.

CONCORDANCIAS: R.M. Nº 470-99-EM-VME, Art. 2

D.S. Nº 016-2008-EM, Art. 2

Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: I) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, II) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y III) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo primero del Decreto Supremo Nº 032-2001-EM publicado el 21-06-2001, cuyo texto es el siguiente:

*Artículo 110.- La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 064-2005-EM, Reglamento, Art. 8

La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.

El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad de la unidad o central generadora en el mes de cálculo, cuyo valor será igual a uno (1.0) si la indisponibilidad total no es superior a quince (15) días consecutivos. Cuando la indisponibilidad total supere los quince (15) días consecutivos, el factor de presencia mensual será el promedio aritmético de los factores diarios al mes, cuyos valores serán igual a uno (1.0) si la central despachó al menos en el 50% del período de duración de las horas de punta del sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva. En caso de no cumplir estas dos últimas condiciones o una de ellas, el factor diario será igual a cero (0.0).

La energía garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:

Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.

Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, incluyendo los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, se procede a simular, para los doce (12) meses del año, la operación óptima de la central de los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación, se asume que el inicio del año considerado, todos los reservorios se encuentran en su nivel más probable de operación de los últimos diez (10) años y que el volumen de dichos reservorios al final del año es igual al volumen mínimo de los últimos diez (10) años.

El proceso de simulación para los 12 meses del año, mencionado en el párrafo que antecede, considerará los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de la energía.

Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.

La Energía Garantizada por la central, para el período de evaluación, será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho período.

La Energía Garantizada por la central durante el período de evaluación, es igual a la suma de la energía de pasada, más la energía de los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria para la probabilidad de excedencia mensual dada. El período de evaluación comprenderá los seis (6) meses más críticos de la oferta hidrológica.

Se considerará como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, a aquellos cuya agua desembalsada esta a disposición de la central en un tiempo inferior a veinticuatro (24) horas. La energía de los demás reservorios estacionales estará considerada en la energía de pasada.

La Potencia Garantizada de una central será igual a la suma de la Potencia Garantizada como una central de pasada, más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada se calculará para el período de horas de regulación y no debe superar a la Potencia Efectiva de la Central.

La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación. La Potencia Garantizada con los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, es igual a la energía máxima almacenable en cada uno de estos reservorios para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidráulica.

Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema, considerando los veinticuatro (24) meses continuos. La duración real de las indisponibilidades no programadas de las unidades, cuya duración máxima será de siete (7) días continuos de ocurrencia la indisponibilidad, tomando como referencia un programa de operación de corto plazo de siete (7) días de duración, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada. El COES dispondrá los mecanismos para la verificación de la disponibilidad de la unidad.

Las indisponibilidades parciales, originadas por restricciones de la potencia efectiva de las unidades de generación, serán consideradas como indisponibilidades programadas o no programadas, según corresponda, de acuerdo con la equivalencia de sus tiempos de duración para una fracción de potencia efectiva dada con respecto a su valor pleno.

Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y

Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.^(*)

(*) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 032-2012-EM, publicado el 30 agosto 2012, se dispone que para la aplicación del numeral 4.2 del artículo 4 del Decreto Supremo Nº 001-2010-EM, así como para la aplicación del numeral VII del inciso c) del presente artículo, considérese que se cumple con garantizar o asegurar el transporte de gas natural para cada unidad termoeléctrica, si la respectiva capacidad contratada diaria a firme corresponde o excede al volumen requerido para operar a Potencia Efectiva durante las horas de punta del día. Lo dispuesto en el párrafo que antecede, se mantendrá vigente hasta que se cumpla la solicitud de la capacidad de transporte de gas natural conforme a las magnitudes establecidas en la Adenda del Contrato BODT de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate, suscrito entre el Estado Peruano y Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), aprobada por Resolución Suprema Nº 024-2011-EM. Dicho cumplimiento será certificado mediante Resolución Ministerial del Sector Energía y Minas. El COES en el plazo máximo de un mes, contado desde la publicación del citado Decreto Supremo, deberá presentar a OSINERGMIN la propuesta de modificación de sus procedimientos técnicos, de acuerdo con lo dispuesto en el citado artículo.

Cada cuatro (4) años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.

CONCORDANCIAS: R.M. Nº 250-2005-MEM-DM

R.M. Nº 274-2014-MEM-DM (Fijan Horas de Regulación y Probabilidad de Excedencia Mensual de centrales hidráulicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para el periodo mayo de 2014 - abril de 2018)

Cada cuatro (4) años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.

CONCORDANCIAS: R.M. Nº 248-2007-MEM-DM (Fijan horas punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional)

R.M. Nº 247-2009-MEM-DM (Fijan Horas de Regulación y la Probabilidad de Excedencia Mensual de centrales hidráulicas para el periodo mayo 2009 - abril 2013)

R.M. Nº 193-2013-MEM-DM (Fijan Horas punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el periodo comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas, para efectos de

Evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)

Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: I) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, II) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y III) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 012-2011-EM, publicado el 23 marzo 2011, cuyo texto es el siguiente:

(*) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes de las unidades de generación de las diferentes tecnologías no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: I) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, II) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y III) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

(*) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera:

Para las centrales RER hidráulicas se calcula conforme el inciso b) del presente artículo.

Para las centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica se calcula conforme al inciso a) del presente artículo, salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración, aun cuando no sean "Centrales de Cogeneración Certificadas".

Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme es igual a cero (0). (1)(2)

Inciso incorporado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 012-2011-EM, publicado el 23 marzo 2011.

Inciso modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 024-2013-EM, publicado el 06 julio 2013, cuyo texto es el siguiente:

"II. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN."

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio." (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 012-2011-EM, publicado el 23 marzo 2011, cuyo texto es el siguiente:

"Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN."

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 012-2011-EM (Aprueban nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables) Art. 20.

Artículo 111.- La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

Se determina la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%, cuyo límite inferior podrá ser variado por el Ministerio a propuesta del COES;"

Se repite el mismo cálculo restando la unidad generadora termoeléctrica con potencia firme se está evaluando.

Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b) a la que se denomina potencia firme preliminar de la unidad evaluada; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso b) y la potencia obtenida en el inciso b), ajustándose dicha diferencia a una curva monótona decreciente en función a la probabilidad, para obtener la potencia firme preliminar de la unidad evaluada;"

Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema y la potencia total calculada según el inciso a) a la que se denomina residuo total;

Se calcula la potencia firme de cada unidad generadora restandole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia instalada y la potencia firme preliminar de cada unidad. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"e) Se calcula la potencia firme (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS asignable en el bloque de base de cada unidad generadora restandole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia firme preliminar de cada unidad. La potencia firme asignable en el bloque de punta instantánea, y la potencia firme de cada central se asignará en forma similar a lo determinado en los incisos h) e l) del Artículo 110;"

El COES definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y los procedimientos para obtener los valores de disponibilidad en horas de punta. Para el efecto podrá basarse en estadísticas nacionales e internacionales y/o en las características propias de las unidades generadoras disponiendo pruebas de operación de dichas unidades. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 111.- La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Greso por Compra de Potencia al dueño del generador.

Para determinar el Greso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:

Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;

Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;

Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiere. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el cumplimiento del factor por Incentivo a la Contratación. El cumplimiento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;

El Greso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-II); más el Saldo por Peaje de Concesión definido en el Artículo 137 del Reglamento;

Los generadores que abastezcan a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;

VI) El Greso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.

El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Greso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).

El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

El monto mensual asignado al ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema. Mediante Decreto Supremo referendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años. El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente Artículo. (*)

(*) De conformidad con el Numeral 1.1 del Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2015-EM, publicado el 24 abril 2015, se dispone que la Máxima Demanda Mensual a que se refieren el presente artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el presente Decreto, debe determinarse dentro de las horas de punta del sistema establecidas según el literal e) del artículo 110 del mismo Reglamento.

(*) De conformidad con el Numeral 1.2 del Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2015-EM, publicado el 24 abril 2015, se dispone que la Demanda Coincidente a que se refiere el presente artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas deben corresponder a la Máxima Demanda Mensual determinada en el numeral anterior.

CONCORDANCIAS: D.S. N° 004-99-EM, Art. Tercero

D.S. N° 057-2009-EM (Fijan factor por incentivo al Despacho a que se refiere el artículo 111 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)

Artículo 112.- Las transferencias de potencia de punta entre integrantes serán valorizadas tomando en cuenta los precios de Potencia de Punta en Barra correspondientes a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 112.- Las transferencias de potencia de punta entre los generadores integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de Punta en Barra correspondiente a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20 marzo 1999, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 112.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:

Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-4) del Artículo 111 del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.

Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:

Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el Artículo 110 del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.

Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: I) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; II) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y III) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal e)-1). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denominan Potencia Disponible Despachada.

La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.

Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiere. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.

Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del Artículo 111 del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-VI), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).

VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.

Incumben a la Disponibilidad: En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del Artículo 110 del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca el sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores. La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:

Se utilizan las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;

Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva; Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;

La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);

En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme. El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

CONCORDANCIAS: R.M. N° 470-99-EM-VME, Art. 3

D.S. N° 004-2003-EM, Art. 1 R.M. N° 202-2008-MEM-DM, R.M. N° 177-2013-MEM-DM, R.M. N° 129-2014-OS-CD

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. (*)

(*) De conformidad con el Numeral 1.1 del Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2015-EM, publicado el 24 abril 2015, se dispone que la Máxima Demanda Mensual a que se refieren el presente artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el presente Decreto, debe determinarse dentro de las horas de punta del sistema establecidas según el literal c) del artículo 110 del mismo Reglamento.

Artículo 113.- El cálculo de las transferencias de potencia de punta para cada año, se efectuará en diciembre del año anterior considerando las demandas máximas previstas para cada integrante. El COES comunicará antes del 31 de diciembre los pagos por potencia que, mensualmente, deben efectuarse entre integrantes en el año siguiente. Estos pagos se efectuarán dentro de los siete (7) primeros días de cada mes del año que correspondan.

Una vez producidas las demandas máximas reales del sistema eléctrico el COES recalculará las transferencias de potencia de punta. El Estatuto definirá la forma en que los integrantes cancelarán estas diferencias. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 113.- Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:

Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborales y no laborales, y por meses de avenida y estiaje. Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.

CONCORDANCIAS: R.M. N° 585-2003-MEM-DM

R.M. N° 084-2009-MEM-DM (Fijan Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)

El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del periodo en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el Artículo 127 del Reglamento.

El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del Artículo 111 del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.

El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.

La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el periodo de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.

El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el periodo de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.

El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.

La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión. (*) De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 015-2003-EM, publicado el 07-05-2003, se preside que por excepción, la primera fijación de los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el presente artículo, se efectuará con una anticipación no menor de seis (6) meses a su entrada en vigencia.

CONCORDANCIAS: D.S. N° 064-2005-EM, Reglamento, Art. 9

Artículo 114.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía y los precios de la potencia de punta en barra que se utilicen para valorizar las transferencias de electricidad entre integrantes, serán los que correspondan a la barra de más alta tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

MAINTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES

Artículo 115.- El mantenimiento mayor de las unidades generadoras y equipos de transmisión del sistema eléctrico será coordinado por el COES de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo siguiente. Se entenderá por mantenimiento mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un periodo superior a 24 horas. El equipo principal de transmisión será calificado por el COES.

Artículo 116.- El COES coordinará el mantenimiento mayor de acuerdo al siguiente procedimiento:

Elaborará para cada año calendario a base de la información de los

integrantes, un programa preliminar de mantenimiento mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los integrantes, a más tardar el 31 de octubre del año anterior;

Cada integrante comunicará al COES sus observaciones al programa preliminar a más tardar el 15 de noviembre, indicando periodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión. Evaluados los periodos alternativos propuestos por los integrantes, el COES establecerá un programa definitivo con el mismo criterio de minimización señalado en el inciso a) de este Artículo que será comunicado a los integrantes a más tardar el 30 de noviembre; y

Los integrantes deberán efectuar el mantenimiento mayor de acuerdo al programa definitivo comunicando al COES con siete (7) días calendario, de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora o equipo de transmisión correspondiente. Igualmente comunicarán al COES la conclusión del mantenimiento.

El programa definitivo podrá ser reajustado por el COES solamente cuando las circunstancias lo ameriten.

INFORMACION QUE ELABORA EL COES

Artículo 117.- El COES deberá mantener un archivo con los programas diarios de operación del sistema eléctrico a que se refiere el Artículo 93 del Reglamento así como con la operación real efectuada cada día. Igualmente llevará una estadística de potencia media horaria indisponible de cada unidad generadora, considerando los mantenimientos preventivos y las fallas. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 118.- El COES deberá enviar mensualmente a la Comisión un informe resumido correspondiente al mes anterior con los siguientes datos:

Costos Marginales de Corto Plazo así como valores de las variables de mayor incidencia en los mismos; Transferencias de energía y de potencia de punta entre sus integrantes en cada barra, así como sus correspondientes pagos; Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras; Hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema, tales como vertimiento en centrales hidroeléctricas y fallas en unidades generadoras y sistemas de transmisión; y, Programa de operación para los siguientes 12 meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensual de cada central. El informe deberá ser remitido dentro de los primeros siete (7) días calendario del mes siguiente al cual corresponda. (*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

CONCORDANCIAS: R. N° 235-2005-OS-CD (Aprueban la norma "Formularios, Plazos y Medios para el suministro de Información de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional")

Artículo 119.- Antes del 15 de marzo y 15 de septiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47 a 50, inclusive de la Ley, en forma detallada para explicar y justificar entre otros aspectos los siguientes: (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 010-2004-EM, publicado el 20-04-2004, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 119.- Antes del 15 de marzo y 15 de septiembre de cada año, cada COES deberá presentar al OSINERG el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47 a 50 inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:" (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 119.- Antes del 15 de enero de cada año, cada COES, deberá presentar a OSINERG el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barra, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47 a 50 inclusive de la Ley, en forma detallada para explicar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:
La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico; (*)

(*) Inclúo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"a) La demanda de potencia y energía para el período de estudio establecido en el Artículo 47 de la Ley;" El programa de obras de generación y transmisión; (*)

(*) Literal b), modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 010-2004-EM, publicado el 20-04-2004, cuyo texto es el siguiente:

"b) El programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en el período;" (*)

NOTA: De conformidad con la Tercera Disposición Final de la Ley N° 28447, publicado el 30-12-2004, el D.S. N° 010-2004-EM, fue derogado.

(*) Inclúo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"b) El programa de obras de generación y transmisión para el período de estudio establecido en el Artículo 47 de la Ley;

Los costos de combustibles, Costo de Reajuste considerado y otros costos variables de operación pertinentes;

La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos; Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía proyectados; (*)

(*) Inclúo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"a) Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía determinados para el período de estudio establecido en el Artículo 47 de la Ley;"

Los Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la energía, Los factores de pérdidas marginales de potencia y de energía;

El Costo Total de Transmisión, desmembrando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento tanto para el Sistema Principal como para los Sistemas Secundarios de Transmisión;

Los valores resultantes para los Precios en Barra, la fórmula de reajuste propuesta; y, Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los Sistemas Principal y Secundarios de Transmisión, para la fijación del Precio por Consumo y del Precio Secundario. (*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 120.- El COES deberá enviar anualmente a la Comisión, antes del 31 de diciembre, un Informe para el año siguiente que contenga:

El balance de energía para cada integrante, el que se refiere al Artículo 102 del Reglamento; y, La potencia firme y pagos por potencia, de cada integrante. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

Artículo 121.- El COES deberá comunicar a la Comisión las modificaciones que efectúe al Estatuto. Asimismo los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y el cálculo de los costos marginales, dándose a lo dispuesto en el Artículo 55 de la Ley.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido alcanzados a la Comisión con una anticipación de 60 días calendario a las fechas señaladas en el Artículo 119 del Reglamento. (*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 121.- El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y el OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y el cálculo de los costos marginales, dándose a lo dispuesto en el Artículo 55 de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119 del Reglamento, y no hayan sido observados por esta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios de barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo. En los casos en que el COES debe proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a éste aprobarlos. A falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y estas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley y el Reglamento." (*) Artículo derogado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 mayo 2008.

TÍTULO V SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Artículo 122.- En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstos no hayan sido absestas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53 y 71 de la Ley.

PRECIOS MÁXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Artículo 123.- La proyección de la demanda a que se refiere el inciso a) del Artículo 47 de la Ley, se efectuará considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes. La tasa de crecimiento anual de la proyección de la demanda deberá guardar relación con la tasa correspondiente a los 48 meses previos al período proyectado, y considerando los factores conjunturales que la hubieren afectado. (*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 010-2004-EM, publicado el 20-04-2004, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 123.- La proyección de la demanda a que se refiere el inciso a) del Artículo 47 de la Ley, se efectuará considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes. La tasa de crecimiento anual de la proyección de la demanda deberá guardar relación con la tasa correspondiente a los 48 meses previos al período proyectado, considerando los factores conjunturales que la hubieren afectado. Serán considerados por separado en la proyección de la demanda, los proyectos con demandas superiores a 10 MW, siempre que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial. Se considerarán factibles de entrar en operación en el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47 de la Ley, aquellos proyectos de generación y transmisión cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial. Los requisitos y condiciones para el programa de obras y la proyección de la demanda, podrán ser revisados por el Ministerio cada dos (2) años, debiendo ser publicados antes del 30 de noviembre del año correspondiente, o caso contrario, se mantendrán vigentes los requisitos y condiciones aprobados en la última resolución publicada. Para la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, se considerarán los datos históricos de las transacciones de corto plazo producidos en los últimos doce (12) meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico - económico por el COES, y se aplicarán como una constante para el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47 de la Ley." (*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 123.- La proyección de la demanda a que se refiere el inciso a) del Artículo 47 de la Ley, se efectuará considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes."

Artículo 124.- El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47 de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;

Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual anual y plurianual; y,

El costo de los combustibles será tomado de las proyecciones que publique una entidad especializada, de reconocida solvencia en el ámbito internacional. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-98-EM, publicado el 28.03.98, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 124.- El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47 de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;

Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual anual y plurianual; y,

El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50 de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional." (*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente: El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50 de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos y el carbón, se considerará como precios del mercado interno, los precios de referencia de importación que publique OSINERG. Las fórmulas de actualización considerarán los precios de referencia antes señalados." (*) Inclúo sustituido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2005-EM, publicado el 08 Octubre 2005, cuyo texto es el siguiente: El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50 de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERG. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERG será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes. (*) Inclúo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-2007-EM, publicado el 03 marzo 2007, el mismo que de conformidad con su Única Disposición Final, precisa que dicha modificación será efectiva a partir de la fijación de Tarifas en Barra, correspondiente al período mayo 2007-abril 2008, cuyo texto es el siguiente:

"c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50 de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERG; para los sistemas alizados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes." (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

CONCORDANCIAS: R.L. N° 038-98-EM-DGE D.S. N° 016-2000-EM, Art. 6. R. D. N° 007-2001-EM-DGE. R.L. N° 062-2005-OS-CD, R. OSINERG N° 383-2006-OS-CD, Num. 2.2.3.2, Num. 5.1. Inc. b)

(*) De conformidad con el Artículo 2 de la Resolución Directoral N° 011-2000-EM-DGE, publicada el 16-04-2000, se establecen disposiciones complementarias para el presente artículo, tratándose de la determinación de la tarifa en barra de la energía.

Artículo 125.- El Precio Básico de la Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47 de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento: Se calculará el Valor Presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada período proyectado; Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada período proyectado; y, Se obtendrá el cociente de a) y b).

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) serán obtenidos empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79 de la Ley y un número de períodos de 48 meses. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente: "Artículo 125.- El Precio Básico de Energía a que se refiere el inciso d) del Artículo 47 de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento: Se calculará el Valor Presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada mes del período de estudio; Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada mes del período de estudio; y, Se obtendrá el cociente entre a) y b).

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) será obtenido empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79 de la Ley y el número de meses que considera el período de estudio.

En el caso de los sistemas alizados, OSINERG deberá incluir un reajuste en la tarifa que compense las diferencias entre los precios del mercado interno efectivamente pagados por la entidad que desarrolla la actividad de generación, y los precios de referencia de los combustibles indicados en el Artículo 124, para lo cual desarrollará el procedimiento respectivo." (1)(2)

De conformidad con la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, el reajuste en la tarifa a que se refiere el último párrafo del presente Artículo, tal como ha sido modificado por el citado Decreto Supremo, será de aplicación a partir de la fijación tarifaria de mayo de 2005.

Párrafo dejado sin efecto por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 038-2005-EM, publicado el 08 Octubre 2005.

CONCORDANCIAS: R. OSINERG N° 098-2005-OS-CD (Aprueban la norma "Procedimiento para el Reajuste de las Tarifas en los Sistemas Alizados")

Artículo 131.- La compensación por racionamiento a que se refiere el Artículo 57 de la Ley será asumida por las empresas generadoras incurso en el déficit de generación y efectuada mediante un descuento en la factura del mes siguiente de producido el racionamiento.

La cantidad de energía a compensar se calculará como la diferencia entre un consumo teórico y la energía registrada en el mes. El consumo teórico será determinado tomando en cuenta la potencia contratada y el factor de carga típico del usuario. Si el valor resultante es negativo no procede ninguna compensación.

La energía a compensar se valorará considerando como precio la diferencia que resulte entre el Costo de Racionamiento y el Precio de Energía en barra correspondiente. Igualmente se procederá a efectuar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas al mes.

Las empresas de distribución efectuarán la compensación a sus usuarios siguiendo las mismas pautas conforme a lo señalado en el Artículo 86 de la Ley.

CONCORDANCIAS: D.S. N° 007-2006-EM, Art. 4

D.S. N° 001-2008-EM, Art. 4

D.S. N° 041-2008-EM, Art. 7 (Racionamiento de Energía)

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 132.- Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;

Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;

El régimen de uso. (*)

(*) Inscrito modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

(*) Cuando el régimen de uso de los sistemas no permita identificar responsables individuales por el flujo en las mismas.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición. (1) (2)

De conformidad con la Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, se deja en suspenso hasta el 31 de diciembre de 2007 la aplicación del presente Artículo, excepto para los casos de nuevas instalaciones de transmisión asociadas a nuevas centrales de generación que sean incorporadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 008-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 132.- Las condiciones y criterios que deben cumplirse de manera simultánea para que una instalación sea incorporada al Sistema Principal de Transmisión, son las siguientes:

Deberá ser de alta o muy alta tensión;

El flujo de energía en un mismo sentido deberá ser inferior al 90% de la energía total transportada por dicha instalación, calculado para un período proyectado de cinco años;

El beneficio económico que proporcione a los consumidores deberá representar, al menos, el 70% del total de los beneficios generados por la instalación, calculados para un período proyectado de cinco años;

La relación beneficio-costos para los consumidores deberá ser mayor a la unidad, calculada para un período proyectado de cinco años.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán las instalaciones que no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión, para definir su incorporación o no a este sistema.

La definición de una nueva instalación de transmisión como perteneciente o no al Sistema Principal de Transmisión, se efectuará previamente a su incorporación al sistema." (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007.

Artículo 133.- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión se considerará aquel dimensionamiento que corresponda al valor efectivo que transporta dicho sistema. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 133.- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema."

Artículo 134.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 59 de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión determinado según el criterio señalado en el artículo precedente por el factor de recuperación de capital obtenido con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79 de la Ley.

Artículo 135.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el artículo 60 de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;

Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;

Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima retiradas en cada una de las barras del sistema;

Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra; y,

El Ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo. (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los quince (15) días calendario siguiente a la liquidación practicada por el COES. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 135.- El ingreso tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60 de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, como la suma de los saldos resultantes para el titular del sistema de transmisión derivados de las transferencias de energía y potencia de punta a que se refieren los artículos 107 y 109 del Reglamento, evaluados para el período de un año. El pago por este concepto se efectuará según lo establecido en el Artículo 106 del Reglamento." (*)

(*) Artículo sustituido por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 004-96-EM, publicado el 23 enero 1996, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 135.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60 de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;

Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;

Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima retiradas en cada una de las barras del sistema;

Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en barra; y,

El Ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo.

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 135.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60 de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de retro;

Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retro aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;

Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;

Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;

El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,

El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

El Ingreso Tarifario a que se refiere el presente Artículo es el Ingreso Tarifario Nacional" (*)

(*) Párrafo adicionado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007.

Artículo 136.- El Ingreso Tarifario esperado, requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será efectuado por el COES para los siguientes doce meses siguiendo el procedimiento previsto en el artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las tarifas en barra.

Los resultados obtenidos para cada generador deberán totalizarse con el fin de determinar el Ingreso Tarifario esperado total de cada sistema. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 136.- El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79 de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109 del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107 del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignado a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los siete (7) días calendario siguiente a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

CONCORDANCIAS: R. DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 066-2005-OS-CD

R. DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 155-2006-OS-CD

Artículo 137.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo al Costo Total de Transmisión el Ingreso Tarifario esperado total para el Sistema Principal de transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión será asumido por los generadores en proporción a su Potencia Firme. La cuota resultante para cada generador será dividida en doce partes iguales, a ser pagadas mensualmente a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión, considerando a las mismas, las fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61 de la Ley, en la misma oportunidad que abonar el Ingreso Tarifario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 137.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de Transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47 de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79 de la Ley, la Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61 de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal se pagará mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje por Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuíbles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)ii) del Artículo 111 del Reglamento;

Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;

La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:

La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;

La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

Los generadores que abastezcan a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden. Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111 del Reglamento.

El COES pondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. (*)

(*) De conformidad con el Numeral 1.2 del Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2015-EM, publicado el 24 abril 2015, se dispone que la Demanda Coincidente a que se refiere el presente artículo del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas deben corresponder a la Máxima Demanda Mensual determinada en el numeral anterior.

CONCORDANCIAS: R. N° 187-2004-OS-CD, Art. 4, Num. 4.1

R. DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 066-2005-OS-CD

R. DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 155-2006-OS-CD

Artículo 138.- Para los fines del Artículo 62 de la Ley, se considera flujo preponderante de energía cuando la transmisión de electricidad es mayor al 90% de la energía transportada por dicho sistema en una misma dirección. Para tal efecto se considerará el flujo anual de energía que se produzca en un año hidrológico con una probabilidad de excedencia promedio. (*)

(*) Artículo derogado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007.

Artículo 139.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62 de la Ley para los Sistemas Secundarios de Transmisión serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios mediante dos conceptos: Ingreso Tarifario y Peaje Secundario.

El Ingreso Tarifario se calculará según lo establecido en el Artículo 135 del Reglamento.

El Peaje Secundario es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión, correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, y el Ingreso Tarifario respectivo. Dicho peaje será asumido sólo por los generadores usuarios en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

La Comisión, en la ocasión en que fija las tarifas de transmisión, determinará el Costo Total de Transmisión del Sistema Secundario y tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado por los siguientes doce meses, que le proporcionará el respectivo COES, fijará y publicará el respectivo Peaje Secundario y su correspondiente fórmula de reajuste.

Los generadores deberán abonar a los propietarios del Sistema Secundario de Transmisión, el peaje siguiendo el mismo mecanismo establecido en la parte final del Artículo 137 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 139.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62 de la Ley, serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios según lo convenido por las partes, o, de ser el caso, de acuerdo a lo que resuelva la Comisión. Las compensaciones serán asumidas en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El peaje de transmisión del Sistema Secundario a que se refiere el Artículo 128 del Reglamento, es igual a la diferencia entre el costo medio previsto en el Artículo 49 de la Ley y el Ingreso Tarifario Esperado del Sistema Secundario de Transmisión para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía o potencia transportada actualizada, según corresponda.

La Comisión, en la oportunidad en que fija las tarifas del Sistema Principal de Transmisión, fijará y publicará el respectivo peaje secundario unitario y su correspondiente fórmula de reajuste.

La Comisión definirá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 139.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62 de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44 de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;

La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación, que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

CONCORDANCIAS: S. N° 029-2000-EM, Art. 2

Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, serán tratados de acuerdo con lo que determine la Comisión, sobre la base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

La Comisión podrá emitir disposiciones complementarias para la aplicación del presente artículo. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 008-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 139.- Las compensaciones a que se refiere el artículo 62 de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el artículo 44 de la Ley, serán reguladas por el OSINERG.

El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los Sistemas Secundarios de Transmisión, será el siguiente:

Las instalaciones destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión, serán remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales pagarán una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las instalaciones. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales, aplicando una tasa de actualización mensual que utilice para su determinación la Tasa de Actualización anual a que hace referencia el artículo 79 de la Ley;

Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el Sistema Principal de Transmisión hasta una concesionaria de Distribución o consumidor final, serán remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual pagará el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.

El Costo Medio anual, a ser remunerado por la demanda, es igual al Ingreso tarifario esperado más el peaje secundario, determinados para el Sistema Secundario de Transmisión económicamente adaptado. El Ingreso tarifario esperado se determina con los factores de pérdidas marginales de potencia y energía correspondientes. A partir del peaje secundario se define el peaje secundario unitario, como el cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario será agregado a los Precios en Barra de Potencia de Punta y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda.

Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Para los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, el OSINERG definirá la asignación de compensaciones a la generación o la demanda o en forma compartida entre la demanda y generación. Para lo cual, tomará en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

El OSINERG establecerá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. (*)

De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 005-2007-EM, publicado el 13 febrero 2007, se suspende temporalmente el presente artículo, en tanto se concluya con la reglamentación de la transmisión a fin de armonizar sobre este aspecto el presente Reglamento con la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 139. Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el Artículo 62 de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44 y 62 de la Ley, así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27 de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

Criterios Aplicables

El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.

Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21 de la Ley N° 28832.

El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128, el pago incluye, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.

El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 021-2009-EM, publicado el 01 abril 2009, cuyo texto es el siguiente:

"*) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. OSINERGMIN podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 014-2012-EM, publicado el 22 mayo 2012, cuyo texto es el siguiente:

"*) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación comercial dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. OSINERGMIN podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio."

El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1 de la Ley N° 28832.

Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.

La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los Ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79 de la LCE. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79 de la LCE. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, se aplicará la Tasa de Actualización establecida en el respectivo contrato, aplicando fórmulas de interés compuesto."

Costo Medio Anual:

El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 059-96-PCM, se fijará por única vez.

Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e Ingreso tarifario y deberá ser actualizado, en cada fijación tarifaria, de acuerdo con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión. Este monto será determinado según el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, el Costo Medio Anual comprenderá los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulta de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la liquidación."

En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones y/o de las incluidas en los Contratos de Concesión de SCT. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, publicado el 22 mayo 2012, cuyo texto es el siguiente:

"III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el Costo Medio Anual del Sistema Secundario de Transmisión al que se refiere el numeral I) de este literal, así como el Costo Medio Anual de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, y/o Contratos de Concesión de SCT."

La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II) anterior, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II) anterior y que no estén comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado."

Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.

El costo anual estándar de operación y mantenimiento será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"V) El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión de SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años."

En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley Nº 28832, OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del período de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"VI) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 de la Ley Nº 28832, OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del período de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación. En caso de tratarse de instalaciones comprendidas en Contratos de Concesión de SCT se aplicará lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión."

Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.

Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley Nº 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.

Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I) y II) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

"II) Para el caso de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el Sistema Eléctrico a Remunerar corresponde a la configuración del sistema eléctrico establecido en el correspondiente Contrato."

"VI) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I), II) y III) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente. (*)

(*) Numeral incorporado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009.

Frecuencia de Revisión y Actualización

El costo de inversión, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente artículo se establecerá por una sola vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizará en cada fijación del Costo Medio Anual. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 021-2009-EM, publicado el 01 abril 2009, cuyo texto es el siguiente:

"I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio."

El Costo Medio Anual y su fórmula de actualización se fijará cada cuatro (04) años. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 021-2009-EM, publicado el 01 abril 2009, cuyo texto es el siguiente:

"II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes."

La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro años según se establece en el literal I) siguiente. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, publicado el 22 mayo 2012, vigente a partir de la próxima regulación tarifaria que se efectúe desde la publicación del citado Decreto Supremo, cuyo texto es el siguiente:

"III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización, se realizará cada cuatro años según se establece en el literal I) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúe posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones."

El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VI) del literal I) siguiente.

"VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual. (*)

(*) Numeral incorporado por el Artículo 4 del Decreto Supremo Nº 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009.

"VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

VI.2) Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser listados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión.

Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán listados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.

En los plazos y formatos que establezca el Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de Ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de rutas de los líneas y la ubicación de subestaciones.

VI.3) Aprobación de los Peajes conforme al literal I) del presente artículo, sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente. Los Peajes aprobados se reajustarán posteriormente a fin de reconocer los costos de estas instalaciones, conforme al procedimiento referido en el numeral V) anterior. (*)

(*) Numeral agregado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 021-2009-EM, publicado el 01 abril 2009.

"VI) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación. De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual de Ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.

OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión. (*)

(*) Numeral agregado por el Artículo 3 del Decreto Supremo Nº 014-2012-EM, publicado el 22 mayo 2012.

Responsabilidad de Pago

A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN."

A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.

La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponde a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente." (*)

(*) Numeral agregado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 014-2012-EM, publicado el 22 mayo 2012, vigente a partir de la próxima regulación tarifaria que se efectúe desde la publicación del citado Decreto Supremo.

Liquidación Anual

Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deberán incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.

Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de Ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje: El desvío entre las fechas previstas en el Plan de Inversiones de la fijación anterior y las fechas efectivas de puesta en servicio de las instalaciones de transmisión.

Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

VI) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de Ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:

II).1 El desvío entre las fechas previstas en el Plan de Inversiones de la fijación anterior y las fechas efectivas de puesta en servicio de las instalaciones de transmisión. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 5 del Decreto Supremo N° 014-2012-EM, publicado el 22 mayo 2012, vigente a partir de la próxima regulación tarifaria que se efectúe desde la publicación del citado Decreto Supremo, cuyo:

II).1.1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente y las comparadas en los Contratos de Concesión de SCT, que hayan entrado en operación comercial dentro del período anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior."

II).2 Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.

II).3 La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN."

II).4 La diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del Costo Medio Anual (numeral I del literal d) precedente) y los costos estándares vigentes en el período de liquidación. Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación." (*)

(*) Numeral agregado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 021-2009-EM, publicado el 01 abril 2009.

Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual

El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

Peajes por Terceros

Los campos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por OSINERGMIN a solicitud de los interesados.

Determinación de Compensaciones

Las Compensaciones que corresponde pagar a los generadores conforme al literal e) del presente Artículo, se calcularán a partir del Costo Medio Anual aplicando la Tasa Mensual.

Determinación de Peajes

Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.

Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.

CONCORDANCIA: N° 0634-2007-05-CD, Art.1

Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que define el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.

El Peaje, expresado en $\text{c/m}^2/\text{MVAh}$, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un período no menor de cinco (05) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un período de hasta treinta (30) años. (*)

(*) Numeral modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicado el 06 febrero 2009, cuyo texto es el siguiente:

VI) El Peaje, expresado en $\text{c/m}^2/\text{MVAh}$, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un período no menor de cuatro (04) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un período de hasta treinta (30) años."

El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.

Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidos en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.

Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo."

CONCORDANCIAS

Artículo 140.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62 de la Ley para los sistemas de distribución serán convenidas entre las partes, considerando un sistema similar al establecido para el Sistema Secundario de Transmisión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 140.- La distribución a que se refiere el inciso a) del Artículo 22 del Reglamento, podrá ser solicitada a la Comisión por los propietarios o usuarios de los sistemas secundarios de transmisión o distribución, sean éstos empresas de generación, transmisión, distribución o usuarios no regulados.

La Comisión establecerá mediante Resolución los correspondientes requisitos, criterios y procedimientos a considerar para la presentación y solución de las solicitudes de distribución. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 140.- Cualquier generador, transmisor distribuidor o usuario, que se conecte al sistema interconectado, deberá respetar los estándares y procedimientos aprobados por las autoridades competentes."

Artículo 141.- El Peaje de Conexión y el Peaje Secundario correspondiente al Sistema Secundario, así como sus factores de reajuste, que (fije la Comisión, serán publicados en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 142.- Los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenda la lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 142.- Los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenda la lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. Tratándose del sistema prepago de electricidad, la tarifa deberá reflejar las variaciones que se presenten en el costo de comercialización asociadas al usuario."

R. N° 078-2005-05-CD (Aprueban Procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de tarifas del servicio prepago)

Artículo 143.- Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán los resultados del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima especificada en el inciso a) del Artículo 64 del Reglamento.

Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 143.- Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán los resultados del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el Artículo 64 del Reglamento.

Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas."

Artículo 144.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 65 de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión el factor de recuperación de capital, obtenido éste con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la Ley.

Artículo 145.- La Comisión determinará, mediante consulta, las características, las características, el número de Sectores de Distribución Típicos y los factores de ponderación a emplearse para la fijación tarifaria.

Los resultados obtenidos serán sometidos por la Comisión a la aprobación de la Dirección, quien establecerá los respectivos Sectores de Distribución Típicos, dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de presentada la propuesta. Si vencido el plazo, la Dirección no se pronunciará (*) NOTA SPL, la propuesta quedará aprobada.

CONCORDANCIAS: D.S. N° 025-2007-EM, Art. 27

R.D. N° 028-2008-EM-DGE (Establecen los Sectores de Distribución Típicos para el período noviembre 2009 - octubre 2013, procedimientos para la clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica y los Factores de Ponderación del VAD)

R.D. N° 154-2012-EM-DGE (Establecen Sectores de Distribución Típicos para el período noviembre 2013 - octubre 2017 y otras disposiciones para la regulación de tarifas de distribución eléctrica)

Artículo 146.- Para la elaboración de los estudios de costos destinados a la determinación del Valor Agregado de Distribución, en cada fijación tarifaria, se tomarán las siguientes provisiones: Ninguna empresa consultora podrá analizar más de un Sector de Distribución Típico; La Comisión seleccionará las concesiones en las que se evaluarán cada uno de los Sectores de Distribución Típicos; y, Los Sectores de Distribución Típicos elegidos para una fijación tarifaria, no podrán ser nuevamente utilizados para la siguiente, salvo que sean únicos.

Artículo 147.- La Comisión determinará el Valor Agregado de Distribución para cada concesión mediante la suma de los productos del Valor Agregado de Distribución de cada Sector Típico por su correspondiente factor de ponderación.

Los Valores Agregados resultantes considerarán factores de simultaneidad que ajusten la demanda total de la concesión a la suma de la potencia controlada con sus usuarios y las respectivas pérdidas y será expresado como un cargo por unidad de potencia.

Artículo 148.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los Concesionarios deberán proporcionar a la Comisión la información a que se refieren los incisos a) y b) del Artículo 70 de la Ley en la forma y condiciones que ésta determine.

La Comisión verificará y calificará la información proporcionada determinando los montos a incluirse en los respectivos cálculos.

Artículo 149.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, la Comisión procederá de la siguiente manera:

Conformará conjuntos de concesiones en los que sus Valores Agregados de Distribución no difieran en más de 10% y,

Otendrá, para cada conjunto, valores totales de Ingresos, de costos y de Valores Nuevos de Reemplazo de las concesiones conformantes.

Los valores de Inversión, Ingresos y costos sólo considerarán los correspondientes a los suministros pertenecientes al Servicio Público de Electricidad. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 149.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, la Comisión procederá de la siguiente manera:

Conformará conjuntos de concesiones en los que sus Valores Agregados de Distribución no difieran en más de 10% y,

Otendrá, para cada conjunto, valores totales de Ingresos, de costos y de Valores Nuevos de Reemplazo de las concesiones conformantes.

Para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los Ingresos y costos de compra de electricidad derivados de suministros no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las Tarifas aplicables a los usuarios regulados.

Artículo 150.- Los costos que se reconozcan para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno serán los siguientes:

Energía adquirida a terceros;

Gastos de personal, incluyendo los beneficios sociales;

Suministros diversos;

Servicios prestados por terceros;

Cargas diversas de gestión; y,

Pérdidas estándares, calculadas de acuerdo a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento.

Corresponde a la Comisión la evaluación y calificación de dichos costos los que deberán corresponder a valores estándares internacionales aplicables al medio, guardando relación de causalidad directa con la prestación del servicio.

Artículo 151.- Las tarifas definitivas y sus fórmulas de reajuste, a que se refiere el Artículo 72 de la Ley, para su publicación deberán estructurarse como fórmulas tarifarias que señalen explícitamente y, en forma independiente, los siguientes componentes:

Tarifa en Bares;

Costos del Sistema Secundario de Transmisión, cuando corresponda; y,

Valor Agregado de Distribución.

Artículo 152.- La Comisión dispondrá la publicación de las fórmulas tarifarias, a que se refiere el artículo anterior, en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

Los concesionarios de distribución, a su vez, deberán publicar las tarifas expresadas en valores reales, resultantes de la aplicación de las fórmulas tarifarias emitidas por la Comisión, en el diario de mayor circulación donde se utiliza la concesión. Igualmente, está obligado a exhibir dichos valores en sus oficinas de atención al público.

Artículo 153.- Antes de seis meses de concluir el período de vigencia de las tarifas de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de distribución los términos de referencia para la ejecución del estudio de costos, la definición de los Sectores de Distribución Típicos y la relación de empresas consultoras precalificadas.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 154.- Los factores a considerar para el reajuste de todas las tarifas podrán ser:

Índice de precios al por mayor;

Promedio General de Sueldos y Salarios;

Precio de combustible;

Derechos arancelarios;

Precio internacional del cobre y/o del aluminio; y,

Tipo de cambio.

Artículo 155.- Las solicitudes de reconsideración, a que se refiere el Artículo 74 de la Ley, podrán ser efectuadas por la dirección en representación de los usuarios.

El recuro de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios técnicos y/o documentación sustentatoria. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 155.- Las solicitudes de reconsideración a que se refiere el Artículo 74 de la Ley, podrán ser efectuadas por OSINERG, en representación de los usuarios.

El recuro de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios técnicos y/o documentación sustentatoria.

Artículo 156.- Se considerarán causas atribuibles a la Comisión, para los efectos de los Artículos 54 y 75 de la Ley, el no fijar las tarifas en los plazos que señala la Ley y el Reglamento, no obstante que los respectivos CODES o concesionarios hayan cumplido con la entrega oportuna de la documentación correspondiente. En estos casos, las empresas deberán efectuar la publicación de las tarifas a aplicarse con no menos de quince (15) días calendario de anticipación.

Artículo 157.- Si los concesionarios o los respectivos CODES, no cumplen con la presentación de los estudios, e información requerida para la fijación tarifaria, dentro de los plazos que señalan la Ley y el Reglamento, la Comisión establecerá las tarifas correspondientes.

Artículo 158.- El periodo de construcción a considerarse, para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, será determinado teniendo en cuenta la magnitud de la obra y las condiciones geográficas en que ésta se desarrolla.

Artículo 159.- El concesionario debe poner en conocimiento de la Comisión, en los plazos y oportunidades que ésta determine, toda inversión en obras de distribución que aumente su Valor Nuevo de Reemplazo.

La Comisión podrá rechazar fundamentadamente la incorporación de bienes físicos y/o derechos que estime innecesarios y/o excesivos, comunicando al concesionario en un plazo máximo de tres meses. A falta de esta comunicación, se dará por incorporada.

El concesionario comunicará anualmente a la Comisión el retiro de las instalaciones innecesarias para la prestación del servicio, a fin de ser excluidas del respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Artículo 160.- La Tasa de Actualización fijada por el Artículo 79 de la Ley, sólo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación.

La Comisión, por iniciativa propia, o a solicitud de los concesionarios podrá encargar la ejecución de los estudios siguiendo el procedimiento establecido en la Ley.

Artículo 161.- Las entidades dedicadas a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, están autorizadas a cobrar por sus acreencias, la tasa de interés compensatoria y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176 del Reglamento.

Igualmente, están obligadas a reconocer a sus usuarios estas mismas tasas en los casos en que no hubiesen hecho efectiva las compensaciones establecidas en la Ley y el Reglamento, en los plazos fijados en dichas normas.

Artículo 162.- La Comisión, semestralmente, emitirá un Informe técnico que contenga lo previsto en el Artículo 81 de la Ley para su difusión entre todas las Instituciones del Subsector Eléctrico; simultáneamente, publicará un informe resumen en el diario oficial "El Peruano" por una sola vez.

CONCORDANCIAS: R. Nº 669-2007-OS-CD, Num. 1.2

TÍTULO VI

PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará al concesionario el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del usuario, el que deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de 30 años.(1)(2)

(1) De conformidad con el Artículo Primero de la Resolución Direccional Nº 003-95-EM-DGE, publicado el 23-04-95, se precisa que los pagos a que se refiere el presente artículo se realizan por la prestación del servicio de instalación y la venta de bienes materiales comprendidos en el presupuesto de instalación.

Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará al concesionario el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del usuario, el que deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de treinta (30) años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años. (*)

(*) Primer párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-2006-EM, publicada el 04 abril 2006, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará al concesionario el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del usuario. El usuario deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de 30 años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años.

Tratándose de suministro con sistema prepaço de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición a que se hace referencia en el párrafo anterior, será deducido de la primera compra de energía de cada mes. Cuando el usuario deje de comprar energía durante períodos mayores a un mes, ese monto mensual se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

CONCORDANCIAS: R. Nº 009-94 P-CITE

R. Nº 619-2008-OS-CD, num. 4.1 y 4.3.1 (Aprueban Informe Técnico Nº 0421-2008-GART "Proceso de Determinación de la Tarifa Eléctrica Rural aplicable hasta el 31/10/2009")

R. Nº 002-2009-OS-JARU (Aprueban la Parte II de los Lineamientos Resolutivos de la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios - JARU)

Artículo 164.- El concesionario no atenderá solicitudes de nuevos suministros, a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otro ubicado en la concesión. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 164.- El concesionario podrá abstenerse de atender solicitudes de nuevos suministros, a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otro ubicado en la concesión.

Artículo 165.- Cuando un usuario obtiene un suministro de Servicio Público de Electricidad, deberá suscribir el correspondiente contrato con el concesionario. El contrato constará en formulario y contendrá las siguientes especificaciones:

Nombre o razón social del concesionario;

Nombre o razón social del usuario; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-2008-EM, publicada el 04 abril 2008, cuyo texto es el siguiente:

"b) Nombre o razón social del usuario, quien deberá acreditar ser propietario, o la autorización del propietario, o contar con certificado o constancia de posesión, del predio en el que se instalará el suministro;"

Ubicación del lugar del suministro y determinación del predio a que está destinado el servicio;

Clasificación del usuario de acuerdo al tipo de suministro;

Características del suministro;

Potencia contratada y plazo de vigencia;

Tarifa aplicable; y,

Otras condiciones relevantes, previstas en la Ley y el Reglamento.

El concesionario deberá entregar al usuario copia del respectivo contrato.

Artículo 166.- Las contribuciones reembolsables que podrá exigir el concesionario para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega, serán establecidas según las modalidades b) o c) del Artículo 83 de la Ley a elección del usuario.

Artículo 167.- Una vez determinado el importe de las contribuciones de los usuarios, deberá concretarse la modalidad y fecha del reembolso, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes. De no efectuarse el reembolso en la fecha acordada el concesionario deberá abonar el interés compensatorio y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176 del Reglamento, hasta su cancelación.

Artículo 168.- Si se produjera la interrupción total o parcial del suministro, a que refiere el Artículo 86 de la Ley, el concesionario de distribución deberá comenzar al usuario bajo las siguientes condiciones:

Todo período de interrupción que supere las cuatro horas consecutivas deberá ser registrado por el concesionario. El usuario podrá comunicar el hecho al concesionario para que se le reconozca la compensación;

La cantidad de energía a compensar se calculará multiplicando el consumo teórico del usuario por el cociente resultante del número de horas de interrupción y el número total de horas del mes.

El consumo teórico será determinado según lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 131 del Reglamento; y,

El monto a compensar se calculará aplicando a la cantidad de energía, determinada en el inciso precedente, la diferencia entre el Costo de Radonamiento y la tarifa por energía correspondiente al usuario.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.

La compensación se efectuará mediante un descuento en la facturación del usuario, correspondiente al mes siguiente de producida la interrupción.

Para este efecto no se considerará las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación.⁽¹⁾⁽²⁾

De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 049-2007-EM, publicado el 14 septiembre 2007, se suspende temporalmente la aplicación del presente artículo, según se indica a continuación:

Hasta el 15 de octubre de 2007, en las zonas de concesión de la concesionaria de distribución de energía eléctrica EDE CAÑETE S.A.

Hasta el 15 de febrero de 2008, en las zonas de concesión de la concesionaria de distribución de energía eléctrica ELECTRO SUR MEDIO S.A.

De conformidad con el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 006-2010-EM, publicado el 05 febrero 2010, se suspende, durante el período enero - abril de 2010, la aplicación del presente artículo, por interrupciones originadas en las provincias y departamentos comprendidos en el Decreto Supremo Nº 080-2009-PCM, Decreto Supremo 015-2010-PCM y Decreto Supremo Nº 017-2010-PCM.

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 007-2006-EM, Art. 4

Artículo 169.- Corresponde a la Dirección la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87 de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 027-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 169.- Corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87 de la Ley."

Artículo 170.- Se considera como punto de entrega para los suministros en baja tensión, la conexión eléctrica entre la acometida y las instalaciones del concesionario.

En los casos de media y alta tensión, el concesionario establecerá el punto de entrega en forma coordinada con el usuario, lo que deberá constar en el respectivo contrato de suministro.

CONCORDANCIAS: R.M. Nº 137-2009-MEM-DM (Establecen el Sistema de Medición Centralizada)

Artículo 171.- El equipo de medición deberá ser predimensionado por el concesionario en el momento de su instalación y en cada oportunidad en que efectúe intervenciones en el mismo. Dichas intervenciones deberán ser puestas, previamente, en conocimiento del usuario mediante constancia escrita.

Artículo 172.- El equipo de medición deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito, éste queda autorizado a efectuar la facturación empleando un sistema de promedios. De no existir información adecuada para este sistema se estimará el consumo mensual multiplicando la potencia contratada por 240 horas.

Este sistema de facturación podrá efectuarse por un período máximo de seis meses, al cabo del cual y previa notificación al usuario, con treinta (30) días calendario de anticipación, el concesionario procederá a efectuar el corte de suministro, debiendo verificar y liquidar los consumos reales.

Si se hubieran producido consumos mayores a los facturados, éstos deberán ser pagados por el usuario al concesionario a la tarifa vigente en la fecha de liquidación, en una sola cuota y dentro del período de cobranza. En el caso contrario de haberse producido consumos menores a los facturados, el concesionario deberá reembolsar la diferencia al usuario, valorizada a la tarifa vigente, en el mes siguiente de efectuada la liquidación. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 172.- El equipo de medición postpago deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito de accesibilidad, el concesionario queda autorizado a efectuar la facturación empleando un sistema de promedios. De no existir información adecuada para este sistema se estimará el consumo mensual multiplicando la potencia contratada por 240 horas.

Este sistema de facturación podrá efectuarse por un período máximo de seis meses, al cabo del cual y previa notificación al usuario, con treinta (30) días calendario de anticipación, el concesionario procederá a efectuar el corte del suministro, debiendo verificar y liquidar los consumos reales.

Si se hubieran producido consumos mayores a los facturados, éstos deberán ser pagados por el usuario al concesionario a la tarifa vigente en la fecha de liquidación, en una sola cuota y dentro del período de cobranza. En el caso contrario, de haberse producido consumos menores a los facturados, el concesionario deberá reembolsar la diferencia al usuario, valorizada a la tarifa vigente, en el mes siguiente de efectuada la liquidación.

El equipo de medición prepago del tipo mono-cuerpo se instalará al interior del predio del usuario, quien autorizará al concesionario el acceso al mismo las veces que éste lo requiera; tratándose de equipos de medición prepago del tipo bi-cuerpo, la unidad de medición se instalará al exterior del predio del usuario, y al interior del mismo la respectiva unidad de control. Para ambos tipos de medición prepago, el concesionario establecerá las medidas de seguridad que estime conveniente." (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 031-2006-EM, publicado el 11 junio 2006, cuyo texto es el siguiente:

"El equipo de medición prepago del tipo mono-cuerpo se instalará, a elección del usuario, al exterior o al interior de su predio. Cuando el usuario opte por la instalación al interior del predio, autorizará al concesionario el acceso al equipo de medición las veces que éste lo requiera. Tratándose de equipos de medición prepago del tipo bicuerpo, la unidad de medición se instalará al exterior del predio del usuario, y la unidad de control se instalará al interior del predio. Para ambos tipos de medición prepago, el concesionario establecerá las medidas de seguridad que estime conveniente."

CONCORDANCIAS: R. Nº 001-2008-05-STOR (Establecen precedente de observancia obligatoria sobre la aplicación del sistema de promedios a que se refiere el

Art. 172 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas)

R.M. Nº 137-2009-MEM-DM (Establecen el Sistema de Medición Centralizada)

Artículo 173.- Cuando el equipo de medición sufra deterioros o defectos en las instalaciones internas de los usuarios, éste deberá abonar el reemplazo o reparación del equipo de medición dañado y reparar sus instalaciones internas.

En este caso, el concesionario queda facultado a suspender el servicio y a restituirlo sólo una vez superadas satisfactoriamente las anomalías y/o efectuados los pagos correspondientes.

Artículo 174.- Para la atención de nuevos suministros o para los casos de ampliación de la potencia contratada, a que se refiere el Artículo 89 de la Ley, el concesionario está autorizado a exigir al interesado, una contribución con carácter reembolsable calculada según lo establecido en el inciso b) del Artículo 83 de la Ley.

Artículo 175.- Los concesionarios consignarán en las facturas por prestación del servicio, la fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos. Entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 175.- Los concesionarios considerarán en las facturas por prestación del servicio, los detalles de los conceptos facturados en concordancia con lo que establezca la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Asimismo, considerará como mínimo, lo siguiente:

Para el sistema postpago: La fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos, entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo.

Para el sistema prepago: La fecha y hora de emisión, el monto total pagado, la cantidad de energía acreditada, el número de compra o de la transferencia de crédito al usuario en el respectivo año."

Artículo 176.- Los concesionarios están autorizados a aplicar a sus acreencias un interés compensatorio capitalizable y un recargo por mora.

El interés compensatorio será equivalente al promedio de la tasa activa en moneda nacional vigente en el sistema financiero al momento de su aplicación. El recargo por mora será equivalente al 30% de dicho interés compensatorio.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de emisión de la factura que no haya sido oportunamente cancelada, hasta la fecha de su cancelación.

El recargo por mora se aplicará a partir de la fecha de vencimiento, consignado en la respectiva factura, hasta la fecha de su cancelación. (*)

CONCORDANCIAS: Defensorial Nº 3-98-DP

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 006-98-EM, publicado el 18.02.98, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 176.- Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias el interés compensatorio y moratorio que fije el Banco Central de Reserva del Perú.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de vencimiento de la factura que no haya sido cancelada oportunamente, hasta el noveno día calendario de ocurrido el vencimiento. A partir de ese momento se devengarán intereses moratorios.

El concesionario informará al usuario que lo solicite el tipo de interés y los plazos aplicados." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 011-2003-EM, publicado el 21-03-2003, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 176.- Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias relacionadas con la prestación del Servicio Público de Electricidad un interés compensatorio y un recargo por mora.

El interés compensatorio será aplicable desde la fecha de vencimiento del comprobante de pago hasta su cancelación. A partir del décimo día se aplicará el dicho interés, un recargo por mora equivalente al 15% de la tasa del referido interés compensatorio hasta que la obligación sea cancelada.

La tasa máxima de interés compensatorio aplicable será el promedio aritmético entre la tasa activa promedio en moneda nacional (TAMN) y la tasa pasiva promedio en moneda nacional (TIPMN), que publica diariamente la Superintendencia de Banca y Seguros.

El concesionario informará al cliente que lo solicite el tipo de interés y los plazos aplicados."

(*) De conformidad con el Artículo Único de la Resolución Directoral Nº 002-2003-EM-DGE, publicado el 21-03-2003, el interés moratorio a que hace referencia el artículo 176 del presente Reglamento, constituye un recargo al interés compensatorio establecido en el presente artículo. Dicho interés moratorio debe ser aplicado adicionalmente al interés compensatorio, a partir del décimo día de vencimiento del comprobante de pago que no haya sido cancelado oportunamente hasta la fecha de su cancelación.

CONCORDANCIAS: D.S. Nº 027-2007-EM, Art. 11, num. 11.S. R. Nº 689-2007-05-CD, Art. 11, R. Nº 025-2008-05-CD, Art. 3, num 3.7

D.S. Nº 010-2010-EM, Art. 3, num. 3.4 (Se emiten normas complementarias al Decreto de Urgencia Nº 116-2009)

Artículo 177.- El concesionario, en los casos de consumo de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90 de la Ley, queda facultado para: Calcular la cantidad de energía consumida, multiplicando la carga conectada sin autorización por 240 horas mensuales para los usos domésticos y por 480 horas mensuales para los usos no domésticos, considerando un período máximo de doce meses; Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección, correspondiente al tipo de servicio utilizado, considerando los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes; y, Solicitar a la Dirección o, a quien ésta designe en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de las multas que se señale el Artículo 202 del Reglamento. Cumplido el pago de las obligaciones que emanen de los Incisos que anteceden, el usuario deberá regularizar de inmediato la obtención del suministro, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento.

CONCORDANCIA: R.M. N° 571-2005-MEM-DM, Num. S.2, num. 8.1.2, num. 8.2.2

Artículo 178.- Los concesionarios están autorizados a cobrar un cargo mínimo mensual a aquellos usuarios, cuyos suministros se encuentren cortados o hayan solicitado suspensión temporal del servicio, que cubra los costos asociados al usuario establecidos en el Inciso a) del Artículo 64 de la Ley. Para los suministros con tarifas bimétricas se les aplicará además los cargos fijos por potencia contratada por el plazo contractual.

Si la actuación de corte se prolonga por un período superior a seis meses, el contrato de suministro quedará resuelto y el concesionario facultado a retirar la conexión.

Artículo 179.- La reconexión del suministro solo se efectuará cuando se hayan superado las causas que motivaron la suspensión y el usuario haya abonado al concesionario los consumos y cargos mínimos atrasados, más los intereses compensatorios y recargos por moras a que hubiere lugar, así como los correspondientes derechos de corte y reconexión.

Artículo 180.- Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.

Los concesionarios deberán alcanzar a la Dirección Informes sustantivos referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 180.- Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como, mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.

Los concesionarios deberán alcanzar a OSINERG Informes sustantivos referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos." (*)

(*) Artículo sustituido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 039-2003-EM, publicado el 13-11-2003, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 180.- Los Importes de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos en que se incurra para su realización.

El OSINERG aprobará los Importes máximos de corte y reconexión correspondientes y la periodicidad de su vigencia, sobre la base de los criterios y procedimientos que establezca al efecto."

CONCORDANCIAS: R. N° 161-2005-OS-CD

Artículo 181.- Los usuarios podrán solicitar al concesionario la contratación de los equipos de medición del suministro.

Si los resultados de la contratación demuestran que el equipo opera dentro del margen de precisión, establecido en las Normas Técnicas para el tipo suministro, el usuario asumirá todos los costos que demande efectuarlo.

Si el equipo no se encontrare funcionando dentro del margen de precisión, señalado en el párrafo anterior, el concesionario procederá a reemplazar el equipo y recalcular y refacturar los consumos de energía. En este caso los costos de la contratación serán asumidos por el concesionario.

La refacturación se efectuará considerando los últimos 12 meses. La energía registrada en exceso o en defecto de dicho margen de precisión, será valorizada a la tarifa vigente y será reembolsada al usuario o abonada por éste al concesionario, en cuotas iguales, en los seis meses siguientes, sin intereses ni recargos. (*)

(*) Último párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

En ambos casos la refacturación de los consumos se efectuará según lo establecido en el Artículo 92 de la Ley.

Artículo 182.- La contratación de los equipos de medición será de responsabilidad del INDECOPI, quien deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad.

CONCORDANCIAS: R. N° 001-95-INDECOPI-CYM, R. N° 056-97-INDECOPI-CRT, R. N° 0065-1999-INDECOPI-CRT

Artículo 183.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a la Dirección o a la autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 183.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a OSINERG o a la Autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18-02-98, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 183.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario el concesionario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el recurso de reclamación se considerará fundado.

Si el concesionario se pronunciara dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, y el usuario no estuviese conforme con dicho pronunciamiento, podrá acudir a OSINERG a fin de que éste emita pronunciamiento como última instancia administrativa." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 033-99-EM, publicado el 23-08-99, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 183.- El usuario, cuando considere que el Servicio Público de Electricidad que tiene contratado no se le otorga de acuerdo a lo previsto en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrá presentar su reclamo a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles de interpuesta la reclamación o el recurso de reconsideración respectivo, el concesionario no subsanara lo reclamado o no emitiere resolución se considerará fundado, en todo aquello que legalmente corresponda.

Si el usuario no estuviese conforme con la resolución del concesionario podrá acudir al OSINERG a fin de que éste resuelva en última instancia administrativa."

Artículo 184.- La facturación por consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado público de la concesión que debe efectuar directamente el concesionario, según lo previsto en el segundo párrafo del Artículo 94 de la Ley, será dividida entre los usuarios considerando los siguientes factores de proporción:

1 para los usuarios domésticos con consumos mensuales de energía mayores o iguales a 200 kWh;

2 para los usuarios domésticos con consumos mayores a 200 kWh; y,

4 para los usuarios no domésticos.

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por dicho concepto.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 184.- La facturación por el servicio de alumbrado público de la concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:

1.0 Para usuarios residenciales con un consumo igual o inferior a 30 kWh; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"a) 1 Para usuarios con un consumo igual o inferior a 30 kWh;"

1.5 Para usuarios residenciales con un consumo superior a 30 kWh, hasta 100 kWh; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"b) 3 Para usuarios con un consumo superior a 30 kWh hasta 100 kWh;"

3.0 Para usuarios residenciales con un consumo superior a 100 kWh, hasta 150 kWh; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"c) 5 Para usuarios con un consumo superior a 100 kWh hasta 150 kWh;"

6.0 Para usuarios residenciales con un consumo superior a 150 kWh, hasta 300 kWh; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"d) 10 Para usuarios con un consumo superior a 150 kWh hasta 300 kWh;"

10.0 Para usuarios residenciales con un consumo superior a 300 kWh, hasta 500 kWh; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"e) 15 Para usuarios con un consumo superior a 300 kWh hasta 500 kWh; 20.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 500 kWh, hasta 600 kWh; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"f) 30 Para usuarios con un consumo superior a 500 kWh hasta 1000 kWh; 30.0 para los demás usuarios residenciales; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"g) 50 Para usuarios con un consumo superior a 1000 kWh hasta 5000 kWh; 40.0 para los usuarios no residenciales; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"h) 250 Para usuarios con un consumo a 5000 kWh."

El monto de los Importes resueltos no podrá ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% de la UIT;

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio de alumbrado público.

El Ministerio, con un Informe de la Comisión, podrá modificar las escalas los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 184.- La facturación por servicio de alumbrado público de la concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:

1 Para usuarios con un consumo igual o inferior a 30 kWh;

3 Para usuarios con un consumo superior a 30 kWh hasta 100 kWh;

5 Para usuarios con un consumo superior a 100 kWh hasta 150 kWh;

10 Para usuarios con un consumo superior a 150 kWh hasta 300 kWh;

15 Para usuarios con un consumo superior a 300 kWh hasta 500 kWh;

30 Para usuarios con un consumo superior a 500 kWh hasta 1 000 kWh;

50 Para usuarios con un consumo superior a 1 000 kWh hasta 5 000 kWh;

250 Para usuarios con un consumo superior a 5 000 kWh. (*)

(*) Factores de proporción modificados por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2007-EM, publicado el 24 marzo 2007, cuyo texto es el siguiente:

"a) 1 Para usuarios con un consumo igual o inferior a 30 kW/h;

7 Para usuarios con un consumo superior a 30 kW/h hasta 100 kW/h;

12 Para usuarios con un consumo superior a 100 kW/h hasta 150 kW/h;

25 Para usuarios con un consumo superior a 150 kW/h hasta 300 kW/h;

35 Para usuarios con un consumo superior a 300 kW/h hasta 500 kW/h;

70 Para usuarios con un consumo superior a 500 kW/h hasta 750 kW/h;

80 Para usuarios con un consumo superior a 750 kW/h hasta 1 000 kW/h;

120 Para usuarios con un consumo superior a 1 000 kW/h hasta 1 500 kW/h;

140 Para usuarios con un consumo superior a 1 500 kW/h hasta 3 000 kW/h;

150 Para usuarios con un consumo superior a 3 000 kW/h hasta 5 000 kW/h;

250 Para usuarios con un consumo superior a 5 000 kW/h hasta 7 500 kW/h;

300 Para usuarios con un consumo superior a 7 500 kW/h hasta 10 000 kW/h;

400 Para usuarios con un consumo superior a 10 000 kW/h hasta 12 500 kW/h;

500 Para usuarios con un consumo superior a 12 500 kW/h hasta 15 000 kW/h;

700 Para usuarios con un consumo superior a 15 000 kW/h hasta 17 500 kW/h;

900 Para usuarios con un consumo superior a 17 500 kW/h hasta 20 000 kW/h;

1 100 Para usuarios con un consumo superior a 20 000 kW/h hasta 25 000 kW/h;

1 250 Para usuarios con un consumo superior a 25 000 kW/h hasta 30 000 kW/h;

1 500 Para usuarios con un consumo superior a 30 000 kW/h hasta 50 000 kW/h;

1 750 Para usuarios con un consumo superior a 50 000 kW/h hasta 75 000 kW/h;

2 000 Para usuarios con un consumo superior a 75 000 kW/h hasta 100 000 kW/h;

3 000 Para usuarios con un consumo superior a 100 000 kW/h hasta 200 000 kW/h;

4 000 Para usuarios con un consumo superior a 200 000 kW/h hasta 400 000 kW/h;

5 000 Para usuarios con un consumo superior a 400 000 kW/h."

Tratándose del sistema prepago, el factor de proporción se deducirá considerando un estimado de consumo promedio mensual de energía. Este consumo promedio mensual se estimará, multiplicando la demanda media de potencia por el número de horas del mes en el que se realiza la nueva y primera compra de energía. La demanda media de potencia se determinará de la relación entre:

La compra acumulada de energía en el período comprendido desde la primera compra (inclusive) del último mes que se adquirió energía, hasta un día antes de la fecha en que se realiza la nueva y primera compra de energía del mes y;

El número de horas del mismo período, al cual se descuenta la correspondiente duración real acumulada de interrupciones del suministro que hayan ocurrido en dicho período.

Para usuarios del sistema prepago, de los cuales no exista historia de consumo de energía, el importe por alumbrado público correspondiente a su primer mes de compra, se deducirá en el siguiente mes que adquiere energía.

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio del alumbrado público. Tratándose del sistema prepago, el importe correspondiente a ese concepto será deducido, únicamente, de la primera compra de energía del mes. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por alumbrado público se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0,01% de una UIT ni mayor al 60% de una UIT.

El Ministerio, con un Informe del OSINERG, podrá modificar las escalas, los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

Las deudas pendientes que tuvieran los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario."

"En aplicación de la Ley N° 28790, no están comprendidos en la facturación por servicio de alumbrado público a que se refiere el presente Artículo, los usuarios ubicados dentro de las zonas rurales cuyo suministro de energía eléctrica se requiera para el bombeo de agua para uso agrícola." (*)

(*) Párrafo añadido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2007-EM, publicado el 24 marzo 2007.

Artículo 185.- De incurrir el municipio en la causal expresada en el artículo precedente, el concesionario no estará obligado a cobrar ningún arbitrio por cuenta del Concejo municipal y reasumirá.

Artículo 186.- Los municipios para dar su aprobación a la habilitación de tierras o a la construcción de edificaciones, exigirán a los interesados la ubicación y reserva de áreas para subestaciones de distribución, previamente acordada con el concesionario.

Artículo 187.- Los urbanizadores, para el cumplimiento de la obligación señalada en el Artículo 96 de la Ley, deberán efectuar las coordinaciones del caso con el concesionario.

Artículo 188.- Los concesionarios, en uso de la facultad conferida por el Artículo 97 de la Ley, deberán efectuar las coordinaciones del caso con las demás entidades que prestan Servicios Públicos, a efectos de mitigar los daños y costos.

Artículo 189.- La reparación a que se refiere el Artículo 97 de la Ley, deberá concluirse, como máximo, a las 96 horas de iniciado el trabajo que lo originó.

Si la magnitud de los trabajos a ejecutarse, requiere de un plazo mayor, el concesionario los iniciará solicitando simultáneamente una ampliación del plazo al municipio.

El concesionario deberá cumplir necesariamente con los trabajos dentro del plazo señalado o de las ampliaciones aprobadas.

Artículo 190.- Los trabajos a que se refiere el Artículo 98 de la Ley, serán ejecutados por el concesionario. Para tal efecto se presentará el presupuesto respectivo, que deberá ser cancelado por el interesado y/o quienes lo originen, previamente a su iniciación.

Los pagos que se producen en aplicación de lo dispuesto en el párrafo anterior, no darán lugar a ningún tipo de reembolso por parte del concesionario.

Artículo 191.- La encuesta a que se refiere el artículo 100 de la Ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada por la Dirección entre las que tenga precalificadas, a costo del concesionario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

Artículo 191.- La encuesta a que se refiere el Artículo 100 de la Ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada y contratada por el concesionario entre las que tenga precalificada la Dirección, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta.

En mérito a los resultados obtenidos, la Dirección tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar, corroborándolas con los respectivos Informes de fiscalización. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 191.- La encuesta a que se refiere el Artículo 100 de la Ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada y contratada por el OSINERG entre las que éste tenga precalificadas, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta. (2).

En mérito a los resultados obtenidos, OSINERG tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar corroborándolas con los respectivos Informes de fiscalización."

TÍTULO VII FISCALIZACIÓN

Artículo 192.- La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101, será ejercida por la Dirección;

En la localidad ubicada fuera de la Capital de la República, dicha labor será efectuada por las respectivas entidades que designe la Dirección, sujetándose a las directivas y normas que ésta les señale. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 192.- La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101, será ejercida por OSINERG.

En las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, dicha labor será efectuada por las respectivas entidades que designe OSINERG, sujetándose a las directivas y normas que ésta les señale."

Artículo 193.- Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por la Dirección. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 193.- Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por OSINERG."

Artículo 194.- La fiscalización a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberá llevarse a cabo en forma permanente comprobando el estricto cumplimiento de las obligaciones que les imponen la Ley y el Reglamento particularmente lo siguiente:

(*) Texto modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"a) Las obligaciones que de no cumplirse, conllevan a la caducidad de las concesiones y a la cancelación de las autorizaciones;"

Las disposiciones que rigen el correcto funcionamiento de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES);

La correcta aplicación de las tarifas a los usuarios que adquieren energía a precio regulado;

Las obligaciones del concesionario para con los usuarios del Servicio Público de Electricidad; y, Los plazos, procedimientos y demás disposiciones que señalan la Ley y el Reglamento para el ejercicio de la actividad eléctrica.

Artículo 195.- La Dirección y las entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las infracciones que hayan cometido a disposiciones de la Ley y el Reglamento, para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 195.- La OSINERG y las entidades designadas por ésta, en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las infracciones que hayan cometido a disposiciones de la Ley y el Reglamento, para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones."

Artículo 196.- La Dirección está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, la Dirección podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 196.- La OSINERG está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, el OSINERG podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179 del Reglamento."

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 196.- La OSINERG está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, el OSINERG podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179 del Reglamento."

CONCORDANCIAS: R. N° 316-2005-OS-CD (Procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN)

Artículo 197.- Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a la Dirección la ejecución de Inspecciones en el caso de producirse situaciones de emergencia en el servicio. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 197.- Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a OSINERG la ejecución de Inspecciones en el caso de producirse situaciones de emergencia en el servicio."

Artículo 198.- En las intervenciones de fiscalización que efectúe la Dirección, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 198.- En las intervenciones de fiscalización que efectúe OSINERG, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada."

Artículo 199.- La incorrecta aplicación de las resoluciones de la Comisión dará lugar a que ésta imponga a los concesionarios y entidades que suministran energía a precio regulado, una multa cuyo importe podrá ser entre el doble y el décuplo del monto cobrado en exceso.

Artículo 200.- Emitida la resolución de multa por la Comisión, según el artículo precedente, el concesionario sólo podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificada. La Comisión deberá emitir la Resolución definitiva dentro de treinta (30) días calendario; quedando así agotada la vía administrativa.

Artículo 201.- La Dirección sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10000 a 200000 Kilovatios hora, en los siguientes casos:

Quando operen sin la respectiva concesión o autorización;

Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en los Artículos 31, 32, 33, 34, y 55 de la Ley, a excepción de aquellos que se refieren a la capacidad, las que se rigen por lo específicamente dispuesto en la Ley y el Reglamento;

Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un Comité de Operación Económica del Sistema (COES), referidas a:

La entrega de la información a que están obligados dentro de los plazos establecidos, o la entrega de la misma en forma falsificada;

Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a la programación de la operación impartida por el COES;

Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o de acuerdo a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiera impartido el COES; y,

El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES;

Por incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios, de conformidad a lo dispuesto en los Artículos 57 y 86 de la Ley;

Por no proporcionar o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;

Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa en el Diario Oficial "El Peruano". (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa a que se refiere el Art. 152 del Reglamento."

Por no efectivizar el reembolso de las contribuciones efectuadas por los usuarios a que se refiere el artículo 84 de la Ley; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa de la Dirección; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por denuncia del municipio, debido a deficiencia comprobada en el servicio de alumbrado público; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168 del Reglamento; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por destinar a uso diferente los bienes de capital importados que hayan obtenido el fraccionamiento de impuestos a que se refiere el inciso a) del Artículo 106 de la Ley; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el uso de recursos naturales, así como de bienes públicos y de terceros; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras, y/o del medio ambiente; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

No informar oportunamente el retiro de instalaciones innecesarias para el retiro de su Valor Nuevo de Reemplazo; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por incumplimiento de las disposiciones relativas a fiscalización señaladas en norma expresa aplicable; y, (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento. (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12-10-97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 201.- La OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10000 a 200000 kilovatios-hora, en los siguientes casos..." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 006-99-EM, publicado el 18-02-98, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 201.- OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica y/o clientes libres, con multas equivalentes al importe de 100000 a 2000000 kilovatios-hora, en los siguientes casos: (*)

"f) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa de la Dirección; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

"h) Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168 del Reglamento; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

"i) Por incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el uso de recursos naturales, así como de bienes públicos y de terceros; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

"j) Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS

"k) Por no proporcionar oportunamente, o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento, así como los contratos de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios."

Quando operen sin la respectiva concesión o autorización;

Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en los Artículos 31, 32, 33, 34 y 55 de la Ley, a excepción de aquellos que se refieren a la capacidad, las que se rigen por lo específicamente establecido en la Ley y el Reglamento;

Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un sistema interconectado, referidas a:

La entrega de la información a que están obligados dentro de los plazos establecidos, o la entrega de la misma en forma falsificada;

Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a lo dispuesto por el Coordinador de la Operación del Sistema.

Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o no haberse acatado las instrucciones impartidas para el efecto por el Coordinador de la Operación del Sistema.

El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES y/o el Coordinador de la Operación del Sistema.

"v) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES." (*)

(*) Numeral incorporado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM publicado el 20-03-99

Por incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios, de conformidad a lo dispuesto en los Artículos 57 y 86 de la Ley;

Por no proporcionar o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000, cuyo texto es el siguiente:

"e) Por no proporcionar, oportunamente, o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento, así como los contratos de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios."

Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa a que se refiere el Artículo 152 del Reglamento;

Por no efectivizar el reembolso de las contribuciones efectuadas por los usuarios a que se refiere el Artículo 84 de la Ley;

Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa de la Dirección; (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa de OSINERG o sin haber dado el aviso a que se refiere el Artículo 87 de la Ley."

Por denuncia del municipio, debido a deficiencia comprobada en el servicio de alumbrado público;

Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168 del Reglamento;

Por destinar a uso diferente los bienes de capital importados que hayan obtenido el fraccionamiento de impuestos a que se refiere el inciso a) del Artículo 106 de la Ley;

Por incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el uso de recursos naturales, así como de bienes públicos y de terceros;

Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente;

No informar oportunamente el retiro de instalaciones innecesarias para el retiro de su valor nuevo de reemplazo;

Por incumplimiento de las disposiciones relativas a fiscalización señaladas en norma expresa aplicable; y,

Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, OSINERG, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento. (*)

(*) Inciso modificado por el Artículo Primero del Decreto Supremo Nº 004-99-EM, publicado el 20-03-99, cuyo texto es el siguiente:

"j) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión."

Artículo 202.- La Dirección sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios - hora, en los siguientes casos:

Por usar energía sin la debida autorización del concesionario o por variar unilateralmente las condiciones del suministro;

Por afectar el funcionamiento de los instrumentos de medición y/o de las instalaciones del concesionario; y,

Por incumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley y el Reglamento;

En estos casos el concesionario deberá presentar los documentos sustentatorios. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 202.- La OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios-hora, en los siguientes casos..." (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 006-99-EM, publicado el 18-02-98, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 202.- OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100000 kilovatios-hora en los siguientes casos:

Por usar energía sin la debida autorización del concesionario o por variar unilateralmente las condiciones del suministro;

Por afectar el funcionamiento de los instrumentos de medición y/o de las instalaciones del concesionario; y,

Por incumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley y el Reglamento.

En estos casos el concesionario deberá presentar los documentos sustentatorios."

Artículo 203.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por la Dirección según los artículos 201 y 202 del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario.

El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Ministerio, dentro de los diez (10) días calendario siguiente a su notificación.

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo, como última instancia administrativa. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 203.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por OSINERG según los Artículos 201 y 202 del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario.

El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Consejo Directivo del OSINERG, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a su notificación."

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo por el Consejo Directivo del OSINERG como última instancia administrativa."

Artículo 204.- En caso de reincidencia, las multas establecidas en el Reglamento serán duplicadas.

Artículo 205.- El importe de las multas, a que se refieren los Artículos 201 y 202 del Reglamento, se calcularán de acuerdo al precio medio de la tarifa monomía de baja tensión a usuario final, vigente en la Capital de la República.

Artículo 206.- La Dirección propondrá al Ministerio la escala detallada de sanciones y multas así como el procedimiento para su aplicación, lo que será aprobado por Resolución Ministerial. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 206.- OSINERG propondrá al Ministerio la escala detallada de sanciones y multas así como el procedimiento para su aplicación, lo que será aprobado por Resolución Ministerial."

Artículo 207.- En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República la aplicación de sanciones será efectuada por las entidades que designe la Dirección observando estrictamente las escalas y condiciones señaladas en el artículo precedente.

Únicamente la Dirección y la Comisión están autorizadas a aplicar sanciones derivadas del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 207.- En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de sanciones será efectuada por las entidades que designe OSINERG, observando estrictamente las escalas y condiciones señaladas en el artículo precedente.

Únicamente OSINERG y la Comisión están autorizadas a aplicar sanciones derivadas del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica."

Artículo 208.- El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta del Ministerio, dentro de los quince (15) días calendario siguientes de la fecha de notificación de la resolución que las impone.

Si el sancionado solicita reconsideración, o formulara la apelación a que tiene derecho según lo dispuesto en el Artículo 203o. del Reglamento y ésta no le fuera favorable, deberá abonar conjuntamente con la multa, los intereses compensatorios y recargos por mora que se devenguen en el periodo comprendido entre la fecha en que debió abonarla originalmente y la fecha en que se produzca la respectiva cancelación.

Los intereses compensatorios y recargos por mora aplicables, son los previstos en el Artículo 176 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 208.- El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta de OSINERG, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes de la fecha de notificación de la resolución que las impone.

Si el sancionado solicita reconsideración, o formulara la apelación a que tiene derecho según lo dispuesto en el Artículo 203 del Reglamento, y ésta no le fuera favorable, deberá abonar conjuntamente con la multa, los intereses compensatorios y recargos por mora que se devenguen en el periodo comprendido entre la fecha en que debió abonarla originalmente y la fecha en que se produzca la respectiva cancelación.

Los intereses compensatorios y recargos por mora aplicables, son los previstos en el Artículo 176 del Reglamento."

TÍTULO VII

GARANTÍAS Y MEDIDAS DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN

Artículo 209.- El Flujo Neto de Fondos a Futuro para los efectos de la indemnización que se refiere el Artículo 105 de la Ley será estimado para un periodo de 25 años y su valor presente será obtenido a la fecha de efectivización de la caducidad.

Artículo 210.- El monto de indemnización que se debe abonar al concesionario en aplicación del Artículo 105 de la Ley, será calculado por una empresa consultora especializada, designada por el concesionario entre una de las precalificadas por la Dirección, siendo ésta última quien formulará los términos de referencia y supervisará la ejecución de los estudios. El estudio deberá ser encargado y ejecutado dentro de un plazo máximo de sesenta (60) días calendario de dispuesta la caducidad. A su conclusión, el Ministerio efectuará los trámites pertinentes para su cancelación, dentro de un plazo de treinta (30) días calendario.

Los gastos que demande la ejecución de los estudios necesarios para la valorización serán de cuenta y cargo del Ministerio.

Artículo 211.- El monto determinado será abonado por el Estado al concesionario al contado reconociéndole los intereses devengados por el periodo transcurrido desde la fecha de dispuesta la caducidad y su cancelación.

Los intereses serán calculados y aplicando la tasa equivalente al interés compensatorio establecido en el Artículo 176 del Reglamento.

Artículo 212.- Para otorgar las facilidades a que se contrae el Artículo 106 de la Ley, los concesionarios y empresas solamente presentarán su correspondiente resolución de concesión o autorización.

Artículo 213.- En aplicación de lo establecido en el Artículo 107 de la Ley, los concesionarios que utilicen la energía y recursos naturales provenientes de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectos, solamente, al pago de la compensación única por todo concepto a favor del Estado. Esta compensación será calculada en función a las unidades de energía producidas en la respectiva central de generación.

Artículo 214.- La compensación única al Estado a que se refiere el artículo precedente, se abonará en forma mensual observando el siguiente procedimiento:

El titular de la central generadora, efectuará una autocalculación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel generación;

El monto resultante deberá depositarse en la cuenta que para el efecto determine el Ministerio de Agricultura para los recursos hidroeléctricos y el Ministerio en el caso de recursos geotérmicos;

Y, los depósitos correspondientes serán efectuados por el concesionario, dentro de los primeros diez (10) días calendario del mes siguiente.

La Dirección efectuará anualmente, la verificación de la correcta aplicación de lo dispuesto en el presente artículo.

Artículo 215.- El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107 de la Ley (*) RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

Dicho valor será calculado tomando en cuenta el consumo de una demanda de un kilovatio con el factor de carga del respectivo sistema para el año anterior, valorizado a las Tarifas vigentes en la barra en que se calcule el precio básico de la energía. (*)

(*) Segundo párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto es el siguiente:

"Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125 del Reglamento, del bloque horario fuera de punta."

CONCORDANCIAS:
R. DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG Nº 066-2005-OS-CD
R. Nº 155-2006-OS-CD (Fijan Tarifas en Barra para suministros que se efectúan desde Subestaciones de Generación - Transporte)

TÍTULO IX

USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo 216.- Las disposiciones del Título IX de la Ley, referidas al uso de bienes públicos y de terceros son de aplicación a las empresas concesionarias que desarrollen las actividades a que se refiere el Artículo 3o. de la Ley.

Las empresas no comprendidas en el párrafo precedente y que para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica requieran el uso de bienes públicos y de terceros se ceñirán a lo establecido en el Código Civil.

Artículo 217.- Las servidumbres otorgadas en mérito al Artículo 110 de la Ley, tendrán la misma vigencia que las respectivas concesiones.

Las servidumbres otorgadas para la realización de estudios, o aquellas a que se refiere el Artículo 116 de la Ley, se extinguen con la conclusión de los estudios u obras para las que fueron autorizadas. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 217.- Las servidumbres otorgadas en mérito al Artículo 110 de la Ley, tendrán la misma vigencia que las respectivas concesiones.

Los concesionarios que acrediten la existencia de servidumbre convencional para el desarrollo de las actividades eléctricas, pueden solicitar al Ministerio el reconocimiento de la misma. En todo caso, son de aplicación a la servidumbre convencional las normas de seguridad establecidas en la Ley, el Reglamento y en las normas técnicas pertinentes.

La extinción de la servidumbre así reconocida se registró por las normas legales que regulan el instrumento de su constitución.

Las servidumbres otorgadas para la realización de estudios, o aquellas a que se refiere el Artículo 116 de la Ley, se extinguen con la conclusión de los estudios u obras para las que fueron impuestas."

Artículo 218.- Cuando los concesionarios, haciendo uso del derecho que les confiere el Artículo 109 de la Ley, afecten propiedades del Estado o de terceros, deberán reparar los daños causados y, en su caso, resarcir los costos de reparación.

Para el efecto, los concesionarios convendrán con los afectados el modo de subsanar los daños y/o indemnizarlos. En caso de no llegar a un acuerdo, se resolverá por procedimiento arbitral.

Artículo 219.- Las servidumbres que se establezcan en mérito a lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 110 de la Ley, comprenderán también las de caminos de acceso y edificaciones, tanto para su operación como para su mantenimiento.

Artículo 220.- Las servidumbres de electroducto que se impongan para los sistemas de transmisión, de distribución ya sean aéreas y/o subterráneas comprende:

Ocupación de la superficie del suelo, subsuelo y/o de sus aires, necesarios para la instalación de las subestaciones de transformación;

Ocupación de la superficie necesaria y de sus aires, para la instalación de las estructuras de sustentación de conductores eléctricos, así como de la faja de los aires o del subsuelo en el que éstos se encuentren instalados; y,

Delimitación de la zona de influencia del electroducto, en caso de ser aéreo, representada por la proyección sobre el suelo de la faja de OCUPACIÓN de los conductores cuyo ancho se determinará, en cada caso, de acuerdo a las prescripciones del Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

El propietario del predio sirviente no podrá construir ni efectuar y/o mantener plantaciones, cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad, debajo de las líneas ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el inciso c) del presente artículo. (*)

(*) Párrafo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"El propietario del predio sirviente no podrá construir sobre la faja de servidumbre impuesta para conductores eléctricos subterráneos, ni efectuar obras de ninguna clase y/o mantener plantaciones cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad, debajo de las líneas ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el inciso a) del presente Artículo."

Artículo 221.- Para efectuar labores con uso de explosivos a una distancia menor a 5000 metros de las instalaciones de una central hidroeléctrica o a 200 metros del eje de un electroducto se deberá obtener autorización previa del respectivo titular, demostrando que se han tomado todas las precauciones que el caso exige, con opinión anticuada y favorable de Defensa Civil.

Artículo 222.- La solicitud para la imposición de una o más servidumbres, deberá ser presentada por el concesionario a la Dirección, consignando los siguientes datos y documentos:

Naturaleza y tipo de servidumbre;

Duración;

Justificación técnica y económica;

Nombre y domicilio de los afectados;

Descripción de la situación actual de los terrenos y aires a afectar;

Memoria descriptiva y planes de servidumbres solicitadas con tantas copias como propietarios afectados resulten; y,

Otros, que el concesionario juzgue necesarios.

Las especificaciones de servidumbre, a que se contrae el inciso f) del Artículo 25 de la Ley, que contendrán los mismos datos y documentos antes especificados. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 222.- La solicitud de establecimiento de servidumbre o de su modificación, será presentada ante la Dirección, acompañada de los siguientes requisitos:

Naturaleza y tipo de la servidumbre;

Duración;

Justificación técnica y económica;

Relación de los predios por ser gravados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En los casos previstos en el segundo párrafo del Artículo 224, el Concesionario deberá adjuntar declaración jurada de haber agotado todos los medios para establecer la identidad y el domicilio del propietario;

Descripción de la situación y uso actual de los predios y áreas por gravar;

Memoria descriptiva, coordenadas UTM y planos de la servidumbre solicitada, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área por ser gravada de cada uno de los predios con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la compensación e indemnización, de ser el caso;

Copia del acuerdo que el concesionario haya suscrito con el propietario del predio por ser gravado y de los recibos de pago correspondientes, de ser el caso. El acuerdo debe estar formalizado con la certificación de la firma de las partes por Notario Público o Juez de Paz. En los casos en que no exista acuerdo entre las partes, el concesionario deberá presentar la propuesta de la compensación y de la indemnización, si corresponde;

Otros que el concesionario juzgue necesarios.

Las especificaciones de servidumbre a que se contrae el Inciso f) del Artículo 25 de la Ley, contendrán los tipos de servidumbres requeridas y sus principales características técnicas.

Sólo procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbres señalados en el Artículo 110 de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de conexión para el funcionamiento de una misma obra."

Artículo 223.- Si la solicitud presentada no reúne los requisitos especificados en el artículo precedente, será observada por la Dirección y sólo se tramitará; si el interesado subsana las omisiones, a satisfacción de la misma, dentro de un plazo máximo de 20 días calendario contados a partir de la fecha de su notificación. Caso contrario, la solicitud se tendrá por abandonada. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 223.- Si la solicitud de servidumbre no reúne los requisitos señalados en el artículo anterior será observada por la Dirección, y se admitirá a trámite si el concesionario presenta la subsanación de la observación dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contado a partir del día siguiente de la notificación de la observación. Caso contrario, la solicitud será declarada inadmisible por la Dirección."

Artículo 224.- Una vez admitida la solicitud, la Dirección correrá traslado al propietario del predio sirviente adjuntando copia de la petición y de los documentos que la sustentan, quien deberá exponer su opinión dentro de un plazo máximo de 20 días calendario.

Si la servidumbre afecta inmuebles de propiedad del Estado, de municipalidades de cualquier otra institución pública, la Dirección pedirá previamente informe a la respectiva entidad o repartición dentro del plazo señalado. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 224.- Una vez admitida la solicitud, la Dirección notificará a los propietarios con los que no exista acuerdo, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan. Los propietarios deberán exponer su opinión dentro del plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

Cuando el propietario del predio no sea conocido, o fuese incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, la Dirección notificará al concesionario con el modelo del aviso para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo de diez (10) días hábiles de notificación. La publicación se efectuará por dos (2) días hábiles consecutivos en el Diario Oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación del lugar donde se encuentre ubicado el predio.

Dentro del plazo de quince (15) días hábiles de notificación con el aviso, el concesionario presentará a la Dirección las páginas completas de los diarios antes referidos donde aparezca la publicación ordenada."

Artículo 225.- Si se presentare oposición al establecimiento de la servidumbre, la Dirección notificará al concesionario para que absuelva el trámite, dentro del tercer día.

La oposición deberá ser debidamente fundamentada por quien la interpone, debiendo acompañar la información que crea conveniente a su derecho. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 225.- La oposición a la solicitud de establecimiento de servidumbre será presentada a la Dirección dentro del plazo de veinte (20) días hábiles siguientes a la notificación al propietario. Cuando se trate de los casos previstos en el segundo párrafo del Artículo 224 del Reglamento, el plazo correrá desde la fecha de la última publicación del aviso."

Artículo 226.- Si el concesionario se abstiene o no absuelve la oposición planteada dentro del término fijado, el Ministerio expedirá la correspondiente Resolución, dentro del término de siete (7) días calendario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 226.- La oposición sólo será procedente si se sustenta en aspectos técnicos o en el incumplimiento de las normas de seguridad.

De la oposición se correrá traslado al concesionario por el término de cinco (5) días hábiles, bajo apercibimiento de tener por cierto lo expuesto por el opositor."

Artículo 227.- De oficio o a solicitud de parte, la Dirección podrá abrir a prueba la oposición por el término de diez (10) días hábiles, y podrá solicitar al OSINERG los informes que resulten necesarios para mejor resolver la oposición formulada.

La Dirección resolverá la oposición dentro del plazo de diez (10) días hábiles de absuelto el traslado por el concesionario o de vencido el plazo de la etapa probatoria."

Artículo 227.- En caso de que el concesionario absuelva la oposición, la Dirección recibirá la sustentación de las partes y las pruebas pertinentes, dentro del plazo preventivo de diez (10) días calendario de notificado el concesionario con la oposición.

Vencido el término, previo informe de la Dirección, el Ministerio expedirá la correspondiente Resolución, dentro del término de diez (10) días calendario. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 227.- De oficio o a solicitud de parte, la Dirección podrá abrir a prueba la oposición por el término de diez (10) días hábiles, y podrá solicitar al OSINERG los informes que resulten necesarios para mejor resolver la oposición formulada.

La Dirección resolverá la oposición dentro del plazo de diez (10) días hábiles de absuelto el traslado por el concesionario o de vencido el plazo de la etapa probatoria."

Artículo 228.- La Resolución que emita el Ministerio, imponiendo o modificando servidumbres, sólo podrá ser contraria judicialmente, en lo referente al monto fijado como indemnización. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 228.- Vencido el plazo para presentar oposición, o resueltas las que se hayan presentado, se procederá a determinar el monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, que debe ser pagada por el concesionario, si no ha sido materia de acuerdo entre las partes.

Para tal efecto, la Dirección encargará la valorización de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, por las áreas por ser gravadas, a cualquier institución especializada, salvo que las partes hayan designado de común acuerdo a quien se encargue de la valorización y lo hayan comunicado a la Dirección dentro del plazo a que se refiere el Artículo 225 del Reglamento. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la valorización será de cargo del concesionario.

Si en el predio por ser gravado con servidumbre algún tercero ejerce legítimamente derechos otorgados por el Estado, la Dirección, a solicitud de parte y por cuenta y cargo de quien lo solicite, encargará a una institución especializada la realización de una inspección a efectos que determine la existencia de daños y perjuicios, si fuera el caso, la valorización de la indemnización por dicho concepto. La Dirección notificará a las partes el informe pericial. De ser el caso, el tercero podrá reclamar el pago a que hubiere lugar ante el Poder Judicial."

Artículo 229.- El monto de la indemnización a abonarse por la imposición de la servidumbre, deberá ser convenida por las partes. Si estas no se pusieran de acuerdo, la Dirección encargará al Cuerpo Técnico de Tasaciones efectuar la valorización correspondiente.

La tasación deberá efectuarse y remitirse a la Dirección en un plazo máximo de quince (15) días calendario de abonados los servicios al Cuerpo Técnico de Tasaciones. La Dirección notificará a las partes dentro del tercer día de recibido el informe.

Los costos que demande tal encargo será abonado en partes iguales por los interesados. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 229.- El monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, será pagado por el concesionario directamente al propietario, de conformidad con lo previsto en el Artículo 118 de la Ley. En los casos señalados en el segundo párrafo del Artículo 224 del Reglamento y/o cuando el propietario del predio se niegue a recibir la compensación y/o la indemnización, el concesionario efectuará el pago consignando judicialmente el monto que corresponde dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y del Código Procesal Civil.

Si vencido el plazo el concesionario no cumpliera con efectuar el pago, perderá el derecho a la servidumbre.

Efectuado el pago oportunamente, el concesionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del Artículo 118 de la Ley."

Artículo 230.- Una vez determinado el monto a indemnizar, según lo establecido en el artículo precedente, el peticionario deberá abonarlo directamente o consignarlo judicialmente a favor del propietario del predio sirviente, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la suscripción del acuerdo o a la notificación que efectúe la Dirección. Si vencido el plazo, el peticionario no cumpliera con el pago establecido en el párrafo anterior, perderá el derecho a implantar la servidumbre.

Efectuado este pago en forma oportuna, el peticionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del artículo 118 de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 230.- La Resolución que emita el Ministerio estableciendo o modificando la servidumbre, sólo podrá ser contraria en la vía judicial, en cuanto se refiere al monto fijado como compensación y/o indemnización, dentro del plazo señalado en el Artículo 118 de la Ley."

TÍTULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 231.- Los concesionarios y empresas que efectúen las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán celebrar convenios con la Policía Nacional para la protección y resguardo de sus instalaciones, con el propósito de garantizar a la colectividad el servicio a su cargo.

Artículo 232.- Los concesionarios quedan facultados a encarar aquellas actividades que por su naturaleza, puedan ser efectuadas por otras empresas especializadas en brindar dichos servicios, sin que esto genere ningún tipo de vínculo laboral al concesionario. En estos casos deberá comunicarse, previamente, a la Dirección y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 232.- Los concesionarios quedan facultados a encarar aquellas actividades que por su naturaleza, puedan ser efectuadas por otras empresas especializadas en brindar dichos servicios, sin que esto genere ningún tipo de vínculo laboral al concesionario. En estos casos deberá comunicarse, previamente, al OSINERG y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar."

Artículo 233.- Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad.

Artículo 234.- El Ministerio fijará, anualmente, el monto de la contribución que deberán aportar los concesionarios, en mérito a lo dispuesto en el inciso g) del Artículo 31 de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción que, del total fijado, corresponda a la Comisión y a la Dirección, así como el respectivo cronograma de desembolsos. Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 234.- El Ministerio fijará, anualmente, el monto de la contribución que deberán aportar los concesionarios, en mérito a lo dispuesto en el inciso g) del Artículo 31 de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción, que del total fijado, corresponda a la Comisión, a la Dirección y a OSINERG, así como el respectivo cronograma de desembolsos.

Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año."

CONCORDANCIAS: R.M. Nº 629-99-EM-VME

Artículo 235.- La parte de la contribución destinada a la Comisión, señalada en el artículo precedente, que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión de acuerdo al cronograma establecido. De no efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecidos en el Artículo 176 del Reglamento. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 12.10.97, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 235.- La parte de la contribución destinada a la Comisión y a OSINERG, señalada en el artículo precedente que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión y OSINERG, de acuerdo al cronograma establecido. De no efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecidos en el Artículo 176 del Reglamento."

Artículo 236.- Para el cumplimiento de las obligaciones señaladas en la Ley y el Reglamento, la Dirección dispondrá de la parte de la contribución señalada en el Artículo 234 del Reglamento y los recursos que se obtengan por ejecución de las garantías previstas en el Título III del presente Reglamento. Dichos recursos serán destinados a la contratación de bienes y servicios de acuerdo a los lineamientos que establezca el Ministerio.

El Ministerio dispondrá la operatividad de entrega de los recursos destinados a la Dirección.

Artículo 237.- Las referencias que se hacen a la UTF, vigente actualmente, se reemplazará automáticamente por la unidad que la sustituya, para el mismo fin.

Artículo 238.- Todas las entidades que desarrollan las actividades de generación y transmisión alcanzarán al Ministerio Información referida a proyectos, para ser tomados en cuenta en la elaboración del Plan Referencial a que se refiere el artículo 47o. de la Ley. (*)

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 032-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005, cuyo texto es el siguiente:

"Artículo 238.- Todas las entidades que desarrollan las actividades de generación y transmisión, alcanzarán al Ministerio Información referida a proyectos para ser tomados en cuenta en la elaboración del Plan Referencial a que se refiere la Definición 11 del Anexo de la Ley."

Artículo 239.- La Dirección queda facultada a dictar las disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley y el Reglamento.

TITULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- El Registro de Concesiones Eléctricas deberá ser establecido dentro de los ciento veinte (120) días calendario de la entrada en vigencia del presente Reglamento. En este plazo la Dirección aprobará el respectivo reglamento interno para su funcionamiento.

SEGUNDA.- Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento, deberán ser alcanzadas progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá alcanzar una reducción del 50% de las pérdidas totales actuales. (*)

(*) Disposición modificada por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94, cuyo texto es el siguiente:

SEGUNDA.- Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento, deberán ser alcanzadas progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares.

TERCERA.- Las Empresas de generación y distribución de energía eléctrica pertenecientes a la Actividad Empresarial del Estado, (*) [RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS incuridas en el proceso de promoción a la inversión privada, deberán pactar como parte de dicho proceso, contratos de suministro a cinco años a precio regulado. (*)

(*) Disposición dejada sin efecto por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-2002-EM publicado el 20-02-2002.

CUARTA.- El presupuesto definitivo de la Comisión para 1993 deberá ser aprobado, en los términos previstos en la Ley, por el Consejo Directivo dentro de un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la fecha de su instalación.

Una vez aprobado el presupuesto, el Consejo Directivo lo someterá a consideración del Ministerio, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes. El Ministerio deberá pronunciarse dentro de un plazo de quince (15) días calendario, vencido dicho plazo quedará automáticamente expedito para su ejecución.

QUINTA.- Para la comparación prevista en el Artículo 129 del Reglamento, hasta la fijación correspondiente a mayo de 1994, la Comisión tomará como precio medio ponderado, (*) [RECTIFICADO POR FE DE ERRATAS el valor resultante de las Tarifas en Barra calculadas considerando un sistema de generación Económicamente Adaptado. (*)

(*) De conformidad con el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94, se prorroga la vigencia de la presente disposición para los Sistemas Eléctricos Sur Este (SISE) y Sur Oeste (SISO), hasta la puesta en servicio de la línea de transmisión que los interconecte.

SEXTA.- Todas las solicitudes para la dotación de nuevos suministros o para la ampliación de la potencia contratada, que se encontraban en trámite al entrar en vigencia la Ley, y cuyos pagos hayan sido cancelados al contado o pactados con facilidades, se registrarán por los dispositivos legales vigentes a esa fecha.

Esta disposición deberá ser de aplicación, inclusive, para los solicitantes ubicados fuera de la concesión provisional a que se refiere la Cuarta Disposición Transitoria de la Ley, y deberá ser considerada parte de la zona de concesión definitiva.

SEPTIMA.- Para efectos de la fijación tarifaria de mayo de 1993, las funciones del COES serán asumidas por la Comisión.

OCTAVA.- Las empresas de distribución de Servicio Público de Electricidad deberán determinar y comunicar a cada uno de sus usuarios su respectiva Potencia Contratada, dentro de un plazo de 90 días calendario de la vigencia del Reglamento.

NOVENA.- La Dirección deberá efectuar la adecuación de las Normas Técnicas vigentes a los principios de simplificación que establece la Ley, minimizando las exigencias que encarecen innecesariamente la prestación del servicio.

DECIMA.- El Ministerio, mediante Resolución Ministerial, queda facultado a emitir las disposiciones complementarias que sean necesarias para la aplicación y cumplimiento de la Ley y el Reglamento.