

**Pontificia Universidad Católica del Perú**

**Facultad de Derecho**



**Programa de Segunda Especialidad en Derecho Administrativo**

**“La Inversión Privada en la Actividad de Distribución Eléctrica en el Perú:  
Situación Actual y Propuestas de Mejora”**

**Trabajo Académico para optar por el título de Segunda Especialidad en Derecho  
Administrativo**

**AUTOR**

César Ortega Bustamante

**ASESOR:**

Paul Villegas Vega

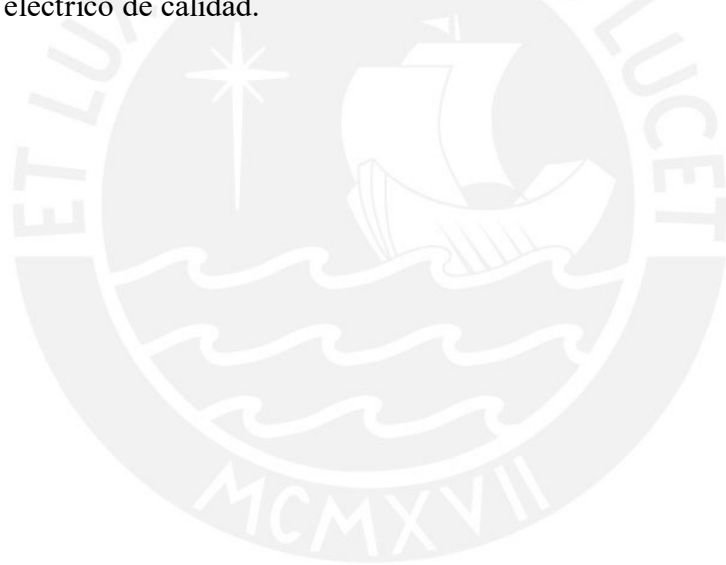
**CÓDIGO DEL ALUMNO:**

20105436

**2020**

## RESUMEN

A pesar de los objetivos planteados en el marco normativo general del sector eléctrico donde se busca una participación activa del sector privado y un rol subsidiario del Estado, la actividad de distribución eléctrica en el Perú cuenta con una participación de empresas predominantemente públicas, las cuales se encuentran encargadas de brindar el servicio público de electricidad y que a la luz de los resultados arrojados no brindan un servicio de calidad, tal como lo exige nuestra regulación. Por ello, resulta pertinente analizar nuestro marco jurídico para encontrar las razones que han imposibilitado la participación de agentes privados en la distribución, lo cual será un punto de partida para plantear propuestas de mejora, a fin de impulsar la inversión privada y con ello lograr que todos los usuarios puedan tener un servicio eléctrico de calidad.



## ÍNDICE

2. <i>Introducción</i> .....	4
3. <i>El modelo regulatorio del sector eléctrico peruano y la inversión privada</i> .....	5
a. <b>La reforma del sector eléctrico en el Perú con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas</b> .....	6
i. El mercado eléctrico peruano antes de la reforma .....	6
ii. La reforma eléctrica con la Ley de Concesiones Eléctricas .....	8
b. <b>Evolución de la inversión privada en el sector eléctrico a partir de la promulgación de la LCE</b> .....	13
4. <i>Características principales de la actividad de distribución eléctrica en el Perú</i> .....	21
a. <b>La distribución eléctrica como actividad de servicio público</b> .....	21
b. <b>La fijación de tarifas para la actividad de distribución eléctrica</b> .....	24
c. <b>Situación actual de las empresas de distribución eléctrica</b> .....	28
5. <i>Propuestas de mejora para incentivar la inversión privada en distribución eléctrica, a partir de la regulación comparada: el caso del mercado eléctrico chileno</i> .....	36
a. <b>El modelo regulatorio en el mercado eléctrico chileno</b> .....	36
b. <b>El desarrollo de la inversión privada en distribución eléctrica en el mercado eléctrico chileno</b> .....	39
c. <b>¿Cuáles son las propuestas de mejora en nuestro marco regulatorio a partir del análisis de la inversión privada en distribución eléctrica en el mercado eléctrico chileno?</b> .....	41
6. <i>Conclusiones</i> .....	44
7. <i>Bibliografía</i> .....	45

## CONTENIDO

### 1. Introducción

En el Perú, hasta antes de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, el mercado eléctrico era manejado en su totalidad por empresas del Estado. Sin embargo, a partir de la reforma impulsada por la mencionada Ley, uno de los objetivos principales era generar mayores incentivos para la intervención de agentes privados en el sector y como consecuencia de ello tener un servicio eléctrico de calidad y que a la vez pueda satisfacer la demanda de los usuarios.

De un análisis superficial de esta reforma que se inició hace más de 25 años y que trajo consigo un nuevo modelo regulatorio, podemos decir que ha tenido resultados positivos, como el incremento de la electrificación nacional, crecimiento del margen de reserva de la generación, incremento del tendido de las líneas de transmisión, entre otros.

Estos resultados no hubieron sido posibles sin la intervención de agentes privados en las tres actividades del sector: generación, transmisión y distribución. Sin embargo, la inyección de capital privado no se ha venido dando de la misma manera en las tres actividades. Tanto la generación como la transmisión cuentan, actualmente, con una importante participación del sector privado; no obstante, no sucede lo mismo con la distribución, donde sucede todo lo contrario, ya que, la mayoría de empresas son públicas.

En ese sentido, la actividad de distribución eléctrica, la cual tiene la categoría de servicio público, se encuentra a cargo, en su mayoría, de empresas públicas, distorsionando los objetivos planteados inicialmente por la Ley de Concesiones Eléctricas, donde la intención era de que el Estado cumpla un rol subsidiario y que sean los agentes privados quienes atiendan tan importante servicio.

Este no sería un tema de análisis si es que las empresas públicas de distribución cumplieran con brindar un servicio que cumpla con todos los estándares exigidos por ley; sin embargo, la realidad es distinta, salvo las ciudades de Lima e Ica que son atendidas por empresas privadas, las demás regiones del Perú han quedado a merced de empresas públicas que se

encuentran lejos de brindar un servicio de calidad.

Es por ese motivo que el objetivo de la presente investigación es analizar la situación actual del mercado eléctrico peruano, y en particular de la actividad de distribución eléctrica, para encontrar las posibles razones que han generado que dicha actividad no cuente con la participación privada esperada. Asimismo, dicho análisis, a partir de la experiencia comparada, nos permitirá proponer soluciones de mejora con la intención de incentivar la inversión privada en tan importante actividad.

Para lograr profundizar en el objetivo, la presente investigación esta conformada por tres capítulos. En el primero daremos una visión general del sector eléctrico en el Perú, a partir de la reforma impulsada por la Ley de Concesiones Eléctricas. Además de ello, servirá de punto de partida para analizar la inversión privada que se ha dado en este sector.

En el segundo capítulo analizaremos los aspectos generales de la actividad de distribución, como la composición del mercado de distribución, las tarifas que le son reconocidas por el servicio brindado y la situación general de las empresas encargadas de brindar el servicio público de electricidad. Todo ello, a fin de identificar las principales falencias que presenta nuestra regulación, en relación a la distribución eléctrica en el Perú.

Por último, en el tercer capítulo, recurriremos a la legislación comparada para analizar los mercados afines al peruano y destacar las principales diferencias con nuestro marco normativo que han permitido una mayor inversión privada en distribución eléctrica en Chile. Las conclusiones que saquemos del mercado eléctrico chileno, nos ayudarán a modelar las principales propuestas de mejora para nuestro mercado eléctrico.

## **2. El modelo regulatorio del sector eléctrico peruano y la inversión privada**

El sector eléctrico en el Perú tuvo un punto de quiebre importante impulsado a partir de la promulgación del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), modificando sustancialmente a los actores principales del mercado, además de establecer las reglas de juego para las inversiones privadas que se desarrollarían en el sector, a partir de ese momento. Es por ese motivo que la finalidad de esta sección es darle una visión general al

desarrollo del marco jurídico del sector eléctrico peruano y a las inversiones desarrolladas a partir de este.

**a. La reforma del sector eléctrico en el Perú con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas**

**i. El mercado eléctrico peruano antes de la reforma**

Si hablamos del servicio eléctrico en el Perú, tal vez tendríamos que remontarnos al año 1886 cuando la Municipalidad de Lima contrató a la empresa *Peruvian Electrical Construction and Supply Company* para proveer el alumbrado público de la ciudad<sup>1</sup>. Sin embargo, a efectos de la presente investigación, debemos partir del modelo regulatorio vigente hasta antes de la promulgación de la LCE.

Para empezar, debemos mencionar que el modelo regulatorio eléctrico peruano vigente hasta antes de la promulgación de la LCE, estuvo basado en la Ley General de Electricidad promulgada en el año 1972, aprobada mediante Decreto Ley N° 19521 durante el gobierno militar de Juan Velazco Alvarado. A partir de esta norma se declaraba de “necesidad, utilidad y seguridad pública y de preferente interés nacional, el suministro de energía eléctrica para el servicio público”<sup>2</sup>.

Como parte de esta reforma, el Estado nacionalizó las empresas de la industria eléctrica y desarrolló un modelo de monopolio estatal y vertical de las actividades eléctricas (generación, transmisión y distribución), las que estuvieron a cargo de la empresa Electricidad del Perú (en adelante, Electroperú). Con esto, los bienes de dominio público fueron capitalizados a favor del Estado, lo cual tuvo como resultado que, al asumir el aumento de capital de cada empresa, el Estado se convirtió en el accionista mayoritario con

---

<sup>1</sup> BONIFAZ, José Luis. “Distribución Eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia”. Lima: Universidad del Pacífico. 2001. Pág. 14.

<sup>2</sup> ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. “La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país”. Lima: Osinergmin. 2016. Pág. 98.

el 98.1% del capital social global, quedando solo el 1.9% del capital privado en algunas de las empresas públicas.

Posteriormente, una vez reestablecida la democracia en nuestro país, se promulgó la Ley N° 23406, Ley General de Electricidad, la cual mantuvo el poder del Estado para la prestación del servicio público de electricidad y tuvo como principal novedad, la creación de diez (10) empresas regionales de distribución eléctrica que funcionaban como filiales de Electroperú. De esta forma, se transfirieron a estas, la actividad de distribución que cubrirían el total de la demanda nacional<sup>3</sup>, siendo la más importante Electrolima, ya que, era la empresa de distribución encargada de brindar el servicio público de electricidad en la ciudad de Lima que era donde se concentraba la mayor cantidad de usuarios finales del Perú.

El modelo tarifario dispuesto por el Decreto Ley N° 19521, conservado por la Ley N° 23406, se encontraba basado en el concepto de costos contables. Asimismo, existían tarifas diferenciadas para los usuarios finales de acuerdo con la actividad que desarrollaban, las cuales podrían ser clasificadas en industrial, comercial, residencial, entre otros. Estas tarifas que regían en la mayoría de localidades de nuestro país, con algunas excepciones, se habían mantenido congeladas por años<sup>4</sup>.

Sin embargo, este modelo era totalmente ineficiente en vista de que no se adecuaba a la estructura de costos y las características técnico-normativas de los sistemas eléctricos. Motivo por el cual, las tarifas de electricidad no reflejaban los costos del servicio de electricidad desde la década del setenta, por lo que las empresas públicas estaban prácticamente quebradas.

A ello se sumaban la falta de capacidad del Estado para manejar eficientemente las empresas públicas, la poca inversión en infraestructura, la restricción para invertir en el mantenimiento

---

<sup>3</sup> Ibidem. Pág. 101.

<sup>4</sup> CAMPODÓNICO, Humberto. “Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000”. Países Bajos: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. 1999. Pág. 14.

y recuperación de la infraestructura eléctrica, la nula supervisión y fiscalización de las empresas públicas<sup>5</sup>, sin mencionar que no contábamos con normas sobre protección al consumidor, calidad de la prestación del servicio y protección al medio ambiente<sup>6</sup>; además de los problemas sociales y económicos que atravesaba nuestro país al final de la década de los ochenta e inicio de los noventa.

Los resultados arrojados de todas las causas antes mencionadas llevaron a que el Perú, para el año 1992, tenga una de las tasas más bajas de consumo de energía eléctrica (54%) en comparación con otros países de Latinoamérica, además de registrar un índice de electrificación de apenas 48.2%, lo cual evidenciaba que más de la mitad de la población no contaba con electricidad<sup>7</sup>.

En virtud de los resultados negativos del modelo económico del sector eléctrico, con el ingreso de un nuevo gobierno en 1990, se impulsaron una serie de reformas estructurales que tenían por objetivo reducir la intervención del Estado. Para ello, se tomaron en cuenta modelos extranjeros y le dieron forma para que se aplique al sector eléctrico nacional, proceso que culminó con la promulgación del Decreto Ley N° 25844, la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>8</sup>.

## **ii. La reforma eléctrica con la Ley de Concesiones Eléctricas**

La reforma del sector eléctrico se dio con la promulgación de la LCE que derogó a la Ley General de Electricidad, marco normativo vigente hasta noviembre de 1992. Con la promulgación de la LCE y su reglamento, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante, Reglamento), se introdujo un nuevo modelo de mercado eléctrico siendo sus principales objetivos: (i) garantizar el suministro de energía, aumentando la cobertura del servicio eléctrico; (ii) incrementar el acceso a la electricidad a más usuarios; e, (iii) incentivar

---

<sup>5</sup> ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. Op.cit. Pág. 103.

<sup>6</sup> SALVATIERRA, Rolando. “Sector Eléctrico – A los veinte años de la reforma”. Lima: Revista Themis N° 61. 2012. Pág. 224.

<sup>7</sup> BONIFAZ, José Luis. Op.cit. Pág. 17.

<sup>8</sup> SALVATIERRA, Rolando. Op.cit. Pág. 225.



la inversión privada en las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica<sup>9</sup>.

Este nuevo modelo regulatorio fue importado con algunas variaciones de Chile, el cual fue el primer país en nuestra región en introducir una reforma desregulatoria en el sector eléctrico<sup>10</sup>, siendo sus principales características las siguientes<sup>11</sup>:

- a) Cambio de rol del Estado y liberalización del mercado, promoviendo la inversión privada mediante el otorgamiento de concesiones y autorizaciones.
- b) Desintegración vertical del mercado, es decir, la separación de las actividades eléctricas en generación, transmisión y distribución, a fin de fomentar la competencia en el sector.
- c) Implementación del principio de libre acceso a las redes (*Open Access*).
- d) Se crean dos tipos de mercado: el de los clientes libres, cuyos precios y condiciones de servicio son de libre negociación entre las partes; y el de los clientes regulados, cuyos precios y condiciones del servicio se encuentran, actualmente regulados por el Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía y Minería (en adelante, OSINERGMIN), el cual fue creado en diciembre de 1996, mediante Ley N° 26734, como el organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas de electricidad y del cumplimiento de las normas del sector eléctrico.
- e) Creación del mercado de corto plazo o *spot*, el cual sirve, exclusivamente, para transar la electricidad entre generadores que tuvieran superávit o déficit de generación respecto de sus obligaciones contractuales.

---

<sup>9</sup> KLAUER, Álvaro. “Crecimiento energético del Perú: Antecedentes y perspectivas de un accidentado desarrollo”. Lima: Revista *Advocatus* N° 28. 2013. Pág. 295.

<sup>10</sup> SANTIVÁÑEZ, Roberto. *Desregulación y Privatización Eléctrica en el Perú*. Lima: Muñiz, Forsyth, Ramírez, Perez-Taiman & Luna Victoria Abogados. 2001. Pág. 27

<sup>11</sup> SALVATIERRA, Rolando. *Op.cit.* Pág. 225.

- f) Creación del Comité de Operación Económica del Sistema interconectado Nacional (en adelante, COES), quien se encarga de la operación del sistema eléctrico interconectado bajo los principios de eficiencia, minimización de costos y garantía de calidad y confiabilidad en la prestación de los servicios<sup>12</sup>.

Complementando la LCE y su Reglamento se promulgó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM, en la cual se establecieron los estándares mínimos que debían cumplir las empresas concesionarias de distribución eléctrica, al momento de brindar el servicio público de electricidad.

Posteriormente, en noviembre de 1997 se promulgó la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico, mediante la cual se regulaba la posibilidad de concentración horizontal y vertical en el mercado de energía eléctrica.

Fue así que con el conjunto de normas antes descritos, se sentaron las bases del nuevo marco regulatorio del mercado eléctrico peruano, donde el Estado pasó de ser el principal prestador de los servicios públicos, al encargado de establecer las reglas que regirían estas actividades<sup>13</sup>.

Este nuevo modelo regulatorio permitió dar los primeros pasos hacia la liberalización de las actividades que componen el sector eléctrico, lo cual significó – tal como veremos más adelante – el inicio de la intervención de los agentes privados en el mercado, entre otros efectos positivos. Sin embargo, a pesar de este primer impulso, las inversiones en generación y transmisión no se estaban implementando como era necesario, ya que, en relación a esta última actividad las tarifas eran reguladas cada cuatro años en base a proyecciones de incremento de oferta y demanda, lo cual hacía vulnerable al sistema, en la medida que si se presentaban situaciones que alteraran esas proyecciones, las tarifas no se modificarían hasta

---

<sup>12</sup> Es importante recordar que hasta el año 2000, en cuanto a la actividad de transmisión, la electricidad en el país era distribuida mediante los sistemas interconectados Centro Norte (SICN), Sureste (SISE) y Suroeste (SISO). Sin embargo, a partir de dicho año se creó el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con la entrada en operación de la línea Mantaro-Socabaya.

<sup>13</sup> ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. Op.cit. Pág. 107.

finalizar el periodo, afectando gravemente a las empresas<sup>14</sup>.

Otro problema detectado luego de la promulgación de la LCE fue la crisis de falta de generación por la extrema dependencia de nuestra matriz energética a las centrales hidroeléctricas, lo cual tuvo como consecuencia la falta de contratos para las empresas de distribución para que puedan atender la demanda del servicio público de electricidad; asimismo, en cuanto a la transmisión, el principal problema fue el de las congestiones de determinadas líneas ocasionando que la energía no pueda ser llevada satisfactoriamente a distintos puntos del país<sup>15</sup>.

Estos factores fueron determinantes para la promulgación, en el año 2006, de la Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante, Ley de Desarrollo Eficiente), donde los principales cambios estuvieron orientados en otorgar de mayor predictibilidad y en consecuencia incentivar la inversión en las actividades de generación y transmisión.

En relación a la generación, el principal cambio vino con la creación del mecanismo de subastas para la contratación de suministro a largo plazo destinados al servicio público de electricidad entre las generadoras y las empresas de distribución eléctrica. A través de este sistema, los precios a pagar por las distribuidoras por energía y potencia se conocen como renta fija que luego es trasladada a los usuarios finales. Con este esquema se buscó resolver el problema de la falta de contratos para atender al servicio público de electricidad.

Por otro lado, respecto a la transmisión, la Ley de Desarrollo Eficiente trajo novedades como la aplicación del plan de transmisión, la reestructuración del sistema de transmisión y la transformación del esquema tarifario<sup>16</sup>.

---

<sup>14</sup> KLAUER, Álvaro. Op.cit. Pág. 296.

<sup>15</sup> SALVATIERRA, Rolando. Op.cit. Pág. 225.

<sup>16</sup> VILLEGAS, Paul. “Los Títulos Habilitantes de la Transmisión de Electricidad”. Lima: Pontificia Universidad Católica del Perú. 2017. Pág. 81.

Respecto a estos dos últimos aspectos debemos mencionar que, en nuestro país existían dos sistemas de transmisión, el Sistema Principal de Transmisión y el Sistema Secundario de Transmisión; sin embargo, a partir de la entrada en vigencia de la Ley de Desarrollo Eficiente se crearon dos sistemas adicionales de transmisión: el Complementario y el Garantizado, los cuales tuvieron por finalidad promover la inversión privada y, es por ese motivo que para el caso de este último, los mecanismos de remuneración se crearon en los propios contratos, con lo cual se buscaba generar estabilidad y predictibilidad en los ingresos de los concesionarios de transmisión<sup>17</sup>.

Por otro lado, y sin entrar en mayor detalle, debemos mencionar que otros dispositivos normativos importantes que forman parte de nuestro marco jurídico sectorial son la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural, a través de la cual se busca electrificar las zonas rurales de nuestro país donde la inversión privada no llega por no resultar rentable, y el Decreto Legislativo N° 1002, con el cual se impulsó la inversión en generación eléctrica en base a recursos energéticos renovables.

Por último, en el año 2015, se aprobó el Decreto Legislativo N° 1221, “Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú”, que tenía por objetivo mejorar la regulación de la distribución de electricidad para promover un mayor grado de acceso y uso de la energía eléctrica en el Perú con altos estándares de calidad e innovación.

Todas las normas antes descritas constituyen el régimen jurídico del mercado eléctrico peruano, donde la LCE, el Reglamento, la Ley de Desarrollo Eficiente y el Decreto Legislativo N° 1221 juegan un rol determinante, ya que, es en estas normas donde se encuentran las “reglas de juego” para las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica en el Perú.

---

<sup>17</sup> KLAUER, Álvaro. Op.cit. Pág. 298.

**b. Evolución de la inversión privada en el sector eléctrico a partir de la promulgación de la LCE**

Con la promulgación de la LCE y su Reglamento, nuestro modelo regulatorio en el sector eléctrico paso de ser un monopolio del Estado a uno de competencia regulada, donde sus principales características venían a ser la desconcentración del mercado; la remoción de barreras de entrada y salida del mercado; precios y tarifas que den las señales de escasez en el mercado; la gestión privada de las empresas y servicios eléctricos; entre otros importantes aspectos<sup>18</sup>.

Una vez definido nuestro modelo regulatorio, el siguiente paso del Estado fue estimular la inversión privada en la industria, para lo cual se incentivó la privatización de las empresas que, como ya mencionamos, eran en su totalidad públicas. Sin embargo, antes de embarcarnos a describir dicho proceso, es pertinente saber cómo estaba compuesto el mercado eléctrico peruano hasta ese momento:

**Tabla N° 1: Composición del mercado eléctrico peruano antes de la reforma eléctrica**

Sistema	Generación	Transmisión	Distribución	Integrada
SICN	Cahua Edegel Eepsa Egenor ElectroAndres Electroperú Etevensa	Etecen	Edecañete Edechancay Edelnor Edelsur Electro Centro Electro Nor Oeste Electro Norte Electro Norte Medio Electro Sur Medio	N/A
SISO	Egasa	Etesur	Electro Sur	N/A

<sup>18</sup> QUIÑONEZ, María. “Mercado Eléctrico en el Perú ¿Una utopía?”. Lima: Revista Themis N° 50. 2005. Pág. 75.

	Egesur		SEAL	
SISE	Egamsa	Etesur	Electro Sur Oeste Electro Puno	Electro Ucayali Electro Oriente
Aislada	N/A	N/A	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>2</b>

*Fuente: Santiváñez, R. (2001). Desregulación y Privatización Eléctrica en el Perú. Pág. 31.*

De lo anterior podemos apreciar que hasta ese momento existían diez (10) empresas de generación, dos (2) empresas de transmisión que aún no se encontraban conectadas, trece (13) empresas de distribución y dos (2) sistemas aislados.

Con el proceso de privatización del sector eléctrico se buscó transferir al sector privado la mayor cantidad de estas empresas, siendo que la modalidad más utilizada para ello consistió en la venta de las acciones al mejor postor en un proceso de licitación de primer precio a sobre cerrado. Sin embargo, también se efectuaron privatizaciones utilizando la modalidad de capitalización, así como por venta de activos de empresas, principalmente en el caso de las que estaban en proceso de liquidación.

En cuanto a la actividad de generación, la privatización se dio desde el año de 1995 hasta el año 2005 y ha estado sujeta, en casi todos los casos, a compromisos de inversión por parte de los agentes privados. La capacidad de generación vendida fue de 1, 534 MW, siendo la más grande la de Edegel con 819 MW, lo que en ese momento representaba el 33% de la producción eléctrica de todo el país<sup>19</sup>.

Como producto de la privatización, el Estado obtuvo ingresos totales que bordeaban los US\$ 1,104 millones; asimismo, los compromisos de inversión de los inversionistas privados ascendían a US\$ 501 millones. Sin embargo, no se llegaron a privatizar todas las centrales de generación, ya que, hasta la actualidad, tanto Egamsa, Egasa y Egesur siguen siendo de propiedad estatal.

---

<sup>19</sup> CAMPODÓNICO, Humberto. Op.cit. Pág. 29.

En relación a la transmisión, desde la promulgación de la LCE hasta 1997, la inversión fue netamente pública, a partir de ese año se iniciaron las inversiones del sector privado las cuales presentaron una participación creciente que, hasta el 2001, fue en promedio de 80% con respecto al total de las inversiones<sup>20</sup>.

A diferencia de lo que sucedió en generación y distribución, donde predominaron las privatizaciones, en esta actividad se prefirió por el otorgamiento de concesiones. Como se podrá apreciar del Cuadro 1, en 1997 se creó Etecen con la concesión definitiva de transmisión de electricidad del Sistema Mantaro – Socabaya. En 1998 Etecen cedió su posición contractual a favor de Consorcio Transmantaro. Posteriormente, los activos de Etecen fueron adjudicados en concesión a Interconexión Eléctrica S.A. Por otro lado, en el año 1999 se entregó en concesión a la empresa REDESUR las principales líneas de Etesur.

Respecto a la actividad de distribución, antes de la privatización, Electrolima era la empresa distribuidora más grande del Perú, siendo responsable del 57% del consumo a nivel nacional<sup>21</sup>. Para efectos de la privatización, esta empresa pública se dividió en cinco empresas: una empresa de generación eléctrica (Edegel) y cuatro de distribución eléctrica (Luz del Sur, Edelnor, Edechancay y Edecañete).

Respecto a estas últimas, la empresa de distribución del sur de lima (Luz del Sur) fue vendida en 1994 por un valor de US\$ 212 millones. El 60% de las acciones fue comprado por el Consorcio Ontario Quinta, conformado por Ontario Hydro (Canadá) y Chilquinta (Chile). El otro 30% fue vendido en 1996 en la Bolsa de Valores de Nueva York, en el mercado local y a través del programa “Participación Ciudadana” en el que participaron cerca de 150 mil inversionistas; finalmente, el 10% restante fue adquirido por los trabajadores de la empresa<sup>22</sup>.

Por su parte, Edelnor también se privatizó en el año 1994 por un monto de US\$ 176 millones,

---

<sup>20</sup> CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO “Perú: Análisis del Sector Eléctrico”. Caracas: Corporación Andina de Fomento. 2003. Pág. 9,

<sup>21</sup> BONIFAZ, José Luis. Op.cit. Pág. 27.

<sup>22</sup> *Ibidem*.

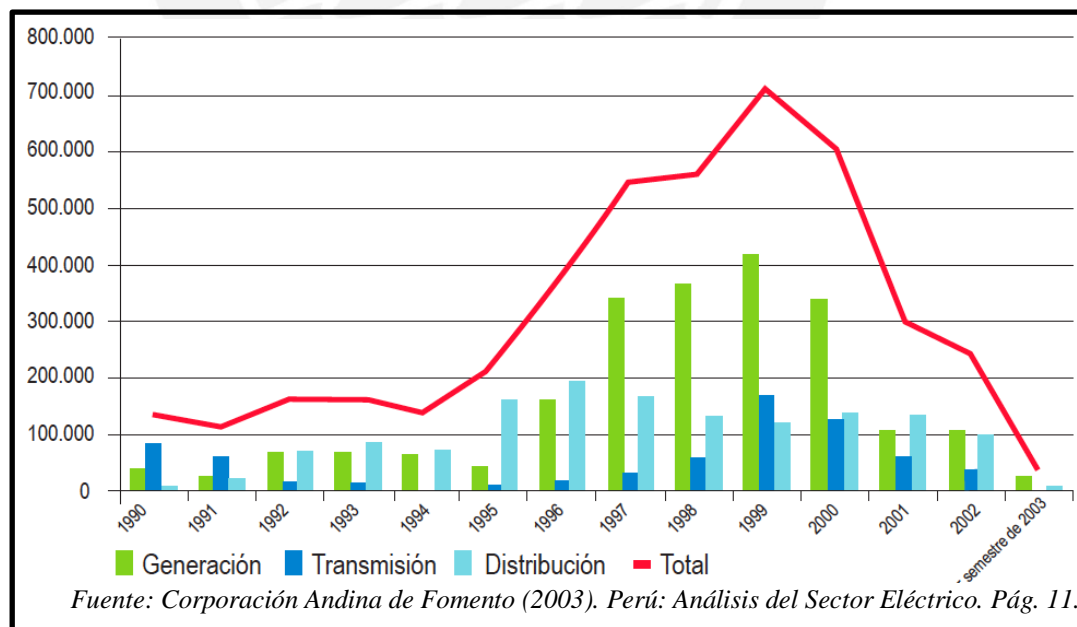
el cual representaba el 64% de las acciones. El 36% restante de las acciones quedaba por ese momento en manos del Estado.

Las distribuidoras Edechancay y Edecañete fueron vendidas por US\$ 10.4 millones y US\$ 8.6 millones respectivamente, las mismas que posteriormente fueron adquiridas por Edelnor y Luz del Sur respectivamente.

Por último, la otra empresa de distribución privatizada en este periodo fue la empresa Electro Sur Medio, la cual fue adquirida en un 90% por inversionistas peruanos y argentinos en el año 1997 a cambio de un monto ascendente a los US\$ 51,2 millones.

A manera de resumen, los resultados que nos dejó la primera década a partir de la promulgación de la LCE y su Reglamento, en cuanto a inversiones en el sector fueron bastante positivos resaltando, sobretodo, la actividad de generación; sin embargo, a partir del año 2001 se puede apreciar una contracción importante en el desarrollo del sector.

**Gráfico N° 1: Total de inversiones en el sector eléctrico por actividad de 1990 a 2003 en miles de US\$**



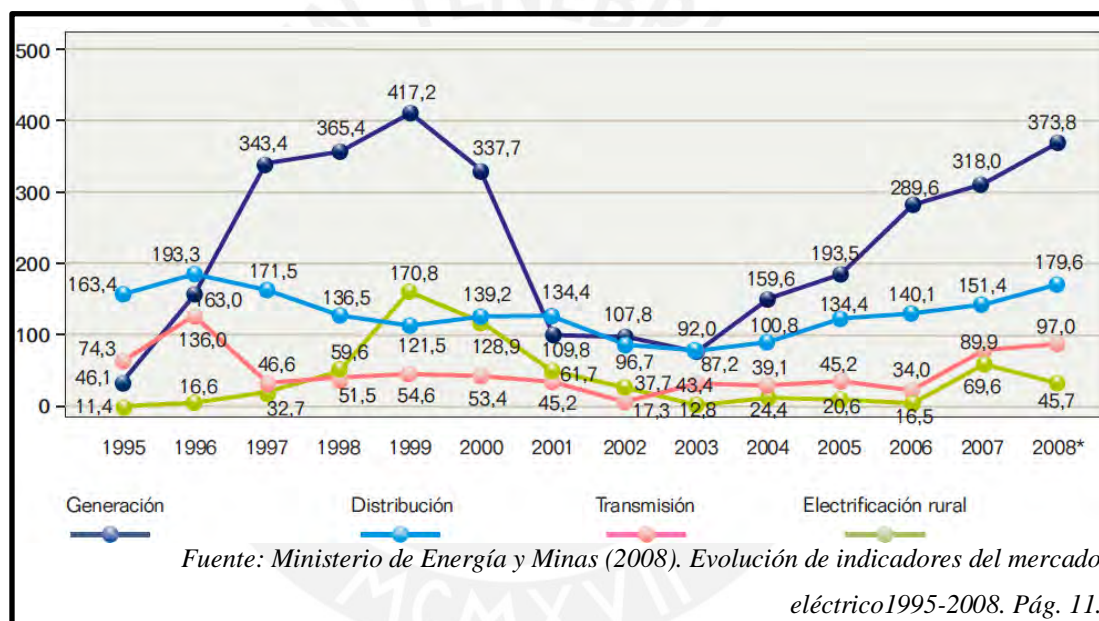
Tal como ya habíamos desarrollado en apartados anteriores, la promulgación de la LCE y su Reglamento no fue suficiente para incentivar la inversión en el sector. Si bien se había



avanzado en la construcción de una cantidad importante de centrales de generación eléctrica, quedaba una tarea pendiente en cuanto a las actividades de transmisión y distribución.

Pues bien, con la promulgación de la Ley de Desarrollo Eficiente se buscó reimpulsar la inversión en transmisión y consolidar la que se venía desarrollando en generación, lo cual se vio reflejado en las inversiones en ambos sectores, tal como se puede apreciar del siguiente cuadro:

**Gráfico N° 2: Total de inversiones en el sector eléctrico por actividad de 1995 a 2008 en millones de US\$**



Para entender el Cuadro N° 2 debemos tener en cuenta que en dichas estadísticas se están considerando inversiones tanto estatales como privadas porque, como hemos mencionado antes, el Estado sigue participando en el mercado con la operación de algunas centrales de generación y con la actividad de distribución, las cuales son en su mayoría empresas estatales, salvo en Lima e Ica.

Como puede apreciarse del Cuadro N° 2, en relación con la generación, vemos que, si bien había tomado un nuevo impulso incluso antes de la promulgación de la Ley de Desarrollo Eficiente; a partir del año 2006, la inversión incrementó en casi el 30% hacia el 2008. Mientras que, por el lado de la transmisión, el incremento de las inversiones fue mucho más

notorio, incluso llegando a más del 100% hacia el 2008.

Asimismo, se puede apreciar un incremento en las inversiones en distribución, incluso por encima de las de transmisión; sin embargo, esto no se debe a los efectos de la Ley de Desarrollo Eficiente, sino que en esta actividad invierten tanto el sector privado como el público, por lo que, en cuanto a la distribución esas cifras resultan engañosas en cuanto al avance de la inversión privada en nuestro país.

Luego de la Ley de Desarrollo Eficiente, desde el sector no se han aprobado normas que traten de impulsar nuevamente las inversiones. Sin embargo, en mayo del año 2008, a través del Decreto Legislativo N° 1012<sup>23</sup> se promulgó la “Ley marco de asociaciones público – privadas para la generación de empleo productivo”, el objeto de esta norma era establecer los principios, procesos y atribuciones del sector público para la evaluación, implementación y operación de infraestructura pública o la prestación de servicios públicos, con participación del sector privado, así como establecer el marco general aplicable a las iniciativas privadas.

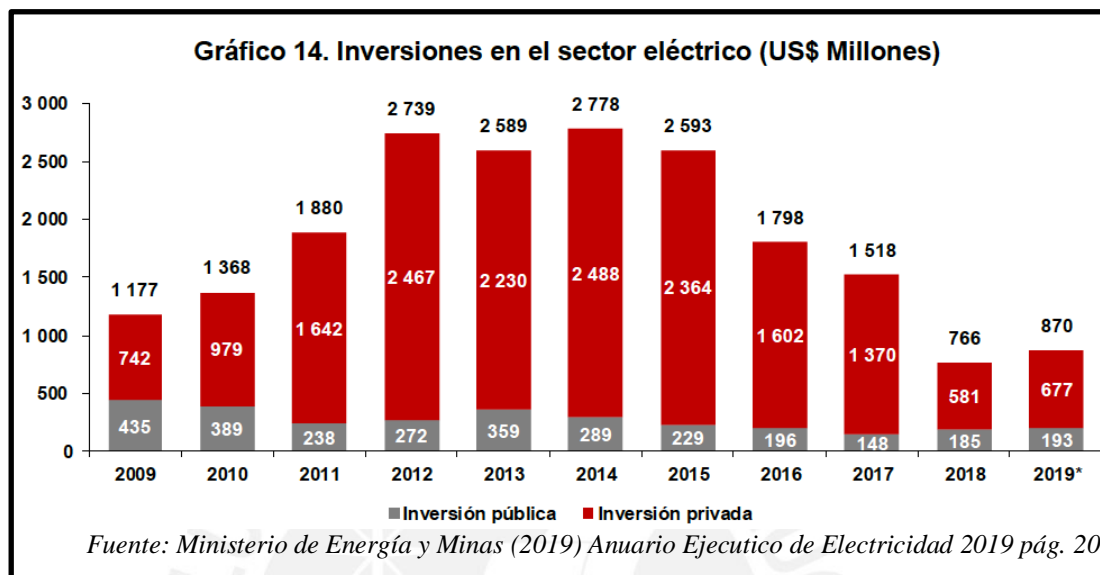
A partir de la promulgación de esta norma, la gran mayoría de proyectos de inversión del sector eléctrico se canalizaron a través de ella, siendo que ha sido empleada, principalmente, para adjudicar la construcción de centrales de generación hidroeléctrica y la de líneas de transmisión para el sistema garantizado de transmisión.

Esta norma marcó un nuevo hito en las inversiones privadas en nuestro país, por lo que, a partir de su promulgación hasta la fecha, el desarrollo de la inversión en el sector eléctrico ha arrojado los siguientes resultados:

---

<sup>23</sup> Actualmente, esta norma se encuentra derogada y ha sido reemplazada por el Decreto Legislativo N° 1362, Decreto Legislativo que regula la promoción de la inversión privada mediante asociaciones público – privadas y proyectos en activos, y su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 240-2018-EF.

**Gráfico N° 3: Total de inversiones en el sector eléctrico de 2009 a 2019 en millones de US\$**

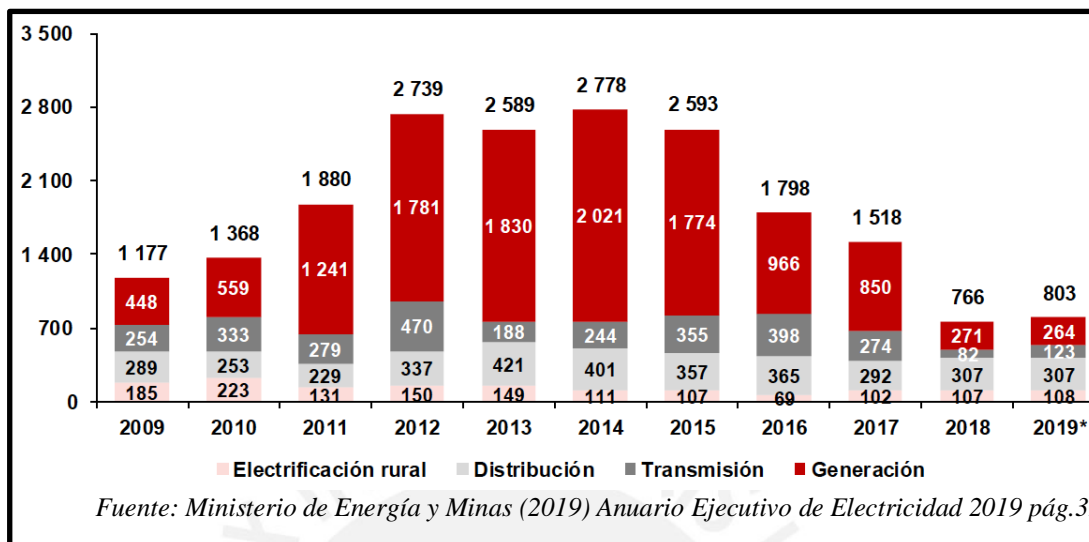


Del Cuadro N° 3 se puede identificar una importante participación del sector privado en la inversión del sector eléctrico. Según el Ministerio de Energía y Minas, las inversiones en el sector alcanzaron en promedio anual durante el periodo 2009-2019 los US\$1,8 mil millones. Esto representa el 4% del total de la inversión nacional, siendo que, durante este periodo, la inversión pública ha perdido participación. Así, en el 2008, las inversiones públicas en el sector representaban el 27% mientras que, en el 2019, estas solo representaban el 22%<sup>24</sup>.

Ahora bien, cuando pasamos a analizar la inversión dentro de cada actividad del mercado eléctrico (Cuadro N° 4), tenemos que la tendencia de las dos últimas décadas se mantiene, ya que, el desarrollo de las centrales de generación sigue captando el mayor porcentaje de las inversiones. Luego, le siguen en menor medida la transmisión y la distribución. Asimismo, también es relevante mencionar que en los dos últimos años existe una tendencia importante a la baja en las inversiones que representan cerca de 50% menos, en comparación con los montos invertidos en el año 2017.

<sup>24</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. “Anuario Ejecutivo de Electricidad”. Lima: Dirección General de Electricidad. 2019. Pág. 20.

**Gráfico N° 4: Total de inversiones en el sector eléctrico por actividad de 2009 a 2019**  
**en millones de US\$**



Como hemos podido apreciar, desde la promulgación de la LCE hasta la fecha, se han dado importantes avances en el sector eléctrico a consecuencia de la decisión de cambiar el modelo tarifario, además del rol protagónico otorgado a los agentes privados para promover el desarrollo del mercado eléctrico en el Perú. Son irrefutables los resultados positivos obtenidos a partir de la inversión privada en el sector eléctrico. Solo a manera de ejemplo podemos señalar:

- i. El significativo incremento de la electrificación nacional, donde a nivel urbano la cobertura se encuentra cerca del 99%, mientras que en el nivel rural bordea el 82%<sup>25</sup>;
- ii. El crecimiento del margen de reserva de la generación, el cual se encuentra cerca del 64%. Sin mencionar que, actualmente, contamos con más de 54 centrales de generación eléctrica, una cifra bastante mayor en comparación con las 10 centrales que teníamos hasta antes de la reforma (ver Tabla 1).

<sup>25</sup> MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Op.cit. Pág. 23.

- iii. El incremento del tendido de las líneas de transmisión (el mismo que bordea el 6% en la última década), siendo que actualmente tenemos una longitud total de líneas cerca de los 30 000 km.
- iv. La reducción de pérdidas tanto en transmisión (en promedio se encuentran en 7.1%) como en distribución (en promedio se encuentran en 8.4%).

Sin embargo, tal como ya hemos señalado, la inversión no se ha desarrollado de la misma manera en las tres actividades, hay una importante ventaja de la generación sobre las demás actividades; siendo que la actividad más relegada es la de distribución, donde prácticamente solo ha existido intervención privada en los departamentos de Lima e Ica, mientras que en los demás departamentos de nuestro país la distribución eléctrica sigue a cargo de las empresas públicas.

Es importante cuestionarnos los motivos que han generado que los inversionistas privados no se atrevan a invertir en esta importante actividad, teniendo en cuenta, sobre todo, que en generación la mayoría de centrales de generación son de propiedad privada, mientras que en transmisión el 100% de la actividad es manejada por agentes privados. Esta es la interrogante que trataremos de explicar en la siguiente sección de la presente investigación.

### **3. Características principales de la actividad de distribución eléctrica en el Perú**

#### **a. La distribución eléctrica como actividad de servicio público**

Con la promulgación de la LCE, se separaron los regímenes jurídicos de las actividades competitivas (generación) de las no competitivas (transmisión y distribución)<sup>26</sup>. Siendo que estas últimas no pueden formar parte del mercado competitivo, ya que, la eficiencia y eficacia de este tipo de actividades solo puede lograrse a partir de monopolios naturales y por ello solo pueden prestarse a través de concesiones excluyentes, lo cual conlleva a que dos concesionarios no puedan operar en una misma zona geográfica.

---

<sup>26</sup> SALVATIERRA, Rolando “La evolución jurídica del Sector Eléctrico Peruano”. Lima: Asociación Peruana de Derecho Administrativo. 2004. Pág. 491.

Además de tener la condición de monopolios naturales, el artículo 2 de la LCE le da tanto a la actividad de transmisión como de distribución, la categoría de servicio público de electricidad. En ese sentido, y refiriéndonos particularmente a esta última, vemos que se encuentra sujeta a un marco jurídico determinado, a los principios generales de los servicios públicos y a una serie de prerrogativas de poder público<sup>27</sup>.

La decisión de nuestro legislador de calificar como servicio público a la actividad de distribución, se da porque ha identificado en ella una serie de elementos, tal como lo explica Danós Ordoñez<sup>28</sup>:

“(…) existen una serie de elementos que en conjunto permiten caracterizar a grandes rasgos, a un servicio como público y en atención a los cuales, resulta razonable su protección como bien constitucional de primer orden y actividades económicas de especial promoción para el desarrollo del país. Estos son:

- a) Su naturaleza esencial para la comunidad
- b) La necesaria continuidad de su prestación en el tiempo
- c) Su naturaleza regular; es decir, que debe mantener su estándar mínimo de calidad
- d) La necesidad de que su acceso se dé en condiciones de igualdad.

De acuerdo a este análisis jurisprudencial, el autor resume los principios constitucionales del servicio público en nuestro ordenamiento en: (i) principio de igualdad o generalidad, (ii) principio de continuidad, (iii) principio de regularidad y (iv) principio de mutabilidad o adaptabilidad a las condiciones.

Complementado lo establecido por nuestra jurisprudencia, la doctrina clásica considera que los servicios públicos, como la distribución eléctrica, deberá respetar los principios

---

<sup>27</sup> ZEGARRA VALDIVIA, Diego. “El servicio público: fundamentos”. Lima: Palestra. 2005. Pág. 351.

<sup>28</sup> DANÓS ORDOÑEZ, Jorge. “El régimen de los servicios públicos en la constitución peruana”. Lima: Themis, Revista de Derecho. 2008. N° 55. Pág.255-264.

denominados las “Leyes de Roland”<sup>29</sup>:

- **Continuidad:** El servicio debe prestarse forma ininterrumpida, toda vez que busca satisfacer una necesidad del administrado (interés general).
- **Regularidad:** El servicio debe prestarse respetando las condiciones de calidad, de acuerdo a las normas técnicas que lo rigen.
- **Igualdad:** El servicio debe prestarse en condiciones de igualdad en el trato y uso, sin discriminación, salvo existan condiciones para realizar una discriminación positiva.
- **Universalidad:** El servicio debe ser prestado a la mayor cantidad de personas dentro del ámbito geográfico de la concesión.
- **Progresividad:** El servicio debe prestarse adaptándose a mejores tecnologías disponibles.

Un ejemplo de la materialización de estos principios en nuestro ordenamiento jurídico, nos lo da la Norma Técnica de Calidad, la cual, en virtud del principio de regularidad, establece los estándares mínimos de calidad que deben cumplir las empresas de distribución eléctrica al momento de prestar el servicio, a fin de asegurar que el suministro eléctrico sea continuo, adecuado, confiable y oportuno.

De acuerdo con lo dispuesto por la Norma Técnica de Calidad podemos decir que los estándares a los que se encuentran obligados satisfacer las concesionarias de distribución eléctrica se dividen en dos aspectos: calidad técnica y calidad comercial.

En relación al primero, se puede subdividir en calidad de producto (donde se evalúan las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega) y en calidad de suministro (este se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio. Mientras que, respecto al segundo, este se evalúa sobre tres subaspectos, los cuales son: trato al cliente,

---

<sup>29</sup> HUAPAYA TAPIA, Ramón. “Concepto y Régimen Jurídico del Servicio Público en el Ordenamiento Público Peruano. Lima: Ius Et Veritas. 2015. N° 50. Pág. 375.

medios a disposición del cliente y precisión de medida de la energía facturada.

Tal como hemos desarrollado en el presente acápite, la distribución eléctrica en el Perú, al ser una actividad de servicio público se encuentra sujeta al cumplimiento de una serie de principios reconocidos constitucionalmente y se encuentran reflejados en nuestra Norma Técnica de Calidad. En teoría, todas las empresas de distribución deberían cumplir con ello; sin embargo, como desarrollaremos más adelante, lamentablemente la realidad es distinta, ya que, son muy pocas las empresas concesionarias (principalmente las empresas privadas) que cumplen a cabalidad con los estándares exigidos por la regulación para brindar el servicio de suministro eléctrico.

#### **b. La fijación de tarifas para la actividad de distribución eléctrica**

Las empresas de distribución eléctrica en el Perú tienen a su cargo la prestación del servicio público de electricidad, lo cual implica, principalmente, la atención del suministro eléctrico de todos los usuarios regulados<sup>30</sup> que se encuentren dentro de su zona de concesión. Asimismo, tal como ya habíamos mencionado, esta actividad, por sus características, es considerada un monopolio natural, motivo por el cual se encuentra sujeta a un sistema de regulación de precios a cargo del OSINERGMIN.

Las tarifas determinadas por el OSINERGMIN son pagadas por los usuarios regulados y se encuentran conformadas por tres componentes: (i) el precio a nivel de generación (corresponden a los precios de generación); (ii) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes (cubre los costos de los concesionarios de transmisión); y, el Valor Agregado de Distribución (en adelante, VAD) que remunera los costos derivados de la distribución eléctrica.

De acuerdo con el artículo 64 de la LCE, el VAD es un costo total anual que está compuesto

---

<sup>30</sup> Según el artículo 2 del Reglamento son usuarios regulados todos aquellos que tienen una máxima demanda anual de hasta 200 kW.



por: (i) los costos asociados al usuario<sup>31</sup> (cargo fijo), independientemente de su demanda de potencia y energía; (ii) pérdidas estándar de potencia y energía<sup>32</sup>; y (iii) los costos estándares de inversión<sup>33</sup>, operación y mantenimiento, asociado a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

El OSINERGMIN para poder determinar el VAD tiene que basarse en un método de regulación, siendo que, para la determinación de los costos de distribución eléctrica, los más comunes son la regulación por tasa de retorno, la regulación por *Price Cap* y la regulación por *Yardstick competition*. Sin embargo, nuestro Organismo Regulador escogió el modelo regulatorio implementado por el modelo chileno denominado “regulación por empresa modelo eficiente”<sup>34</sup>.

De acuerdo con este modelo, la tarifa se determina basándose en una empresa que opera con los costos indispensables para proveer los servicios sujetos a regulación tarifaria de forma eficiente, de acuerdo a la tecnología disponible y manteniendo la calidad establecida para dichos servicios, adaptándose a la geografía y la demanda en cada área de servicio<sup>35</sup>.

Dadas las características geográficas de nuestro país, no resultaba apropiado establecer una única tarifa de distribución aplicable para todas las empresas de distribución eléctrica. La solución brindada por la LCE, en ese momento, fue dividir las áreas de distribución en sectores típicos, los cuales eran: urbano de alta densidad, urbano de media densidad, urbano de baja densidad, urbano rural y rural.

---

<sup>31</sup> Son aquellos que cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

<sup>32</sup> Son las pérdidas que se consideran en la tarifa y se producen en la operación eficiente de las redes de distribución, sea de baja o media tensión.

<sup>33</sup> De acuerdo con el artículo 65 de la LCE, el costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR), es decir, el costo de renovar los bienes físicos y obras necesarias para la instalación del sistema de distribución a precios y tecnologías actuales. La aVNR es una renta anual que remunera el valor de una inversión a la tasa de descuento de 12%, fijada por el artículo 79 de la LCE y un periodo de recuperación del capital equivalente a 30 años.

<sup>34</sup> DAMMERT LIRA, Alfredo; GARCÍA CARPIO, Raúl; MOLLINELI ARISTONDO, Fiorella. “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”. Lima: Fondot Editorial PUCP. 2008. Pág. 216.

<sup>35</sup> *Ibidem*. Pág. 222.

Luego de ello, se identificaba un sistema de distribución representativo (es decir, una empresa de distribución eléctrica) en cada sector típico y, a partir de este, se estimaban los costos de una empresa modelo eficiente, siendo que los resultados arrojados de dicho ejercicio eran replicados a los demás sistemas de distribución correspondiente a cada sector típico.

Esta práctica se mantuvo hasta la promulgación del Decreto Legislativo N° 1221, donde se estableció que para las empresas que brinden el servicio a más de 50 000 suministros, la fijación del VAD sería por empresa, es decir, la tarifa sería determinada para cada empresa. Para los demás concesionarios de distribución que no superen tal cantidad de suministros se mantiene el cálculo a partir del estudio de costos para cada sector típico considerando un sistema eléctrico modelo.

Ahora bien, en cuanto al procedimiento para la fijación del VAD, debemos mencionar que este se encuentra regulado en la Resolución de Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 080-2012-OS y está conformado por distintas etapas. De acuerdo con lo dispuesto en el Anexo B.1 de la Resolución antes referida, el primer paso consiste en que las empresas de distribución que atiendan a más de 50 000 suministros presenten su propio estudio de costos<sup>36</sup>, donde tendrán que determinar el VAD evaluando la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupándolos de acuerdo con la calificación de sector de distribución típico.

Para las empresas que no superen tal cantidad de suministros atendidos, el VAD se determina con un estudio para cada sector de distribución típico tomando en cuenta sistemas eléctricos representativos, seleccionados por OSINERGMIN.

Luego de presentar sus respectivos estudios de costos, se realizan audiencias públicas para que las empresas de distribución los expongan; luego de ello, siguen una serie de actos, los

---

<sup>36</sup> Para la elaboración de los estudios de costo, las empresas de distribución tienen que tomar en cuenta la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupados por sector de distribución típico con la finalidad de determinar los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, así como las instalaciones eléctricas y no eléctricas de una empresa modelo eficiente.

cuales conducen a que el Consejo Directivo del OSINERGMIN, después de haber analizado la información presentada y realizado el estudio de costos correspondiente para cada empresa o para cada sector de distribución típico, según corresponda, publique la Resolución de fijación del VAD, la cual puede ser impugnada por las empresas de distribución eléctrica vía recurso de reconsideración.

Finalmente, nuevamente, existen audiencias públicas para que las empresas que impugnaron la fijación del VAD expongan sus argumentos, para que luego de ello, el Consejo Directivo del OSINERGMIN emita la resolución final de fijación del VAD. En este punto hay que tener en cuenta que estas resoluciones emitidas por el Organismo Regulador, al ser actos administrativos pueden ser recurribles en la vía judicial.

Como puede apreciarse del desarrollo del procedimiento, finalmente es OSINERGMIN quien en base a un modelo regulatorio (empresa modelo eficiente) determina el VAD para las empresas de distribución eléctrica, donde sin duda hace uso de su poder discrecional para poder determinar cuales son los costos que serán reconocidos en las tarifas.

La discrecionalidad del OSINERGMIN en la determinación del VAD, creemos que es un punto a analizar, sobre todo, el hecho de hasta donde puede llegar este poder que tiene por ser una entidad pública. Como bien sabemos, toda decisión administrativa tiene consigo un margen de discrecionalidad y en este caso viene a ser la denominada – de acuerdo con la definición dada por nuestro Tribunal Constitucional – discrecionalidad técnica, la cual consiste en valorar o seleccionar, dentro de una pluralidad de opciones, un procedimiento científico<sup>37</sup>.

Lo cuestionable de la discrecionalidad técnica del OSINERGMIN en la fijación del VAD es que no aprecian y valoran debidamente los estudios de costos presentados por las distribuidoras. Teniendo en consideración que las empresas de distribución en su estructura de costos incluyen todas las inversiones que realizan para la prestación del servicio público,

---

<sup>37</sup> BACA ONETO, Víctor. “La Discrecionalidad Administrativa y la Jurisprudencia del Tribunal Constitucional Peruano”. Lima: Círculo de Derecho Administrativo. 2012. Pág. 182.

estas corren el riesgo de no ser reconocidas por el Organismo Regulador en la revisión que se hace cada cuatro años.

Esta situación genera mucha incertidumbre en las empresas de distribución eléctrica, debido a la alta discrecionalidad del OSINERGMIN al momento de fijar las tarifas del VAD. Este panorama incierto que se da cada cuatro años puede ser uno de los principales motivos por los cuales los inversionistas privados decidan no invertir en esta importante actividad, ya que, si bien, son conscientes de que entran a un mercado altamente regulado con muchas obligaciones normativas de por medio, también esperan obtener márgenes de ganancia predecibles que puedan resultar atractivos.

Sin duda este es un tema que debería analizarse desde la regulación, a fin de acotar los márgenes de discrecionalidad y dar mayor predictibilidad a los agentes privados que decidan invertir en distribución eléctrica, tal como sucede en las actividades de generación y transmisión, donde las empresas pueden firmar contratos con el Estado o con contrapartes privadas que les aseguren ingresos por plazos pactados<sup>38</sup>.

### **c. Situación actual de las empresas de distribución eléctrica.**

La actividad de distribución eléctrica en el Perú se realiza en función a áreas geográficas, en las cuales las empresas distribuidoras cuentan con una concesión, la cual implica una autorización para la implementación de redes de media y baja tensión, así como un monopolio legal para la atención de los usuarios regulados.

Además de ello, el artículo 30 de la LCE establece que las empresas de distribución eléctrica tienen a su cargo una Zona de Responsabilidad Técnica (en adelante, ZRT), que de acuerdo con el artículo 60-A del RLCE, comprenden áreas definidas geográficamente para lograr el acceso universal del suministro eléctrico, considerando preferentemente los límites distritales, provinciales y/o regionales.

---

<sup>38</sup> SANTIVANEZ SEMINARIO, Roberto. “Distribución Eléctrica en las Regiones ¿Hasta cuando será la última rueda del coche?” Lima: Revista Peruana de Energía. 2019.

El establecimiento de las ZRT tiene por finalidad asignar responsabilidades a las empresas de distribución eléctrica sobre la planificación para la ampliación de la cobertura eléctrica en dichas zonas, donde tienen la prioridad para ejecutar proyectos de electrificación.

En la actualidad, las ZTR que cubren todo el territorio nacional están a cargo de trece (13) empresas de distribución eléctrica, las cuales tienen a su cargo dichas zonas de acuerdo a lo siguiente:

**Tabla N° 2: Las empresas de distribución eléctrica en el Perú a cargo del servicio público de electricidad**

<b>Empresa</b>	<b>Área geográfica cubierta por Departamentos</b>	<b>Tipo de empresa</b>
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. (ENOSA)	Tumbes y Piura	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. (ENSA)	Lambayeque y parte de Cajamarca	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. (HIDRANDINA)	Ancash, La Libertad, y Cajamarca <sup>39</sup>	Estatal
Enel Distribución Perú S.A.A. (Enel Distribución)	Zona norte de Lima Metropolitana, la provincia Constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón	Privada
Luz del Sur S.A.A (Luz del Sur)	Zona sur de Lima Metropolitana, y las	Privada

<sup>39</sup> Las provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Miguel, San Marcos y Cajabamba.

	provincias de Huarochirí y Cañete.	
Electro Dunas S.A.A.(Electrodunas)	Ica, Huancavelica y Ayacucho	Privada
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL)	Arequipa	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electrosur S.A. (ELECTROSUR)	Tacna y Moquegua	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. (ELECTROCENTRO)	Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica, Ayacucho, Lima <sup>40</sup> y Cusco <sup>41</sup>	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. (ELECTRO ORIENTE)	Loreto, San Martín y Amazonas Cajamarca.	Estatal
Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. (ELECTRO UCAYALI)	Pucallpa	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A.A. (ELECTRO SUR ESTE)	Cusco, Apurímac y Madre de Dios	Estatal
Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. (ELECTRO PUNO)	Puno	Estatal

De las trece (13) empresas que atienden el servicio público de electricidad, solo tres (3) de ellas son privadas y son resultado de los procesos de privatización impulsados a mediados de la década de los noventa, es decir, han pasado más de veinte (20) años y no hemos tenido procesos exitosos de privatización, en los que las empresas privadas se hagan cargo de esta importante actividad.

---

<sup>40</sup> Las provincias de Yauyos y Huarochirí.

<sup>41</sup> Parte de la provincia de La Convención.

Las diez (10) empresas restantes están compuestas por acciones que son de titularidad del Estado, es por ese motivo que estas se encuentran dentro del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (en adelante, FONAFE).

Para el caso de las empresas públicas de distribución eléctrica, el FONAFE se encarga de normar y supervisar dicha actividad empresarial, administrar sus recursos derivados, dirigir el proceso presupuestario y sus respectivas gestiones administrativas. El hecho de que estas empresas se encuentren manejadas por FONAFE tiene muchas implicancias, las cuales de cierta forma terminan repercutiendo al momento de brindar el servicio de electricidad a los usuarios finales.

La regulación a la que se encuentran sometidas las empresas públicas, impide que puedan tomar sus propias decisiones con independencia, ya que, al ser financiadas por el presupuesto público, siempre estarán sujetas a control presupuestal y gerencial; además de la responsabilidad administrativa a la que están sujetos los que ocupan cargos directivos.

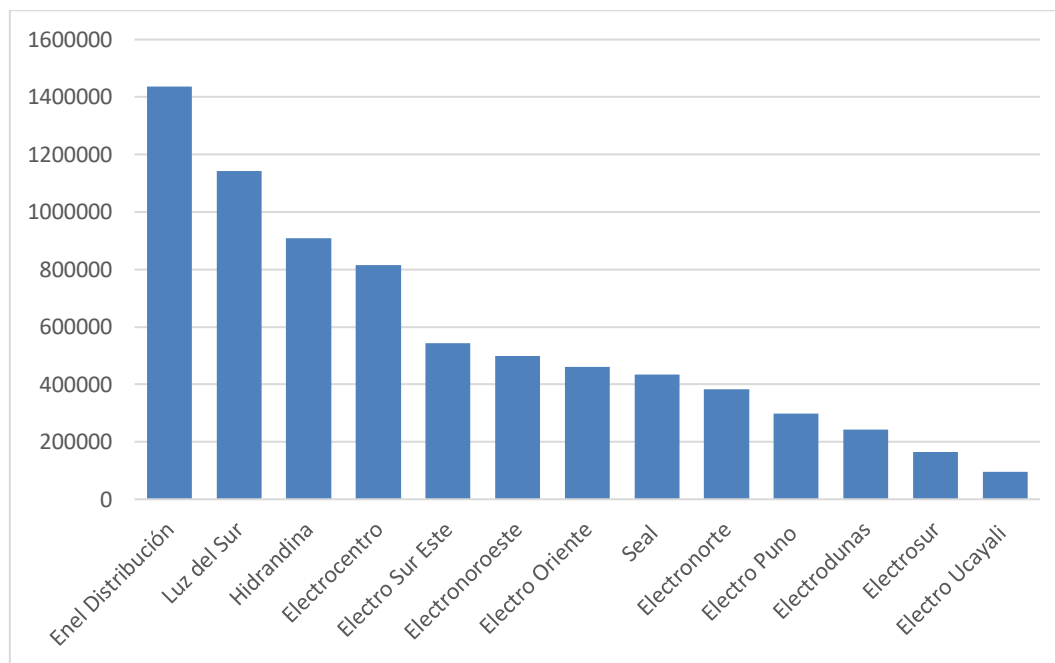
Es evidente que el manejo de las empresas públicas de distribución eléctrica tiene un margen reducido de maniobra, en comparación con las empresas privadas, las cuales actúan con independencia económica y de gestión, donde siempre buscan maximizar sus beneficios, lo cual conlleva a perseguir la eficiencia en el servicio, ya que es la única manera de que tengan mayor margen de ganancias.

Como ya hemos explicado en acápites anteriores, las empresas de distribución eléctrica se encuentran normativamente obligadas a brindar el servicio eléctrico cumpliendo determinados estándares de calidad; sin embargo, en la realidad vemos que no todas logran alcanzar los parámetros dispuestos por la Norma Técnica de Calidad. Para analizar esta situación haremos un breve recuento sobre los principales aspectos de las empresas distribuidoras antes mencionadas.

En primer lugar, debemos empezar comparando las empresas por el universo de clientes regulados a los que atienden. De acuerdo con el Anuario Estadístico del OSINERGMIN publicado en el año 2019, podemos apreciar que la mayor cantidad de usuarios se concentran en la ciudad de Lima con casi 2.5 millones, lo cual representa el 35% del mercado y son

atendidas por las empresas Luz del Sur y Enel Distribución.

**Gráfico N° 5: Número total de clientes regulados por empresa de distribución eléctrica**



Fuente: Anuario Estadístico OSINERGMIN 2019

Ahora bien, conociendo cómo se encuentra dividido el mercado en función a los clientes regulados por empresa de distribución, un primer punto a analizar viene a ser las pérdidas de energía de cada una de estas, las cuales se encuentran definidas como la diferencia entre la energía ingresada al sistema de distribución y la energía que efectivamente es suministrada a sus usuarios finales.

Las pérdidas de energía se encuentran compuestas por dos tipos: pérdidas técnicas (perdidas fijas y efecto joule) y perdidas comerciales (consumo de usuarios no suscriptores, fraude o hurto, errores de medición e incorrecta clasificación tarifaria).

De acuerdo con nuestro marco normativo comandado por la LCE y su Reglamento, nuestro esquema regulatorio de empresa modelo eficiente está diseñado para que las empresas de distribución reduzcan sus costos.



Uno de estos que podrían ser reducidos por las distribuidoras son los costos asociados a las pérdidas de energía; para ello, se reconoce un porcentaje de pérdidas referenciales que es reconocido en el VAD, de tal modo que si la distribuidora tiene un porcentaje de pérdidas menor al referencial, entonces recibirá ingresos adicionales. Las cifras arrojadas hasta el año 2019, nos dice que las pérdidas de energía por empresa distribuidora oscilan en los siguientes porcentajes:

**Tabla N° 3: Pérdidas de Energía por empresa de distribución**

<b>Empresa distribuidora</b>	<b>Perdidas</b>
Electrodunas	12,8%
Ensa	11,7%
Enosa	11,2%
Electrocentro	11,2%
Hidrandina	11,2%
Electro Puno	10,7%
Electro Oriente	10,5%
Electro Sur Este	10,4%
Enel Distribución	9,3%
Electro Ucayali	8,3%
Electrosur	8,2%
Seal	7,8%
Luz del Sur	6,5%

Fuente: Anuario Estadístico OSINERGMIN 2019

Del presente cuadro podemos percibir que la mayoría de empresas tienen más del 10% de pérdidas, lo cual guarda una distancia importante con las pérdidas arrojadas por Luz del Sur y Seal, las cuales en este aspecto resultan ser las más eficientes.

Los efectos económicos de las pérdidas de energía para las empresas distribuidoras se traducen en mayores costos en el mantenimiento de las redes de distribución, mayor pago de la compra de energía debido al despilfarro de energía, disminución de ingresos por los consumos no facturados, entre otros. Asimismo, las consecuencias que generan estos hechos

son, entre otras, la disminución de la vida útil de las infraestructuras eléctricas, mayor pago por el transporte de energía y cobros no reales en la facturación mensual a los usuarios finales.

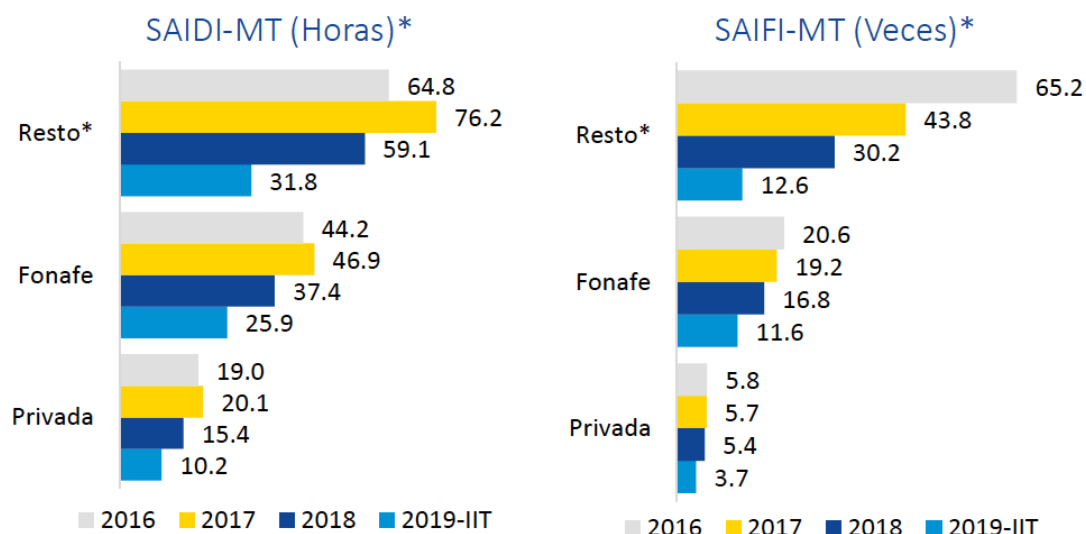
Por otro lado, pasando a analizar los indicadores que se encuentran directamente vinculados a la calidad del servicio tenemos al SAIDI (por sus siglas en inglés significa *System Average Interruption Frequency Index*) y al SAIFI (que por sus siglas en inglés significa *System Average Interruption Duration Index*), los cuales están relacionados con la ocurrencia de las interrupciones en el sistema eléctrico.

Mientras que el SAIFI mide las frecuencias de ocurrencia de las interrupciones, ante las fallas en los componentes, maniobra e indisponibilidades que afectan el sistema eléctrico; el SAIDI mide el tiempo de duración de la interrupción y está relacionada con la ubicación de la falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición.

De acuerdo con lo dispuesto por la Norma Técnica de Calidad, tanto el SAIFI como el SAIDI muestran la incidencia de las interrupciones de todo el sistema eléctrico. En ese sentido, cuanto mayor sean las horas y las veces que se ha interrumpido el servicio eléctrico, peor será la calidad del servicio brindado por las empresas de distribución eléctrica.

Según la información procesada por el OSINERGMIN hasta el segundo trimestre del año 2019, los resultados arrojados, en relación al SAIDI y SAIFI, fueron los siguientes:

**Gráfico N° 6: Resultados del SAIFI y SAIDI en las empresas privadas y del FONAFE**



\* Incluye las interrupciones en generación, transmisión y distribución.

Fuente: OSINERGMIN “Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Electricidad 2019”

De acuerdo con este cuadro, se puede concluir que los índices de interrupciones tanto del SAIDI como del SAIFI de las empresas del FONAFE (es decir, todas las empresas de distribución del Estado) son mucho más elevados, representando casi el doble de las registradas por las empresas privadas.

En concordancia con lo hasta aquí expuesto, vemos que las empresas públicas en comparación con las privadas, brindan un servicio de menor calidad, el cual viene a ser uno de los temas gravitantes en relación a los servicios públicos. Asimismo, las pérdidas registradas por dichas empresas terminan traducándose en mayores gastos para ellas mismas, los cuales son asumidos por el presupuesto público.

Esta situación no quiere decir que todas las empresas públicas tengan los mismos resultados, existen empresas que han demostrados ser eficientes, llegando a prestar un servicio de calidad, pero lo ideal sería que cada una de las regiones de nuestro país pueda tener acceso a un servicio público de electricidad de calidad.

Ahora bien, esto no significa que privatizar todas las empresas sea la solución para este

problema; sin embargo, es innegable que el manejo de la distribución eléctrica por este tipo de empresas ha arrojado mejores resultados que los obtenidos por las públicas. A pesar de ello, nuestros legisladores no han hecho nada hasta el momento por impulsar la inversión privada en este importante sector, las reformas aprobadas para la actividad de distribución han estado enfocadas en la regulación de tarifas, pero no en el fomento del cumplimiento de los estándares de calidad del servicio que debe ser brindado por todas las empresas de distribución eléctrica.

A nuestro criterio las reformas regulatorias deberían estar enfocadas en impulsar y promover la inversión privada en la actividad de distribución, donde debería hacerse énfasis en aquellas empresas que arrojan los peores resultados tanto financieros como de calidad del servicio público, a fin de que todos los usuarios puedan tener un servicio de calidad tal como corresponde.

#### **4. Propuestas de mejora para incentivar la inversión privada en distribución eléctrica, a partir de la regulación comparada: el caso del mercado eléctrico chileno**

En razón de que el modelo eléctrico chileno es muy similar al peruano, este viene a ser un buen punto de referencia para analizar dicho mercado y destacar las principales diferencias con nuestro marco normativo, dado que en dicho país el desarrollo de la inversión privada en distribución eléctrica es muy superior al nuestro. Este análisis coadyuvará a encontrar algunas propuestas de mejora en nuestro marco regulatorio.

##### **a. El modelo regulatorio en el mercado eléctrico chileno**

El modelo eléctrico chileno encuentra su origen en la Ley General de Servicios Eléctricos, aprobada mediante Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982 (en adelante, Ley de Servicios Eléctricos), a través del cual se autorizó el cambio de titularidad de las empresas del sector, permitiendo el acceso de capitales privados para el desarrollo de la actividad eléctrica y la participación subsidiaria del Estado.

A diferencia del Perú, el sistema eléctrico chileno se encuentra conformado por cuatro subsistemas interconectados e independientes, los cuales son: el Sistema Interconectado del

Norte Grande, Sistema Interconectado Central, Sistema Eléctrico de Aysén y Sistema Eléctrico de Magallanes.

De acuerdo con el marco normativo general, el mercado eléctrico pasó a tener un modelo de desintegración vertical, el cual está compuesto – tal como sucede en nuestro país – por tres actividades: generación, transporte y distribución.

En relación a la actividad de generación, esta se desarrolla en condiciones de libre competencia. Asimismo, las empresas generadoras necesitan una concesión eléctrica para poder operar en el mercado y no pueden participar o tener actividad ni en transporte ni en distribución de electricidad.

Tal como sucede en el mercado eléctrico peruano, las empresas de generación obtienen sus ingresos, principalmente, por: (i) la compra y venta de energía y potencia en el mercado *spot*; (ii) la venta de energía y potencia a clientes libres; y, (iii) la venta de energía a las empresas de distribución eléctrica para que puedan atender la demanda de sus clientes regulados<sup>42</sup>.

Respecto al transporte, esta es una actividad regulada bajo la forma de monopolio natural, donde no existe libertad de acceso al mercado. Al igual que en la generación, la adjudicación se realiza a través de licitaciones, a fin de que los adjudicatarios puedan explotar las líneas de transporte de energía eléctrica por un plazo determinado.

Según lo dispuesto por la Ley N° 20.936, Ley de Transmisión, la infraestructura está compuesta por líneas de transmisión nacional<sup>43</sup>, líneas de transmisión zonal<sup>44</sup> y líneas de sistemas dedicados<sup>45</sup>, correspondiéndole a cada uno de dichos subsegmentos una modalidad de prestación de los servicios y una regulación propia, siendo que los dos primeros se encuentran destinados para el servicio público de electricidad, las cuales cuentan con tarifas reguladas<sup>46</sup>.

---

<sup>42</sup> LARREA BASTERRA, Macarena; ALVAREZ PELLEGRINI, Eloy. “El sector energético en Chile: Una visión Global”. Bilbao: Cátedra de Energía de Orkestra. Pág. 97.

<sup>43</sup> Líneas y subestaciones necesarias para abastecer la demanda.

<sup>44</sup> Líneas y subestaciones para abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores territorialmente identificables.

<sup>45</sup> Instalaciones que permiten a generadores inyectar su producción al sistema o destinadas a suministrar energía a usuarios no sometidos a regulación de precios.

<sup>46</sup> *Ibidem*. Pág. 130.

La remuneración que reciben las empresas de transmisión, son independientes del uso y del nivel de congestión de las instalaciones, y se basan en el valor nuevo de reemplazo (para las líneas existentes) y en el valor licitado (en las nuevas), con una tasa de rentabilidad fijada por ley del 10%.

Por último, en cuanto a la actividad de distribución, al igual que el transporte, también es considerado un monopolio natural que opera bajo el régimen de concesiones con la obligación de dar suministro a quien se lo solicite dentro de su zona de concesión o que lleguen a ella mediante líneas propias o de terceros; sin embargo, no se les otorga exclusividad para efectuar suministros a clientes regulados dentro de su zona de concesión.

La regulación chilena determina zonas territoriales donde se establecen los derechos y obligaciones de las empresas de distribución y sus clientes; asimismo, les otorga, derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas.

Un aspecto importante es que esta actividad se encuentra sujeta a obligaciones de servicio público, donde la regla general es que sea atendido por empresas del sector privado y el Estado solo cumple un rol subsidiario.

La retribución de las empresas de distribución por el servicio brindado se da a través del VAD, el cual se fija cada cuatro años por el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) y es equivalente al costo medio que incluye todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa modelo eficiente, de manera que no reconoce necesariamente todos los costos en que incurren las empresas distribuidoras<sup>47</sup>.

Ahora bien, en relación a las entidades públicas que participan en el mercado eléctrico tenemos al Ministerio de Energía, la CNE, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

De todas estas entidades administrativas, la más relevante viene a ser la CNE, la cual es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el

---

<sup>47</sup> LARREA BASTERRA, Macarena; ALVAREZ PELLEGRINI, Eloy. Op. Cit. Pág. 153.

objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad.

Dentro sus funciones se encuentra analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos; fijar las normas técnicas y de calidad para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas; monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran; entre otras.

#### **b. El desarrollo de la inversión privada en distribución eléctrica en el mercado eléctrico chileno**

El sector eléctrico chileno comenzó a privatizarse en la década de 1980, a partir de la promulgación de la Ley de Servicios Eléctricos, pero no es hasta 1989 que dicho proceso se completa. Con anterioridad, el Estado chileno poseía el 90% de la generación, el 100% de la transmisión y el 80% de la distribución de la electricidad<sup>48</sup>.

Este proceso fue posible porque antes de iniciar el proceso de privatización, el primer paso del Estado chileno fue que las empresas públicas sean autosostenibles, es decir, que no dependan del fisco público y con ello lograron dejarlas en óptimas condiciones, a fin de que sean rentables y atractivas para los potenciales adquirentes privados. Las principales acciones tomadas para que esto fuera posible fueron: la racionalización de gastos, reducción de costos, evaluación económica de los proyectos de inversión, mejoras de los sistemas de cobranza y computarización, así como del área de comercialización<sup>49</sup>.

Asimismo, este primer paso hacia la privatización fue acompañado de un nuevo sistema tarifario, el cual permitió elevar la rentabilidad de las empresas eléctricas y generar utilidades importantes previo al proceso de privatización.

---

<sup>48</sup> COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL). “La Gestión Privada y la Inversión en el Sector Eléctrico Chileno”. 1997. Santiago de Chile: Naciones Unidas. Pág. 9

<sup>49</sup> *Ibidem*. Pág. 11

Otro aspecto importante para la privatización fue el marco regulatorio construido a partir de la Ley de Servicios Eléctricos, a través del cual se aseguró una rentabilidad mínima atractiva, mediante una política tarifaria convergente entre los precios regulados de electricidad, y los costos asociados a las fases de generación, transmisión y distribución.

A grandes rasgos podemos señalar que luego del proceso exitoso de privatización que se dio en Chile, en la actualidad, las actividades de generación, transmisión y distribución son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado chileno solo ejerce funciones de regulación, fiscalización y planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión<sup>50</sup>.

Hablando particularmente de la actividad de distribución, como ya mencionamos, la prestación del servicio público se encuentra en manos de empresas privadas. Asimismo, debemos recordar que la concesión de distribución no es exclusiva, de manera que existen otras compañías que distribuyen en las mismas zonas.

El mercado de la actividad de distribución, según la CNE, cuenta con más de 40 empresas de distribución eléctrica, las cuales muchas de ellas se encuentran en manos de grandes grupos privados que están esparcidos en cada uno de los cuatro sistemas interconectados de Chile. La empresa matriz que abarca un mayor espacio en el país es Gas Natural Fenosa, por medio de su filial Compañía General de Electricidad S.A., la cual tiene otras filiales que son Transemel, Transnet y Edelmag. Por otro lado, la empresa matriz con mayor volumen de ventas es Enel, esta empresa, a su vez, cuenta con las filiales Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.

Otro conglomerado importante es el de Sempra Energy, que mediante su filial Chilquinta Energía distribuye a diferentes provincias a través de sus diferentes filiales como: Compañía Eléctrica del Litoral, Energía de Casablanca, Luzlinares y Luzparral.

---

<sup>50</sup> DELOITTE. “Sector Energía II: Mercado Eléctrico e Inversión. Chile”. 2016. Pág. 15.



Como podemos apreciar, existe una cantidad importante de empresas creadas a lo largo del territorio chileno con el objetivo de brindar el servicio público, y esto es una consecuencia de que, de acuerdo con la regulación chilena las concesiones no son exclusivas, lo cual genera mucha más competencia entre ellas, y, por ende, una búsqueda de la mejora continua del servicio, a fin de captar más clientes.

La competencia y desarrollo de la actividad de distribución en Chile no es una casualidad, ya que, la Ley de Servicios Eléctricos no fue lo único que hicieron para que esta importante actividad pueda desarrollarse en términos favorables. Este marco normativo se encuentra amparado con políticas públicas diseñadas por el Ministerio de Energía, las cuales se encuentran orientadas a la seguridad y calidad del servicio, tener una tarifa eficiente y competitiva, un desarrollo sostenible y armónico, al desarrollo de nuevos negocios dentro de la distribución, entre otros aspectos importantes.

**c. ¿Cuáles son las propuestas de mejora en nuestro marco regulatorio a partir del análisis de la inversión privada en distribución eléctrica en el mercado eléctrico chileno?**

La experiencia del desarrollo de la actividad de distribución eléctrica en Chile nos deja algunas reflexiones que creemos – dada la similitud entre el mercado peruano y chileno – pueden resultar aplicables a nuestro país, a fin de impulsar, de una buena vez, las inversiones en tan importante actividad.

Antes de pasar a desarrollar las propuestas que, de acuerdo a nuestro criterio, impulsarían las inversiones en distribución eléctrica en el Perú, debemos señalar que nada de eso será posible, si primero no existe una voluntad política de parte de la Administración Pública para que la distribución eléctrica pueda tener mayor participación privada. Se podrían aprobar muchas leyes y disposiciones reglamentarias que, si no cuentan con el respaldo político del Estado para ejecutarse, simplemente terminarán en el papel.

Ahora bien, un aspecto importante, que debería ser nuestro punto de partida para lograr que los activos de las empresas públicas sean más atractivos en el mercado, es trabajar en el

fortalecimiento económico de estas, con el objetivo de que sean sólidas con una visión de crecimiento en el futuro, lo cual en la actualidad no es posible, dado que, todas las ganancias que son generadas anualmente son transferidas al FONAFE, con lo cual las empresas estatales de distribución eléctrica no pueden realizar inversiones con la suficiente autonomía para que puedan generar rentabilidad en el futuro. Por lo tanto, el rol del FONAFE, en cuanto a las empresas de distribución eléctrica, debería ser más de fiscalizador que de interventor en todas las decisiones que adopten sus directorios, es la única forma de que puedan empezar a crecer.

Luego de tener las empresas públicas totalmente saneadas, la primera opción lógica sería proponer su privatización, tal como sucedió en los años noventa; sin embargo, políticamente esta opción es inviable, ya que, existe mucha desconfianza tanto del Estado como de la sociedad ante la palabra “privatización”. Por ello, la opción que consideramos podría ser la salida es la incorporación de capital privado en ellas, de modo que se conviertan en empresas de capital mixto<sup>51</sup>.

Para que la incorporación de inversionistas privados pueda significar una transformación en su gestión y gobernanza, el pacto de accionistas debe permitirle la participación necesaria en el directorio y en la gerencia de la empresa para propulsar los cambios que aseguren una gestión independiente y con visión a largo plazo<sup>52</sup>.

Un claro ejemplo de que las empresas estatales pueden llegar a ser competitivas y ser económicamente autosostenibles, es la empresa Interconexión Eléctrica S.A, más conocida como ISA REP, quien es una empresa con predominante accionariado del Estado de la República de Colombia que tiene una presencia importante en el sector eléctrico en nuestra región. En nuestro país cuentan con una importante participación en la actividad de transmisión eléctrica.

---

<sup>51</sup> PAREDES, Carlos. “La tragedia de las empresas sin dueño: El caso Petroperú”. Lima: Universidad Continental. 2020. Pág. 112.

<sup>52</sup> *Ibidem*. Pág. 101.

Otra propuesta que podemos acoger en el Perú del mercado eléctrico chileno, es que se podría impulsar la no exclusividad de las empresas de distribución en su zona de concesión. Como ya hemos desarrollado, en nuestro país, la concesión de distribución eléctrica implica hacerse cargo de la ZRT; sin embargo, la opción del mercado chileno consideramos que es la más viable, dado que puede generar mucho mayor competencia entre las empresas, lo cual a la larga puede traducirse en mejoras en la prestación del servicio público, ya que, tratarían de captar a la mayor cantidad de clientes.

En ese sentido, este esquema que proponemos podría atraer nuevos inversionistas, ya que, los clientes no se encontrarían en la obligación de contratar con el único concesionario de su zona, sino con aquel que le brinde las mejores condiciones de servicio.

Otro aspecto importante, es impulsar mejoras en marco normativo que pueda impulsar la inversión en la actividad de distribución en el Perú. Ya hemos señalado que con la LCE y, posteriormente, con la Ley de Desarrollo Eficiente su objetivo fue impulsar la inversión en generación y transmisión; sin embargo, la distribución se quedó relegada. Si bien a través del Decreto Legislativo N° 1221 se introdujeron mejoras en la prestación del servicio público, ello no significó ningún aliciente para la inversión privada en dicha actividad. La LCE se encuentra vigente desde hace más de 27 años, pero hasta ahora no se han desarrollado mejoras o propuestas para la inversión privada en tan importante actividad.

Por último debemos indicar que impulsar nuevas mejoras en nuestro marco regulatorio con la finalidad de que la prestación del servicio público sea brindado de acuerdo con los estándares de calidad que son exigidos por Ley, no solo trae beneficios en el servicio de electricidad de los usuarios regulados, sino que también trae oportunidades de desarrollo en las regiones que lo reciben, ya que, no debemos olvidar que las empresas de distribución también pueden brindar el servicio de electricidad a clientes libres y con ello traer mejoras significativas en donde se brinde. Actualmente ello no es posible dada la limitada capacidad de muchas empresas públicas de satisfacer la demanda de grupos empresariales para el desarrollo de sus actividades. La inversión en energía eléctrica significa desarrollo para nuestro país en todos sus ámbitos.

## 5. Conclusiones

- Desde la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el sector eléctrico peruano, la inversión, no se ha desarrollado de la misma manera en las tres actividades, hay una importante ventaja de la generación sobre las demás actividades; siendo que la actividad más relegada es la distribución, donde prácticamente solo ha existido intervención privada en los departamentos de Lima e Ica.
- La distribución eléctrica en el Perú, al ser una actividad de servicio público se encuentra sujeta al cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad, por lo que, todas las empresas de distribución deberían cumplir con ella; sin embargo, la realidad es distinta, ya que, son muy pocas las empresas concesionarias (principalmente las empresas privadas) las que cumplen a cabalidad con los estándares exigidos por la regulación para brindar el servicio de suministro eléctrico.
- Uno de los motivos por los cuales los inversionistas privados decidan no invertir en distribución eléctrica es la alta discrecionalidad del OSINERGMIN a la hora de determinar el VAD. Deberían acotarse estos márgenes de discrecionalidad y dar mayor predictibilidad a los agentes privados que decidan invertir en distribución eléctrica, tal como sucede en las actividades de generación y transmisión.
- El manejo de la distribución eléctrica por las empresas privadas ha arrojado mejores resultados que los obtenidos por las públicas. A pesar de ello, nuestros legisladores no han hecho nada por impulsar la inversión privada en este importante sector. Las reformas aprobadas para la actividad de distribución han estado enfocadas en la regulación de tarifas, pero no en el fomento del cumplimiento de los estándares de calidad del servicio que debe ser brindado por todas las empresas de distribución eléctrica.
- La salida más viable para permitir la participación de los agentes privados en la distribución eléctrica es mediante la capitalización de las empresas públicas, las cuales pasarían a tener un accionariado mixto. Ello permitiría que los privados puedan impulsar los cambios que aseguren una gestión independiente y con visión a largo plazo y con ello alcanzar el principal objetivo, el cual es brindar un servicio público de calidad en cada rincón de nuestro país.

## 6. Bibliografía

- BACA ONETO, Víctor. (2012). “La Discrecionalidad Administrativa y la Jurisprudencia del Tribunal Constitucional Peruano”. Lima: Círculo de Derecho Administrativo.
- BONIFAZ, José Luis. (2001). “Distribución Eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia”. Lima: Universidad del Pacífico.
- CAMPODÓNICO, Humberto. (1999). “Las reformas estructurales del sector eléctrico peruano y las características de la inversión 1992-2000”. Países Bajos: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL). (1997). “La Gestión Privada y la Inversión en el Sector Eléctrico Chileno”. Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO. (2003). “Perú: Análisis del Sector Eléctrico”. Caracas: Corporación Andina de Fomento.
- DAMMERT LIRA, Alfredo; GARCÍA CARPIO, Raúl; MOLLINELI ARISTONDO, Fiorella. (2008). “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”. Lima: Fondo Editorial PUCP.
- DANÓS ORDOÑEZ, Jorge. (2008). “El régimen de los servicios públicos en la constitución peruana”. Lima: Themis, Revista de Derecho. N° 55.
- DELOITTE. (2016). “Sector Energía II: Mercado Eléctrico e Inversión. Chile”.
- HUAPAYA TAPIA, Ramón. (2015). “Concepto y Régimen Jurídico del Servicio Público en el Ordenamiento Público Peruano. Lima: Ius Et Veritas. N° 50.
- KLAUER, Álvaro. (2013). “Crecimiento energético del Perú: Antecedentes y perspectivas de un accidentado desarrollo”. Lima: Revista Advocatus N° 28.
- LARREA BASTERRA, Macarena; ALVAREZ PELLEGGRI, Eloy. “El sector energético en Chile: Una visión Global”. Bilbao: Cátedra de Energía de Orkestra.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. (2019). “Anuario Ejecutivo de Electricidad”. Lima: Dirección General de Electricidad.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA. (2016). “La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país”. Lima: Osinergmin.

- PAREDES, Carlos. (2020). “La tragedia de las empresas sin dueño: El caso Petroperú”. Lima: Universidad Continental.
- QUIÑONEZ, María. (2005). “Mercado Eléctrico en el Perú ¿Una utopía?”. Lima: Revista Themis N° 50.
- SALVATIERRA, Rolando. (2004). “La evolución jurídica del Sector Eléctrico Peruano”. Lima: Asociación Peruana de Derecho Administrativo.
- SALVATIERRA, Rolando. (2012). “Sector Eléctrico – A los veinte años de la reforma”. Lima: Revista Themis N° 61.
- SANTIVÁÑEZ, Roberto. (2001). “Desregulación y Privatización Eléctrica en el Perú”. Lima: Muñiz, Forsyth, Ramírez, Perez-Taiman & Luna Victoria Abogados.
- SANTIVÁÑEZ SEMINARIO, Roberto. (2019). “Distribución Eléctrica en las Regiones ¿Hasta cuando será la última rueda del coche?” Lima: Revista Peruana de Energía.
- ZEGARRA VALDIVIA, Diego. (2005). “El servicio público: fundamentos”. Lima: Palestra.

