

CONSEJO DIRECTIVO DE LA SUPERINTENDENCIA DE COMPETENCIA: Antiguo Cuscatlán, a las catorce horas del veintitrés de noviembre de dos mil dieciséis.

1. Mediante Acuerdo 30-2015, del 12 de junio de 2015, el Superintendente de Competencia ordenó realizar un estudio sobre los mercados de la distribución y comercialización de energía eléctrica, con el fin de diagnosticar su desempeño, los alcances de su marco jurídico y la incidencia de la competencia. En el mismo acuerdo se delegó a la Intendencia Económica para colaborar en la ejecución del referido estudio.
2. En cumplimiento de lo anterior, se elaboraron los términos de referencia del “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador” que sirvieron de base para la contratación de los servicios de consultoría. Concluido el proceso de concurso público internacional respectivo, se contrató a la firma “Mercados Energéticos Consultores S. A.”, responsable de la elaboración del estudio, que trabajó a través del equipo integrado por los señores Carlos Antonio Costa y Carlos Fernando Ceballos.
3. La Intendencia Económica presentó a este Consejo Directivo el informe de resultados del estudio elaborado por el equipo de trabajo de la consultora, el cual constituye su principal fundamento fáctico, técnico y económico. Los datos expuestos en el presente documento están basados en información proporcionada por los agentes económicos e instituciones públicas consultadas en el desarrollo del Estudio.
4. A continuación se presenta una síntesis del informe, sus conclusiones y recomendaciones, así como otras valoraciones que este Consejo Directivo realiza, todo conforme el siguiente orden:



Índice

I.	Consideraciones generales.....	3
A.	Antecedentes.....	3
B.	Metodología.....	4
II.	Teoría del Monopolio Natural, de la distribución y evidencia empírica	5
A.	Monopolio natural y regulación.....	5
B.	Enfoques teóricos de la regulación de la distribución de energía eléctrica	8
i.	<i>Remuneración de la actividad</i>	8
ii.	<i>Esquemas tarifarios para recuperar los ingresos requeridos</i>	10
C.	Experiencia regulatoria internacional	11
III.	Regulación salvadoreña del sector eléctrico.....	13
A.	Aspectos generales.....	13
B.	Regulación del segmento distribución.....	15
i.	<i>Remuneración de la actividad</i>	17
ii.	<i>Tratamiento del costo de la energía</i>	19
C.	Regulación de segmento comercialización.....	20
IV.	Caracterización	21
A.	Cadena de valor del sector eléctrico en El Salvador.....	21
B.	Dinámica del mercado de la distribución	22
C.	Características económicas del mercado	26
V.	Hallazgos	29
A.	Análisis de la estructura del mercado	29
B.	Análisis de las dinámicas del mercado y su impacto en la eficiencia.....	32
i.	<i>Antinomia normativa del esquema regulatorio aplicado a la distribución en El Salvador</i>	33
ii.	<i>La rivalidad empresarial, la normativa y sus efectos</i>	36
iii.	<i>Problemas de liquidez por rezagos tarifarios</i>	40
iv.	<i>Integración vertical</i>	41
VI.	Conclusiones.....	43
	POR TANTO.....	46

I. Consideraciones generales

A. Antecedentes

5. Mediante nota del 6 de marzo de 2014, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) solicitó a esta Superintendencia opinión sobre la actividad de la distribución de energía eléctrica. En su escrito, la SIGET expuso algunos incidentes acontecidos entre distribuidoras de energía eléctrica ¹ conectados entre sí, de los que se derivan problemas en aspectos tarifarios, calidad del suministro y tratamiento de las redes de terceros.
6. De acuerdo a la información proporcionada por la SIGET, existen nuevas distribuidoras autorizadas a operar en demarcaciones territoriales previamente asignadas a empresas ya establecidas, lo que permite la disputa en el mercado y genera los siguientes problemas:
 - a) La creación de redes yuxtapuestas dificulta mantener equilibrados los costos reconocidos y lo recolectado vía tarifas por los distribuidores de energía eléctrica.
 - b) Las mejoras en calidad de una red nueva, pero redundante, no se comparten con todos los usuarios de una misma localidad.
 - c) La adquisición de redes de terceros (urbanizaciones) por los nuevos distribuidores suponen una redundancia de costos para la sociedad.
7. En su solicitud, la SIGET advirtió que se encontraba analizando las implicaciones que podría tener la disputa entre los distribuidores, preguntando si es posible adoptar reglas para la competencia que también procuren la eficiencia económica y el bienestar de los consumidores. Además consultó si una regulación para la competencia podría limitar la misma rivalidad entre distribuidores y si la normativa adoptada puede otorgar un tratamiento equitativo entre los operadores sin afectar su sostenibilidad económica. Finalmente, dado el entorno en que se desarrolla la actividad de distribución, la SIGET pregunta si algunas actuaciones que están desarrollando los nuevos distribuidores podrían configurar prácticas anticompetitivas.

¹ De acuerdo al apartado 1.1, definiciones, del "Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción", ROBCP, una distribuidora de energía eléctrica es un participante del Mercado que posee (no necesariamente en propiedad) y opera instalaciones de distribución cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje y cuyos pliegos tarifarios a usuarios finales son aprobados por la SIGET.



- ⁸ Las problemáticas descritas por la SIGET no eran completamente ajenas para esta Superintendencia, pues en diversas ocasiones los distribuidores, incumbentes y entrantes, se presentaron a esta institución exponiendo las distorsiones provocadas por la regulación sectorial que habilita la rivalidad entre ellos.
- ⁹ Para obtener un diagnóstico de la problemática enfrentada en la distribución de energía eléctrica, determinar las medidas adecuadas para regular su actividad y precisar las consecuencias sobre la eficiencia del mercado y el bienestar social, era necesario impulsar un estudio que aportara información sobre el desempeño del mercado de la distribución y comercialización de energía eléctrica.

B. Metodología

- ¹⁰ El estudio tuvo como objetivo general “evaluar y proponer recomendaciones para mejorar el funcionamiento del mercado de la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador, promoviendo un adecuado balance entre los fines de competencia y regulación, el eficiente uso de los recursos del sistema eléctrico, la eficiencia económica general y el bienestar de los usuarios finales”.
- ¹¹ La información empleada abarcó el período de 2005 a 2015 y se recabó a través de entrevistas directas y requerimientos de información dirigidos a diferentes agentes económicos participantes en los mercados involucrados: ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, doce agentes comercializadores, catorce generadores de energía eléctrica, un transmisor en alta tensión y el regulador sectorial, SIGET.
- ¹² Para llevar a cabo el estudio fue necesario efectuar un análisis que aportara una aproximación desde la perspectiva de la regulación económica, en conjunto con una evaluación desde la perspectiva de la competencia. Se reconoce que la distribución de energía eléctrica es un monopolio natural, por lo que resulta más eficiente su prestación por una sola empresa. Como El Salvador habilita la disputa de clientes en los mercados, es importante evaluar la actividad comparando los efectos de la rivalidad entre los distribuidores en la eficiencia económica, respecto de los esperados en el caso de un monopolio regulado. La aplicación de ambas perspectivas permite obtener una valoración completa de la problemática sectorial.

13. Entre los aspectos relevantes, el estudio comprende la caracterización económica y regulatoria de la industria salvadoreña, así como un esbozo de la Teoría de la Regulación Económica aplicada a las industrias de red, particularmente a la distribución de energía eléctrica, lo cual se complementa con un análisis comparativo de la regulación aplicada en diferentes países de referencia. También se evalúan las implicaciones económicas de la integración de las actividades de distribución y comercialización, análisis de la rivalidad empresarial en la Distribución y Comercialización de energía eléctrica.
14. Para completar el análisis se desarrolló un modelo de estática comparativa que replica, de forma simplificada, el cálculo de los componentes tarifarios aplicados a la distribución de energía eléctrica. Para tal efecto, se modelan los costos de la distribución de una empresa hipotética considerada representativa. Esto permitió realizar un análisis de sensibilidad para aproximarse al impacto de las problemáticas advertidas sobre los costos de distribución y comercialización, las tarifas y el bienestar social.
15. A partir de las consideraciones formuladas, finalmente se presentan conclusiones y recomendaciones de política pública orientadas a asegurar la eficiencia económica y el bienestar de los consumidores.

II. Teoría del Monopolio Natural, de la distribución y evidencia empírica

A. Monopolio natural y regulación

16. Un mercado que produce un bien homogéneo es un monopolio natural cuando la estructura de costos de producción es tal que resulta más eficiente que una sola empresa opere en el mercado. Esta característica se presenta cuando existen economías de escala, para al menos algún rango de producción, y subaditividad de costos.



17. El concepto económico de economías de escala ² se refiere a la situación en que el costo medio ³ disminuye al aumentar la cantidad producida. Por su parte, la subaditividad de costos ⁴ sucede cuando una sola empresa puede producir a un costo menor que dos o más. Lo que permite que un mercado presente economías de escala o subaditividad de costos es la existencia de altos costos fijos y hundidos ⁵. Los costos hundidos se asocian a las inversiones realizadas en activos cuyo valor en usos alternativos es bajo.
18. Cabe señalar que, en cualquier industria donde los costos medios son decrecientes (economías de escala) en todo el rango de producción, no hay incentivos a la entrada en el mercado ⁶. De tal forma, la estructura de costos se constituye como una barrera inherente al mercado. Sin embargo, en el caso que los costos medios comiencen a crecer a partir de cierto nivel de producción, el incumbente se puede ver amenazado por un entrante que se incorpore con precios más bajos, si la demanda se sitúa en esos tramos.
19. En el sector eléctrico caben distinguir distintas etapas sucesivas: la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de energía eléctrica. De acuerdo a la evolución histórica y la experiencia internacional, originalmente, dichas actividades se organizaron como un monopolio verticalmente integrado, lo cual derivó en ineficiencias relacionadas con el poder de mercado ⁷.

² Al respecto, Carlton y Perloff, *Modern Industrial Organization*, 4ª edición, Pearson, 2005.

³ El costo medio es el costo promedio de cada unidad producida y se obtienen dividiendo los costos totales (que incluyen costos variables y costos fijos) de la empresa entre el número de unidades producidas. En ese sentido, véase a Jeffrey Church and Roger Ware, *Industrial Organization: A Strategic Approach*, McGraw-Hill, New York, 2000, pág. 51.

⁴ Al respecto, Baumol W.J., Panzar J.C., and Willig, R.D., *Contestable markets and theory of industry structure*; en New York: Harcourt Brace Jovanovitch, 1982; y Carlton y Perloff, *Ibidem*.

⁵ Un costo fijo es aquel que no cambia a medida que el nivel de producción varía en el corto plazo. Jeffrey Church and Roger Ware, *Opus cit.*, pág. 53.

Un costo hundido son inversiones necesarias para ingresar al mercado y se realizan una sola vez. Permiten que la empresa produzca pero no tienen valor residual si la empresa sale del mercado, es decir, no se puede desplazar fácilmente a otros usos. Walter Nicholson, *Teoría Microeconómica; Principios Básicos y Ampliaciones*; 9ª Edición; Cengage Learning Editores; México; 2008; pág. 458.

⁶ Esto debido a que el incumbente, dada la escala alcanzada, siempre tendría los costos más bajos posibles en el mercado. Cualquier entrante no podrá competir porque poseerá costos más elevados por su reducida escala de producción.

⁷ "Una condición necesaria (aunque no suficiente) para el correcto funcionamiento de los mercados es la ausencia de poder de mercado. Para que los mercados cumplan su función de asignar de manera eficiente los recursos, es necesario que las empresas revelen de manera fidedigna sus costos en sus decisiones de oferta. Esto se produce cuando los agentes que concurren carecen individualmente, o en su conjunto, de una influencia determinante sobre la fijación de precios". Natalia Fabra y Jorge Fabra, *Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos*, Cuadernos Económicos de ICE N° 791, Ministerio de Economía y Competitividad, Servicio de Publicaciones, [en línea], http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_79_2C8FE850E987F8791F634EE26F0862B9.pdf, [consulta: 30 de agosto de 2016].

A partir de los noventa, al ampliarse el conocimiento sobre las características físicas, técnicas y económicas del sector, se constató que las fases de generación y comercialización son potencialmente competitivas, mientras que las de transmisión y distribución son monopolios naturales que deben ser regulados⁸. De hecho, el Reino Unido fue el primero que procedió a la desintegración vertical, autorizando la libre inversión y la competencia en las actividades de la generación y comercialización, y, separando las actividades de transporte y distribución, encomendando la gestión de las redes a operadores independientes.

20. El análisis teórico conceptual de la economía de la regulación atribuye a las actividades de distribución de energía eléctrica la calidad de monopolio natural debido a su estructura de costos⁹. A través de diferentes estudios sobre experiencias en otros países¹⁰, el análisis empírico demuestra la existencia de economías de escala y subaditividad de costos en la distribución de energía eléctrica, constatando así estos postulados teóricos.
21. Aunque resulte más eficiente (en términos productivos y de bienestar social) que la distribución de energía eléctrica sea desarrollada por un monopolista, esto conlleva el riesgo que el operador busque apropiarse de rentas monopólicas. Para prevenir esta posibilidad, es necesario establecer un marco regulatorio que ordene la operación de la industria y permita reproducir resultados cercanos a los que se obtendrían en un mercado competitivo, es decir, cobrar el costo medio mínimo de largo plazo de la industria¹¹.
22. Para evitar la fijación de precios monopólicos, la regulación establece las tarifas que remuneren los servicios de la industria, procurando satisfacer de la mejor manera posible una serie de

⁸ Al respecto, Juan de la Cruz Ferrer, El sector eléctrico: entre la introducción de la competencia y la formación de mercados, en la obra conjunta "Las técnicas de regulación para la competencia, una visión horizontal de los sectores regulados", Juan A. Santamaría Pastor y otro, coordinadores; Iustel, Madrid, 2011, pág. 79 y siguientes.

⁹ En ese sentido, véase, entre otros, (i) Gunn, C. y Sharp, B. (1999); Electricity distribution as an unsustainable natural monopoly: a potential outcome of New Zealand's regulatory regime; Energy Economics 21 (1999): 385- 401. (ii) Salvanes, K y Tjøtta, S. (1998); A test for natural monopoly with application to Norwegian electricity distribution, Review of industrial organization 13: 669-685; y, (iii) Juan de La Cruz Ferrer; El debate sobre el régimen jurídico del tendido de redes de distribución y de su acceso y conexión a otras redes; Centro Europeo de Regulación Económica y Competencia; Madrid, mayo de 2004; [en línea], <http://www.cerecom.org/publicaciones/TENDIDO%20REDES%20DISTRIBUCION.pdf>, [consulta: 30 de agosto de 2016].

¹⁰ Al respecto, Salvanes y Tjøtta, Opus cit., y Saplacan, Competition in electricity distribution, Utilities Policy 16; 2008.

¹¹ Al respecto, Church, J. y Ware, R., Opus cit.



principios tarifarios contrapuestos, que presentan un *trade-off* entre sostenibilidad financiera, eficiencia y equidad.

23. De tal forma, mientras la eficiencia requiere fijar la tarifa en valores cercanos a los costos marginales ¹², que en esta industria son significativamente menores a los costos medios, atender únicamente a este principio pondría en riesgo la sostenibilidad de largo plazo de la empresa y, con ello, la prestación del servicio. De igual manera, debe considerarse un equilibrio al repartir los beneficios ganados en eficiencia entre oferentes y consumidores.

B. Enfoques teóricos de la regulación de la distribución de energía eléctrica

24. La regulación de la distribución establece tanto la remuneración de la actividad como la forma de cobro atendiendo a las diferentes características de la demanda.

i. Remuneración de la actividad

25. La remuneración hace referencia a la determinación de los ingresos necesarios para afrontar todos los costos de prestación del servicio, incluyendo la inversión y una adecuada rentabilidad sobre el capital invertido. Para su regulación, existen dos enfoques, el prescriptivo y el de mercado ¹³. Ambos introducen elementos que intentan generar en los mercados resultados iguales a los que se producirían en un mercado en competencia.
26. El enfoque prescriptivo considera que es posible estimar los resultados de un mercado competitivo, a partir de los cuales se determinarán los aspectos tarifarios que se impondrán al

¹² Costo marginal es el cambio en el costo total ante un cambio de una unidad en la cantidad producida, Jorge Tarziján y Ricardo Paredes, Organización Industrial para la Estrategia Empresarial, 3ª Edición, Person, Santiago, 2012, pág. 466.

En un contexto competitivo, las empresas deben cobrar un precio equivalente al costo marginal, para obtener las utilidades más altas posibles dada su tecnología de costos. Si su precio se sitúa por encima del costo marginal, no aseguraría una cuota de mercado, pues los competidores ofrecerían precios menores; y de situarse por debajo, no recuperaría los costos de producir las unidades vendidas. Por otra parte, desde la perspectiva del consumidor, el precio equivalente al costo marginal es el precio más bajo, que en esas condiciones de producción, pueden obtener, de manera que maximizan su bienestar. Al respecto, Walter Nicholson, Teoría Microeconómica Principios Básicos y Ampliaciones, 9ª edición, Cengage Learning Editores, México, 2008.

¹³ Para un desarrollo más amplio de la temática, véase a Ronald R. Braeutigam, Optimal policies for natural monopolies, Capítulo 23 en Handbook of Industrial Organization, 1989, Vol. 2, pp 1289-1346; y Paul L. Joskow, Regulation of Natural Monopolies, Handbook of Law and Economics, 2007; y, Andrei Shleifer, A theory of yardstick competition, Rand Journal of Economics, vol. 16, N°3, 1985, Harvard University.

monopolista. Los principales esquemas tarifarios, bajo este enfoque, son: Precio Techo, Ingreso Máximo, Tasa de Retorno, Regulación por Comparación.

27. Por su parte, el enfoque de mercado plantea introducir competencia “por” el mercado, en los casos en que la competencia “en o dentro” del mercado no resulta posible, ni deseable, de manera que la remuneración resultante replique los resultados competitivos. Los esquemas principales son: la competencia de Demsetz ¹⁴, competencia intermodal ¹⁵ y mercados contestables ¹⁶.
28. Los componentes más relevantes de la tarifa a ser regulados son: la tasa de costo del capital, el tratamiento de los activos y los costos de operación y mantenimiento reconocidos ¹⁷.
29. La tasa de costo del capital representa la tasa de rentabilidad, o de ganancia, del negocio, la cual en mercados no competitivos es determinada por la regulación. El establecimiento de una tasa adecuada es importante para recuperar los costos de participación del mercado. Una estimación muy elevada conllevaría a precios excesivos; una muy baja, atentaría contra la sostenibilidad de las empresas.
30. Entre los métodos utilizados para su determinación, se encuentran:

¹⁴ Este enfoque consiste en establecer un procedimiento competitivo para asignar los derechos de operar en un mercado en forma exclusiva. Es decir, la competencia no se da dentro del mercado sino por los derechos de acceder a dicho mercado, realizando ofertas para adjudicarse dicho mercado mediante esquemas similares a los de subastas. Las ofertas corresponderán a la tarifa que se le cobrará al usuario final por el servicio, así la compañía con la oferta más baja es adjudicataria de la licencia para operar en el mercado. Al respecto, Stephen C. Littlechild, *Competitive Bidding for a Long-term Electricity Distribution Contract*, *Review of Network Economics*, Vol. 1, 2002.

¹⁵ Este mecanismo considera que ciertos mercados o industrias pueden verse amenazados por la competencia potencial de otras industrias sustitutas próximas; así por ejemplo, en el caso del transporte podría haber competencia monopolística entre diferentes medios de transporte como pueden ser trenes, autobuses, etc. Nuevamente el resultado de la existencia de este tipo de competencia sería una solución próxima al principio de *second best*. En ese sentido, Braeutigam, *Opus Cit*.

¹⁶ Bajo este mecanismo, la competencia llevará a una solución de *second-best* aunque exista subaditividad de costos. Para que opere este esquema de “Mercados Disputables” se debe cumplir la condición que no existan costos hundidos (por ejemplo, en el caso que las redes pertenezcan al Estado y los privados las operen); de esta forma firmas, potenciales competidoras, podrán ingresar al mercado libremente, para apropiarse de parte de la renta de la incumbente, fijando un precio levemente inferior al de ésta. En caso que las incumbentes ajusten sus precios la entrante podrá retirarse del mercado generando el conocido efecto de *hit and run*, por lo tanto, el precio se fijará en función al costo medio de largo plazo, de la firma más eficiente. En ese sentido, Jorge Tarziján y otro, *Opus cit.*, pág. 96.

¹⁷ Al respecto de los componentes tarifarios, véase Esteban Greco y Leonardo Stanley, *Valuación de activos, tarifas e incentivos: La base de capital en las empresas reguladas y la renegociación contractual*, Texto de Discusión No. 55, Centro de Estudios Económicos de la Regulación, 2004.



- a) El costo promedio ponderado del capital (*Weighted Average Cost of Capital*) en combinación con el modelo de valoración de activos de capital (*Capital Asset Pricing Model*) (CAPM/WACC)¹⁸,
- b) Modelo de Margen de Riesgo País (*Country Spread Model*).

- ³¹. El tratamiento de los activos se refiere a la definición de la vida útil de los activos fijos necesarios para la prestación del servicio¹⁹ y al método para su valoración. A partir de ellos se obtiene el monto de los activos fijos que se trasladará a los cargos de distribución periódicamente. Los diferentes métodos generalmente aplicados para la valoración de los activos son: anualidad, cargos de depreciación (lineal, acelerada o por unidades de producción) y depreciación competitiva.
- ³². El método para reconocer los costos anuales de operar y mantener la red de distribución debe estar en concordancia con el tratamiento de los activos. Los métodos usualmente utilizados para su reconocimiento son: empresa modelo o de referencia, indicadores claves de desempeño y frontera de eficiencia.

ii. Esquemas tarifarios para recuperar los ingresos requeridos

- ³³. Una vez determinada la remuneración de la actividad, es necesario establecer la forma en que se recuperarán los ingresos reconocidos a través de los cargos aplicados a los usuarios (residenciales, industriales, etc.) o asumidos por el Estado. Sin ser excluyentes entre sí, las principales variantes metodológicas para determinar los esquemas tarifarios se relacionan a continuación.
- ³⁴. Es posible elegir entre cobrar el costo medio o el costo marginal. Al elegir el nivel tarifario cercano al costo marginal, los consumidores obtienen el mayor bienestar, ante precios más bajos, sin embargo, las empresas no recuperan los costos fijos²⁰. Por ello, se puede optar por permitir

¹⁸ Richard Brealey, Stewart Myers y Franklin Allen, *Principles of Corporate Finance*, 10ª Edición, McGraw Hill, New York, 2011.

¹⁹ Redes de distribución, inmuebles, muebles, equipo, etc.

²⁰ En la mayoría de mercados, igualar el precio al costo marginal, además de eficiente, es rentable pues este se ubica por encima de los costos medios. Es decir, se cubren tanto los costos directos de producir, como los costos fijos. Sin

la fijación al nivel de costos medios, o en su caso, establecer subsidios (cruzado entre usuarios o gubernamental).

35. Respecto a la energía, pueden aplicarse tarifas en dos partes, de manera que se cobre un cargo fijo y otro variable. Con el primero se recuperan los costos fijos de la actividad a través de un cargo por potencia; mientras que con el último, se recuperan los costos de operación a precios del mercado, a través de un cargo por energía.
36. Para promover la eficiencia del sector, además se puede realizar diferenciación de precios, según los bloques horarios o la sensibilidad de la demanda. En el caso de los bloques horarios, se determinan tarifas para las franjas horarias con mayor y menor demanda del sistema, a manera de enviar las señales económicas para que los usuarios acomoden su consumo.

C. Experiencia regulatoria internacional

37. De acuerdo con la experiencia internacional en materia de regulación, la actividad de distribución de energía es reconocida como un monopolio natural de industrias de red ²¹ y, por tal motivo, generalmente se presta en condiciones de exclusividad (véase tabla 1). Se considera que la competencia dentro del mercado de la distribución no es factible ni deseable, por lo que la forma usual de introducir competencia es a través de procesos de adquisición de los derechos para operar en forma monopólica.
38. A continuación se presenta un cuadro resumen con las principales características regulatorias de la actividad de la distribución en diferentes países de referencia:

embargo, en industrias de red, como la distribución de energía eléctrica, los costos fijos (asociados a líneas de red, postes, transformadores, etc.) son significativamente más altos, y por tanto, el costo medio excede al costo marginal. En ese sentido, cobrar el costo marginal implicaría considerables pérdidas para la empresa al no recuperar los costos fijos.

²¹ "Desde una perspectiva técnica, el... servicio público de distribución de electricidad se apoya en la utilización de una red, cuya característica principal es que cuanto mayor sea la red, menores son los costes para el operador y mayor es la utilidad para los usuarios del servicio que se suministra por medio de esa red...". Juan de la Cruz Ferrer; Opus cit.; [en línea], <http://www.cerecom.org/publicaciones/TENDIDO%20REDES%20DISTRIBUCION.pdf>, [consulta: 16 de septiembre de 2016].



Tabla 1
Características regulatorias de la distribución
Experiencia internacional

	Reino Unido	Colombia	Noruega	Luisiana	Chile	El Salvador
Regulación del mercado	Monopolio natural	Monopolio natural	Monopolio natural	Monopolio natural	Monopolio natural	Ambigüedad normativa (Monopolio Natural/Mercado Competitivo)
Tipo de operador	Privado	Privado	Privado y público (municipio)	Privado (empresas y cooperativas) y público	Privado	Privado
Forma de explotación	Concesión de servicio público	Concesiones permanentes y temporales	Aprobación administrativa			
Derechos territoriales	Licencias de exclusividad regional	Sin exclusividad regional ²²	Sin exclusividad regional			
Rivalidad en el mercado	Sin disputabilidad	Sin disputabilidad	Sin disputabilidad	Sin disputabilidad	Disputabilidad para usuarios no regulados ²³	Disputabilidad total

Fuente: Elaboración propia con base en información del Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador

- ³⁹ Merece destacarse que tanto Chile como El Salvador no presentan la condición de exclusividad regional para la explotación de la actividad. Sin embargo, en la práctica, los mercados de la distribución no se han desarrollado de igual forma, ya que, mientras Chile no presenta duplicidad de redes, El Salvador sí (ver apartado VI). Además, en cuanto a la disputabilidad del mercado, en Chile solo existe rivalidad, en la venta de energía, para el segmento de usuarios libres ²⁴. Por el contrario, El Salvador habilita la competencia, no solo en la venta de energía, sino también en el transporte, lo cual constituye una excepción a la práctica internacional (ver apartados III y V, B, i).

²² Aunque la regulación chilena admite la posibilidad de zonas de concesión superpuestas, la práctica reconoce un área de gestión exclusiva a los distribuidores, pero tienen la obligación de permitir el uso de sus redes a terceros para el transporte de energía a cambio de un peaje regulado. Esta situación evita la duplicidad de redes.

²³ Dicha disputabilidad se encuentra ligada a la facultad de las distribuidoras de actuar como comercializadora para los clientes no regulados, y de esa manera cobrar por la intermediación de la energía eléctrica. Por tanto, esta disputa se lleva a cabo en la venta de energía, y no en la actividad de la distribución propiamente dicha (referente al transporte de energía).

²⁴ Los usuarios libres son todos aquellos cuya demanda es mayor a 2 MW, además aquellos clientes, con consumo entre 0,5 y 2 MW, que pueden decidir entre mercado regulado o no regulado. Estos clientes pueden acceder al mercado mayorista para obtener el suministro de energía. Por lo anterior y su alta elasticidad, poseen poder de negociación frente al oferente.

40. En lo que respecta a la forma de explotación de la actividad en los países de referencia la prestación del servicio se realiza bajo un esquema de concesión, sin embargo, en El Salvador se requiere, únicamente, de una aprobación por parte del regulador sectorial.
41. Por otra parte, en los aspectos vinculados a la regulación de la comercialización en los países analizados, se encuentra la habilitación de la competencia, la autorización de la operación a través de actos administrativos, como las licencias, y la desintegración vertical o límites a la integración. En el caso de El Salvador, se autoriza la integración vertical con las actividades de generación y distribución, con la única exigencia de mantener la contabilidad separada para cada tipo de actividad ²⁵.

III. Regulación salvadoreña del sector eléctrico

A. Aspectos generales

42. En 1996 se aprobó la Ley General de Electricidad ²⁶ (LGE) que, junto con la posterior adopción de su reglamento, consolida el proceso de reestructuración del sector, disminuyendo la participación del Estado en los diferentes segmentos de la industria, promoviendo la inversión privada y habilitando la competencia en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
43. La LGE regula los diferentes segmentos de la industria de la energía eléctrica, así como a los agentes que las desarrollan, estableciendo a la SIGET como regulador sectorial. Además de las funciones propias de regulación, en los arts. 3, lit. a) y c) y 112-E de la Ley, también se le faculta para velar por la defensa de la competencia.
44. En correspondencia con la LGE, la Ley de creación de la SIGET ²⁷ le otorga facultades para aplicar el régimen jurídico del sector eléctrico, aprobar las tarifas a que se refieren las leyes de

²⁵ En El Salvador está permitido la actuación del distribuidor como comercializador en el área geográfica donde se encuentran sus redes.

²⁶ Decreto Legislativo No. 843, del 10 de octubre de 1996, publicado en el D.O. No 201, tomo 333, del 25 de octubre de 1996

²⁷ Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, Diario Oficial No. 189, Tomo 333, del 9 de octubre de 1996.



electricidad, dictar normas y estándares técnicos del sector y dirimir los conflictos entre los diferentes operadores que intervienen en este mercado, entre otras.

- ^{45.} La actividad de la distribución tiene por finalidad principal la entrega de energía eléctrica en **redes de bajo voltaje**, art. 4, lit. e), de la LGE. De acuerdo a la Ley, la aplicación de la regulación sectorial debe **fomentar el acceso al suministro** de energía eléctrica para todos los sectores de la población.
- ^{46.} El art. 2 de la LGE pregona el **desarrollo de un mercado competitivo**, sin discriminación alguna, en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Al contrario que en la mayoría de países donde la introducción de la competencia se acompaña con límites a la **integración vertical**, El Salvador autoriza que un mismo operador desarrolle actividades en otro segmento del sector, siempre que establezca una contabilidad separada, art. 8 de la Ley.
- ^{47.} La **generación** corresponde a la producción de energía eléctrica mediante la transformación de alguna clase de energía primaria. Los generadores venden la energía eléctrica en un **mercado mayorista** ²⁸. De acuerdo con el art. 51 de la LGE, el mercado mayorista se organiza a través de un **mercado de contratos** y un **mercado regulador del sistema** o “MRS” ²⁹. El mercado mayorista dispone la venta libre de energía eléctrica a través de contratos, pero requiere de transacciones al contado utilizadas para cubrir las puntas de demanda, los incumplimientos o simples desajustes en el mercado. La Unidad de Transacciones (UT) debe operar el mercado mayorista de energía eléctrica y el sistema de transmisión.
- ^{48.} La LGE regula las **actividades de transporte de energía eléctrica**: por una parte, la **transmisión**, que se refiere al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje; y por otra, la **distribución**, que se refiere al transporte de energía eléctrica desde la red de alta tensión hasta

²⁸ El mercado mayorista está diseñado como un mercado marginalista, donde las unidades marginales e inframarginales serán las despachadas en cada franja horaria, para inyectar efectivamente la energía demandada por las distribuidoras. Una vez descontados los compromisos contractuales de suministro, los generadores despachados en una franja horaria reciben un pago equivalente al costo marginal.

²⁹ Es un mercado spot, conocido como pool. En ese sentido, véase a Xavier Vives, El reto de la competencia en el sector eléctrico, IESE, Universidad de Navarra, 2006, [en línea], <http://blog.iese.edu/xvives/files/2012/01/OP-06-13-El-reto-de-la-competencia-en-el-sector-el%C3%A9ctrico.pdf>, [consulta: 30 de agosto de 2016].

los puntos de consumo de los usuarios finales, en redes de bajo voltaje ³⁰ . Transmisores y distribuidores constituyen operadores de las redes de transporte.

- ⁴⁹. La **comercialización de energía eléctrica** es la compra de energía a otros operadores con el objeto de revenderla. Las transacciones comerciales pueden llevarse a cabo tanto en el mercado mayorista como en el **mercado minorista**, que es donde se suministra energía a los usuarios finales. Todo comercializador deberá tener acuerdos firmados con los propietarios de las redes de transmisión y distribución para transportar la energía eléctrica.

B. Regulación del segmento distribución

- ⁵⁰. Si bien la literatura ³¹ y la experiencia internacional ³² reconocen a la distribución de energía eléctrica como un monopolio natural otorgándole por lo tanto exclusividad territorial a los operadores mediante concesiones, en El Salvador, la normativa sectorial **no le otorga exclusividad territorial** al distribuidor en las áreas de influencia donde opera, limitándose a conceder autorizaciones para operar mediante un registro administrativo de la SIGET (art. 7 de la LGE). En coherencia, el art. 2 de la LGE establece como objetivo de la normativa el desarrollo de un **mercado competitivo en la distribución**.
- ⁵¹. Estos rasgos característicos condicionan la formulación de reglas e instrumentos coherentes con dicha premisa. Por ejemplo, las “Reglas especiales para el cálculo del cargo por uso de red a distribuidores que lo solicitan por primera vez”; así como la “Metodología de traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios finales”, que contiene disposiciones especiales para distribuidores nuevos que actúan como

³⁰ Se entiende que una red de transporte de electricidad es un conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica. Las redes de distribución transportan la energía eléctrica en baja tensión y, normalmente, se emplean para abastecer consumos domiciliarios y alguna parte de los industriales. Las redes de bajo voltaje comprende la media y baja tensión.

La media tensión se emplea para transportar tensiones medias desde las subestaciones hasta las subestaciones o bancos de transformadores de baja tensión, a partir de los cuales se suministra la corriente eléctrica a los usuarios finales. Se trata de tensiones entre 600 voltios y 115 kilovoltios.

La baja tensión se emplea para transportar la energía a la pequeña industria, el alumbrado público y los hogares. Se trata de tensiones menores a 600 voltios.

³¹ Al respecto, Joskow, P., Opus cot., págs. 1229-1340; Künneke, R., Electricity network: how “natural” is the monopoly? Utilities Policy 8; 1999; págs. 99-108; Salvanes, K y Tjøtta, Opus cit. págs. 669-685; y Saplacan, R., Opus cit. págs. 231-237.

³² Como en el caso de Reino Unido, Noruega, Estados Unidos, España y Colombia.



comercializadores; y el “Procedimiento para el cálculo de los factores de forma de la demanda de las distribuidoras”, que establece una metodología particular aplicable a las distribuidoras sin demanda consolidada.

- ⁵². La regulación sectorial establece la obligatoriedad de los distribuidores y transmisores de permitir la **interconexión** a través del enlace de sus equipos y el uso de las redes para la transferencia de energía entre las instalaciones de otros operadores ³³, arts. 4, lit. h); 27 de la LGE y 56 de su reglamento. De tal forma, la interconexión se regula como un mecanismo que debe facilitar el transporte eficiente de energía en el sistema eléctrico. Las condiciones para la interconexión deben ser definidas por las partes, lo cual incluye el acuerdo sobre una contraprestación económica o peaje por el uso de una infraestructura ajena. La interconexión sólo podrá denegarse cuando represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- ⁵³. Los distribuidores están obligados a suscribir **contratos de largo plazo a través del proceso de libre competencia**, por un porcentaje mínimo de su demanda de potencia máxima y su energía asociada. Hasta el 31 de diciembre de 2017 el porcentaje mínimo será del 70% y, a partir del 1 de enero de 2018, será del 80% ³⁴. Considerando que los precios de los contratos son fijos, aunque ajustables a la inflación bajo parámetros determinados, la medida contribuye a estabilizar los precios promedio de energía adquirida por los distribuidores y a introducir competencia en el mercado mayorista.
- ⁵⁴. Las empresas **distribuidoras actúan como comercializadores de último recurso**. Los arts. 77-C de la LGE y 87 de su reglamento imponen a los distribuidores la obligación de atender a cualquier usuario final que le solicite el servicio, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red y cumpla con las condiciones establecidas en el pliego tarifario vigente, incluso deberá extenderla hasta 100 metros o trasladar los costos al usuario, cuando exceda dicha distancia, con tal de cumplir con la obligación. La intervención de los distribuidores incumbentes al actuar

³³ La interconexión no supone, en ningún caso, un mecanismo para introducir “competencia en redes”, sino un mecanismo para facilitar a operadores el acceso al sistema eléctrico, llevar a cabo transacciones entre ellos y transportar la energía eléctrica transada. Cabe advertir que la LGE y su reglamento no prevén expresamente la posibilidad de que un distribuidor ejerza la actividad de distribución en una determinada zona a partir de su conexión a la red de otro distribuidor.

³⁴ Decreto Ejecutivo No. 15, del 28 de enero de 2013, publicado en el Diario Oficial No. 18, Tomo 398, del 28 de enero de 2013.

como comercializadores en los territorios donde despliegan sus redes, les obliga a prestar el servicio a mercados que poseen una diversa densidad poblacional y un consumo heterogéneo. De ahí que, las distribuidoras incumbentes estén condicionadas a poseer una **demanda heterogénea**³⁵.

55. A continuación, se desarrollarán los aspectos fundamentales de la remuneración de la actividad de la distribución.

i. Remuneración de la actividad

56. La regulación sectorial de distribución determina a que la actividad no se retribuya vía precios formados competitivamente, sino por vía de **tarifas aprobadas** por la SIGET.
57. Por regla general, los distribuidores que actúen como comercializadores deben someter sus pliegos tarifarios, acompañados de un estudio y de la documentación que respalde su solicitud, a la revisión y aprobación de la SIGET³⁶. Las tarifas de estos pliegos están compuestas por (i) los cargos de distribución, (ii) los cargos por energía y (iii) los cargos de comercialización. El resto de precios relacionados con los servicios de energía que no se encuentran explícitamente regulados deben ser fijados por acuerdo entre el distribuidor y terceros, arts. 9, inciso final, y 63 de la LGE.
58. Respecto a la **vigencia de los pliegos tarifarios**, la LGE y su reglamento³⁷ disponen que la aprobación de las tarifas es anual y pueden ser ajustados por inflación en los meses de abril, julio y octubre³⁸. Sin embargo, el art. 4 de las “Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización” establece, a su vez, una aprobación quinquenal. En la práctica, la aprobación quinquenal implica el cálculo de los cargos para cada

³⁵ Los arts. 77-C de la LGE y 87 de su reglamento establecen que los distribuidores deben atender a cualquier usuario final que le solicite el servicio, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red. Además, deberá extender su red hasta 100 metros o a trasladar los costos al usuario, cuando exceda dicha distancia, para cumplir con dicha obligación.

³⁶ Art. 90 del Reglamento de la LGE, y art. 4 de las Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización, Acuerdo de SIGET N°587-E-2012, del 1° de agosto de 2012, publicado en el Diario Oficial N° 164, Tomo 396, del 5 de septiembre de 2012.

³⁷ Arts. 78 de la LGE y 87 y 89 de su reglamento.

³⁸ El ajuste se realiza de acuerdo a la tasa de inflación anual, siempre que exista una diferencia mayor al 10% del valor ajustado respecto al valor vigente.



empresa acorde a sus costos de un año base. Las tarifas aprobadas para el quinquenio se ajustan trimestralmente por inflación, lo cual coincide, en enero, con una aprobación anual.

- ⁵⁹. Las actividades de distribución se remuneran a través del reconocimiento de los cargos por el uso de sus redes. De acuerdo al art. 67 de la LGE, los **cargos reconocidos en las tarifas** se determinan con base en los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución dimensionada y operada eficientemente. Y para los costos de operación y mantenimiento se utilizarán los costos anuales de operación.
- ⁶⁰. Los cargos de distribución se obtienen dividiendo el costo total de prestar el servicio entre el consumo de sus usuarios. El costo de prestación del servicio se calcula, para cada empresa, considerando los valores correspondientes al año inmediatamente anterior al de su aprobación (año base del estudio). El costo total comprende los costos de inversión, que se obtienen mediante el Cálculo del Costo de Capital (CCA) ³⁹ y los costos operativos, determinados por el Costo Total de Operación y Mantenimiento (CTOM) ⁴⁰. Por su parte, el consumo de los usuarios se estima a través de la Capacidad Total de Transferencia (CTT) ⁴¹ del subsistema correspondiente a cada nivel de tensión. Estos cargos son calculados en forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), y se expresan en dólares por kilovatio (kW) al mes.
- ⁶¹. En ese sentido, de acuerdo a la metodología tarifaria, los cargos de distribución resultantes representan los **costos medios** de prestar el servicio de transporte de energía a usuarios finales. Esto significa que la tarifa promedia el costo de atender a todos los usuarios, aunque estos individualmente impliquen costos diferentes para la distribuidora.

³⁹ Para calcular el costo anual de capital se utiliza la anualidad del valor nuevo de reemplazo de una red de distribución eficiente dimensionada al mercado (art. 66 LGE). Este es un método de valuación de los activos fijos que se emplea como parámetro de retribución del capital. Se calcula mediante la determinación del valor anual correspondiente a un capital inicial dado por la base de activos (inversiones en activos fijos de la red de distribución y aquellos necesarios para prestar el servicio eléctrico), a una tasa de descuento (10%, art. 68 LGE) y un horizonte temporal determinado.

⁴⁰ Las Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y de cargo de comercialización, en el art. 4, presentan una antinomia, por una parte, indican que el costo total de operación y mantenimiento debe calcularse según los precios de mercado y, por otra parte, se establece que deben calculados con base en los costos de operar y mantener la red de distribución tomados de los registros contables de la empresa durante el año base. En la práctica se aplica ésta última regla.

⁴¹ La Capacidad Total de Transferencia es la suma de las potencias máximas de los clientes de cada nivel de tensión.

⁶² Se advierte que, a diferencia de los operadores incumbentes, a los nuevos operadores que ingresen al mercado se les aplica un **régimen especial**, establecido en el Anexo 4 de las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización” ⁴², donde se indica que los cargos se definirán conforme una proyección de su demanda esperada, las inversiones a efectuar y las áreas previstas de operación.

ii. *Tratamiento del costo de la energía*

⁶³ Los **costos de la energía** suministrada no constituyen parte del negocio de la distribución, por lo que únicamente se trasladan a las tarifas cobradas a los usuarios finales (*pass through*). La tarifa reconoce los cargos por energía eléctrica compuesta por una combinación de la energía adquirida en el mercado de contratos y en el MRS, de modo que suma el costo total de ambos mercados y se divide por la energía retirada del sistema, representando el **costo medio** ⁴³.

⁶⁴ El costo de abastecimiento de energía eléctrica representa la mayor parte de la tarifa al consumidor final (aproximadamente 80%) y, por ende, del flujo de caja de la empresa. Para cumplir los compromisos de suministro, los distribuidores deben contratar los porcentajes mínimos de su demanda de potencia máxima y energía asociada, actualmente de 70%.

⁶⁵ Respecto de los precios pagados por la energía se presentan **dos tipos de rezago** en la recuperación, vía tarifa, del costo de adquisición. En primer lugar, en el mercado de contratos, los precios reconocidos en las tarifas que se cobran al usuario final corresponden a los pagos que el distribuidor efectúa al generador por el suministro de la energía adquirida en el trimestre anterior. Las variaciones en el total pagado por el distribuidor de un trimestre a otro son recuperadas hasta que la tarifa los incorpore en el siguiente ajuste.

⁶⁶ En segundo lugar, en el MRS, el monto que paga el distribuidor no es recuperado en su totalidad sino hasta el trimestre posterior al de su compra. Esto debido a que el precio reconocido en la tarifa trimestral no es el precio real, sino un precio de referencia. De modo que para cada

⁴² Aprobadas por la SIGET mediante Acuerdo No. 587-E-2012, de fecha 1 de agosto de 2012, publicado en el Diario Oficial Número 164, Tomo 396, del 5 de septiembre de 2012.

⁴³ Arts. 79, literales a) y b), de la LGE y 90, literal a), de su Reglamento.



trimestre, los diferenciales entre los precios efectivamente pagados respecto del precio de referencia son financiados hasta el siguiente trimestre, en el cual se ajustan al ser expresamente reconocidos ⁴⁴ .

C. Regulación de segmento comercialización

- ⁶⁷. La regulación salvadoreña promueve la **competencia en la comercialización** de energía eléctrica. Así, los usuarios finales podrán contratar el suministro de energía en forma total o parcial, con uno o varios comercializadores o con el distribuidor al que está conectado. El **cambio de suministrante** deberá comunicarse al comercializador por escrito, con treinta días de anticipación ⁴⁵ .
- ⁶⁸. Todo comercializador debe poseer contratos de distribución para el transporte de la energía eléctrica que suministrará al usuario final. Es responsabilidad del comercializador la **facturación** mediante un documento único, identificando por separado el cargo por energía del cargo por uso de la red, por lo cual, los montos recolectados por este último concepto deben remitirse al distribuidor. En esta forma el comercializador paga el **peaje por el uso de la red de distribución**.
- ⁶⁹. Los cargos de comercialización incluyen los costos de atención al cliente, facturación y cobranza, los cuales están basados en los registros contables de los costos que enfrentó la empresa para atender su demanda durante el año inmediatamente anterior al de su cálculo (año base). Los cargos se calculan para los segmentos de (i) pequeña y mediana demanda y (ii) gran demanda ⁴⁶ , y se obtienen dividiendo los Costos de Atención al Cliente (CoAC) entre el promedio anual de usuarios de cada segmento. Estos cargos se ajustan por inflación trimestralmente.

⁴⁴ Los ajustes del precio de la energía fueron definidos inicialmente como semestrales (12 de octubre y 12 de abril de cada año). Sin embargo en la actualización del RLGE realizada en julio de 2010 se incorpora el ajuste trimestral del costo de abastecimiento (Art. 90).

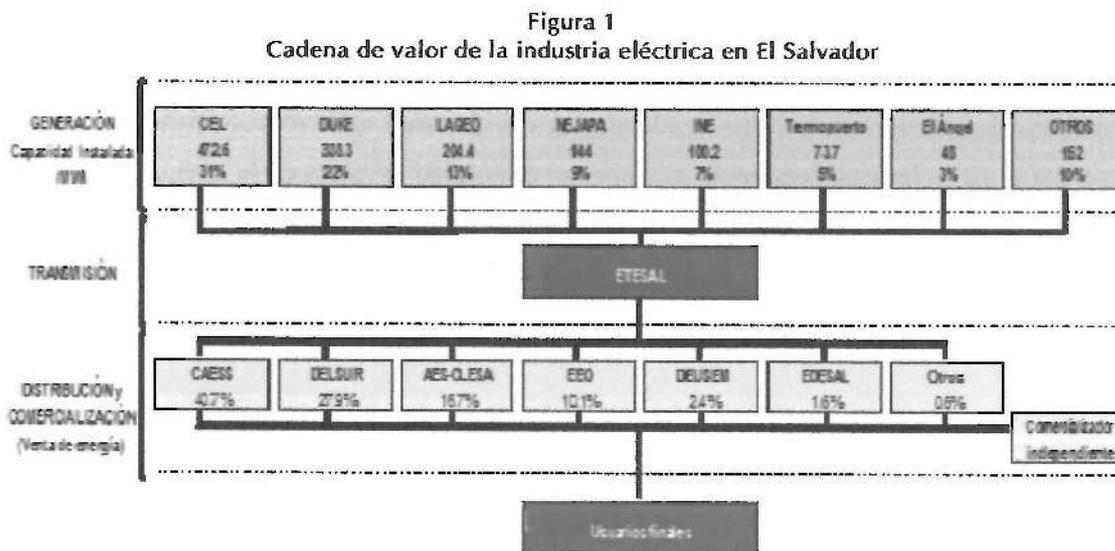
⁴⁵ Procedimiento para el cambio de suministrante de energía eléctrica por parte de un usuario final, aprobado por la SIGET mediante Acuerdo No. 207-E-2003, de fecha 20 de agosto de 2003.

⁴⁶ Se considera pequeña demanda a los servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es menor a 10 kW. La mediana demanda comprende consumos entre 10 y 50 kW, mientras la gran demanda es considerada a partir de 50 kW. Cabe advertir que, de acuerdo al artículo 9 de los Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final, "los servicios suministrados a casas o apartamentos destinados exclusivamente para uso residencial se clasificarán en la tarifa No. 1-R aun cuando tengan una demanda máxima de potencia mayor a 10 kW".

IV. Caracterización

A. Cadena de valor del sector eléctrico en El Salvador

70. En las actividades de generación de energía se encuentran inscritos en la SIGET 36 agentes, de los cuales 14 inyectan al mercado mayorista ⁴⁷. Al 2014 la capacidad instalada en el país asciende a 1,563.1 MW, de la cual el 30.2% corresponde a fuentes hidráulicas; 13.1% a geotérmicas y 56.7% a térmicas ⁴⁸. La capacidad instalada de los principales generadores se detalla en la figura 1.
71. La actividad de transmisión es llevada a cabo en su totalidad por la institución pública Empresa Transmisora de El Salvador, S.A de C.V. (ETESAL). Al igual que en la distribución, la normativa habilita la competencia en la transmisión, sin embargo, en este caso el segmento sí se organiza como un monopolio ⁴⁹.



Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por los agentes y SIGET para el Estudio

⁴⁷ El resto de agentes inscritos son pequeños generadores conectados directamente a la red de distribución así como generadores autorizados que han dejado de inyectar.

⁴⁸ Boletín de estadísticas eléctricas No.16., 2014, SIGET, [en línea], http://www.siget.gob.sv/attachments/2434_Boletin%20Estadistico_16_del_Sector_de_Electricidad_%202014.pdf, [consulta: 16 de junio de 2016].

⁴⁹ Aunque la regulación habilita la competencia, la presencia de un operador podría explicarse por la existencia de barreras que disuaden el ingreso de más agentes. Por ejemplo, el nivel de las economías de escala que ya posee el incumbente, los elevados costos hundidos necesarios para ingresar y la demanda acotada que enfrenta la actividad.

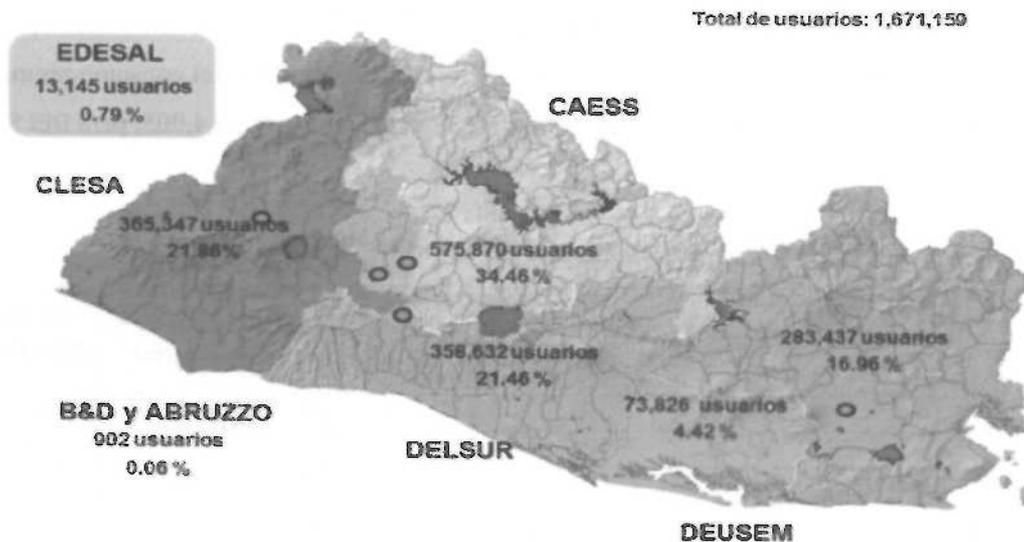
- ⁷². En la actividad de distribución participan cinco empresas incumbentes, pertenecientes a dos grupos económicos, Empresa de Servicios Públicos de Medellín (EPM) y Corporación AES (AES). EPM opera a través de DELSUR, S.A. de C.V., mientras que AES lo hace mediante CAESS S.A. de C.V.; AES-CLESA, S.A. de C.V.; EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V. Durante la última década ingresaron a la actividad de distribución las operadoras EDESAI, S.A. de C.V.; ABRUZZO, S.A. de C.V. y B&D Servicios Técnicos, S.A. de C.V.
- ⁷³. Existen 87 operadores autorizados para comercializar (independientemente que también estén autorizados para operar en otro eslabón de la cadena). Estos agentes pueden participar mediante transacciones a usuarios finales o, en el mercado mayorista, a otros operadores. Sólo 17 de ellos comercializaron el 97% de la energía para el 2014. A su vez, del total de operadores inscritos, únicamente 10 participan en el mercado minorista.

B. Dinámica del mercado de la distribución

- ⁷⁴. La incorporación a partir de 2006 de tres nuevas empresas a la actividad de distribución podría dar una idea *a priori* de no haber tenido efectos significativos sobre el desempeño del mercado ya que al 2014, las cinco empresas incumbentes detentaban el 99.2% de la totalidad de clientes del mercado. Sin embargo, existen otros factores que evidencian que la forma de rivalizar podría estar creando distorsiones que atentan contra la eficiencia del sistema eléctrico y, en el largo plazo, contra el bienestar de los usuarios al generar costos innecesarios para la sociedad.
- ⁷⁵. Cada distribuidor incumbente posee un área geográfica de influencia que fue definida a partir del proceso de liberalización del sector eléctrico. Al contrario, los distribuidores entrantes operan dentro de las áreas de los incumbentes, en zonas específicas (Figura 2). Esto ha posibilitado, en muchos casos, la creación de redes redundantes en zonas donde ya existían redes previas.
- ⁷⁶. La ubicación geográfica de los clientes refleja la distribución poblacional dentro del país, existiendo una alta concentración de clientes en la región central (56% de la demanda total). Las incumbentes, en conjunto, tienen presencia en todo el país, mientras las entrantes han penetrado en aquellas áreas de mayor densidad poblacional.

77. Para 2014 el 99.3% del total de clientes se catalogaban como pequeña demanda y consumían el 45% del total de las ventas de energía. Por su parte, el 0.5% de los clientes conforman la mediana demanda y presentan un consumo del 8% de la energía servida. Finalmente, la gran demanda, que únicamente representa el 0.2% de los clientes, consume el 47% de la energía⁵⁰.

Figura 2
Distribución regional de la demanda de El Salvador



Fuente: SIGET (2014)

78. La red de cada incumbente se encuentra en un área donde atiende una demanda heterogénea de clientes, en cambio las entrantes poseen redes para atender a segmentos específicos de clientes en diversos puntos del país. Los incumbentes poseen, en conjunto, el 99.33% de la extensión de la red de distribución del país; mientras las entrantes, una proporción marginal de la misma (0.67% del total de la red eléctrica). No obstante, las entrantes tienen una capacidad de transformación mayor, de 0.08 MVA/transformador⁵¹ en relación al 0.07 MVA/transformador de los incumbentes⁵² (Ver tabla 2). El hecho de tener mayor capacidad de transformación y pocos

⁵⁰ Con base en información del Estudio sobre los mercados de la distribución y comercialización de energía eléctrica, según datos proporcionados por los distribuidores.

⁵¹ Si bien el promedio de los entrantes es cercano al de las incumbentes, cabe destacar que EDESAL posee la mayor capacidad de transformación de los distribuidores. Incluso ABRUZZO, con un menor tamaño, posee una capacidad equivalente a los operadores de mayor tamaño.

⁵² El transformador es un dispositivo que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico, manteniendo la potencia. En ese sentido, los transformadores de las entrantes tienen la capacidad para manejar una mayor potencia.

kilómetros de red en áreas cercanas a las subestaciones de transformación posibilita a las entrantes atender a usuarios de más alto consumo a un menor costo.

- ⁷⁹. La energía suministrada por las entrantes se concentra en un pequeño número de clientes, como se desprende de la tabla 2. Sin embargo, sólo con el 0.67% de la extensión de red de distribución, las entrantes sirven el 2.2% de las ventas de energía en el mercado, mientras AES, con el 77% de la red, suministra el 70% de la energía. Esto se debe a que las entrantes se concentran en atender a clientes de elevado consumo, del orden de 20,760 kWh/cliente, mientras que las incumbentes cubren una demanda más heterogénea que reduce el consumo promedio de sus clientes, para el caso de AES es del orden de 2,378 kWh/cliente y de 4,005, para DELSUR.

Tabla 2
Características físicas y de consumo del mercado de distribución. 2014

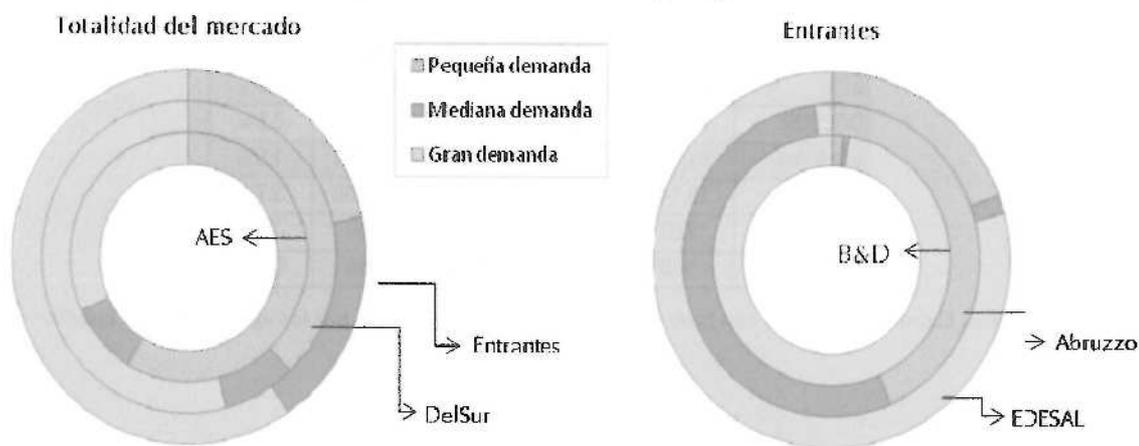
Distribuidora	Clientes	Extensión red	MVA por transformador	Usuarios/km de red	Ventas energía	Consumo (kWh/cliente)
AES	1,298,370	77.05%	0.07	35	69.6%	2,378
CAESS	575,816	22.41%	0.08	54	40.7%	3,644
AES-CLESA	365,300	22.38%	0.07	35	16.7%	2,355
EEO	283,431	26.75%	0.05	22	10.1%	1,831
Deusem	73,823	5.50%	0.05	28	2.4%	1,681
EPM	358,632	22.29%	0.07	34	27.9%	4,005
DELSUR	358,632	22.29%	0.07	34	27.9%	4,005
Entrantes	14,047	0.67%	0.08	33	2.2%	20,760
EDESAL	13,145	0.54%	0.11	51	1.6%	6,292
B&D	763	0.04%	0.04	43	0.6%	39,830
Abruzzo	139	0.09%	0.07	3	0.0%	16,158

Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por los agentes para el Estudio

- ⁸⁰. Así, las entrantes captan los usuarios más rentables, ya que requieren de menos capital físico (en términos de red) y, por ende, tienen asociados menores costos de distribución. En cambio, los incumbentes enfrentan mayores costos por atender a una diversidad de clientes radicados en diferentes zonas, pues atienden una demanda heterogénea derivada de la obligatoriedad de brindar servicio a todos los usuarios de la zona donde tienen sus redes, tal como se explicó en el apartado sobre la regulación de la distribución. Dicha carga sobre los incumbentes, le permite al Estado asegurar la universalidad del suministro del servicio.

81. En consecuencia, la regulación que recae sobre los distribuidores repercute en la composición de su cartera de clientes y su estrategia competitiva ⁵³. Mientras para los incumbentes la pequeña demanda constituye más de un tercio de su demanda respectiva (específicamente, 38% para DELSUR y 58.5% para AES), para los entrantes representa la quinta parte de su demanda (21.5%). La relación de pesos entre entrantes e incumbentes se invierte al analizar la proporción de la gran demanda en sus respectivas carteras (Ver figura 3).
82. Al desagregar la estructura de demanda entre las entrantes, se reafirma la estrategia de captación de usuarios de alto consumo. Por un lado, el 98% de la demanda de B&D está compuesta por clientes de gran demanda, cifra que para EDESAL representa el 79%. Si bien, para ABRUZZO, el 44% es pequeña demanda, y solo el 2% es gran demanda, cabe recordar que el consumo promedio es de 16,158 kWh/cliente (Tabla 2), lo que sugiere que aun su pequeña demanda contempla clientes residenciales de muy alto consumo ⁵⁴.

Figura 3
Composición de la demanda según agente



Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por los agentes para el Estudio

⁵³ Cabe señalar que el número de usuarios atendidos por los entrantes creció un 10% anual, mientras la energía distribuida creció 17% anual, entre 2005 y 2014. Esto sugiere que las entrantes compitieron con las incumbentes por clientes con mayores cargas.

⁵⁴ Tal como lo habilita el artículo 9 de los Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final, todos los usuarios residenciales, aun cuando tengan una demanda máxima de potencia mayor a 10 kW, se clasifican como pequeña demanda.

[Firma]

[Firma]

[Firma]

C. Características económicas del mercado

83. Para las industrias de red hay tres grandes variables que impactan en los costos operacionales: número de clientes, volumen facturado en energía y extensión de la red. Estas variables fueron tomadas en cuenta para aproximarse a la escala del negocio de la distribución⁵⁵. Así, para 2014 el mercado estaba constituido por 1.67 millones de clientes, pero al ajustarlos por la energía facturada por cliente y la extensión de red disponible por cada 100 clientes, dicha base se amplía a 1.7 millones (Ver tabla 3).

Tabla 3
Escala y rentabilidad de los distribuidores. 2014

	Clientes	Energía/c. cliente	km/100 clientes	Escala	ROA
Total	1,671,049	3.1	2.82	1,700,412	7.1%
AES	1,298,370	2.8	3.18	1,303,628	7.4%
CAESS	575,816	3.6	1.84	558,792	4.8%
AES-CLESA	365,300	2.4	2.89	352,067	10.1%
EEO	283,431	1.8	4.45	314,744	9.1%
DEUSEM	73,823	1.7	3.52	78,025	17.1%
EPM	358,632	4.0	2.93	383,603	6.6%
DELSUR	358,632	4.0	2.93	383,603	6.6%
Entrantes	14,047	8.2	11.50	13,182	1.9%
EDESAL	13,145	6.3	1.95	11,630	3.7%
B&D	763	39.8	2.32	596	-3.2%
Abruzzo	139	16.2	30.22	956	0.9%

Fuente: Elaboración propia con base en información proporcionada por los agentes para el Estudio

⁵⁵ La variable de escala compuesta del negocio ajusta el número de clientes con las variables físicas del negocio (energía facturada y extensión de la red). La metodología para su cálculo corresponde a la utilizada por la Oficina del Gas y de los Mercados de Electricidad de Reino Unido (OFGEM), que emplea la siguiente fórmula:

$$\text{Escala compuesta} = \text{Número de clientes} \times \left(1 + \beta \frac{\delta U}{U} + \gamma \frac{\delta L}{L} \right)$$

Donde:

β es el peso de la energía factura por cliente

$\frac{\delta U}{U}$ es el desvío proporcional de energía facturada por cliente con relación a la media

γ es el peso de la extensión de la red por cliente

$\frac{\delta L}{L}$ es el desvío proporcional de la extensión de red por cliente con relación a la media.

84. De acuerdo a información proporcionada por los agentes, la escala real de la industria creció cerca de un 27% ⁵⁶ entre 2005-2014, en tanto que los ingresos de distribución se redujeron aproximadamente un 5%. Esto significa que los ingresos medios del sector disminuyeron en el período bajo análisis, de forma que, la incorporación de un nuevo cliente ajustado generó en 2014 un ingreso menor del que generaba en 2005, año en el que los entrantes aún no operaban en el mercado.
85. De tal forma, se advierte que el crecimiento anual de la escala del negocio en la industria, fue de 3%. Sin embargo, el ritmo de crecimiento de cada grupo incumbente dista del experimentado por las entrantes. Los grupos AES y EPM experimentaron un crecimiento anual similar al de la industria (alrededor del 3%), en tanto que las empresas entrantes crecieron 12% anual. Dado el nivel de agregación de la información recopilada, no es posible determinar con exactitud si el crecimiento de las entrantes ha sido resultado de la captación de clientes actualmente servidos por los incumbentes.
86. Sin embargo, aunque los clientes de la entrante provengan de un cambio de suministrante o se trate de un nuevo cliente, la empresa incumbente enfrentará la amenaza de un descreme del negocio ⁵⁷, siempre y cuando las empresas entrantes se apropien de los clientes más rentables. Considerando que los pliegos tarifarios se aprueban con base en una proyección de la demanda, el descreme dificultaría la recuperación de las inversiones, pasadas y planificadas.
87. Por otro lado, la productividad total de los factores ⁵⁸ fue de 0.62%, para las empresas incumbentes en el periodo 2009-2014. Ello implica que al aumentar los insumos de la actividad

⁵⁶ Si bien la escala considera los clientes ajustados por las variables físicas del negocio, conviene aclarar que el número bruto de clientes atendidos entre 2005 y 2014 creció un 29.3%, consolidándose a 1.6 millones de clientes en todo el país para el final del periodo.

⁵⁷ El descreme del mercado implica una estrategia para conseguir los máximos beneficios en el mínimo tiempo posible, es decir, permite a los nuevos operadores ingresar al mercado sirviendo a los clientes más rentables. En ese sentido, Fernando Coloma y Jorge Tarzján, Regulación: objetivos, problemas y opciones que se abren en el mercado de la telefonía fija local, Revista ABANTE: Studies in Business Management. Vol. 7, Octubre, 2004, [en línea], <https://repositorio.uc.cl/bitstream/handle/11534/6926/000392204.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, [consulta: 8 de septiembre de 2016].

⁵⁸ La productividad total de los factores relaciona el producto físico generado a partir de la utilización de una cantidad dada de insumos por parte de la empresa. Ante la existencia de diferentes productos e insumos, se utiliza la suma ponderada de productos respecto de la suma ponderada de insumos. Para estimar la productividad total de los factores, en el estudio, se utilizó la metodología de agregación del índice de Tornqvist, aplicando la fórmula:

$$\ln \left(\frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} \right) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (S_{it} + S_{it-1}) \ln \left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right) - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^m (E_{jt} + E_{jt-1}) \ln \left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right)$$

de distribución (costos operativos y de capital), sus productos o elementos relevantes de la industria (clientes, ventas de energía y red) crecen en una mayor proporción. Este indicador muestra que se han obtenido ganancias en productividad derivadas de las economías de escala de la industria.

- ⁸⁸. La rentabilidad, medida por el retorno sobre los activos (ROA) ⁵⁹ de todo el mercado de distribución fue 7.1% para el 2014 (ver Tabla 3). De manera desagregada se pueden apreciar diferencias entre los incumbentes y entrantes.
- ⁸⁹. Las incumbentes poseen una rentabilidad cercana a la de la industria (7.4% para el grupo AES, y 6.6% para EPM), mientras las entrantes poseen una rentabilidad más baja (1.9%). Dichas diferencias podrían explicarse por la escala de cada empresa (ver Tabla 3). Es probable que las incumbentes ya alcanzaron la escala mínima eficiente ⁶⁰ en sus operaciones, logrando así reducir sus costos medios. La mayor rentabilidad del mercado, para 2014, la posee DEUSEM (17.1%), lo cual podría explicarse porque siendo la más pequeña de las incumbentes tiene menores requerimientos de capital (y los costos asociados a ello), pero podría asumirse que ha superado la escala mínima eficiente.
- ⁹⁰. Por el contrario, las entrantes poseen las rentabilidades más bajas, aun cuando poseen una estrategia de captación de los clientes más rentables que implica tener bajos requerimientos de capital. Esto podría deberse a que, a diferencia de las incumbentes, no hayan alcanzado la escala mínima eficiente. Se puede observar que las entrantes, a mayor escala, mejora la rentabilidad (ver Tabla 3). Por ejemplo, EDESAL posee tanto la rentabilidad (3.7%) como la escala más alta de las entrantes, y a la inversa, B&D las más bajas (-3.2% de rentabilidad). De esta manera, se podría esperar que en el futuro las entrantes necesitarán continuar con la estrategia comercial de expansión en el mercado hasta alcanzar una escala eficiente.

Donde:

Y es la cantidad del producto

X es la cantidad del insumo

S_{it} y E_{jt} son las participaciones del producto i en el valor agregado de los productos y del insumo j en los insumos totales.

⁵⁹ El ROA mide la utilidad generada por cada unidad monetaria invertida en activos por una empresa.

⁶⁰ La escala mínima eficiente se refiere al menor tamaño que la empresa debe alcanzar para llevar sus costos medios de largo plazo al mínimo posible.

V. Hallazgos

A. Análisis de la estructura del mercado

⁹¹ La metodología empleada para el análisis de competencia (mercado relevante, cuotas de mercado, concentración, dominancia, poder de mercado) típicamente sirve para verificar la posibilidad de los agentes de influir en la determinación de precios en mercados donde la competencia es deseable. En casos de monopolio natural regulado, esta metodología puede resultar útil para otros propósitos, por ejemplo: conocer los ámbitos donde rivalizan los agentes económicos, la estructura del mercado y su evolución.

i. Mercado relevante

⁹² Para establecer un mercado relevante de producto deben identificarse las alternativas existentes al bien o servicio que se toma como punto de partida. Dependiendo del grado de sustituibilidad, sea desde la oferta o la demanda, se determinarán las presiones competitivas que enfrentan los agentes económicos.

⁹³ Si bien, la energía eléctrica cuenta con escasas posibilidades de sustitución, el producto relacionado al mercado en análisis es el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica que se presta a través de redes de media y baja tensión. Cabe señalar que la regulación reconoce la integración vertical entre los referidos servicios, por tanto en conjunto se considerarán el punto de partida para la definición del mercado relevante.

⁹⁴ Por el lado de la demanda, dicho servicio no posee alternativa de sustitución, excepto para los usuarios con consumos superiores a 1 MW, quienes tienen la capacidad de conectarse directamente a la red de transmisión ⁶¹, lo cual puede resultarles económicamente factible. Además, los usuarios de gran demanda tienen mayores incentivos que los de mediana y pequeña

⁶¹ Donde la energía eléctrica se transporta en alta tensión.



para sustituir entre proveedores del servicio de red, en tanto que, dado su volumen de consumo, las diferencias en tarifa pueden resultar en ahorros significativos.

- ⁹⁵. Por el lado de la oferta, es preciso hundir grandes costos cuya inversión específica impide su empleo para otros fines. Por tal erogación, la entrada de un operador en el corto plazo resulta más rentable si se focaliza en atender a usuarios de alto consumo, siempre y cuando pueda llevarse a cabo con pocos kilómetros de red.
- ⁹⁶. El análisis realizado en el Estudio derivó en el establecimiento de dos mercados relevantes de producto:
- a) Servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para la gran demanda. Por su volumen de consumo, poseen mayores incentivos y posibilidades (técnicas y legales) para la sustitución, ya sea de proveedor o mediante la conexión al sistema de transmisión.
 - b) Servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para la mediana y pequeña demanda. La agregación considera que segmentos residenciales (pequeña demanda) exhiben niveles de consumo similares a los categorizados como mediana demanda y, por tanto, presentan costos de transacción análogos a cambiar de proveedor y representan costos de distribución semejantes para las empresas oferentes. Estos usuarios tendrían altos de costos de transacción al cambiar de proveedor y poco margen para tener una menor tarifa, por tanto representan un mercado cautivo, menos sensible a las variaciones de precios.
- ⁹⁷. El mercado relevante geográfico se definió nacional, dada la inexistencia de zonas concesionadas para los distribuidores y la rivalidad potencial entre los mismos operadores (incluso, de los incumbentes).

ii. Indicadores de concentración

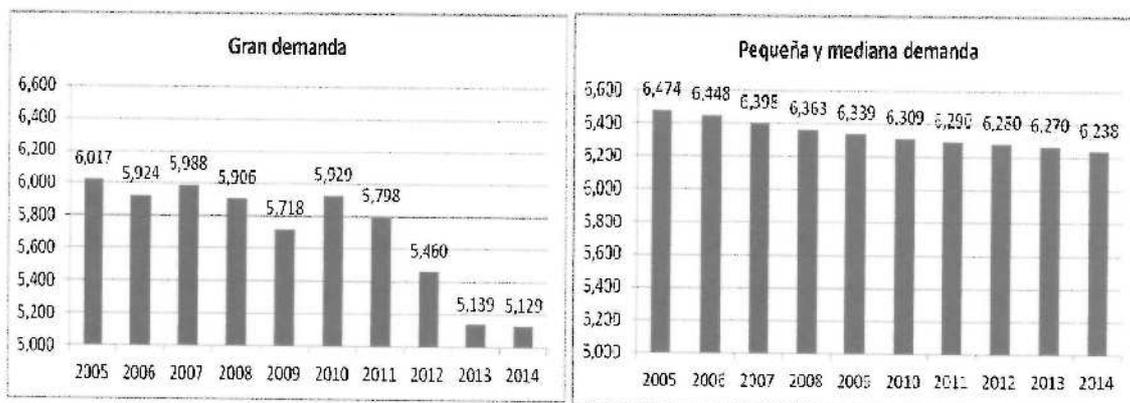
- ⁹⁸. Los indicadores de concentración, en última instancia, permiten verificar cómo las empresas pueden influir en la determinación de precios, y cómo sus acciones pueden repercutir en el resultado de otras empresas. En el caso de la distribución de energía eléctrica, donde sus tarifas son determinadas por la autoridad regulatoria, las empresas no disponen de un amplio margen

para modificar dicha tarifa, especialmente al alza. Sin embargo, en esta ocasión, los indicadores resultan útiles para conocer los cambios en la estructura en el mercado.

⁹⁹. Al analizar las cuotas de mercado de los agentes, se advierte que las empresas entrantes han logrado capturar casi el 4% de la energía facturada ⁶² en el mercado de gran demanda, mientras que, durante los últimos 10 años, AES ha sufrido una contracción, al pasar de una participación del 73% a 64% de ese mercado. Por otra parte, en el mercado de la mediana y pequeña demanda, el peso de las empresas entrantes no supera el 1%, permitiendo inferir que su principal interés es el mercado de mayor demanda.

¹⁰⁰. Por otra parte, según el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) ⁶³ calculado a nivel nacional, la distribución de energía eléctrica presenta alto grado de concentración. Para el mercado de gran demanda, al 2014, el HHI resultó de 5,129; mientras que para la pequeña y mediana, 6,238 ⁶⁴.

Figura 4
Índice de Herfindahl-Hirschmann por grupo económico



Fuente: Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador

⁶² Se considera la energía facturada es un mejor indicador que el número de clientes, por mostrar directamente los ingresos de las empresas.

⁶³ El índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) calcula el grado de concentración de una industria en función de la suma del cuadrado de las participaciones de cada firma en el total del mercado. La Comisión Federal de Comercio (*Federal Trade Commission*) de los Estados Unidos de América propone los siguientes niveles de concentración: desconcentrado (HHI menor a 1,500), moderadamente concentrado (HHI entre 1,500 a 2,500) y altamente concentrado (HHI superior a 2,500). Comisión Federal de Comercio (2010), "Horizontal Merger Guidelines".

⁶⁴ Si la Ley reconociera a la distribución como un monopolio natural asignando áreas de exclusividad, estas áreas constituirían los mercados relevantes, donde el operador actuaría como monopolista, y el HHI sería el máximo posible (10,000).

- ¹⁰¹. Del análisis de la evolución temporal del índice se aprecia una tendencia levemente decreciente en el nivel de concentración. Para el mercado de la gran demanda, el grado de concentración ha disminuido un 14%, entre 2005 y 2014, debido al ingreso de las empresas entrantes. En cambio, para el mercado de la mediana y pequeña demanda, la reducción, de 3%, ha sido marginal.

B. Análisis de las dinámicas del mercado y su impacto en la eficiencia

- ¹⁰² Para evaluar las dinámicas del mercado, se abordan las temáticas relativas a la antinomia normativa del esquema regulatorio aplicado a la distribución, las prácticas desarrolladas por los operadores entrantes en el mercado, los rezagos tarifarios y se evalúa la conveniencia de la integración vertical de la distribución y comercialización.
- ¹⁰³ Para analizar el impacto en la eficiencia de las temáticas abordadas se realizó un modelo de estática comparativa, que replica el cálculo de los cargos de distribución y comercialización (excluyendo los cargos por energía), tal como lo establece la regulación sectorial ⁶⁵, para contrastar la situación vigente contra algunos de los escenarios posibles para el mercado. La información necesaria para desarrollar el modelo se obtuvo conforme a los datos, proporcionados por cada agente, en el marco del estudio, relativos a la última revisión tarifaria de 2011.
- ¹⁰⁴ Los resultados que se presentan se refieren a una empresa incumbente de tamaño promedio, de acuerdo a los clientes atendidos. A tal efecto, el número de clientes de dicha empresa se estima en 305,783, distribuidos en 795 de gran demanda (0.3%), 1,603 de mediana (0.5%) y 303,385 de pequeña (99.2%). La decisión de basar los cálculos en datos de los incumbentes se debe a que

⁶⁵ Al respecto, art. 67 de la LGE y las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización. De acuerdo al art. 6 de las Normas, las formulas empleadas para la determinación de los valores correspondientes:

$$CDistr_{MT} = \frac{CCA_{MT} + CTOM_{MT}}{CTT_{MT} + CTT_{BT}}$$

$$CDistr_{BT} = \frac{CCA_{BT} + CTOM_{BT}}{CTT_{BT}}$$

Donde:

$CDistr_{MT/BT}$: es el cargo de distribución de media tensión (MT) o baja tensión (BT).

$CCA_{MT/BT}$: es el costo anual de capital de media tensión (MT) o baja tensión (BT).

$CTOM_{MT/BT}$: es el costo total de operación y mantenimiento de la red de media tensión (MT) o baja tensión (BT).

$CTT_{MT/BT}$: es la capacidad total de transferencia que representa la suma de potencias máximas de los clientes de media tensión (MT) o baja tensión (BT).

son quienes poseen un área de influencia, donde operan sus redes para atender a la población, las cuales son indispensables para garantizar la prestación de un servicio de interés general.

¹⁰⁵. Para estimar el efecto de las implicaciones de las referidas temáticas se identificaron las transferencias de recursos entre diferentes agentes y la pérdida/ganancia social de eficiencia o bienestar general. Esta última se calculó a partir de los postulados de la teoría económica marginalista, y refiere a la ganancia/pérdida de utilidad en todos los consumidores resultado de variaciones en precio ⁶⁶ .

i. Antinomia normativa del esquema regulatorio aplicado a la distribución en El Salvador

¹⁰⁶. Existe una incongruencia en la normativa que ordena la actividad de distribución. Por un lado, si bien el diseño regulatorio no establece áreas de exclusividad, e introduce reglas que autorizan y facilitan la presencia de nuevos operadores que rivalicen en el mercado, por otro lado, concibe la distribución como un monopolio natural y lo regula como tal.

¹⁰⁷. En primer lugar, las reglas para la determinación tarifaria limitan la capacidad del operador para establecer los precios en el mercado, y a partir de ellas se establecen mecanismos regulatorios que condicionan las actividades de los operadores, y sus elementos, por ejemplo, proyectos de inversión, reconocimiento de costos operativos, calidad, obligación de suministro. Estos elementos, que ya fueron abordados en el apartado “Regulación del segmento distribución”, forman parte de la regulación típica de un monopolio natural.

¹⁰⁸. No obstante, a partir del art. 2 de la LGE y de la falta de establecimiento de áreas exclusivas, la regulación añade disposiciones, u omite desarrollarlas, sobre aspectos claves que promueven la rivalidad empresarial. La introducción de dichas reglas alejan el régimen normativo de una regulación típica de monopolio natural y habilitan situaciones jurídicas particulares para aquellos

⁶⁶ Un punto a destacar es que el modelo no considera las empresas entrantes, consecuentemente la pérdida social de eficiencia podría estar sobrestimada, ya que los usuarios que migran desde la empresa incumbente a las empresas entrantes podrían generar un beneficio social derivado de la menor tarifas aplicadas a estos clientes. Sin embargo, dado la inelasticidad de la demanda y la escala de las empresas entrantes es de esperar que este efecto sea marginal, y el impacto social estaría dado por la transferencia de recursos y la pérdida de bienestar de los usuarios del incumbente.



operadores que ingresan al mercado a competir con los incumbentes. A continuación se abordan las principales normativas, identificadas en el Estudio, que promueven la rivalidad.

- ¹⁰⁹. Primero, se aplica una regulación especial para los cargos de distribución y comercialización para nuevos operadores ⁶⁷, pues los cálculos de los cargos para su primer periodo tarifario se realizan con base en proyecciones de la demanda que servirán al final de ese periodo y la red prevista para atenderla. También se establece que al finalizar los cinco primeros años de operación los entrantes deberán contar con un mínimo de 1,000 usuarios atendidos y 15 GWh servidos anualmente. Como los entrantes participarán en la misma área de influencia de un incumbente, las proyecciones de los entrantes suponen una eventual reducción de la demanda de la base clientes que los incumbentes atenderán, lo cual implica pérdidas de economías de escala para estos últimos. Esta situación se refuerza con la definición de cuotas para nuevos operadores en la contratación del suministro de energía considerando proyecciones basadas en la demanda del incumbente ⁶⁸.
- ¹¹⁰. Segundo, se presenta un trato diferenciado para la aplicación de la heterogeneidad de la demanda servida entre distribuidores incumbentes y entrantes. Por una parte, la heterogeneidad para los incumbentes deviene de la obligatoriedad de suministro a todos los usuarios en las áreas donde se ubican sus redes, lo cual se traduce en atender a diversos tipos de usuarios, independientemente de la rentabilidad y los costos asociados. En cambio, una entrante aunque tiene la obligación explícita de heterogeneidad ⁶⁹, han podido escoger el área de suministro, lo cual, en un sentido práctico, les permite enfocar su servicio a usuarios de alto consumo.
- ¹¹¹. Tercero, el “Procedimiento para el cambio de suministrante de energía eléctrica por parte de un usuario final” no establece mecanismos que permitan compensar los efectos del cambio de suministrante en los rezagos tarifarios ni establece límites al mismo. La huida de usuarios afecta la sostenibilidad financiera del incumbente, porque le obliga a asumir el diferencial del costo de

⁶⁷ Apartado II, párrafo 1.1 y apartado III, párrafo 3.1, del Anexo 4 “Reglas especiales para el cálculo del cargo por uso de red a distribuidores que lo solicitan por primera vez”, de las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización.

⁶⁸ Anexo II “Procedimiento para el cálculo de los factores de forma de la demanda de las distribuidoras”, de la “Metodología de traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios finales”

⁶⁹ Apartado II, párrafo 1.6 del Anexo 4 “Reglas especiales para el cálculo del cargo por uso de red a distribuidores que lo solicitan por primera vez” de las “Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización”

la energía y de los cargos de distribución que debía trasladar al usuario. Este tema será ampliado posteriormente.

- ^{112.} Además, la regulación omite desarrollar límites a las dinámicas competitivas llevadas a cabo por los entrantes en el área de influencia de un operador incumbente. Principalmente, estas prácticas comprenden la duplicación de redes, la construcción de *bypass* y la compra de redes en urbanizaciones.
- ^{113.} La mezcla de los esquemas regulatorios de monopolio natural y competencia le resta coherencia estructural a la normativa sectorial y provoca distorsiones en el mercado. Para evaluar el impacto de transitar del esquema que habilita la competencia al exclusivo de monopolio natural, se representó la situación trasladando los clientes de una entrante a la incumbente promedio determinada para el Modelo, de modo que aumente su demanda en 3% en clientes de gran demanda y 5% en clientes de mediana demanda.

Tabla 4
Efecto social de transición a monopolio natural

	Unidades
Aumento de clientes	-
Gran demanda (%)	3
Mediana demanda (%)	5
Ganancias en bienestar (miles de dólares)	11
Ahorros por traslado clientes (miles de dólares)	42.3
Transferencia de recursos (miles de dólares)	2,692

Fuente: Elaboración propia con base en el Estudio

- ^{114.} Bajo este escenario de análisis, el Modelo reflejó que la incumbente reduciría los cargos de distribución en 2% para la media tensión y 0.5% para la baja tensión, resultado de las ganancias de escala obtenidas. Esto conllevaría a una ganancia de bienestar social de \$11,000 para el periodo tarifario, que devienen de los aumentos en el consumo resultado de la reducción de las tarifas. También se produciría un ahorro en costos de operación y mantenimiento debido al aumento de la escala de \$42,318. A su vez, se produciría una transferencia de recursos de los

operadores a los usuarios de \$2.7 millones, originada en los ahorros en precio que experimentan los usuarios ante dicha reducción.

- ¹¹⁵. Al mantener esta dualidad en la regulación y permitir la competencia en la distribución, las ganancias estimadas en el modelo se convierten en un costo de oportunidad ⁷⁰ que deben enfrentar los consumidores, y la sociedad en general, a consecuencia de la rivalidad que enfrenta un incumbente. Esta pérdida para la sociedad estimada se ampliaría en la totalidad del mercado al considerar cinco incumbentes en su área de influencia, enfrentados a los entrantes.

ii. La rivalidad empresarial, la normativa y sus efectos

- ¹¹⁶ Tal como quedó apuntado en los apartados anteriores, las dinámicas competitivas practicadas por los entrantes suponen la disputa por los usuarios finales, generando pérdidas de eficiencia y costos para la sociedad que se podrían ampliar en el mediano plazo. Estas dinámicas están amparadas en habilitaciones normativas u omisiones regulatorias de la actividad.
- ¹¹⁷. Las estrategias de captación de usuarios de los distribuidores entrantes pueden llevarse a cabo utilizando: (i) redes de distribución “duplicadas o paralelas”, con las cuales se establece un *bypass* desde la red de transmisión hasta los usuarios finales (industriales o urbanizaciones), y que se despliega a la par de otra red de distribución ya establecida; y (ii) redes de distribución en “cascada”, las cuales, en la práctica, implican la construcción de nuevas redes, o la compra de ya existentes en viejas urbanizaciones, pero que se conectan a la red de distribución de la zona. Otro elemento relevante en la disputa de clientes es la orientación del servicio a cierto tipo de clientes de alto consumo.
- ¹¹⁸. Las redes paralelas resultan redundantes pues las inversiones se efectúan en áreas donde ya existe un distribuidor que ha hundido el capital ⁷¹ para atender a los usuarios ubicados en un

⁷⁰ “...en el enfoque económico, se parte de la idea de que los recursos son escasos y, en su mayoría, tienen usos alternativos. Así pues, la producción de un bien implica la renuncia a fabricar otro producto con esos mismos recursos. El bien o servicio al que se le han aplicado esos recursos se expresará en términos del bien o servicio sacrificado”, Belén González Díaz, El coste de oportunidad como herramienta empresarial, Universidad de Oviedo, [en línea], http://econo.uniovi.es/c/document_library/get_file?uuid=99d20576-add0-480a-9c48-ea94a17a0b62&groupId=746637, [consulta: 13 de septiembre de 2016].

⁷¹ En este caso, hundir el capital implica que el operador ha realizado las inversiones necesarias en infraestructuras de red para ingresar al mercado, las cuales no tienen un valor residual al retirarse del mercado.

mismo ámbito geográfico. En este caso, la sociedad enfrenta los costos de poseer en una misma área dos redes de distribución que atiende a clientes que podrían ser servidos de manera más eficiente a través de la red del incumbente ⁷².

¹¹⁹. Cuando se habilita la presencia de uno o más operadores, que restan clientes existentes o proyectados a los incumbentes, la normativa induce a la elevación de tarifas. Es posible para una entrante ofrecer menores tarifas al construir redes paralelas que abastezcan a usuarios de gran demanda ubicados cerca de una subestación, ya que le permite reducir los costos medios que determinan su nivel tarifario, haciendo atractivo para los usuarios el cambio de distribuidor. Esto implica que, en el periodo tarifario en que ocurra el retiro de clientes, el incumbente no obtendrá la porción de activos fijos que tenía autorizado recuperar a través de los usuarios perdidos (véase capítulo III, apartado B, de este documento). Los usuarios restantes del incumbente se verán afectados con un incremento de la tarifa, pues los costos de los activos fijos programados para recuperarse en el siguiente periodo tarifario se dividirán entre un número menor de clientes.

¹²⁰. Las redes en cascada se componen de líneas que se interconectan ⁷³ a la red principal del incumbente, en lugar de crear un *bypass* hasta la red de transmisión. De tal forma, la red del incumbente transporta la energía desde la subestación hasta donde se conecta con la línea secundaria. Cuando la red en cascada se utiliza por un entrante como mecanismo para captar los usuarios reales o los proyectados del incumbente, restringe la capacidad de éste para ofrecer a todos sus usuarios menores tarifas producto de ganancias de escala, en particular, cuando los usuarios perdidos son de alto consumo.

¹²¹. En El Salvador, una práctica enmarcada en las redes en cascada es la compra de redes a urbanizadores. Si bien la normativa establece que no reconocerá en las tarifas los costos por la adquisición de redes de distribución que hayan sido construidas por un urbanizador vinculado a la distribuidora adquiriente ⁷⁴, omite, por otra parte, regular la compra de las redes por distribuidores no vinculados. Este vacío habilita comprar dichas redes y cobrarlas de nuevo al

⁷² La construcción de *bypass* es usual en mercados donde se atiende un alto número de usuarios que por gran demanda pueden comparecer al mercado mayorista, sin embargo en un contexto de competencia entre distribuidores, crea incentivos para la fuga de todo tipo de clientes.

⁷³ Esta situación es posible porque, al no existir exclusividad territorial, los entrantes pueden demandar la interconexión, conforme lo autoriza la LGE, aun en el mismo territorio de operación del incumbente.

⁷⁴ En el anexo 4, sección 1.6, de las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución y del Cargo de Comercialización.



consumidor. Para la sociedad esto significa un doble pago por una misma red, ya que es razonable suponer que el costo en que incurrió el urbanizador para construirlas fue pagado por los propietarios de las viviendas.

- ¹²². Dado que los cargos de media tensión son menores a los de baja tensión, la adquisición de redes ya existentes en urbanizaciones podría permitir al entrante realizar un arbitraje económico ⁷⁵ entre lo que paga al incumbente (media tensión) y cobra al usuario (baja tensión) ⁷⁶ . En la mayoría de los casos esta situación es factible dado que los entrantes han tenido aprobados cargos de baja tensión menores que los incumbentes. De esta forma, los entrantes pueden hacer más atractivas sus tarifas, a diferencia de los incumbentes que pierden escala. Esto representaría una transferencia de ingresos desde los usuarios del incumbente hacia los usuarios que se “fugan” hacia el entrante.
- ¹²³. Además, la relativa flexibilidad de los entrantes para ubicar sus redes en áreas específicas, les permite orientar su estrategia a captar usuarios de alto consumo. Considerando que los distribuidores incumbentes poseen áreas de influencia donde se encuentran desplegadas sus redes, la obligatoriedad de suministro los induce a prestar el servicio en un territorio que por sus características poseen una diversa densidad poblacional y un consumo heterogéneo.
- ¹²⁴. Si bien la normativa impone la obligación a los entrantes de abastecer una demanda heterogénea, no establece parámetros específicos para su cumplimiento. Aunado a que los entrantes pueden proponer el área de cobertura y la población tentativa a atender, estos pueden eludir el cumplimiento de una demanda heterogénea bajo las mismas condiciones que los incumbentes, lo cual les permite atender los usuarios más atractivos.
- ¹²⁵. Para atender a usuarios de alto consumo, un distribuidor requiere menos elementos de red en comparación a los necesarios para atender a un grupo de usuarios con menor consumo individual. Dado que las tarifas se establecen a partir de los costos totales medios, los menores costos de los usuarios de alto consumo permiten compensar los mayores costos de los usuarios de menor demanda. El principal efecto de flexibilizar las obligaciones de heterogeneidad es que

⁷⁵ El arbitraje es una “práctica de tomar ventaja de una diferencia de precios (sin incurrir en riesgos) entre uno o más mercados”. Juan Tarziján, Organización Industrial para la estrategia empresarial, Chile, 2012, pág. 465.

⁷⁶ Cabe advertir que las urbanizaciones generalmente se encuentran ubicadas dentro del área de influencia donde el incumbente despliega su red.

el incumbente pierde la capacidad de amortiguar el peso de los altos costos para atender a usuarios de bajo consumo, elevando las tarifas para todos sus usuarios.

¹²⁶. Los efectos de la rivalidad en la distribución derivan en una pérdida de escala de los incumbentes. En ese sentido, para evaluar dicho impacto en el mercado y la sociedad, se estimó un escenario en el cual se asume el traslado del 10% de clientes de gran demanda y 10% de mediana demanda ⁷⁷ de la incumbente a un entrante.

¹²⁷. La estimación de este escenario hipotético reflejó que los cargos de distribución de la incumbente aumentarían en 6% para la media tensión y 1.1% para la baja tensión, afectando a todos los segmentos de su demanda. Como consecuencia, se produce una pérdida de bienestar social de \$132,557 para los cinco años del periodo tarifario, resultado de la disminución en el consumo ante el aumento de las tarifas ⁷⁸. Además, se genera una transferencia de recursos desde los consumidores hacia el distribuidor incumbente de \$8.7 millones, por el pago de tarifas más altas, necesarias para cubrir sus costos.

Tabla 5
Escenario 2: Traslado de clientes hacia un nuevo entrante

	Unidades
Pérdida de clientes - gran y mediana demanda (%)	10
Pérdida en bienestar (miles de dólares)	132
Transferencia de recursos (miles de dólares)	8,677
Pérdida de clientes tolerable (%)	4.77

Fuente: Elaboración propia con base en información del Estudio

¹²⁸. De acuerdo a las estimaciones realizadas y a la metodología establecida para el cálculo de tarifas, la empresa incumbente no puede perder más del 4.77 % de todos sus clientes (pequeña, mediana y gran demanda), sin que sus cargos de distribución aumenten por encima del 5 %. Esta afectación tiene una especial relevancia considerando que los usuarios de las incumbentes representan la mayor proporción de consumidores del servicio de distribución.

⁷⁷ Los cuales son los segmentos donde se concreta principalmente la disputa de usuarios.

⁷⁸ En el caso de países de renta media baja como El Salvador, dicha disminución incluiría usuarios con muy bajo poder adquisitivo cuya reducción en el consumo de energía eléctrica y los servicios asociados sería cercana al 100%.

iii. *Problemas de liquidez por rezagos tarifarios*

- ¹²⁹. La disputa de clientes que deviene del artículo 2 de la LGE se puede llevar a cabo, por una parte, sustituyendo el operador que vende la energía haciendo uso de la misma red de distribución, y por otra parte, cambiando tanto al suministrante de la energía como al operador de red, a través de una red redundante que lo permite.
- ¹³⁰. El Procedimiento para el cambio de suministrante de energía eléctrica por parte de un usuario final ⁷⁹ establece que los usuarios pueden elegir un comercializador (o un distribuidor que actúa como tal) con el que contratarán el suministro de energía y cambiar de suministrante después de transcurridos los primeros doce meses del servicio.
- ¹³¹. Como la energía eléctrica no se puede almacenar, la adecuación del suministro con el consumo debe ser programada con antelación. Esta situación condiciona la participación de los distribuidores en los mercados de contratos y el MRS, por la previsión de la demanda esperada y la determinación del despacho de energía en tiempo real. Se debe tomar en cuenta que el distribuidor está obligado a adquirir en el mercado de contratos el 70% de su demanda de potencia máxima y energía asociada. El resto lo puede adquirir en el MRS. La tarifa reconoce los cargos por energía eléctrica compuesta por una combinación de la energía adquirida en ambos mercados, de modo que suma el costo total de ambos mercados y se divide por la energía retirada del sistema.
- ¹³². De acuerdo a la metodología para reconocer los costos de la energía, en la operación de ambos mercados existen rezagos en la recuperación de dichos costos. Por una parte, en el mercado de contratos, el costo de la energía servida al usuario final se utiliza para calcular los precios de la energía del trimestre posterior.
- ¹³³. Por otra parte, en el MRS el monto que paga el distribuidor por la energía eléctrica adquirida no es recuperado en su totalidad sino hasta el trimestre posterior al de su compra. El precio reconocido en la tarifa no es el precio real, sino un precio de referencia por la energía servida en

⁷⁹ Acuerdo E-20 del 20 de agosto de 2003, adoptado por la SIGET y publicado en el Diario Oficial No. 157, tomo 360, del 27 de agosto de 2003.

el trimestre y la compensación del diferencial del trimestre anterior. De modo que los diferenciales entre los precios efectivamente pagados con respecto al de referencia son financiados de un trimestre a otro, en el cual son expresamente reconocidos en la tarifa.

¹³⁴. Al producirse un cambio de suministrante en el transcurso de un trimestre, el incumbente se ve imposibilitado de recuperar en la tarifa, los recursos para cubrir el costo de adquirir la energía que sirve a los clientes con los que tenía un contrato. En virtud que el distribuidor ya tiene compromisos previamente adquiridos en el mercado de contratos, para compensar la disminución de su demanda podría disminuir la energía que retira del MRS. Sin embargo, la pérdida de los usuarios provoca que el incumbente no recupere el diferencial de precios que surge del MRS.

¹³⁵. En el transcurso de cada trimestre los usuarios compensan el costo de la energía adquirida por el distribuidor en el trimestre previo. En cada mes, los usuarios pagan una fracción de dicho diferencial. Si uno de ellos se retira antes de finalizar el trimestre en curso, no completará la compensación correspondiente al trimestre previo. Este costo lo asume el distribuidor que perdió al usuario sin tener oportunidad de recuperarlo, ya que no será nuevamente reconocido. Además, la energía que consumió el usuario en el trimestre de su fuga se considerará en el cargo de la energía del trimestre posterior, elevando los cargos para los usuarios que permanecen con el operador.

¹³⁶. Cabe advertir que el precio de la energía eléctrica adquirida por los distribuidores, que actúan como comercializadores, constituye un costo de producción, por el cual no perciben ningún margen de utilidad y lo trasladan al consumidor final (*pass-through*) a través de las tarifas.

iv. Integración vertical

¹³⁷. Según lo establecido en el art. 8 de la LGE, un mismo operador podrá desarrollar actividades de otro segmento del sector, siempre que establezca una contabilidad separada. En la mayoría de países se establecen límites a la integración vertical en los segmentos del sector, sin embargo El Salvador la autoriza.



- ¹³⁸. Esta habilitación se observa principalmente, en las actividades de comercialización minorista que, en su mayoría, son llevadas a cabo por un distribuidor. Lo anterior se fundamenta en la racionalidad económica, pues El Salvador es un mercado significativamente pequeño respecto a otros países, cuyas experiencias resultan paradigmáticas. Por lo cual, mantener integradas dichas actividades en el mercado salvadoreño permite ahorros en costos.
- ¹³⁹. La ventaja de la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización está dada por las economías de alcance, que se derivan del hecho que las empresas integradas evitan duplicar ciertos costos comunes a ambas actividades. Así, por ejemplo, al desintegrarse la comercialización de la distribución, los comercializadores incurrirían en ciertos costos de infraestructura, administración, tecnología de la información, etc., que en un esquema de prestación integrada serían compartidos con la distribución.
- ¹⁴⁰. En sentido contrario, el argumento a favor de desintegrar las actividades tiene por finalidad evitar cierto tratamiento discriminatorio a empresas que no pertenecen al mismo grupo económico. Dada la caracterización actual del mercado salvadoreño, con dos grandes grupos económicos, no se considera que las ventajas de la desintegración resulten significativas; por el contrario el ahorro de costos debido a la prestación integrada es el efecto más significativo.
- ¹⁴¹. En el modelo, se simuló para un distribuidor incumbente promedio la desintegración de las actividades de distribución y comercialización, asumiendo que los costos de atención al cliente, facturación y cobranza serían realizados por un agente comercializador. Además, se agregó un costo indirecto de administración para remunerar la actividad, equivalente al 15% de los costos administrativos de la distribución, a modo de representar los efectos derivados del proceso de desintegración.
- ¹⁴². Como resultado, en el área geográfica donde opera el incumbente promedio, se observaría un aumento del 24% en los cargos de comercialización, por el aumento en costos administrativos en que debería incurrir el nuevo comercializador. Los cargos de distribución no se verían alterados. El aumento en los cargos de comercialización conllevaría una pérdida en bienestar de \$25,000 para el comercializador, distribuidor incumbente y sus usuarios, resultado de la disminución en el consumo ante dicho aumento. Además, los usuarios transferirían \$2.9 millones al comercializador por dicho incremento de precio (Ver tabla 6).

Tabla 6
Integración vertical

	Unidades
Aumento cargos de comercialización (%)	24
Pérdida en bienestar (miles de dólares)	25
Transferencia de recursos (miles de dólares)	2,900

Fuente: Elaboración propia

¹⁴³ De acuerdo a la modelación, es posible advertir que mantener la integración vertical de ambas actividades es la opción que más favorece a los consumidores y a la sociedad en su conjunto, ya que, como se constató, su separación trae costos económicos para los consumidores y los agentes. En cambio, la integración de las actividades acarrea ganancias de escala, que mejora las condiciones del mercado.

VI. Conclusiones

¹⁴⁴ De acuerdo a la experiencia internacional y la literatura económica sobre la materia, la distribución de energía eléctrica es un **monopolio natural**. La actividad requiere una **infraestructura de red**, lo cual implica elevados costos fijos y hundidos, así como costos variables relativamente bajos. De tal forma, entre mayor sea la demanda atendida por un operador, menores son los **costos medios** asociados a la prestación del servicio. Bajo esta premisa, procurando la sostenibilidad financiera y la eficiencia económica, la regulación del monopolio natural permite que los usuarios paguen las tarifas más bajas posibles por la entrega de la energía.

¹⁴⁵ En la distribución de energía eléctrica en El Salvador, el crecimiento de la productividad total de los factores y la mayor rentabilidad en las empresas de mayor tamaño son señales de la presencia de costos medios decrecientes, al menos en ciertos tramos de producción. Ello sugiere la existencia de subaditividad de costos, condición necesaria de un monopolio natural.

¹⁴⁶ La regulación salvadoreña aplicable a la distribución presenta una **antinomía normativa**, pues, a la vez que ordena la actividad como un monopolio natural, introduce reglas que autorizan la competencia:

- a) El régimen jurídico de la actividad impone la regulación de las tarifas, de forma que la prestación del servicio no se retribuye vía precios formados competitivamente, sino por vía de tarifas aprobadas por la SIGET. Sin embargo, al mismo tiempo promueve la disputa indiscriminada de los clientes en el servicio de redes de distribución, distorsionando la regulación del monopolio natural.
- b) La distribución eléctrica no está regulada bajo el principio de exclusividad territorial ni bajo la autorización de concesiones que reserven la actividad únicamente a un operador, lo cual habilita la disputa por usuarios en áreas determinadas entre distribuidores entrantes e incumbentes.
- c) La ambigüedad legal ha facilitado la adopción de normas derivadas por la SIGET que socaban la regulación del monopolio natural y conllevan un tratamiento diferenciado entre distribuidores incumbentes y entrantes, como el caso de los cálculos de cargos por la prestación de servicios y las obligaciones de heterogeneidad. La normativa permite a los entrantes actuar con mayor flexibilidad, facilitándoles el desarrollo de estrategias competitivas, de las que no pueden hacer uso los incumbentes al estar regidos por la normativa del monopolio natural.
- d) La habilitación de la competencia ha permitido la interpretación particular de la interconexión entre operadores, posibilitando su aplicación para tender redes de distribución en cascada y conectarlas a otras redes de distribución preexistentes. Esta disfunción normativa se opone la conveniencia de tener una red que aproveche los beneficios de aumentar su escala. La LGE no resuelve cómo deben configurarse de manera eficiente las redes de distribución.
- e) Las disfunciones normativas se agudizan por vacíos y regulaciones exiguas, por ejemplo, la falta de un mecanismo para compensar los rezagos financieros generados actualmente por el cambio de suministrante, la ausencia de parámetros específicos que concreten las obligaciones de heterogeneidad de demanda de los distribuidores entrantes y la duplicación del pago por la compra-venta de redes en urbanizaciones.

¹⁴⁷ La rivalidad se manifiesta a través de diferentes **estrategias que permiten al entrante captar clientes**, afectando la viabilidad del monopolio natural al crear ineficiencias en el mercado:

- a) Los entrantes disputan con los incumbentes los clientes más rentables (de alto consumo y que pueden ser atendidos con bajos requerimientos de red), descremando el mercado, lo cual provoca al incumbente un desequilibrio financiero y eleva los cargos de distribución.
- b) La competencia en la distribución, llevada a cabo a través redes paralelas y en cascada, es ineficiente porque la sociedad paga costos innecesarios, por tener dos redes para servir a clientes dentro de una misma área geográfica, y, por la pérdida de escala de los incumbentes ante la fuga de usuarios.
- c) La fuga de clientes hacia un distribuidor entrante a través del cambio de suministrante provoca que el diferencial de precios, con el cual se cubre el costo de la energía adquirida en el Mercado Regulador del Sistema, se vuelva una pérdida para el distribuidor incumbente.
- d) Por la presencia de costos medios decrecientes en la actividad, la permanencia efectiva de los distribuidores entrantes requerirá que aumenten su escala, lo cual representa un riesgo para la eficiencia en el mercado.
- e) La adopción de normas legales y derivadas con tratamientos especiales para facilitar la operación de distribuidores entrantes profundiza los efectos perjudiciales de la competencia en la actividad y el mercado, además que incentiva el ingreso de nuevos operadores, quienes harían perder escala no solo a los incumbentes sino también a los entrantes.

¹⁴⁸ La regulación y las dinámicas competitivas que promueven la rivalidad entre distribuidores limitan la capacidad del Estado de fomentar del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población, en tanto que presionan las tarifas (precios) al alza, crean **costos innecesarios** y ponen en riesgo la capacidad de los operadores incumbentes de continuar prestando el servicio, en el largo plazo.

¹⁴⁹ La promoción de la competencia en la distribución de energía eléctrica podría resultar contraria al **uso racional y eficiente de los recursos**, así como a la garantía de que los beneficios de la iniciativa privada alcancen al mayor número de habitantes del país, según lo prescriben los arts. 101 y 102, inciso 2°, de la Constitución de la República, y 2, literal c), de la Ley General de Electricidad.





- ¹⁵⁰. La integración vertical de la distribución y la comercialización resulta más ventajosa que la operación separada de dichas actividades para un mercado pequeño como el salvadoreño.
- ¹⁵¹. Como producto del estudio realizado sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica se concluye que gran parte de las distorsiones observadas en el mercado obedecen, en buena medida, a la regulación del sector. Para enfrentar la problemática regulatoria es pertinente considerar dos vías alternativas de solución, en virtud de los costos que cada una representa para la sociedad, una que busca eliminar directamente los efectos negativos de la rivalidad en el mercado, y, otra que procura mitigarlos.
- ¹⁵². La primera alternativa implica eliminar las fuentes de ineficiencia en el mercado, garantizando la sostenibilidad del operador incumbente y fomentando así el acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población, pero implica incidir sobre el número de operadores participantes en el mismo y con altos costos regulatorios de implementación para el Estado.
- ¹⁵³. La segunda alternativa implicaría conciliar los intereses de los operadores presentes en el mercado y procuraría evitar la profundización de los efectos negativos sobre la eficiencia y el bienestar en el mediano y largo plazo. Esta opción representa la segunda mejor elección en términos de eficiencia, aunque, bajo las condiciones actuales de mercado, se estima es la más conveniente para su implementación.

POR TANTO, con base en los argumentos presentados con anterioridad y en las razones fácticas, técnicas, jurídicas y económicas contenidas en el informe de resultados del “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”; así como en los artículos 1, 4 y 13 letra c) de la Ley de Competencia; 7, 8, 9 y 11 de su reglamento; 24 letra b) y 30 de la Ley de Acceso a la Información Pública, este Consejo Directivo **RESUELVE**:

- A.** Aprobar el informe de resultados del “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”, propuesto por la Intendencia Económica y elaborado por “Mercados Energéticos Consultores S. A.”, por medio de los señores Carlos Antonio Costa y Carlos Fernando Ceballos.

Recomendaciones que eliminan los efectos negativos de la rivalidad en el mercado

- B. Al Ministerio de Economía, a la SIGET, a la Secretaría Técnica y de Planificación de la Presidencia y a la Secretaría para Asuntos Legislativos y Jurídicos de la Presidencia, se les recomienda reformar la Ley General de Electricidad y su reglamento, eliminando la ambigüedad normativa y garantizando una regulación adecuada para el monopolio natural:
1. En el art. 2, literal a), de la Ley, acotar el objetivo de la competencia a los segmentos de la generación y la comercialización.
 2. En el caso de la distribución, limitar la competencia a los procesos para obtener licencias, permisos o concesiones como operadores de la actividad de la distribución, promoviendo la rivalidad “por el mercado” tipo Demsetz.
 3. Establecer el principio de reserva o exclusividad territorial en las cinco áreas de distribución resultantes del proceso de reestructuración del sistema eléctrico salvadoreño en el período 1991-1996: occidente, centro norte, centro sur, oriente y Usulután.
 4. Garantizar la existencia de un solo distribuidor por área territorial.

Recomendaciones que mitigan los efectos negativos de la rivalidad en el mercado

- C. Al Ministerio de Economía, a la SIGET, a la Secretaría Técnica y de Planificación de la Presidencia y a la Secretaría para Asuntos Legislativos y Jurídicos de la Presidencia, se les recomienda impulsar un proceso de revisión de la Ley General de Electricidad y su reglamento, respecto a la actividad de la distribución de energía eléctrica, considerando:
1. Acotar la habilitación de la competencia a los procesos para obtener licencias, permisos o concesiones como operadores de la actividad de la distribución en áreas territoriales claramente determinadas, promoviendo la rivalidad “por el mercado” tipo Demsetz.
 2. A tal efecto, evaluar los alcances de la obligatoriedad de suministro del operador incumbente al usuario final, especialmente cuando a las áreas donde se ubican sus redes se yuxtaponen las de otros distribuidores.
 3. No permitir la libre entrada de nuevos distribuidores, para lo cual deberá otorgarse competencias discrecionales a la SIGET, a modo de evaluar la conveniencia del



ingreso de nuevos operadores según la racionalidad y eficiencia del tendido de nuevas redes de distribución.

4. Limitar el desarrollo de redes paralelas y en cascada, permitiéndolas, previa autorización de la SIGET, siempre que no afecten la eficiencia del sistema, por ejemplo, cuando se trate de grandes usuarios conectados a la red de transmisión (por razones de eficiencia productiva).
5. Precisar que la interconexión de redes debe facilitar el transporte eficiente de energía eléctrica entre operadores, a través de las redes de los distribuidores y transmisores, y no para conectar redes de distribución en cascada que afecten la eficiencia económica del sistema eléctrico.

D. A fin de garantizar la racional utilización de los recursos, procurar las condiciones necesarias para la adecuada operación de los agentes incumbentes y asegurar los beneficios de la operación eficiente de la distribución al mayor número de habitantes del país, se le recomienda a la SIGET iniciar la revisión de la normativa sectorial de la distribución, considerando:

1. Adoptar reglas que impidan la ampliación de los efectos de la dinámica competitiva actual, generada a partir del ingreso de nuevos operadores en 2006, a fin de asegurar la configuración y funcionamiento eficiente del sistema eléctrico salvadoreño. Así como evaluar la conveniencia de una adecuación de las reglas especiales para nuevos distribuidores.
2. Desarrollar una normativa específica para la autorización de operadores y de líneas de distribución de energía eléctrica.
3. Profundizar la regulación sobre la compra de redes en urbanizaciones ya existentes, con el propósito de evitar la duplicación del pago por parte de los usuarios de dichas redes, estableciendo que en ningún caso se incluirán en los cálculos de los cargos de distribución los costos correspondientes a las instalaciones al interior de las urbanizaciones.
4. En relación al cambio de suministrante, establecer explícitamente que la regulación específica se refiere únicamente a la sustitución del operador que sirve la energía al usuario, manteniendo el uso de la misma red para el transporte de la energía.
5. Establecer una regla que permita compensar el diferencial de precios perdido por el incumbente a causa del cambio de suministrante.

6. Considerar la incorporación en los ajustes tarifarios de las ganancias de productividad del sector, de forma de compartir con los consumidores las ganancias derivadas de las economías de escala del negocio.
 7. De acuerdo a las mejores prácticas internacionales, desarrollar un sistema de regulación por incentivos a la eficiencia de los operadores de red para contar una referencia independiente (costos eficientes) a los costos reportados por las propias empresas.
- E. Publíquese la versión final del estudio en referencia, omitiendo la información confidencial que por su valor empresarial y comercial debe ser resguardada por imperio de Ley.
- F. Comuníquese.

