

Análisis de la problemática del Sistema Tarifario en el Sector Eléctrico Peruano

Ing. Cesar Castillo Cáceres M.Sc. Candidato a Ph.D

Universidad Católica de Santa Maria, Arequipa, Perú, ccastill@ucsm.edu.pe

Ing. Darwin Álvarez Flores M.Sc. Candidato a Ph.D

Universidad Católica de Santa Maria, Arequipa, Perú, darbinal@ucsm.edu.pe

Ing. Deidamia Chani Ollachica

Universidad Católica de Santa Maria, Arequipa, Perú, dchani@unsa.edu.pe

RESUMEN

En los años ochenta se inició a nivel mundial el proceso de reforma; consistente en el fomento de los mecanismos de libre mercado en la industria eléctrica, y la participación privada. Es en Sudamérica donde se da inicio a esta reforma, en nuestro continente, Chile fue el pionero, iniciando la reforma en 1982, seguido de Argentina (1992), Perú (1993), Venezuela (1996) y Brasil (1998).

La tarifación de la Energía Eléctrica, y en especial en los Sistemas de Distribución Eléctrica es un tema arduamente discutido a nivel nacional e internacional, en el Perú, se ha tratado de captar las experiencias internacionales para establecer su propio modelo tarifario, asimismo, se debe tener en cuenta que la normatividad vigente, permite otorgar Concesiones en condiciones de Monopolio Natural como es el caso de las empresas de Distribución Eléctrica, las cuales requieren de un mecanismo de control para la ejecución de sus actividades.

Debido a que la energía eléctrica es considerada por la sociedad como un servicio básico, la determinación de sus precios es un factor que tiene gran influencia en la economía regional, por este motivo es importante el análisis de la normatividad vigente para poder determinar y aplicar los procedimientos requeridos para la fijación de las tarifas eléctricas, con el propósito de lograr un sistema tarifario eficiente.

Palabras Clave: Tarifas eléctricas, peaje eléctrico, sistema de potencia.

1. INTRODUCCION

En los años ochenta se inició a nivel mundial el proceso de reforma; consistente principalmente en el fomento de los mecanismos de libre mercado en la industria eléctrica, y la participación privada. Es en Sudamérica donde se da inicio a dicha reforma, luego sería en los países de Oceanía y posteriormente en Europa, los países nórdicos y más recientemente, en Norteamérica. En nuestro continente, Chile fue el pionero, iniciando la reforma en 1982, seguido de Argentina (1992), Perú (1993), Colombia y Bolivia (1994) y Brasil (1998).

En el Perú, desde el año 1992 el paradigma cambia hacia uno de desintegración vertical a través de la implementación de un conjunto de reformas estructurales que enfatizan la propiedad privada y el uso del mecanismo de mercado.

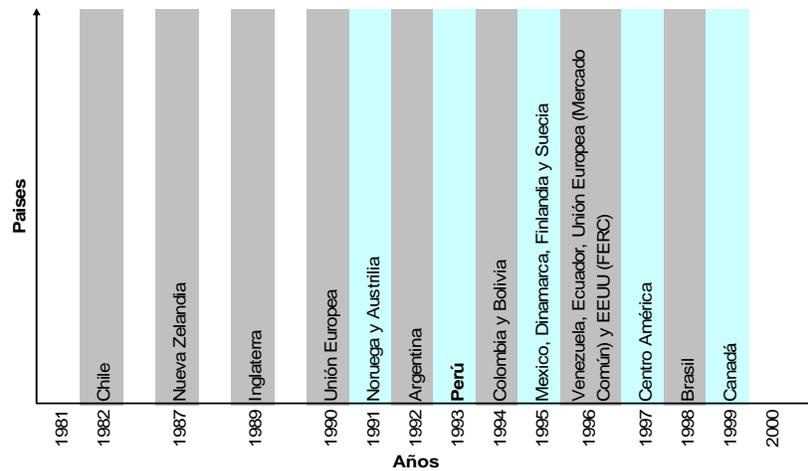


Figura 1: Inicio de la reforma en diferentes países

En el año 1992 se promulgó el D.L. N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante Ley), y en el año 1993 se emitió el D.S. N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante Reglamento), con las cuales se inició el proceso de reforma del sector eléctrico, que prevé la participación de los inversionistas privados en el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica en forma separada y reserva para el Estado los roles normativos, fiscalizadores y tarifarios. La ley encargó a la Comisión de Tarifas Eléctricas (Hoy Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria en adelante GART) la regulación de las tarifas de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica para el servicio público de electricidad.

Con el objetivo de dar señales claras y sostenibles a las empresas del sector y a los usuarios sobre los costos originados al sistema por sus decisiones de producción y consumo, la reforma planteó que en aquellos mercados donde el usuario no tuviera la posibilidad de elegir entre diferentes alternativas, la regulación de precios debería considerar, o bien los costos marginales incurridos –como en el caso de la generación- o bien los costos medios, como en el caso de transmisión y distribución. Mientras que en los mercados donde es posible la elección entre diferentes opciones, tales como el mercado de clientes libres y la negociación de contratos entre generadoras, la determinación de precios se realizará por consideraciones de oferta y demanda.

Por otro lado, el tipo de mecanismo de incentivos adoptado para la asignación de los recursos depende fundamentalmente de la estructura de mercado que, en el caso particular de la industria eléctrica presenta una combinación de aspectos monopólicos y competitivos entre las diferentes actividades.

2. LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

En general, las actividades eléctricas son comparables, en sus principios de funcionamiento, con otras actividades económicas y productivas. Estas son efectuadas por privados que las “eligen” como opción de inversión de la que esperan obtener una rentabilidad razonable.

Sin embargo, se registran dos diferencias fundamentales. En primer lugar, la energía eléctrica es valorada por la sociedad en su conjunto como un servicio básico que se desea y se necesita recibir, esencial para el desenvolvimiento de la economía y otras actividades. En tal sentido posee un carácter de servicio público.

Por tanto el desarrollo de las actividades eléctricas exige el establecimiento de una relación contractual entre la empresa y el Estado, en donde se normen y se regulen los derechos y obligaciones de la persona jurídica que tendría a su cargo la prestación de los servicios. Para este sentido se diseñan marcos regulatorios y se otorgan contratos de concesión.

La segunda característica peculiar es que las actividades de distribución y transmisión se desarrollan en condiciones de monopolio natural, lo cual se constituye en una falla de mercado que no permite el mejor aprovechamiento de recursos si no se le regula adecuadamente.

Esto significa que tales actividades tienen características técnicas y económicas que hacen aconsejable que cada una sea desarrollada por un único operador, ya que toda otra solución en la que exista más de un prestador compitiendo se reflejará en un mayor costo para los usuarios.

Tal sentido de monopolio natural se diferencia de los monopolios jurídicos, en los cuales se otorgan privilegios y protecciones a un determinado prestador más allá de la necesidad real dada por la naturaleza de los costos.

Este hecho de conceder la actividad bajo la figura de un monopolio obliga al Estado concedente a fijar los precios máximos que puede aplicar el prestador de dicho monopolio.

Esta situación se debe a que, si se analiza el comportamiento de un agente económico que opera en un monopolio, se observa que bajo la premisa de maximizar su beneficio, el prestador ofrecerá los servicios a precios más altos y en cantidades y calidades inferiores a las que se ofrecería en un mercado de competencia perfecta.

Por lo tanto, la intervención del Estado en las dos modalidades señaladas anteriormente (establecimiento de marcos regulatorios y contratos de concesión, y fijación de precios) se ve justificada. Sin embargo, el Estado puede intervenir en la economía en diferentes maneras, cada una de las cuales implica un grado distinto. No obstante ello, se ha reconocido que es más eficiente que el Estado cumpla más bien un rol de supervisor/regulador de los mercados, que de empresario.

a) Marco Institucional y Regulatorio

El marco general definido por la Ley y su Reglamento fue complementado con la dación de otras, como la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que buscaba introducir instancias previas para la autorización ante eventos de concentración en el sector, y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos donde se establece la regulación sobre la calidad de los servicios eléctricos, entre otros aspectos. Dentro de este marco deben considerarse adicionalmente las diferentes resoluciones de carácter operativo, como la fijación de precios y el establecimiento del margen de reserva, entre otras emitidas por la GART.

Como ya se mencionó, las reformas implementadas buscaban una asignación eficiente de los recursos del sector, así como propiciar la participación de los inversionistas privados para mejorar la calidad del servicio e incrementar su cobertura, roles que no podían ser asumidos por el Estado.

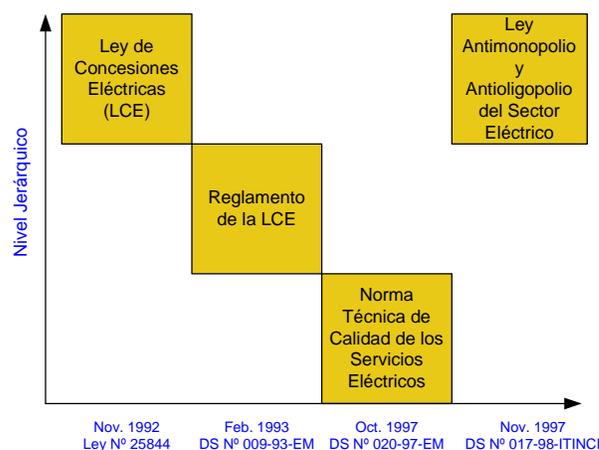


Figura 2: Secuencia del Nuevo Marco Regulatorio

MEM – DGE	Política sectorial y normas.
	Otorgamiento de concesiones.
	Plan indicativo de expansión: generación – transmisión.
	Aprobación de procedimientos para la optimización de la operación y valorización de las transferencias de potencia y energía.
	Fijación de variables incidentes en potencia firme (horas de regulación, probabilidad de excedencia).
	Fijación de variables sobre distribución del pago por potencia (margen de reserva, incentivos al despacho y contratación, factores de distribución horaria del precio de potencia).
GART de OSINERG (Antes CTE)	Fijación de tarifas en barra (energía y potencia) al nivel de generación cada seis meses y sus fórmulas de actualización.
	Peaje de conexión del sistema principal, fijado anualmente.
	Fijación del Valor Agregado de distribución (VAD) cada cuatro años y fórmulas de actualización.
	Fijación de las condiciones de ajuste de las tarifas a cliente final
	Cálculo del costo de racionamiento.
	Fijación del precio básico de la potencia de punta.
	Fijación de los costos de conexión, reposición y mantenimiento.
	Fijación del margen de reserva firme objetivo de cada sistema (cada 4 años).
Fijación de la tasa de indisponibilidad de la unidad de punta (cada 4 años).	
	Fijación de las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos
OSINERG	Vela por el cumplimiento de la LCE.
	Velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.
	Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la ley.
	Fiscalizar que las actividades de los subsectores de electricidad e hidrocarburos se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.
	Fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos.
	Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales del subsector electricidad, referidas a la seguridad y riesgos eléctricos, por parte de empresas de otros sectores, así como de toda persona natural o jurídica de derecho públ
	Cumplimiento de las funciones de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES).
	Determinación semestral de los porcentajes de participación de mercado de las empresas.
INDECOPI	Evaluación implicancias sobre la competencia: Concentración entre las actividades 5% y 15% para la integración vertical y horizontal.

Figura 3: Funciones de los Entes Reguladores / Supervisores

3. MODELO TARIFARIO Y TARIFAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

Evolución de las Tarifas Eléctricas

a) Periodo 1975-1992

Hasta 1993 no se fijaban las tarifas siguiendo principios de eficiencia, por lo que se tuvo que afrontar una serie de problemas, derivados de un manejo político de las mismas. Así, en años como 1993, cuando inició sus operaciones la Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria) las tarifas cubrían tan sólo un 75% de los costos de electricidad. Esto obligó a realizar fuertes y sucesivos reajustes que tomaran también en cuenta los incrementos previstos en la inflación, la devaluación y los precios de los combustibles. Para entonces, las tarifas eran determinadas sobre la base de los costos contables de las empresas de electricidad, de manera que los ingresos de las mismas debían cubrir sus costos y gastos operativos. Sin embargo, existía una fuerte influencia de criterios políticos que obligaban a mantener los precios por debajo de sus costos, la misma que se hizo más patente durante el periodo 1985-1990.

Como consecuencia, durante muchos años las empresas de electricidad acumularon fuertes pérdidas operativas, las que en 1989 alcanzaron a US\$ 226 millones, es decir, el 150% de sus ingresos. De esta manera se afectó su capacidad para generar recursos y llevar adelante los planes de inversión necesarios en el sector.

Los problemas macroeconómicos de los años 80 acentuaron este panorama. Períodos de recesión y alta inflación afectaron el desempeño de las empresas eléctricas. Las ventas de energía a importantes sectores, como el industrial, se redujeron; la inflación elevó los costos de servicio y, en un marco de control de precios, las tarifas no podían

ajustarse convenientemente. En la figura 4, se presenta una evolución del precio y costo medio operativo de electricidad.

Año	Precio Medio (1)	Costo Medio (2)	Relación precio/costo (1)(2)
1985	3,64	3,33	109%
1986	3,37	5,11	66%
1987	2,28	2,63	87%
1988	1,50	2,27	66%
1989	1,90	4,83	39%
1990	4,57	6,19	74%
1991	4,65	5,08	92%

Figura 4: Precio y Costo Medio Operativo de la Electricidad (ctv US\$/KW.h)

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, entre 1985 y 1990 el precio medio de la electricidad se encontraba permanentemente por debajo del costo promedio registrado por las empresas.

b) Período 1993 - Noviembre 2005

Acorde con lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas, en 1993 entró en vigencia el nuevo sistema tarifario. En noviembre de 1993, la CTE estableció por un período de cuatro años los valores máximos de los precios en barra, el valor agregado de distribución, las fórmulas tarifarias y las de actualización; procedimiento regulatorio que se repite cada cuatro años, actualmente se tiene aprobados resoluciones referentes a la norma de “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”.

Como resultado de la regulación tarifaria se tiene que el precio medio de electricidad desde el año 1975 hasta diciembre del 2007 se tiene un incremento de 2.9 a 8.97 ctv US\$/KWh.

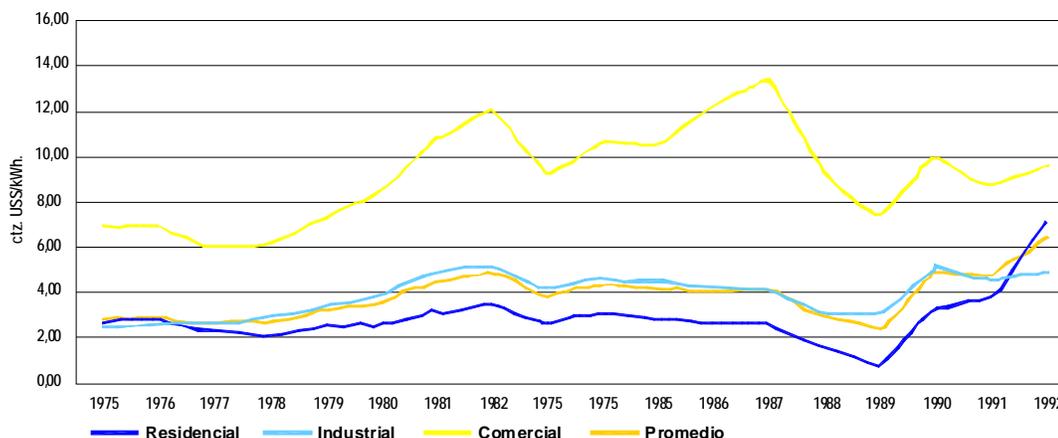


Figura 5: Evolución del Precio Medio de Electricidad por Tipo de Consumo 1975 – 2000 (ctv US\$/KW.h)

Como se observa en la figura 5, a partir de la reforma en 1993 las tarifas, en especial la residencial, comienzan a sincerarse para reflejar su verdadero valor y se reducen los subsidios entre tipos de consumo. Desde comienzos de 1997 y hasta los primeros meses de 1999 se observa una tendencia decreciente de las tarifas, para posteriormente estabilizarse.

Por su parte, en el caso de las tarifas residenciales, también se aprecia un incremento de los precios al inicio de la reforma, que se explica una vez más por la necesidad de llevar las tarifas a costos. Sin embargo, desde 1997 se aprecia una tendencia decreciente.

Modelo Tarifario en Distribución

Dentro de la Ley de Concesiones Eléctricas, un elemento importante es el diseño de la regulación tarifaria. En efecto, de acuerdo a la ley se fijan los siguientes precios, donde los tres primeros precios son fijados por la GART, mientras que el último lo determina el Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES):

- Las ventas de generadores a distribuidores destinadas al servicio público de electricidad.
- Las compensaciones a los titulares de los sistemas de transmisión (principal y secundaria).
- Las ventas a clientes del servicio público de electricidad.
- Los costos marginales instantáneos y el precio de potencia que permiten la valorización de las transferencias de potencia y energía entre generadoras.

Principios del Modelo Tarifario

- **La Neutralidad**, es decir, que cada consumidor debe pagar por el costo que ocasiona al sistema eléctrico. En el Perú, éste lo puede hacer eligiendo la opción tarifaria que más le convenga.

- **La Equidad**, que prohíbe la discriminación injustificada, evitándose por ejemplo que dos consumidores con las mismas características paguen diferentes montos por el mismo servicio. Así, en el Perú las tarifas contemplan diferencias por potencia, energía y nivel de tensión, pero no por el tipo de actividad o uso.

- **La Eficacia**, por cuanto el sistema tarifario fomenta la eficiencia económica y la utilización racional de la energía.

Asimismo, debemos mencionar que la distribución de energía es un monopolio natural, condición derivada de la presencia de economías de escala, por lo que es indispensable regular el precio de esta actividad (VAD), basándose en principios de eficiencia y utilizando mecanismos que simulen competencia.

Frente a este contexto, el modelo tarifario establece que los costos medios a reconocer en la fijación de la tarifa a nivel de distribución son los dados por una empresa modelo eficiente, haciendo competir a las distribuidoras con dicha empresa (“yardstick competition”).

4. ANÁLISIS DE LOS MODELOS TARIFARIOS INTERNACIONALES

a) Comparación de los Sistemas Tarifarios

Para realizar una comparación del Sistema Tarifario de Distribución en el Perú, se ha tomado en cuenta los sistemas tarifarios de Colombia, Chile, Argentina y Bolivia, por tener características similares.

Aunque las reformas en el sector eléctrico en Latinoamérica, y en particular en los países seleccionados, se iniciaron en diferentes períodos y presentan distintos grados de profundización, en general se observa que el desarrollo del sector se guía por principios que promueven la eficiencia y competitividad.

De acuerdo a los principios que guían nuestro marco regulatorio, observamos que la regulación en Chile es la más parecida a la Peruana. El caso Boliviano se podría considerar comparativamente menos equitativo, pues no se permite la diferenciación horaria por potencia, mientras que Argentina sería menos neutral, pues no es posible que los clientes elijan diferentes opciones de acuerdo a su consumo. Por su parte, en Colombia se presentan las mayores deficiencias, ya que posee un esquema de subsidios cruzados, en particular entre los clientes residenciales conforme a la Tabla 1.

Tabla 1: Características de los Sistemas Tarifarios de los Países seleccionados

Características /País (Ciudad)	Perú Lima	Colombia		Chile Santiago	Argentina Buenos Aires	Bolivia La Paz
		Bogotá	Medellin			
Neutralidad	✓	X	X	✓	X	X
Cliente con libertad de elección tarifaria	Si	No	No	Si	No	Si
Equidad	✓	X	X	-	✓	-
Tarifas horarias de potencia	Si	No	No	Si	Si	Si
Tarifas horarias de energía	Si	No	Si	No	Si	No
Tarifas según uso o actividad	No	Si	Si	No	Si	Si
Tarifas estacionarias	Si	No	No	Si	No	No
Tarifas según tipo de instalaciones de clasificación (aérea/subterránea)	No	No	No	Si	No	No
Tarifas residenciales según estratos de consumo	No	Si	Si	No	No	Si
Tarifas diferenciales según nivel de tensión	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Eficacia						
Cliente con posibilidad de utilizar eficazmente la electricidad	Si	No	No	Si	Si	Si

Los Marcos Regulatorios en Latinoamérica

Además de los sistemas tarifarios aplicados a los consumidores finales, existe una serie de diferencias en los esquemas regulatorios de las distintas actividades eléctricas en Latinoamérica, que también incide sobre las tarifas aplicadas.

En Argentina existe un mercado mayorista abierto (CMMESA) en el que se fomentan transacciones menos rígidas entre los agentes, como la posibilidad de que las empresas distribuidoras compren en el mercado spot en circunstancias propicias, lo que representa un mayor avance en el fomento de la competencia y la transparencia. Asimismo, el tamaño para los clientes libres es menor, lo que posibilita una mayor competencia y un mayor número de opciones.

Incluso en Chile, si bien la regulación resulta muy similar a la nuestra, se presentan dificultades en los mecanismos de pago por transmisión y la definición de las llamadas "áreas de influencia".

En la Tabla 2, se muestra una descripción comparativa de los marcos regulatorios en los países seleccionados.

Tabla 2 : Comparación de Marcos Regulatorios Latinoamericanos

	Argentina	Perú	Chile	Bolivia	Colombia
Ente Regulador	ENRE (Ente Regulador de Electricidad) regula de transmisión nacional y la distribución en Buenos Aires	CTE (Comisión de Tarifas de Energía) regula precios de electricidad (generación, transmisión y la distribución) y gas	CNE (Comisión Nacional de Energía) regula precios en electricidad y gas y formula de política energética	Superintendencia Nacional de Electricidad	CREG fijación de precios a usuarios de servicio público
Estructura de Mercado	Un Mercado libre para Grandes Usuarios Mayores (más de 1 MW) debe contratar al menos un 50% con el generador, Grandes Usuarios Menores (entre 30 kW y 2 MW), y Grandes Usuarios Particulares (entre 30 kW y 100 kW)	Un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 1MW) y el regulado	Un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 200 kW) y el regulado	Un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 2 MW) y el regulado	Existencia de un mercado libre (acceso a clientes con demanda mayor a 0,5 MW) y el regulado
Marco Regulatorio	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación	Separación de actividades y libre acceso en generación
Generación	Despacho en función de costos marginales Coordinación centralizada (CAMMESSA), incluye representantes de los clientes libres y las distribuidoras Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot - compra de distribuidoras	Fijación semestral de precios en barra en función a costos marginales Coordinación centralizada (COES), con participación de generadores y transmisora Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	Fijación semestral de precios en barra en función a costos marginales Coordinación centralizada (CDEC), con participación de mayores generadores Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	En mercado de contratos precios y condiciones libres, compras de déficit en el mercado spot a precios regulados Coordinación centralizada por el Comité Nacional de Despacho de carga (CNDC) Posibilidad de transacciones físicas en el mercado spot entre generadores	Despacho centralizado a través de una Bolsa de Energía Compra de comercializadores en el MEM sobre una base spot Contratos de cobertura de precios a largo plazo
Transmisión	Monopolio regulado. Acceso universal Tarifas incluyen cargo por congestión que van a un fondo para financiar inversiones	Competencia por concesiones, concesiones reguladas. Acceso universal Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme	Competencia por concesiones, concesiones reguladas. Acceso universal Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme por áreas de influencia	Monopolio regulado. Acceso universal Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme por áreas de influencia	Monopolio regulado. Acceso universal Peajes anuales prorrateados entre generadores en función de su potencia firme
Distribución	Monopolios locales regulados Tarifas máximas con tasa de actualización	Monopolios locales regulados Tarifas máximas con tasa de actualización	Monopolios locales regulados Tarifas máximas con tasa de actualización	Monopolios locales regulados Tarifas máximas con tasa de actualización, proyección de costos y demanda	Monopolios locales regulados Tarifas máximas con tasa de actualización

Comparación Internacional

Los países seleccionados para realizar la comparación internacional de tarifas son Argentina, Bolivia, Chile, Colombia y Perú, eligiéndose dentro de ellos a aquellas empresas cuya área de concesión incluye a las capitales de dichos países (Ver tabla 3). Para efectuar la comparación se utilizaron los resultados de la gestión de cada empresa en el año 2000.

Las empresas elegidas son Edenor y Edesur que proveen de energía a la capital federal y al Gran Buenos Aires; Electropaz cuya área de concesión es la Paz; Chilectra que abastece a Santiago; Codensa que atiende a la ciudad de Bogotá y Edelnor y Luz del Sur que se reparten la concesión de la ciudad de Lima.

Tabla 3: Características de las Empresas Distribuidoras Seleccionadas

País/Empresa	Localización de la Concesión	Número de clientes	Densidad (cl/km ²)	Energía Facturada	Número de empleados
Argentina Edenor - Edesur	GBA y Capital	4,357	548	25,207	5,259
Bolivia Electropaz	La Paz	280	637	911	267
Chile Chilectra	Santiago	1,239	n.d	8,425	1,383
Colombia Comparación de los Marcos Regulatorios Latinoamericanos				6	1,904
				2	1,313

Como es sabido, los consumidores tienen diferentes cargas de consumo y por lo tanto generan diferentes costos al sistema que dependen de su patrón de consumo y de la intensidad de uso.

Frente a esta situación, se hizo una selección de los consumidores más representativos, tipificándolos de acuerdo a ciertas características. Así, un consumidor residencial presenta un consumo de energía de 100 kW.h al mes, de los cuales el 78% los consume en horas punta, una potencia de 4,75 kW y se abastece en baja tensión. Mientras que un consumidor comercial presenta un consumo de energía de 36 MW.h al mes, 100 kW de potencia, consume la mayor cantidad de consumo de energía en horas fuera de punta y se abastece en baja tensión. Por último, se tiene al consumidor industrial con 280,8 MW.h de consumo promedio al mes y 950 kW de potencia (Ver tabla 4).

Tabla 4: Caracterización de los Consumidores Típicos.

Descripción	Unidad	Residencial	Comercial	Industrial
Energía HP	kW.h	78	3,600	98,280
Energía HFP	kW.h	22	32,400	182,520
Energía Total	kW.h	100	36,000	280,800
Potencia HP	kW	5	30	600
Potencia HFP	kW	2	100	950
Max Potencia	kW	5	100	950
Factor de calificación		0	0	1

12 Caracterización de los Consumidores Típicos

Sobre la base de las características anteriormente mencionadas, dado que un consumidor racional busca minimizar la factura por el pago de su consumo de energía y potencia, elegirá la opción tarifaria que más se adecúe a su patrón de consumo. Nótese que en los diferentes países seleccionados para efectuar la comparación se presentan opciones tarifarias con características distintas, por lo que se ha tomado como referencia el consumo de potencia, el nivel de tensión con el cual es abastecido y el consumo de energía, a fin de homogeneizar las opciones tarifarias entre los diferentes países (Ver tabla 5).

Tabla 5: Equivalencias entre Opciones Tarifarias para Consumidores Típicos.

	Residencial	Comercial	
Argentina			Argentina
Edenor - Edesur	T1-R1	T3-BT	Edenor-Edesur T
Bolivia			Bolivia
Electropaz	B4-PD-R-BT-110V	C2-GD-BT	Electropaz B
Chile			Chile
Chilectra	BT1.a Area 1A	BT4.3 Area 1A	Chilectra B
Colombia			Colombia
Codensa	Estrato 4	Comercial Niv 1 BT	Codensa E
Perú			Perú
Edenor - Luz del Sur	BT5	BT2	Edenor-Luz del Sur B
			MT2

Fuente: CIER, condiciones de aplicac:

De este modo, en el Perú al consumidor residencial le corresponde la opción tarifaria BT5, mientras que al consumidor comercial que se abastece en baja tensión le corresponde la opción BT2 y el consumidor industrial elegiría la opción tarifaria MT2.

En Argentina, el consumidor residencial se encontraría dentro de la opción tarifaria T1-R1, ya que ésta se aplica sólo a consumidores con un consumo de energía menor a 150 kW.h de energía al mes, una demanda de potencia inferior a 10 kW, y que se abastecen en baja tensión. Al cliente comercial le correspondería la opción T3-BT debido a que su demanda de potencia es mayor a 50 kW y se abastece en baja tensión. Por último, al cliente industrial le corresponde la opción T3-MT, cuyas condiciones de aplicación son las mismas que la anterior con la diferencia que se abastece en media tensión.

Para el caso de Bolivia, se asocia al consumidor residencial con la opción cuyas condiciones implican un consumo de potencia menor a 10 kW y un suministro de energía en baja tensión. En tanto que para un consumidor comercial se requiere un consumo de potencia mayor a 50 kW, un consumo de energía significativo (entre 2 y 50 MW.h) y que sea abastecido en baja tensión. Para el consumidor industrial, se replican las condiciones anteriores excepto la del consumo de energía que puede llegar hasta 5000 MW.h.

Por su parte, en Chile al consumidor residencial le corresponde la opción BT1.a, cuyas condiciones son similares a las del caso peruano. Asimismo, para un consumidor comercial le correspondería la opción BT4.3, que tiene características similares a la BT2 del Perú con demandas de potencia que fluctúan entre 10 y 60 kW, estableciéndose además la factura en función de la energía y potencia que se consume, ya que ésta se calcula en función de la medición de la energía y potencia en punta y fuera de punta. Por último, al consumidor industrial le corresponde la opción AT4.3 ya que se aplica al cliente cuyo consumo de energía puede llegar hasta 5000 GW.h.

Finalmente, se tiene que para Colombia la opción tarifaria para el cliente residencial es la que corresponde a la categoría residencial estrato 4, destinada a pequeñas demandas y que no presenta las distorsiones de los subsidios existentes entre los niveles inferiores y superiores. Al cliente comercial le corresponde la opción de la categoría comercial pero del nivel 1, ya que las condiciones de aplicación establecen que son clientes en baja tensión, con un consumo de potencia inferior a 500 kW. Al consumidor industrial le corresponde la opción de la categoría industrial del nivel 2 que se alimenta en media tensión.

a) Consumidor Residencial

Como se observa en la tabla 4, este tipo de consumidor presenta una demanda de energía de 100 kW.h al mes.

Los resultados indican que el consumidor residencial argentino paga el mayor precio medio, aproximadamente US\$ 104 por MW.h sin impuestos, seguido del consumidor peruano, quien paga 10% menos. Por su parte, los clientes residenciales de Chile, Bolivia y Colombia presentan los menores precios medios, siendo este último el país en donde se presenta el menor costo por consumo de energía, que asciende a US\$ 66,5 cuando no incluye los cargos por regulación, despacho e indisponibilidades del sistema de transmisión. Este país sigue presentando el menor costo por consumo de energía (US\$ 74,5 por MW.h) aún cuando se incluyan los cargos mencionados anteriormente.

A pesar de que el Perú es el segundo país con menores costos fijos, sin embargo presenta los mayores costos variables, lo que hace que los precios medios se incrementen sustancialmente. Esto no sucede en Colombia, en donde Codensa tiene costos fijos nulos y costos variables 15% menores que los de Edelnor y Luz del Sur.

Si consideramos el efecto impositivo, observamos que los precios medios después de impuestos mantienen su anterior ubicación, aunque las diferencias entre países cambian significativamente. En el caso de Argentina, debido a su fuerte carga impositiva, los precios aumentan aproximadamente en 37%, mientras que en el Perú tal incremento asciende al 18%. Por su parte Colombia presenta la menor carga impositiva, lo que refuerza su ubicación como el país con las tarifas más bajas.

Tabla 6: Precio Medio Residencial (ctv. US\$/kW.h)

Opción Tarifaria	Empresa	Precio Medio (ctv. US\$/kW.h)	
		Sin Impuestos	Conn Impuestos
T1-R1	Edenor / Edesur	10,0	13,7
BT5	Luz del Sur	9,4	11,0
BT5	Edelnor	9,3	11,0
BT1.a	Chilectra	8,9	10,0

Figura 17 Precio Medio Residencial (ctv. US\$ / kW.h)

b) Consumidor Comercial

En el cuadro N° 2.7 se presenta la estructura de consumo de este tipo de cliente, cuya demanda mensual asciende a 36 MW.h de energía y 100 kW de potencia.

Como se observa en el gráfico adjunto, las tarifas eléctricas comerciales en Bolivia resultan las más onerosas, con un precio medio de US\$ 105 por MW.h sin impuestos, seguido de las tarifas Colombianas. En cambio, las tarifas comerciales en Argentina resultan ser las más bajas dentro de la muestra analizada, ubicándose en US\$ 51,9. Por su parte los precios medios en Perú y Chile se ubican en un rango intermedio y resultan muy similares, situándose entre 20% y 25% por encima de las tarifas argentinas.

Considerando los impuestos, el ordenamiento de los precios medios no varía, aunque la diferencia entre la tarifa en Argentina y las demás disminuye significativamente, debido a su mayor tasa impositiva (37%) respecto a Chile (19%), Perú (18%), Bolivia (15%) y Colombia (10%).

Tabla 7: Precio Medio Comercial (ctv. US\$/kW.h)

Opción Tarifaria	Empresa	Precio Medio (ctv. US\$/kW.h)	
		Sin Impuestos	Con Impuestos
C2-GD-BT	Electro Paz	10.5	12.0
Comercial Niv 1	Codensa	8.1	9.0
BT2	Luz del Sur	6.5	7.6
BT2	Edelnor	6.4	7.5
BT4.3	Chilectra	6.2	7.4

Gráfico 18 Precio Medio Comercial (ctv. US\$ / kW.h)

4 Comercial

c) Consumidor industrial

En la tabla 4, se presenta la estructura de consumo para este tipo de cliente, el cual tiene una demanda mensual de 280,8 MW.h y 950 kW.

Con relación a los precios que afectan a los consumidores industriales dejando de lado el tema impositivo, observamos que los precios medios más altos se presentan en Colombia, alcanzando los US\$ 67,7 por MW.h, seguido del Perú, en donde llegan a US\$ 56,9 y US\$ 56,2 por MW.h correspondiente a los clientes de Luz del Sur y Edelnor, respectivamente.

En tanto, las tarifas mas bajas corresponden a Bolivia y Argentina con un precio medio de US\$ 52,1 por MW.h.

Esta situación varía cuando se consideran los impuestos. De este modo, el precio medio en Argentina pasa a ser el más alto, mientras que el resto mantiene su ubicación anterior, estrechándose sus diferencias debido a las desiguales cargas impositivas.

Los resultados presentados sobre la ubicación de las tarifas peruanas respecto a algunos países seleccionados, se pueden explicar por una serie de factores entre los cuales están las diferencias en el marco regulatorio y tributario. Sin embargo, una parte de estas diferencias se pueden asociar al impacto de los costos de generación sobre las tarifas finales, debido a que el parque generador peruano posee un importante componente térmico y a la influencia de los precios de los combustibles derivados del petróleo.

En el resto de países analizados, la difusión del gas natural como insumo de generación permite obtener condiciones más ventajosas, constituyendo un elemento diferenciador importante, destacando el caso de Argentina, donde el gas ha permitido que el costo de generación disminuya significativamente, ubicándose actualmente cerca de US\$ 24 por MW.h, en comparación con el caso peruano, donde este costo se ubica cerca de US\$ 40 por MW.h.

Tabla 8: Precio Medio Industrial (ctv. US\$/kW.h)

Opción Tarifaria	Empresa	Precio Medio (ctv. US\$/kW.h)	
		Sin Impuestos	Con Impuestos
Industrial Niv 2	Codensa	6.8	6.8
MT2	Luz del Sur	5.7	6.7
MT2	Edelnor	5.6	6.6
AT4.3	Chilectra	5.3	6.3
T3-MT	Edenor	5.2	7.8
E-GD-MT	Electro Paz	5.2	6.0

5. CONCLUSIONES

- La regulación tarifaria anterior al año 1992, presentaba deficiencias, debido a que se mantenía una estructura vertical, es decir integrada entre las actividades de generación, transmisión y distribución. Esta configuración no permitía a las empresas ofrecer tarifas eléctricas coherentes, las mismas que muchas veces se determinaban con criterios no técnicos, haciendo cada vez más crítica la situación de las empresas eléctricas.

- Con la nueva organización del sector eléctrico (a partir de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas - 1992) se establece diferentes mercados y regímenes de precios, promoviendo la participación de los inversionistas privados, convirtiéndose el Estado en un ente fiscalizador. Debido a que la energía eléctrica es un bien que se desea y se necesita recibir siendo esencial para el desenvolvimiento de la economía, en tal sentido posee un carácter de servicio público, por lo tanto se ha establecido una relación contractual entre la empresa y el Estado, en donde se norma y regula los derechos y obligaciones de las empresas eléctricas, de ahí que nace la necesidad de contar con una regulación tarifaria.

- La actual normatividad, muestra mejoras al antiguo sistema tarifario, buscando en forma permanente la eficiencia en las prestaciones de los servicios de las empresas de distribución eléctrica, obligándolas a ser cada vez más eficientes, es decir, determina mecanismos de control que permite optimizar y encontrar la mejor tarifa eléctrica para los usuarios finales, lo cual trae como consecuencia una mejora en la calidad de la prestación del servicio con una tarifa justa para ambos participantes.

- El sistema tarifario debido a la complejidad de los cálculos que se deben realizar, y a los cambios en su determinación, hace que los usuarios no puedan entender rápidamente la metodología de cálculo, por lo que el presente estudio esta más orientado a los profesionales que deseen realizar y análisis amplio del sistema tarifario de distribución.

REFERENCIAS

Gómez E. , Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. Mcgraw Hill Internacional 2007

Grainger J., y Stevenson W., Análisis de Sistemas de Potencia., Mcgraw Hill Internacional 2005

Enríquez H.,El ABC de la calidad de la energía eléctrica.,Ed. LIMUSA 2006.

MINEM (1997) “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”, Lima – Perú.

OSINERG (2008), “Procedimiento de fiscalización de los servicios de energía eléctrica”, Lima – Perú.

GFE OSINERG (2007), “Reporte semestral de la Gerencia de Fiscalización”, Lima Perú.

Autorización y Renuncia

Los autores autorizan a LACCEI para publicar el escrito en los procedimientos de la conferencia. LACCEI o los editores no son responsables ni por el contenido ni por las implicaciones de lo que esta expresado en el escrito

Authorization and Disclaimer

Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.