

The logo for OLADE (Latin American Energy Organization) features the word "olade" in a bold, lowercase, blue sans-serif font. The letter 'o' is stylized with a horizontal line through its center.

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia

ESTUDIO COMPARATIVO DE MODELOS DE MERCADO ELECTRICO, ESTRUCTURA INSTITUCIONAL, METODOS DE REGULACION Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

Resumen Ejecutivo

Rafael Campo Ph.D.
Mayo de 2015

Rafael Campo Pinzón



- Ingeniero electricista, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
- M.Sc. y Ph.D. Ingeniería Industrial e Investigación de Operaciones, Universidad de California, Berkeley.

Especialista en el análisis de mercados eléctricos, en particular monitoreo, vigilancia, ajustes regulatorios y auditorías. Análisis económico y valoración financiera de opciones de expansión de la generación, en particular de plantas basadas en recursos renovables (hidroeléctricas pequeñas y medianas, eólicas, solares, de biomasa y geotérmicas). Análisis económico y financiero de empresas de distribución, incluidas tarifas y subsidios. Planeamiento de expansión de generación y de transmisión. Planeamiento operativo de sistemas hidrotérmicos. Mercado de emisiones de carbono. Prospección de la demanda a largo, mediano y corto plazos. Investigación, desarrollo e implantación de modelos para el planeamiento operativo, el planeamiento de la expansión y la toma de decisiones en condiciones de incertidumbre por parte de agentes de mercados eléctricos. Operación segura de sistemas eléctricos interconectados, de grande escala. Gerente de proyectos, consultor y contratista. Profesor e Investigador universitario. Preparación y exposición de cursos de postgrado, seminarios y talleres de capacitación. Varias publicaciones en revistas técnicas especializadas.

Índice

	Página #
1. Comparación de Modelos de Mercado, Marco Regulatorio y Estructura Institucional de países analizados por OLADE	3
1.1 Introducción	3
1.2 Países con Reformas (Colombia, Nicaragua, Perú y República Dominicana)	4
1.2.1 Comparación	4
1.2.2 Recomendaciones	5
1.3 Sectores Eléctricos de Haití y de Honduras: Comparación y Recomendaciones	6
2 Análisis Comparativo de Modelos de Tarifas	7
2.1 Introducción	7
2.2 Análisis Comparativo	8
2.3 Recomendaciones	9
3. Análisis Comparativo de Subsidios y Tarifas Sociales	11
3.1 Introducción	11
3.2 Análisis Comparativo	11
3.3 Recomendaciones	12
4. Referencias	13
Lista de Tablas:	
Tabla 1-1 Comparación de Modelos de Mercado (Colombia, Nicaragua, Perú, República Dominicana)	5
Tabla 2-1: Comparación de Estructuras Tarifarias	9
Tabla 3-1: Comparación de Esquemas de Subsidios	12
Lista de Figuras:	
Figura 2-1: Comparación Internacional de Tarifas Residenciales Promedias	10

Resumen Ejecutivo

1. Comparación de Modelos de Mercado, Marco Regulatorio y Estructura Institucional de países analizados por OLADE

1.1 Introducción

Este informe se basa en los estudios previamente realizados por OLADE en los años 2013 y 2014 en los sectores eléctricos de 6 países de la región, a saber: Colombia, Haití, Honduras, Nicaragua, Perú y República Dominicana ([C], [Ha], [H], [N], [P], [RD]). Se analizaron aspectos institucionales, de modelo de mercado, regulatorios, de costos y tarifas, tarifas sociales y subsidios. En el presente informe no se toma en cuenta si después de realizados dichos estudios ha habido cambios en los marcos legales o regulatorios, o en la estructura institucional o tarifaria en dichos países. Si bien en todos estos países hay una participación de inversionistas privados, los aspectos institucionales, modelos de mercado y marcos regulatorios son bastante diferentes, como también son los resultados obtenidos.

Cuatro de los países analizados (Nicaragua, República Dominicana, Colombia y Perú) efectuaron reformas de sus sectores eléctricos, que enfatizan la competencia y reducen el papel del estado a la de establecimiento de políticas, planeamiento, regulación y mecanismos de vigilancia y sanción. Dos países (Haití y Honduras) mantienen empresas estatales, verticalmente integradas, aunque permiten la generación por parte de agentes privados, que deben vender su producción a la empresa eléctrica nacional, según contratos previamente negociados, del tipo PPA (Power Purchase Agreements). Para los países que implementaron reformas se analizaron los siguientes puntos:

- (a) Estructura institucional y organizativa del sector eléctrico;
- (b) Actividad de Generación;
 - a. Despacho del sistema de potencia;
 - b. Productos;
 - c. Mercados
 - i. Spot o de corto plazo;
 - ii. Remuneración de la capacidad;
 - iii. Mercado de contratos de largo plazo;
 - d. Otros productos
 - i. Servicios Auxiliares;
 - e. Expansión de la generación;
 - f. Energías renovables;
- (c) Actividad de la Transmisión;
- (d) Actividad de la Distribución;
- (e) Clientes no regulados;
- (f) Actividad de la Comercialización;
- (g) Cubrimiento de la demanda;

Para Haití y Honduras, que basan su modelo eléctrico en una empresa estatal verticalmente integrada, se analizaron los puntos indicados a continuación:

- (a) Organización institucional del sector eléctrico;
- (b) Descripción de actividades y desempeño del sector.

1.2 Países con Reformas (Colombia, Nicaragua, Perú y República Dominicana)

1.2.1 Comparación

Las reformas al sector eléctrico tienen como punto de partida los siguientes aspectos:

- División de las actividades relacionadas con el servicio eléctrico (o cadena de suministro eléctrico) en competitivas y otras correspondientes a monopolios naturales;
- Reconocimiento de que la actividad de la generación puede ser competitiva;
- Se reconoce así mismo el carácter de monopolio natural a las actividades de transmisión y distribución. Su remuneración es regulada y se hace tomando como referencia los parámetros de una “empresa modelo” adecuada. Se hace un esfuerzo por ajustar su rentabilidad a la de una actividad con el mismo riesgo;
- Es posible, sin embargo, introducir competencia en aspectos de la transmisión y de la distribución. Por ejemplo, en la expansión de la transmisión, para la cual se preparan planes de expansión. Los proyectos que aparecen en el plan se licitan a continuación, a veces a nivel internacional. Un esquema alternativo que consistía en que la transmisión se expandiera por iniciativa de los agentes del mercado no funcionó, sino que condujo a importantes congestiones y retrasos en la que ha sido llamada “la columna vertebral del mercado”, por el papel preponderante que desempeña;
- También la actividad de la comercialización dentro de la distribución puede ser competitiva (aunque no lo es en algunos países). Se puede introducir competencia adicional a los distribuidores mediante la figura de “Grandes Clientes”, que pueden contratar el suministro eléctrico directamente con los generadores (puede ser por medio de comercializadores). Los países difieren sobre el umbral necesario para la definición de “Grandes Clientes”;
- Las actividades que son monopolios naturales deben ser reguladas. En particular, la transmisión y la distribución deben operar bajo el principio de “Acceso Abierto”, (“Open Access”), a sus líneas (transmisión y distribución), para permitir la competencia en la generación y la existencia de Grandes Clientes;
- El papel del estado se reduce de “Empresario” a “Normativo”. Está a cargo de formular políticas energéticas, elaborar y ajustar las regulaciones, vigilar el funcionamiento del mercado evitando el abuso de posiciones dominantes y, en general, de hacer cumplir las reglas del mercado. Adicionalmente, organismos del estado preparan planes de expansión de la generación (usualmente de carácter indicativo) y de la transmisión (usualmente los planes de expansión de la transmisión son determinativos y constituyen un punto de partida para licitaciones de construcción y procura de los elementos resultantes del plan);

Los anteriores elementos son comunes a países que han adoptado reformas, inspiradas inicialmente por Chile y luego por Inglaterra, países pioneros que implementaron las reformas en el orden cronológico indicado.

Las diferencias entre los modelos de mercado radican mayormente en la definición de productos y mercados relacionados con la generación y en mecanismos para asegurar una adecuada expansión de la misma (ya que los planes de expansión de la generación son ahora indicativos y, en la mayoría de los casos, el estado se sustrae de la responsabilidad de construir generación adicional).

Características tecnológicas y la obligación de mantener en todo momento la generación (y la reserva) suficientes para

atender a una demanda variable, ocasionan que el despacho sea centralizado. En la mayoría de los casos el despacho es de mínimo costo, basado en los costos variables de los generadores y el manejo adecuado del componente hidroeléctrico, usualmente mediante la ayuda de modelos computacionales apropiados. Colombia, sin embargo, inspirada por el mercado inglés, realiza el despacho con base en ofertas de los generadores (cantidades en MW y precios). Algunos países mantuvieron modelos mixtos, con participación estatal (o municipal) aún en la generación, pero con separación de contabilidades por actividad (generación, transmisión y distribución) y procura (para los distribuidores) de generación mediante licitación abierta a todos los generadores. En otros casos, si bien el estado mantuvo importante y a veces mayoritaria participación accionaria, cedió a compañías privadas la administración de las empresas.

Típicamente existen dos mercados, el spot o de corto plazo y el de largo plazo, realizado mediante contratos que son instrumentos de manejo del riesgo. El mercado spot se utiliza para manejar excedentes y faltantes de los contratos: los distribuidores pueden comprar (o vender) en el spot los faltantes/sobrantes de energía con relación a sus contratos. Como instrumentos de manejo del riesgo, los contratos no deben interferir con el despacho. Por esta razón, los generadores pueden verse obligados a comprar en el spot cuando se despachan por debajo de lo especificado en sus contratos o pueden vender en el spot cuando se despachan por encima de lo especificado en sus contratos. El precio del spot es el costo (o precio, en el caso de Colombia) marginal del despacho. Los contratos se negocian entre distribuidores y grandes clientes con los generadores. Pueden establecerse mediante licitaciones. Los distribuidores tienen, en algunos casos, la obligación de contratar a futuro porcentajes de su demanda usualmente decrecientes en el tiempo. La Tabla 1-1 resalta las diferencias entre los modelos de mercado analizados, que son competitivos (Colombia, Nicaragua, Perú y República Dominicana).

Tabla 1-1 Comparación de Modelos de Mercado (Colombia, Nicaragua, Perú, República Dominicana)

País / Componente del Mercado	Despacho y Mercado Spot	Contratos	Pago por Capacidad	Expansión (Driver)	Servicios Auxiliares	Grandes Usuarios
Colombia	Ofertas de Generadores Mínimo Precio Uninodal	No estandarizados Distribuidores Licitan libremente	Competitivo. Regulador convoca licitaciones	Pagos por capacidad	No hay mercado	Instalación > 100 kW ó consumo mensual ≥ 55 Mwh/mes
Nicaragua	Costos Variables y Valor del Agua Mínimo Costo Uninodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de Largo Plazo de Distribuidoras	Mercado Limitado, con cotas establecidas por el Regulador	Conexión a tensión ≥ 13.8 kV e instalación ≥ 1 MW
Perú	Costos variables y Valor del Agua Mínimo Costo Multinodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de Largo Plazo de Distribuidoras	Mercado de energía reactiva para control de la tensión	Instalación ≥ 200 kW
República Dominicana	Mínimo Costo Uninodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de Largo Plazo de Distribuidoras	No hay mercado	Regulador decide caso por caso

1.2.2 Recomendaciones

Se proporcionan a continuación para aquellos elementos que diferencian los mercados analizados:

- **Despacho:** si bien un despacho de mínimo costo obliga al regulador a auditar los costos variables de los generadores y, para países con importante componente hidroeléctrico, a la utilización de un modelo adecuado para la cuantificación del valor del agua, es preferible al menos en las etapas iniciales del mercado a uno basado en ofertas de los generadores, mientras se obtiene experiencia adicional y se adquiere la confianza suficiente para pasar a un esquema basado

en ofertas. Despachos basados en ofertas requieren de todas maneras vigilancia continua del regulador y, como fue el caso en Colombia, la introducción de normas “ad hoc” que eviten que algunos generadores aprovechen situaciones que les otorgan poder de mercado (por ejemplo, fallas en la transmisión) y eleven sustancialmente sus precios de oferta para sacar ventaja de estas situaciones. En la literatura técnica especializada existen trabajos que comprueban que, en general, despachos basados en ofertas de los generadores no son de mínimo costo ([B]). Por otra parte, los mercados eléctricos pueden funcionar correctamente en presencia de despachos de mínimo costo;

- **Contratos:** es preferible que sean estandarizados, para aumentar la liquidez del mercado, al facilitar mercados secundarios entre los generadores y disminuir así su riesgo. Conviene, adicionalmente, licitar la demanda agregada del país, particularmente para países con demandas relativamente pequeñas, con el fin de facilitar la construcción de plantas de generación de tamaños mayores que permita aprovechar economías de escala;
- **Remuneración de la capacidad:** es mejor recurrir al mercado que a valores establecidos por el regulador. La contraprestación del generador a este pago debe estar claramente definida: proporcionar confiabilidad al suministro de la demanda. Se requiere especificar claramente en la regulación la forma de cuantificar la contribución de los generadores y las penalizaciones en las que incurren en caso de no hacerlo;
- **Servicios Auxiliares:** deben compensarse aquellos que requieran inversión por parte de los generadores. En caso de que existan compensaciones pero que se tengan serias dudas, con base en comparaciones internacionales con mercados similares, de que son apropiadas, se recomienda recurrir a mecanismos de mercado;
- **Umbral para la Definición de Usuarios no Regulados:** en etapas iniciales del mercado son altos, mientras los agentes del mercado adquieren experiencia y, a veces, para proteger a las distribuidoras. Se recomienda, sin embargo, que sean bajos, con el fin de introducir competencia en la distribución.

1.3 Sectores Eléctricos de Haití y de Honduras: Comparación y Recomendaciones

Los sectores eléctricos de ambos países tienen similitudes, en cuanto que se basan en una empresa estatal verticalmente integrada, que firmó contratos de suministro de largo plazo (tipo PPA) con generadores privados. El sector hondureño tiene algunos elementos de mercado, por ejemplo, posee mercados spot y de contratos.

Ambos sectores se caracterizan por altas pérdidas, particularmente comerciales, ingerencia política, insuficiente capacidad instalada, calidad de servicio deficiente e ingresos que no garantizan la sostenibilidad financiera de las empresas (EDH en Haití y ENEE en Honduras).

Ninguno de los dos países posee reglamentos de funcionamiento.

Cabe anotar que se adelantan estudios para reformar el sector eléctrico hondureño. Las recomendaciones de los estudios, sin embargo, no se han implementado, en parte por falta de voluntad política ([H]).

Se recomienda para ambos países concluir los estudios que se adelantan relativos a la introducción de reformas similares a las llevadas a cabo en otros países y, sobretodo, implementarlas.

2. Análisis Comparativo de Modelos de Tarifas

2.1 Introducción

Para los países analizados, la tarifa que pagan los consumidores es la suma de los precios correspondientes a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En el componente de **Generación** se cubren los siguientes ítems:

- Capacidad, que tiene que ver con confiabilidad de suministro y
- Energía, proporcional al consumo de electricidad.

Cuando existen mercados eléctricos, se reconoce la característica competitiva de la generación. El suministro puede obtenerse a través de contratos de largo, mediano o corto plazo, que firman las distribuidoras con generadores, usualmente como resultado de subastas o licitaciones. El excedente (o el déficit) de contratos con relación a la demanda real se negocia al precio marginal del mercado spot, obtenido a través de despacho de mínimo costo o, en el caso de Colombia, de mínimo precio, basado en ofertas de los generadores.

El precio de la capacidad firme en algunos casos es establecido por el regulador, como el correspondiente a la unidad marginal (usualmente una turbina de gas de ciclo abierto). Alternativamente, es el resultado de subastas (Colombia) y se paga en función de la energía firme que deben entregar los generadores en situaciones de escasez, que ocurre cuando el precio spot sobrepasa un umbral predefinido.

La capacidad firme se define como la que pueden entregar las plantas térmicas, una vez descontadas las indisponibilidades por fallas aleatorias o por mantenimiento. La capacidad de plantas hidroeléctricas es la que pueden entregar al sistema en condiciones de hidrología seca. Generalmente no se asigna capacidad firme a la generación basada en recursos renovables (a excepción de hidroeléctricas), por su carácter intermitente.

En algunos países se remuneran algunos servicios auxiliares (control primario o secundario de frecuencia, reserva, seguimiento de la demanda, control de voltaje, arranque en negro). En otros países algunos servicios auxiliares son de cumplimiento obligatorio por parte de los generadores.

Los costos de generación son un “pass through” que hace la distribuidora a sus clientes. A veces se introducen estímulos para que las distribuidoras obtengan de los generadores mejores condiciones en sus contratos de compra de energía. Por ejemplo, que puedan quedarse con una proporción de los costos de suministro en contratos cuando son inferiores al promedio nacional (Colombia, [C]).

Se reconoce el carácter de monopolio natural a la Transmisión y, en consecuencia, su remuneración se basa en el concepto de empresa eficiente. Es decir, se reconocen sus costos hasta un valor similar al de una empresa modelo bien manejada. Se reconocen las pérdidas de transmisión que corresponden a una empresa eficiente. Las obras nuevas usualmente se licitan y provienen de un plan de expansión de la transmisión o, en algunos países, pueden también provenir de iniciativas de los agentes del mercado, luego de la aprobación del regulador. La remuneración de la transmisión se hace mediante un peaje por unidad de energía consumida, la cual es pagada por los generadores o los distribuidores. En todo caso, obviamente, se transfiere al consumidor.

El costo de la distribución se calcula con base en el denominado Valor Agregado de la Distribución (VAD), que incluye los

costos en los que incurre la empresa de distribución luego de recibir en sus barras la energía producida por los generadores y transportada por los transmisores. Dado el carácter de monopolio natural de la distribución, se utiliza el concepto de “empresa eficiente”.

Los costos de comercialización hacen parte de un componente fijo de la tarifa e incluyen costos como medición, facturación, atención al usuario, conexión, reconexión, etc.

Las pérdidas en transmisión y en distribución se incluyen en la tarifa solo hasta un porcentaje autorizado por el regulador. El diseño mismo de la tarifa varía según el país. En Colombia, por ejemplo, el modelo es único y se basa en el consumo de energía. En otros países existen múltiples modelos tarifarios y en algunos de ellos (por ejemplo, en Perú), el usuario puede escoger el que más le convenga.

Las tarifas incluyen con frecuencia subsidios cruzados (de una clase de consumidores, por ejemplo comercial, hacia otra, generalmente residencial de poco consumo), o entre clases residenciales. A más de impuestos, a veces incluyen contribuciones a electrificación de zonas aisladas, como en Colombia.

La tarifa de sistemas aislados y la de algunas municipalidades generalmente está subsidiada, entre otras razones porque usualmente la generación que utilizan es térmica, basada en combustibles líquidos y máquinas ineficientes, además de la usual condición económica precaria de los habitantes de estas regiones.

Algunos países permiten que clientes con consumos por encima de cierto límite establecido en las regulaciones y/o conexión por encima de cierto voltaje también especificado en la regulación, adquieran la característica de “No Regulados”, que les permite negociar directamente con los generadores y/o los distribuidores sus precios de suministro. Usualmente obtienen mejores tarifa que los clientes cautivos de las empresas de distribución, o “Regulados”.

Usualmente existen fórmulas de actualización de las tarifas que toman en cuenta ajustes en costos de combustibles, tasas de cambio y un valor referencial del índice de precios al consumidor.

2.2 Análisis Comparativo

La Tabla 2-1 compara las estructuras tarifarias con relación a los siguientes aspectos:

- Existencia de estudios técnicos de apoyo;
- Definición precisa de potencia firme para remuneración de la potencia;
- Remuneración de la potencia firme;
- Existencia de mercado de contratos de largo plazo;
- Remuneración de servicios auxiliares;
- Remuneración adecuada de la transmisión;
- Remuneración adecuada de pérdidas;

- Subsidios cruzados;
- Estructura tarifaria simple;

Tabla 2-1: Comparación de Estructuras Tarifarias

	Estudios Técnicos de Apoyo Actualizados?	Definición de Potencia Firme?	Mercado de Contratos de Largo Plazo?	Remuneración de Servicios Auxiliares?	Remuneración de Transmisión?	Remuneración de Pérdidas?	Subsidios Cruzados?	Tarifas Simples?
Colombia	Sí	Sí	Sí	Indirectamente	Sí	Sí	Sí	Sí
Haití	No	No	No	No	No	No	Sí	Sí
Honduras	No	No	No	No	Sí	Sí	Sí	No
Nicaragua	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
Perú	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No
República Dominicana	No	No	Sí	No	Sí	Sí	Sí	No

2.3 Recomendaciones

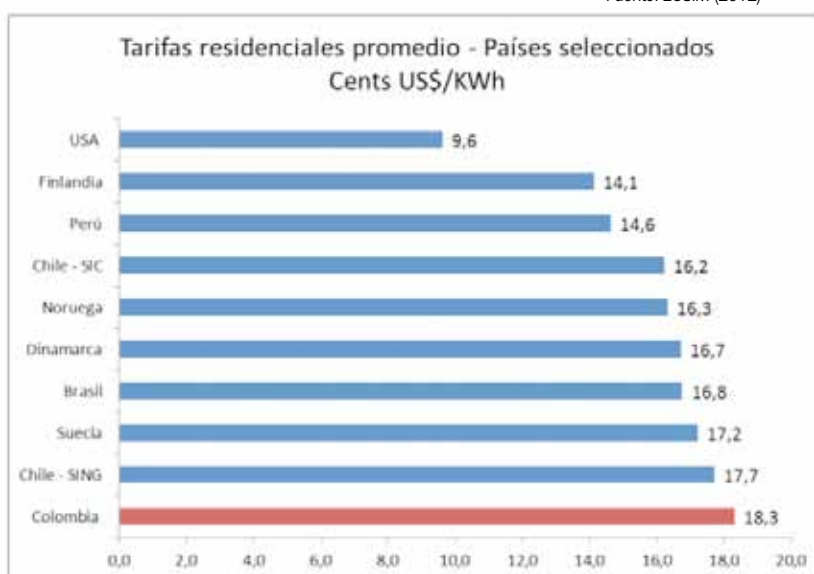
- El establecimiento de una estructura de tarifas y de los cargos incluidos debe estar respaldada por estudios técnicos actualizados;
- La potencia que se remunera debe ser la que puede garantizar la unidad generadora correspondiente, es decir, la potencia firme que puede proporcionar la unidad. La regulación debe proporcionar una definición precisa de potencias firmes, en forma que sean fácilmente calculables;
- Para mercados eléctricos competitivos, deben incluirse mercados competitivos de contratos de largo plazo. En general, deben existir mecanismos que hagan que el costo de los contratos no sea un simple “pass through” para las empresas de distribución. Las distribuidoras deben estimularse a contratar sus necesidades de potencia y de energía en forma que convenga a sus clientes;
- Diferencias significativas entre los precios que pagan por la generación (capacidad y energía) los clientes de las distribuidoras con respecto a los que pagan los grandes usuarios, indican que las distribuidoras pueden mejorar su contratación de generación;
- Es importante remunerar en forma adecuada los servicios auxiliares para estimular a los generadores a que hagan las inversiones necesarias. La remuneración debe acompañarse de penalizaciones en caso de incumplimientos, cuyos montos deben ser reembolsados a los usuarios. Lo ideal es recurrir a mecanismos competitivos en países en donde se han implementado reformas de mercado. Perú (control de voltaje) y Nicaragua (reservas de corto plazo y “black start”) constituyen un ejemplo;
- Si existen mecanismos de mercado, es mejor utilizarlos para la remuneración de la potencia firme, en lugar de valores asignados arbitrariamente por el regulador, por ejemplo costos de turbinas de gas de ciclo abierto, como proxies de

unidades marginales. Colombia proporciona un ejemplo interesante con su esquema de remuneración del “cargo por confiabilidad” que, adicionalmente, se ha utilizado con éxito como mecanismo para la expansión de la generación. Perú proporciona otro ejemplo interesante;

- La remuneración de pérdidas de transmisión y de distribución debe estar acompañada por metas de reducción de las mismas, sobre todo cuando alcanzan valores elevados atípicos;
- Son preferibles estructuras tarifarias simples. Las tarifas horario-estacionales constituyen un mecanismo adecuado para el manejo de la punta;
- Conviene establecer claramente a qué tarifas se les aplican sobre-cargos con el fin de subsidiar a consumidores de menores recursos. Debe tomarse en cuenta que obligar a pagar subsidios a sectores industriales o comerciales puede llevar a encarecer indebidamente estas actividades que son importantes para la generación de empleo;
- Es preferible asignar sobrecostos tarifarios para generar ingresos que recaben recursos para subsidios con base en consumos y no solamente en la localización de los consumidores, como se hace en Colombia. En forma similar, los subsidios deben tomar en cuenta el consumo de electricidad y no únicamente la localización de las viviendas;
- Algunos países (Colombia) presentan valores elevados de costos de distribución y de comercialización, por encima de los observados en varios mercados internacionales. Llama la atención que los cargos por comercialización en Colombia excedan los cargos por transmisión, aun cuando la actividad de comercialización no requiera cuantiosas inversiones en infraestructura, como los requeridos por la transmisión. La Figura 2.1 presenta los resultados de una investigación llevada a cabo para el año 2012, en la que se concluye que Colombia presenta las mayores tarifas residenciales de los países escogidos para la comparación. La recomendación es analizar el porqué de estos valores y explorar mecanismos para reducirlos, aliviando así el impacto sobre los consumidores residenciales.

Figura 21: Comparación Internacional de Tarifas Residenciales Promedias

Fuente: ECSIM (2012)



3 Análisis Comparativo de Subsidios y Tarifas Sociales

3.1 Introducción

El acceso a un servicio eléctrico mínimo se considera un derecho humano básico y así se incluye en la Constitución Nacional de algunos de los países estudiados, por ejemplo Colombia. Costos tarifarios fijos que recuperan para las empresas distribuidoras gastos también fijos, constituyen con frecuencia una barrera que impide a los sectores más pobres acceder a la electricidad. El precio de la energía por sí solo puede ser demasiado alto, particularmente cuando al menos parte de la generación utiliza combustibles líquidos, con costos que presentan volatilidades elevadas. Se requiere, entonces, proporcionar subsidios que permitan a los consumidores sin recursos adecuados, el acceso a un servicio eléctrico digno.

Los subsidios deben sin embargo, reunir características mínimas que hagan que tengan acceso a ellos solamente quienes realmente los necesiten. De lo contrario, se desperdician recursos públicos e innecesariamente se estimula el consumo. Se requiere, entonces, determinar de alguna forma quiénes deben ser subsidiados. En algunos países (Colombia) los subsidios dependen predominantemente del sitio donde vivan los receptores del subsidio. En otros, dependen únicamente de su consumo mensual. Adicionalmente, por lo general se subsidian los consumos en zonas no interconectadas (rurales y aisladas), en donde la generación usualmente se basa en plantas térmicas ineficientes, que queman combustibles líquidos, con frecuencia importados. El remplazo de esta generación por fuentes renovables es usualmente una de las estrategias de las que se valen los países para reducir el costo del subsidio.

A veces se proporcionan subsidios adicionales a algunos segmentos de la población (jubilados, por ejemplo) o a algunos tipos de consumo eléctrico (por ejemplo, electricidad para irrigación o para agua potable). Se requiere, una vez más, comprobar que los beneficiarios de los subsidios sean quienes realmente los necesitan.

La falta de actualizaciones tarifarias y la existencia de pérdidas comerciales elevadas constituyen formas opacas e ineficientes de subsidiar. En particular, la no actualización tarifaria proporciona subsidios generalizados y regresivos ya que se benefician más quienes más consumen. Lo mismo puede afirmarse de rebajas impositivas a elementos de la cadena de suministro eléctrico, por ejemplo, combustibles fósiles importados utilizados para la generación.

Es deseable que los subsidios tengan el menor impacto posible sobre las finanzas públicas, con el fin de que no se afecten sectores vitales como la salud y la educación. Por esta razón, son preferibles los subsidios cruzados, de solidaridad. Se debe evitar afectar, sin embargo, sectores productivos como el industrial que, adicionalmente, crean empleo y que deben competir a nivel internacional con industrias localizadas en otros países, con posibles menores tarifas.

Las fuentes de financiamiento de los subsidios deben estar claramente determinadas, con el fin de no afectar las finanzas de las empresas eléctricas y reducir así su capacidad para proporcionar un servicio adecuado. Apoyarse en forma excesiva en recursos externos a los países crea riesgos, porque se trata de recursos que pueden suspenderse con poca anticipación.

3.2 Análisis Comparativo

La Tabla 3-1 compara los subsidios eléctricos de los países estudiados, bajo los siguientes conceptos:

- Los subsidios son transparentes? o Existen subsidios no explícitos originados, por ejemplo, en altas pérdidas comerciales o congelación de tarifas?;

- Los subsidios son focalizados, es decir benefician a quienes realmente los necesitan?;
- Existen subsidios cruzados?;
- Los subsidios se financian al menos en parte con ingresos fiscales?;
- Los subsidios se financian al menos en parte con fuentes externas, por ejemplo, el programa PetroCaribe?;
- Impacto de los subsidios sobre el presupuesto nacional (Porcentaje del PIB que representan).

Tabla 3-1: Comparación de Esquemas de Subsidios

País	Subsidios Transparentes?	Subsidios Focalizados?	Existen Subsidios Cruzados?	Financiación con Presupuesto?	Fuentes Externas de Financiamiento?	Impacto sobre Presupuesto (% del PIB)
Colombia	Si	Si	Si	Sí	No	0.2%
Haití	No	No	No	Si	Si	2.7%
Honduras	No	No	Si	Si	Si	0.9%
Nicaragua	No	No	Si	Si	Si	2.1%
Perú	Si	Si	Si	No	No	0%
República Dominicana	No	No	Si	Si	Si	2%

3.3 Recomendaciones

- Dado que el abastecimiento básico de electricidad es prácticamente un derecho humano, como lo reconocen algunas constituciones de los países estudiados (por ejemplo, la de Colombia), se requiere subsidiar a los sectores más pobres de la población, que carezcan de recursos para financiarse este servicio esencial;
- Los subsidios deben ser focalizados, esto es, deben favorecer a los más pobres, que realmente los necesiten. La focalización requiere estudios que permitan identificar a los sectores necesitados y dar seguimiento a los subsidios otorgados, para identificar abusos y erradicarlos;
- Es preferible que los subsidios no dependan únicamente de la ubicación de los consumidores. El consumo mensual debe ser parte integrante de la determinación de los montos subsidiados. Así, consumidores que vivan en sectores con subsidio pero que consuman por encima de mínimos preestablecidos (por ejemplo, el consumo de subsistencia), no deberían recibir subsidios;
- Los subsidios deben ser transparentes. En particular, deben reducirse al máximo las pérdidas comerciales y las conexiones ilegales que constituyen subsidios indirectos no focalizados;
- Reducciones impositivas generalizadas a elementos de la cadena productiva de electricidad (por ejemplo, a los combustibles líquidos) terminan beneficiando más a quienes más consumen. En este sentido, son regresivos;

- Deben actualizarse las tarifas para reflejar los verdaderos costos del servicio. De lo contrario, se pone en peligro la capacidad financiera de las empresas eléctricas, lo que les impide expandirse y proporcionar un servicio adecuado y, una vez más, se proporcionan subsidios generalizados, de carácter regresivo;
- Es deseable que los subsidios tengan impactos reducidos sobre el presupuesto nacional, para evitar sustraer recursos a sectores como la educación y la salud. En este sentido, son preferibles los subsidios cruzados. Debe evitarse, sin embargo, castigar con tarifas altas a sectores productivos, que crean empleo, por ejemplo el sector industrial;
- Conviene recurrir lo mínimo posible a fuentes externas para financiar una porción elevada de los subsidios, ya que estas fuentes corren el peligro de reducirse de manera abrupta;
- Una opción muy atractiva para reemplazar generación térmica costosa en zonas no interconectadas (rurales y aisladas) y disminuir así los subsidios que aplican es, cuando está disponible, la generación basada en recursos renovables no convencionales, en particular, solares, eólicos e hidrológicos sin embalse. Cabe anotar que los precios de estos tipos de generación se han reducido notoriamente y muestran una tendencia decreciente.

4. Referencias

- [C] “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe”. Colombia. Marzo, 2013.
- [Ha] “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe”. Haití. Octubre, 2014
- [H] “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe”. Honduras. Abril, 2013.
- [N] “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe”. Nicaragua. Abril, 2014.
- [P] “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe”. Perú. Julio, 2013.
- [RD] “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y El Caribe”. Colombia. República Dominicana. Enero, 2013.
- [ECSIM] “Análisis de la regulación y estructura tarifaria para los países de la comparación” BANCOLDEX, 2012.
- [IMF] “Energy subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and Policy Challenges”. IMF Working Paper WP/15/30 Febrero 2015.
- [B] “A mixed complementarity model of hydro-thermal electricity competition in the Western United States”. Operations Research, pp. 80-93, Feb. 2003.
- [Ha BM] “Haiti – Energy sector white paper” World Bank.