

Problemas y vacíos en la aplicación de la regulación tarifaria en la distribución de energía eléctrica en el Perú

Fidel Antonio Rocha Miranda ^(*)

Sandra Acosta Navarro ^(**)

La actividad de distribución de energía eléctrica en el Perú se encuentra actualmente regulada mediante un modelo tarifario denominado Empresa Modelo Eficiente, establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas. La aplicación de dicho modelo tarifario ha causado no pocas divergencias entre el ente regulador (OSINERGMIN) y las empresas reguladas. En el presente artículo, luego de realizar una descripción introductoria sobre el problema de la regulación de monopolios naturales, describiremos el modelo tarifario aplicable a la distribución eléctrica en el Perú, así como las deficiencias que hemos identificado en dicho modelo, derivadas del análisis de algunos de los conflictos presentados en su aplicación.

I. Introducción

La aprobación en el año 1992 de la Ley de Concesiones Eléctricas, mediante Decreto Ley N° 25844 (LCE) y posteriormente de su Reglamento, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE), generaron una seria transformación en la actividad de distribución de energía eléctrica en el Perú, pues además de disponer su separación de otros niveles productivos del sector eléctrico (la generación y transmisión eléctrica)¹, establecieron un esquema regulatorio

* Abogado por la Universidad de Lima. Magister en Finanzas y Derecho Corporativo y Magister en Administración de Negocios por la Universidad ESAN. Profesor de las Maestrías de Gestión de la Energía, y Finanzas y Derecho Corporativo de la Universidad ESAN. Socio de Santiváñez Abogados.

** Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Asesora legal del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).

1 La Ley de Concesiones Eléctricas dispuso, en su Quinta Disposición Transitoria, que las Empresas de Servicio Público de Electricidad, de propiedad estatal, se sometieran a un proceso de desintegración vertical de sus actividades, la que tuvo lugar en el año 1993. De dicho proceso resultaron trece empresas distribuidoras.

para su remuneración denominado Empresa Modelo Eficiente, el cual responde a su condición de monopolio natural². Desde entonces, además de una fijación provisional en el año 1993, se han realizado cinco procedimientos administrativos de fijación de tarifas de distribución y actualmente viene llevándose a cabo el sexto procedimiento para el periodo 2013 – 2017.

Analizar el marco regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú y los procedimientos administrativos de fijación de tarifas de distribución que derivan de éste, implica necesariamente considerar el objetivo de dicho marco regulatorio, el cual busca permitir la asignación eficiente de recursos promoviendo la inversión en activos e infraestructura para la prestación del servicio, pero incentivando a su vez la minimización de costos de producción. Como es evidente, el logro de este objetivo complejo genera no pocas tensiones entre los agentes involucrados en la fijación de tarifas, relacionadas principalmente a interpretaciones divergentes sobre la aplicación del marco legal y regulatorio, las cuales pueden generar impactos económicos importantes en las tasas de retorno de las inversiones.

La regulación de las tarifas de distribución eléctrica mediante procedimientos administrativos condiciona la rentabilidad de las empresas reguladas, ya que determina su flujo de ingresos y, en la medida que sus inversiones están sujetas a la rentabilidad de sus proyectos, condiciona también el crecimiento de dichas empresas. Pero la regulación no tiene impacto únicamente en las empresas reguladas o en el retorno de las inversiones ya efectuadas por dichas empresas, pues es también un factor condicionante para las nuevas inversiones, ya que introduce el riesgo regulatorio en la evaluación económica-financiera de los proyectos. Además, tal como explicaremos más adelante, la regulación tiene un impacto directo en el costo del capital de las empresas reguladas.

Es por dichas razones que, la utilización de mecanismos transparentes y participativos para la determinación de las disposiciones regulatorias, así como el mantenimiento de criterios predecibles y conocibles en la aplicación

2 El esquema regulatorio para la distribución eléctrica establecido por la LCE, denominado Empresa Modelo, tiene ya veinte años de vigencia; fue aplicado inicialmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Sin embargo, desde el año 2001 la Gerencia Adjunta de Políticas Regulatorias (GART) del Organismo de Supervisión de la Inversión Privada en Energía y Minas (OSINERGMIN), es el ente encargado de aplicar dicho esquema regulatorio para establecer las tarifas de distribución.

de dichas disposiciones, resultan condiciones necesarias para mantener la confianza de los inversionistas privados y asegurar la sostenibilidad del servicio de distribución. En el escenario actual, en el cual las empresas de distribución eléctrica peruanas, mayoritariamente empresas estatales³, requieren financiamiento de capitales privados, tanto para expandir el servicio como para mantener los niveles de calidad y confiabilidad del mismo, las citadas condiciones de transparencia, participación y predictibilidad resultan determinantes.

En el presente artículo revisaremos la teoría económica de la regulación de monopolios naturales como la distribución eléctrica, para posteriormente centrarnos en describir el modelo tarifario de la distribución de energía eléctrica establecido por la LCE y su aplicación práctica actual, así como las deficiencias que hemos identificado en la aplicación de dicho modelo regulatorio, en base a la descripción de algunos de los conflictos que han surgido en las últimas fijaciones tarifarias entre los agentes involucrados y en la aplicación de la tarifa de distribución a los usuarios finales.

II. Monopolios Naturales y su regulación

Se dice que existe un monopolio natural cuando la provisión de determinadas cantidades de un conjunto de bienes o servicios cuesta menos cuando éstas son producidas por una sola empresa que cuando son producidas por dos o más empresas⁴ (subaditividad de costos⁵). En los casos en los cuales la empresa con características de monopolio natural presta un solo servicio (empresa

3 Si bien la LCE intentó impulsar la privatización en todos los niveles del sector eléctrico, en la actividad de distribución el programa de privatización no fue exitoso, por lo que en la actualidad, veintidós de los veinticuatro departamentos del Perú son atendidos a través de empresas del Estado.

4 GALLARDO, José. Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: el caso de los monopolios naturales. Documento de Trabajo N° 164 preparado como parte del programa de investigaciones del Plan de Apoyo a la Maestría en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Perú, p. 3.

5 Una industria es un monopolio natural si la función de costos es estrictamente subaditiva en el rango de cantidades relevante. Asimismo, se entiende que existe un monopolio natural en la producción de un bien cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola empresa es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión a un costo menor o igual al que tendrían dos o más empresas.

monoproducto), por ejemplo la distribución eléctrica en una determinada zona, el costo medio por atender a cada usuario disminuye al aumentar la cantidad de usuarios que se atiende, es decir se presentan costos medios decrecientes para una gama de producción grande en relación al tamaño de la demanda. La razón principal que justifica este esquema de costos es que tender la red de distribución constituye el mayor costo en el que tiene que incurrir la empresa para prestar el servicio, por lo que conectar a un usuario adicional representa un costo adicional relativamente pequeño⁶.

La presencia de costos medios decrecientes puede generarse por distintas razones; sin embargo, en el caso de redes de distribución se explican por la existencia de economías de densidad. Las economías de densidad aparecen cuando los costos variables medios de la empresa disminuyen en la medida que aumenta la utilización de sus activos fijos⁷. De esta forma, dicho concepto hace referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la densidad, es decir, conforme se incrementa el aprovechamiento de la red o de la capacidad instalada⁸. De acuerdo a la literatura económica, mientras existan economías de densidad en la provisión de un servicio resultará más eficiente que el mismo sea proporcionado por una sola empresa porque la entrada al mercado de una empresa adicional implicaría la duplicación innecesaria de los activos fijos.

Los monopolios naturales también pueden surgir por la presencia de economías de diversificación, las cuales son encontradas en distintas industrias multiproducto cuando resulta más eficiente que una sola empresa provea dos o más productos relacionados, que cada uno de dichos productos sea provisto por una empresa diferente⁹. La industria de refinación del petróleo en el Perú es un buen ejemplo de economías de diversificación; en este caso se utiliza la misma infraestructura e insumos para producir distintos tipos de derivados. Este fenómeno que usualmente se explica por el uso de activos comunes para producir distintos productos, pueden generar que con el tiempo se reduzca el número de empresas en un mercado determinado.

6 BALDWIN, Robert, CLAVE, Martin y LODGE, Martin. *Understanding Regulation. Theory, Strategy, and Practice*. Segunda Edición, Oxford University Press, New York, p. 444.

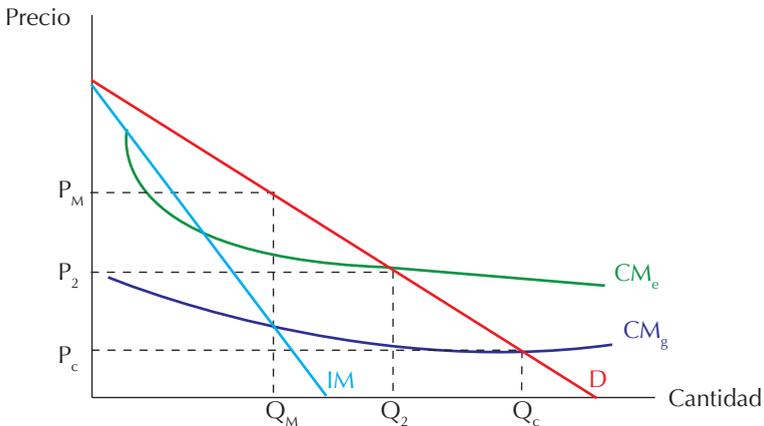
7 DE RUS, Gines, CAMPOS, Javier y NOMBELA, Gustavo. *La economía del transporte*. Primera Edición, Antoni Bosch Editor, España, p. 110.

8 DAMMERT, Alfredo, MOLINELLO, Fiorella, CARBAJAL, Max. *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Primera Edición, OSINERGMIN, Perú, p. 92.

9 BALDWIN, Robert, CLAVE, Martin y LODGE, Martin. *Ob. cit.*, p. 446.

Ahora bien, la existencia de un monopolio natural ofrece incentivos para que la empresa cobre un precio mayor por el producto y produzca una cantidad menor que el precio y la cantidad que habrían resultado de un mercado en competencia; dicha situación genera una pérdida de eficiencia, conocida como el triángulo de pérdida de eficiencia social, que reduce el beneficio total generado por el mercado¹⁰. En la Figura N° 1 se muestra como un monopolio natural que no se encuentra regulado cobrará un precio P_M , cuando el precio ideal sería P_C el punto en que la demanda (D) corta la curva de costo marginal (CM_g). Sin embargo, con un precio igual a P_C no se cubriría el costo medio de la empresa, por lo que a largo plazo esta quebraría¹¹. El precio más bajo en que la empresa podría estar en equilibrio es P_2 .

Figura N° 1¹²



De acuerdo a la teoría de los mercados contestables, en un escenario en el cual todas las inversiones fueran reversibles, un monopolio no podría mantener su condición por mucho tiempo, toda vez que la empresa monopólica sería disciplinada por los potenciales competidores que, atraídos por el precio

10 En términos del bienestar social, el problema de este tipo de ineficiencia consiste en que el consumidor marginal compra de tal manera que su valoración por el bien o servicio excede al costo social de producirlo, de acuerdo a DAMMERT, Alfredo, MOLINELLO, Fiorella y CARBAJAL, Max. Ob. cit., p. 7-8.

11 A menos que se otorguen subsidios al monopolista, el cual operaría con pérdidas. Esta política encuentra dificultad en restricciones financieras o impuestos que generan ineficiencias mayores.

12 BALDWIN, Robert, CLAVE, Martin y LODGE, Martin. Ob. cit., p. 447.

monopólico, entrarían a participar en el mercado. Sin embargo, si las inversiones son irreversibles, los costos relevantes de la empresa establecida, que ya ha amortizado sus inversiones, serán menores que los de sus potenciales competidores, por lo que existirán barreras a la entrada en el mercado¹³. La combinación de subaditividad de costos y de costos hundidos puede permitir la existencia de posiciones monopólicas estable. Esta situación se grafica en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1¹⁴

Características del mercado	Irreversibilidad de inversiones / costos hundidos	Reversibilidad de inversiones / sin costos hundidos
Economías de escala/ monopolio natural	Monopolio estable	Monopolio disciplinado por competidores potenciales
Sin economías de escala/ sin monopolio natural	Competencia de distintos competidores activos	Competencia de distintos competidores activos

Cuando en un mercado existen las condiciones para la existencia de un monopolio natural, es decir la subaditividad de costos, resulta adecuado que una sola empresa opere en el mercado, lo contrario determinaría la existencia de ineficiencias productivas¹⁵. Este es el argumento que se utiliza para justificar la existencia de regulación a la entrada, la cual permitiría un proceso de inversión ordenado que evite un ciclo de excesiva inversión (duplicación de costos fijos) y competencia destructiva¹⁶. Tal como describiremos más adelante la actividad de distribución eléctrica en el Perú tiene regulación de entrada, en la medida que la LCE estableció que sólo podía ser desarrollada por un titular con carácter de exclusivo, en cada zona de concesión determinada¹⁷.

13 PEDELL, Burkhard. Regulatory Risk and the cost of capital: Determination and Implications for Rate Regulation. Primera Edición, Springer, Alemania, p. 9.

14 Ibidem. p. 10.

15 La ineficiencia productiva se produce cuando no se utilizan todos sus recursos de manera eficiente, produciendo el máximo de producción con el mínimo de recursos. La existencia de varias empresas en un mercado con características de monopolio natural genera ineficiencias productivas por la duplicación de activos y el desaprovechamiento de las economías a escala o diversificación (entre otros).

16 GALLARDO, Jose. Ob. cit., p. 15.

17 Cabe indicar que el artículo 35° del Texto Unificado de la Ley General de Electricidad – Decreto Supremo N° 009-92, norma que regulaba al sector eléctrico antes de la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas y que fue derogada por esta última, ya establecía en sus

Sin embargo, imponer una regulación a la entrada determina que una única empresa opere en el mercado por lo que es probable que surjan ineficiencias en la asignación,¹⁸ derivadas del poder de mercado de la empresa monopólica¹⁹. Las ineficiencias presentes en industrias con características de monopolio natural han intentado ser resueltas mediante distintas formas, por ejemplo crear una empresa pública que no tiene los incentivos para utilizar su poder de mercado, el otorgamiento de una concesión a una empresa privada que sea controlada por un organismo regulador que fije sus tarifas²⁰ o la generación de competencia ex-ante a través de subastas en precios por la concesión, entre otros²¹.

Al decidir regular los monopolios naturales, el Estado debe decidir qué modelo tarifario es aquel que debe utilizar del abanico de opciones que ofrece la teoría económica. A continuación describiremos brevemente algunos de dichos modelos tarifarios:

a) Tasa de Retorno

Este modelo tarifario fue el primero en utilizarse para establecer tarifas en Estados Unidos de América y fue aplicado por las comisiones reguladoras

disposiciones la prohibición de asignar una misma área de responsabilidad a más de una empresa de Servicio Público de Electricidad; sin embargo, dicha prohibición no era absoluta, tal como puede apreciarse a continuación:

Artículo 35.- Las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad ejercerán las actividades destinadas a la prestación del Servicio Público de Electricidad dentro del área de responsabilidad que les asigne el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial. Una misma área no podrá ser asignada a más de una empresa de Servicio Público de Electricidad salvo en casos especiales debidamente justificados, título temporal y por plazo definido.

El Ministerio de Energía y Minas podrá variar la delimitación del área de responsabilidad de una empresa regional de servicio público de electricidad cuando esta no atienda adecuadamente la prestación del servicio, o cuando el área asignada pueda ser servida más eficientemente por otra empresa.

18 La eficiencia asignativa implica que los precios sean iguales a los costos en los que la sociedad incurre para producir este bien. Asegura que los consumidores cuya valoración del bien exceda o iguale el costo de producir el bien adquirirán el bien. Los consumidores que tengan una menor valoración no lo adquirirán. La asignación de recursos es óptima en el sentido de Pareto cuando no es posible que algunos individuos mejoren su posición sin empeorar al mismo tiempo la de otro.

19 GALLARDO, Jose. Ob. cit., p. 15

20 El accionar del regulador en el proceso regulatorio se puede definir como un introductor o mitigador de riesgos, pues su accionar puede generar efectos positivos o negativos en el costo del capital de las empresas reguladas.

21 GALLARDO, Jose. Ob. cit., p. 15-16

estatales para aprobar las tarifas de las empresas de suministro eléctrico, de gas y de telecomunicaciones hasta los años ochenta. Esta regulación se apoyaba en la doctrina elaborada por los tribunales de Estados Unidos de América durante la primera mitad del presente siglo, según la cual las tarifas debían permitir la recuperación de los costos variables y de inversión en los que “prudentemente” había incurrido la empresa de servicio público²². Estos costos a recuperar incluían una retribución justa de los capitales propios invertidos o utilizados en la actividad de servicio público²³.

La regulación por tasa de retorno consiste en fijar un límite superior a la tasa de rentabilidad y determinar el valor del servicio que permita a la empresa obtener la rentabilidad previamente definida. En este sentido, este sistema consiste esencialmente en fijar al prestador del servicio un límite razonable en sus ganancias a fin de evitarle beneficios indebidos derivados de su posición monopólica y permitirle recuperar las inversiones efectuadas²⁴. La idea de este esquema es que los ingresos de la empresa deben ser iguales a sus gastos más un retorno razonable por las inversiones realizadas²⁵. Mediante este esquema el regulador le permite sólo un retorno favorable a la firma impidiendo beneficios extraordinarios, a la vez el regulador protege la inversión de la firma²⁶.

En este modelo tarifario, la empresa entrega su información financiera al regulador para que este pueda fijar la tasa de retorno del siguiente periodo y el valor del servicio que permita a la empresa obtener dicha tasa. Mediante un estudio de costo, se distingue los costos variables de aquellos que merecen una tasa de rentabilidad, aceptando solo inversiones prudentes (Base de Activos). Así, el regulador establecerá la tasa de retorno permitida²⁷ y el periodo de depreciación

22 LASHERAS, Miguel. Mecanismos de regulación. En *La regulación económica de los servicios públicos*. Primera Edición, Editorial Ariel, Barcelona, p. 80.

23 La doctrina de recuperar los costos en que prudentemente se hubiera incurrido más una tasa de beneficios sobre las inversiones realizadas equivalente a la que se obtendría en otras actividades económicas se remonta al caso de la Federal Power Commission vs. Hope Natural Gas en 1944.

24 BIANCHI, Alberto. *La regulación económica*. Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma, Buenos Aires, 2001, p. 334-335.

25 GALLARDO, José. *Ob. cit.*, p. 35-36.

26 GALLARDO, José. *Ob. cit.*, p. 36.

27 En la medida que uno de los principales objetivos de la regulación es que las utilidades de las empresas reguladas vayan en paralelo con las que obtendrían en situaciones de competencia efectiva, la tasa de retorno debería fijarse de tal manera que sea una tasa justa sobre

de los activos que considera que debería aplicarse, es decir el factor anual que recupera la depreciación de la Base de Activos y el costo de oportunidad del capital invertido. Una vez que los precios han sido fijados, éstos permanecen fijos hasta la nueva revisión, lo cual podría incentivar a la empresa a ser eficiente en costos; sin embargo, las empresas obtienen los beneficios de la disminución de costos solo en el periodo corriente, es decir, antes del reajuste de tarifas.²⁸

La aplicación de este modelo tarifario presenta altos costos para el regulador relacionados principalmente a la asimetría informativa que enfrenta para determinar los costos de inversión y de financiamiento de la empresa regulada. En este sentido, las principales dificultades para la aplicación de esta regulación son la determinación del nivel de la Tasa de Retorno²⁹, que depende de la definición de los costos legítimos de la empresa (costos de operación y mantenimiento y la base de capital³⁰), y la determinación de los precios permisibles para alcanzar dicha Tasa de Retorno³¹ que permite maximizar el bienestar, pero a su vez garantizar que la empresa cubra todos sus costos.

el capital empleado, de acuerdo a los estándares competitivos. Cuando el rendimiento de la empresa se fija de esta manera habrá un balance equitativo y justo entre los intereses de la empresa, usuarios y el Estado.

28 GALLARDO, José. Ob. cit., p. 36.

29 El método más utilizado para establecer la tasa de retorno permitida sobre la base de capital es calcular el costo medio ponderado de las diferentes formas de financiación que tenga la compañía (Wweighted Average Costo of Capital - WACC). Para dichos efectos, se debe calcular el costo de la deuda como el valor ponderado de las tasas de interés de los distintos préstamos de la compañía, siempre que resulten adecuados para el regulador y el costo del capital, el cual generalmente se determina mediante el modelo financiero Capital Assets Pricing Model (CAPM).

30 Las formas posibles de calcular la base para aplicar la tasa de retorno son, entre otras:
Valor contable del activo.- Considera la inversión original, es decir lo que la compañía pagó por las instalaciones y equipos menos la correspondiente amortización. Este método es de fácil aplicación, pero basa la remuneración en la antigüedad de los activos y no en las características del servicio en sí mismo. Dos empresas de similar tamaño, con mercados similares, pueden tener diferentes tarifas dependiendo la antigüedad media de sus activos.

Valor de reposición de los activos.- Considera para la base de capital el costo de adquisición a valor actual de las mismas instalaciones y equipos. De alguna manera se juzga la eficiencia económica de las inversiones hechas por la compañía.

31 Usualmente se entiende que lo deseable es alcanzar los Precios Ramsey, que determinan en qué medida se debe aumentar el precio de cada servicio por encima del costo marginal para maximizar el bienestar, pero garantizando que la empresa cubra todos sus costos. Los Precios Ramsey se basan en el principio de que los servicios que más deben contribuir con su precio a financiar los costos fijos son aquellos que tienen una menor elasticidad de la demanda, mientras que los servicios que contribuyen menos son aquellos con una elevada elasticidad.

Asimismo, la regulación de Tasa de Retorno genera el efecto conocido como Averch-Jhanson³², de acuerdo al cual una empresa regulada bajo éste esquema podría tener incentivos para realizar más inversiones en capital de lo que sería el nivel óptimo, escogiendo para su operación tecnologías intensivas en capital sobre otras, independientemente de su eficiencia productiva. En este sentido, cuando la Tasa de Retorno se fija por encima del costo de capital, la empresa incrementará su utilización de capital respecto a los otros recursos de producción³³.

b) Price Cap

En 1983 Stephen Littlechild en el reporte *Regulation of British Telecommunications Profitability* propuso la regulación por Price Cap para el mercado de telecomunicaciones en Inglaterra, como una alternativa al sistema americano de la regulación por Tasa de Retorno³⁴. En dicho reporte Littlechild argumentaba que la regulación por Price Cap daría incentivos a la empresa regulada para mejorar su eficiencia productiva reduciendo la carga de información regulatoria. Anteriormente, un reporte de la Comisión de Monopolio y Fusiones del Reino Unido (MMC, 1982) había recomendado el uso del Price Cap para limitar el abuso de poder de mercado de un proveedor dominante, criticando la Regulación por Tasa de Retorno porque no proveía los incentivos suficientes para una eficiencia en costos³⁵.

32 Averch y Johnson (1962) describieron el siguiente efecto que podía ser producido por la Tasa de Retorno: .Si las empresas reguladas tienen funciones de producción en las que es posible elegir distintas composiciones de bienes productivos (por ejemplo, capital y trabajo) para satisfacer un determinado nivel de demanda y el regulador fija una tasa de retribución al capital más alta que el costo del capital en los mercados, la regulación por Tasa de Retorno incentiva a las empresas reguladas a gastar en activo fijo por encima de lo que sería el nivel óptimo.

33 Por otro lado si la Tasa de Retorno es fijada al mismo nivel que el costo de capital, para la empresa regulada es indiferente trabajar a distintos niveles de producción y con diferentes relaciones capital-trabajo. Y Si la TR es fijada por debajo del costo de capital, la empresa regulada tratará de reducir su producción hasta dejar de producir en absoluto.

34 Littlechild trataba de evitar que se regulara la recién privatizada *British Telecom (BT)* mediante el esquema de Tasa de Retorno, lo cual en efecto se logró, dado que dicha empresa fue regulada por *Price Cap* después del reporte del Littlechild.

35 Asimismo criticaba el sistema de regulación por Tasa de Retorno por las siguientes razones:

- En un contexto multiproducto, donde solo algunos productos eran regulados, se daba una asignación arbitraria de costos.
- Existía dificultad en la implementación por diferentes tratamientos contables.

La regulación por Price Cap fija una tasa a la cual los precios, después de la corrección por inflación, deben disminuir; es decir, los precios deben mantener su valor real con respecto a los restantes precios (a mayor inflación mayores precios en la industria) pero deben disminuir de acuerdo a las innovaciones tecnológicas que permitan reducir costos³⁶. A la tasa en la que deben disminuir los precios se le conoce como el Factor X o Factor de productividad que representa las ganancias de eficiencia que la empresa debe trasladar a los usuarios. La esencia de este esquema de regulación es la elección de un Factor X apropiado³⁷, pues dicho factor refleja el potencial ahorro de costos de la firma debido a un aumento de su eficiencia o a un progreso tecnológico y permite que este ahorro en costos sea compartido con los consumidores sin que se afecten los incentivos de la firma para alcanzar dicho ahorro.

La determinación del Factor X, que resulta crítica para la implementación de la regulación por Price Cap³⁸, se basa en un estimado del incremento esperado en la productividad de la empresa. Existen dos enfoques en la determinación de dicho factor: (i) el Método de Flujo de Caja Descontados (*Building Blocks*) que determina el factor de productividad que hace que los flujos de caja esperados sean igual a cero, dado un WACC³⁹ y (ii) el Método de productividad histórica (*Bottom-Up*)⁴⁰, que utiliza la productividad pasada como predicción para el cálculo de la productividad futura, siendo necesario disponer de información confiable y consistente para el cálculo.

La regulación por Price Cap requiere una revisión de precios en intervalos fijos. A la brecha entre revisiones se le conoce como rezago regulatorio; dicha

36 GALLARDO, José. Ob. cit., p. 37

37 Un factor de productividad (Factor X) positivo refleja generalmente una de estas condiciones:

- La industria regulada es capaz de aumentar su productividad más rápidamente que las otras industrias de la economía.
- Los precios de los insumos empleados en la industria regulada aumentan menos rápido que los precios de los insumos de otros sectores de la economía.

38 Cuando el factor X es muy bajo, la empresa regulada realizará beneficios excesivos. Si X es muy alto, la viabilidad de la empresa regulada podría estar comprometida y sus incentivos a ser eficiente.

39 El Wheighted Average Costo of Capital – WACC es el costo medio ponderado de las diferentes formas de financiación que tenga la compañía.

40 La utilización del enfoque de productividad histórica (*Bottom-Up*) implica escoger la metodología de cálculo del factor de productividad entre los siguientes métodos: Números Índice, *Data Envelope Analysis (DEA)*, *Stochastic Frontier (SF)* y estimación econométrica de funciones de costo multiproducto.

brecha es un factor crítico y determinante del beneficio de los incentivos del esquema regulatorio. Si el regulador restaura el precio en la revisión de tal forma que los beneficios futuros esperados sean cero, claramente los incentivos de largo plazo para la eficiencia serán menores mientras más cortos sean los rezagos regulatorios. Los rezagos muy cortos harán que la regulación por Price Cap se asemeje a la Regulación por Tasa de Retorno, y los rezagos muy largos harán que el esquema pierda credibilidad.

Una empresa sujeta a regulación por Price Cap tomará el máximo precio como dado y buscará minimizar costos e invertir eficientemente dado los niveles de demanda que resultan de los precios tope y se encontrará motivada a minimizar costos porque recibe beneficios de dicha reducción. Dado que la empresa recibe todas sus ganancias, tiene el incentivo de innovar e introducir nuevos productos o servicios que harán aumentar sus ingresos. Asimismo, los costos administrativos de operar la regulación por Price Cap son más bajos que los generados por la regulación por Tasa de Retorno, tanto para la empresa como para el regulador. Los consumidores también se benefician ya que comparten las ganancias de productividad⁴¹.

Desde el punto de vista de las desventajas, debemos señalar que al proveer fuertes incentivos para la reducción de costos, la regulación por Price Cap puede llevar a una degradación de la calidad, por lo que esta regulación generalmente se complementa con supervisión y fiscalización de la calidad de los servicios. Por otro lado, esta regulación no estimula el desarrollo de inversión en nuevos accesos (usuarios), lo que en nuestro país es un problema importante.

c) Yardstick Competition

Andrei Shleifer fue uno de los primeros autores en estudiar el modelo de Yardstick Competition. Este autor consideraba que el problema de falta de incentivos para reducir costos que presentaban las empresas monopólicas podía ser resuelto si el regulador utilizaba un mecanismo de comparación contra el cual evaluara el potencial de la empresa, distinto a su propio

41 Es probable que los precios bajen más con una regulación por Price Cap que con una regulación por Tasa de Retorno. Mientras el factor X sea positivo, el aumento en los precios siempre será menor que la tasa de inflación.

desempeño presente o pasado⁴². Con dicha comparación, el regulador podía decidir cuáles debían ser los costos de la empresa y fijar el precio de acuerdo a ello. Shleifer consideraba que la eficacia de usar los costos de empresas comparables como indicador del potencial de una empresa se ilustraba mejor en empresas idénticas, en las cuales el regulador podía esperar una reducción de costos del mismo nivel.

Según, Shleifer al relacionar el precio de una empresa con los costos de otra empresa idéntica, el regulador podía forzar a competir a empresas que operaban en diferentes mercados. Si una de dichas empresas reduce sus costos cuando la otra empresa no, obtiene beneficios; si falla en reducir costos cuando la empresa idéntica sí lo logra, incurre en costos. Para utilizar este mecanismo, el regulador no necesita conocer la tecnología para reducir los costos; la información contable es suficiente para lograr la eficiencia⁴³. De acuerdo al citado autor, este modelo funcionaría porque impediría que una decisión ineficiente acerca de los costos tomada por una empresa, influyera en el precio y se transfiera a la retribución que dicha empresa reciba⁴⁴.

El Yardstick Competition es un modelo de regulación que intenta simular el comportamiento de un mercado competitivo, comparando la operación de empresas que son iguales o parecidas pero que no compiten entre sí. Para estos efectos, se toma a la empresa más eficiente de aquellas que son comparadas, como referencia para regular a la industria. Las ganancias de la empresa regulada dependen de su funcionamiento relativo, pues es recompensada si opera de forma más eficiente con relación a las demás empresas y penalizada si opera de forma menos eficiente con relación a éstas. En este sentido, el modelo regulatorio Yardstick Competition introduce competencia indirecta a las empresas reguladas.

En este modelo el regulador determina los precios de la empresa regulada considerando la eficiencia de todas las demás empresas del mercado. En particular, establece que el precio de una empresa determinada, debe ser igual al costo medio de las demás con las que se le compara. A cada empresa se

42 SHLEIFER, Andrei. A theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*. Vol. 16, No. 3, Autumn 1985. p. 319. El citado artículo puede verse en: < <http://www.ppge.ufgrs.br/giacomo/arquivos/regulacao2/shleifer-1985.pdf> >

43 SHLEIFER, Andrei. Op. Cit. p. 320.

44 SHLEIFER, Andrei. Op. Cit. p. 320.

le permite cobrar un precio igual al costo medio de las demás con las que se le compara. En este sentido, el precio de las empresas no tiene en cuenta su propio costo de producción. Este sistema de regulación de precios incentiva a las empresas a comportarse de forma eficiente, toda vez que si una empresa es más eficiente que sus competidores, es decir tiene un costo medio menor, podrá fijar un precio mayor que sus costos y obtendrá un beneficio positivo. Por el contrario, si una empresa es menos eficiente que sus rivales, se verá obligada a fijar un precio menor que su costo medio, y tendrá pérdidas. Ante esta situación, la empresa intentará reducir sus costos para conseguir beneficios.

Este esquema tarifario reduce la asimetría de información, toda vez que el regulador al efectuar la comparación de la información que recoge de todas las empresas y obtener una visión clara sobre la eficiencia de las empresas reguladas; además, este esquema permite la comparación con empresas internacionales de características similares y que operen en un entorno similar. Sin embargo, la principal desventaja de este modelo es la complejidad de comparar la operación de empresas que no son totalmente idénticas, lo que puede crear distorsiones en el funcionamiento del mercado.

Por otro lado, algunos autores⁴⁵ señalan que la aplicación de este modelo tarifario es inherentemente subjetiva porque no existe ninguna base objetiva para atribuir diferencias inexplicadas de costos a la ineficiencia per se, o para decidir en qué periodo una empresa podrá nivelarse a las demás. De esta forma, la discrecionalidad que tendría el regulador en este modelo tarifario podría reducir los incentivos para la eficiencia, porque podría afectar la confianza de las empresas que esperan beneficiarse por minimizar sus costos y restarle credibilidad a la garantía de recuperación de inversiones brindada a las empresas reguladas.

d) Empresa Modelo Eficiente

Este modelo es una variante de la regulación Yardstick Competition, que parte de la condición de sustentabilidad del mecanismo de regulación, considerando

45 WILLIAMSON, Brian y TOFT, Susanne. The Appropriate Role of Yardstick Methods in Regulation, National Economics Research Associates – NERA, 2001, p. 1-2 Este artículo puede ser consultado en: <<http://www.safirasia.org/safirPDF/Yardstick.pdf>>

que el valor presente de los flujos de caja por los activos invertidos por la empresa regulada deben cubrir los costos de inversión. La particularidad es que los precios se fijan directamente a partir de esa condición, lo que implica tarifificar a Costo Medio de Largo Plazo. Sobre la base de este principio se diseña una “Empresa Modelo”, denominada también “Empresa Eficiente” o “Empresa Económicamente Adaptada”, que es una empresa que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible.

En este modelo tarifario, las empresas reguladas “compiten” con la Empresa Modelo construida por el regulador, pues son remuneradas en función a si su operación es más o menos eficiente que la de dicha empresa modelo. Los clientes pagan el costo del servicio basado en los costos de la empresa modelo eficiente, por lo que las empresas reguladas para obtener los beneficios económicos esperados, tendrían que alcanzar al menos los mismos niveles de eficiencia reconocidos para la empresa modelo; en caso no lo consigan incurrirán en pérdidas derivadas de su ineficiencia. La esencia de este esquema de regulación es el modelamiento óptimo de la Empresa Eficiente, porque la recuperación de las inversiones de la empresa real regulada depende de ello.

Este modelo se basa en reproducir los efectos del equilibrio competitivo; en este sentido, se sustenta en tres propiedades: (i) El valor de la unidad marginalmente consumida es igual al costo marginal de largo plazo, lo que se conoce por eficiencia asignativa; (ii) El bien o servicio se produce al mínimo costo, porque las empresas adoptan la tecnología más eficiente; esto se conoce por eficiencia productiva; y (iii) Las empresas cubren exactamente sus costos económicos de largo plazo, es decir son sustentables (o, lo que es lo mismo, el costo medio y marginal de largo plazo coinciden).

En el caso del mercado de distribución de energía eléctrica en el Perú, la LCE ha establecido la aplicación del modelo regulatorio Empresa Modelo Eficiente para la fijación de las tarifas de distribución. A continuación detallaremos, las particularidades de éste modelo de acuerdo a su configuración establecida en la LCE y sus normas reglamentarias; para posteriormente señalar algunas de las deficiencias que hemos identificado en la aplicación de dicho modelo regulatorio, en base a la descripción de algunos de los conflictos que han surgido en las últimas fijaciones tarifarias entre los agentes involucrados y en la aplicación de la tarifa de distribución a los usuarios finales.

III. Modelo tarifario en distribución de energía eléctrica en el Perú

3.1 Descripción del modelo tarifario

De acuerdo a lo establecido en la LCE la actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en cada área de concesión se brinda con carácter de exclusividad⁴⁶, en este sentido existe regulación a la entrada en dicha actividad, por lo que, de acuerdo a la teoría económica, es probable que surjan ineficiencias asignativas derivadas del poder de mercado de la empresa a la que se le concede el monopolio legal. Por dicha razón la intervención estatal se manifiesta en dicha actividad a través de la regulación de precios; así, el marco legal ha establecido un sistema de determinación de precios regulados (tarifas) para la actividad de distribución y para el suministro del Servicio Público de Electricidad. El citado sistema es el correlato de la exclusividad o monopolio otorgado a cada distribuidora y tiene como lógica tratar de simular el precio que debería tener una empresa distribuidora eficiente si enfrentara competencia.

En este punto es necesario precisar que la LCE y el RLCE diferencian a los servicios que se brindan dentro de la industria eléctrica en función a si tienen la calidad de Servicio Público de Electricidad o no. El sistema de precios regulados es aplicado únicamente a las actividades clasificadas como Servicio Público de Electricidad. En este sentido, es necesario realizar dos precisiones:

- (i) En el mercado eléctrico existen dos tipos de usuarios: (a) los usuarios regulados o usuarios del Servicio Público de Electricidad⁴⁷ cuyas tarifas

46 En este sentido, el artículo 30° de la LCE establece lo siguiente:

“Artículo 30.- La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas. (...)”

47 El artículo 2° de la LCE establece que constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento. Por su parte, el RLCE establece que el límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precio es de 200 kW y que aquellos usuarios cuya demanda se ubicará dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tendrían derecho a optar entre la condición de usuario regulado o usuario libre. Sobre el particular, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM estableció que los usuarios regulados eran aquellos cuya máxima demanda anual era igual o menor a 200 kW, mientras que los usuarios libres eran aquellos que tenían una demanda anual que

máximas comprenden los precios a nivel generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y la retribución por el sistema de distribución⁴⁸; y (b) los usuarios libres que por la magnitud de su demanda pueden negociar con los generadores o distribuidores eléctricos el precio a nivel de generación, de acuerdo a las condiciones de mercado, pero para retribuir a los sistemas de transmisión y distribución pagan tarifas reguladas.

- (ii) La actividad de distribución de electricidad se encuentra clasificada por la LCE y su reglamento como un Servicio Público de Electricidad⁴⁹, por lo que las tarifas referidas al sistema de distribución están sujetas a regulación de precios⁵⁰. Dichas tarifas son aplicadas a los usuarios regulados de acuerdo a las opciones tarifarias establecidas por OSINERGMIN y también a los usuarios libres de conformidad con el Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres, aprobado por el OSINERGMIN mediante Resolución N° 1089-2001-OS-CD.

De acuerdo a lo anterior, la compensación máxima que puede cobrar el distribuidor eléctrico, tanto a usuarios regulados como a usuarios libres, es fijada administrativamente. A esta compensación se le denomina Valor Agregado de Distribución (en adelante el VAD) y es establecida por el Consejo Directivo del

superará los 2500 kW; y, que aquellos usuarios cuya demanda anual se encontrara entre 200 kW y 2500 kW tenían derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o libre.

- 48 En efecto, el artículo 63° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 63.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) *Los Precios a Nivel Generación;*
- b) *Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,*
- c) ***El Valor Agregado de Distribución.***

Dicha composición se refleja en las opciones tarifarias aprobadas por el Consejo Directivo del OSINERGMIN entre las cuales pueden elegir los usuarios regulados. Sin embargo, cabe precisar que algunas opciones tarifarias no incluyen el VAD.

- 49 La LCE establece en su artículo 2° lo siguiente:

“Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) *El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,*
 - b) *La transmisión y distribución de electricidad.*
- El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.”*

- 50 El artículo 43° de la LCE establece lo siguiente:

“Artículo 43.- Estarán sujetos a regulación de precios: (...)

- c) *Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución (...)*
- e) *Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.”*

OSINERGMIN⁵¹ mediante un procedimiento administrativo reglado que se lleva a cabo cada cuatro años⁵², el mismo que se basa en el modelo regulatorio Empresa Modelo Eficiente. Este sistema busca reconocer los costos en que incurren las distribuidoras para suministrar la energía a través del cálculo del VAD para cada una de las distribuidoras que operan en territorio nacional. Para ello se identifican los costos en que incurriría una empresa eficiente (denominada Empresa Modelo), operando según las características propias del mercado peruano y, en función de esto, se definen los costos que van a reconocerse a las distintas distribuidoras a través del VAD que se fija para cada una de ellas.

Ahora bien, la LCE establece que para la fijación del VAD deben clasificarse los sistemas eléctricos de las empresas reguladas en categorías denominadas Sectores Típicos de Distribución, para lo cual previamente el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a propuesta del OSINERGMIN establece dichos sectores⁵³. De acuerdo a la LCE, los Sectores de Distribución Típicos son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento. En la medida que una concesión puede incluir distintos sistemas eléctricos y que la clasificación en Sectores se realiza por sistema eléctrico, la LCE establece que una concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos. Al aprobar los Sistemas Típicos, el MINEM establece también el procedimiento para la clasificación de los sistemas de las empresas concesionarias en dichos sectores⁵⁴.

51 De acuerdo al artículo 27° del Reglamento General del OSINERGMIN (aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM) la función reguladora o de fijar tarifas es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERGMIN.

52 Al respecto el artículo 73° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 73.- Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

53 Al respecto el artículo 66° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 66.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

54 Por ejemplo, para la última fijación tarifaria (2009-2013), la clasificación en los Sectores Típicos de Distribución fue realizada en función a un indicador de clasificación denominado CAR aprobado por OSINERGMIN. Este indicador se aplicó para todos los sistemas salvo para los sistemas Lima Norte y Lima Sur que fueron clasificados normativamente en el Sector 1, Villacurí, que fue clasificado en el Sector Típico y a los Sistemas Eléctricos Rurales.

Luego de efectuada esta clasificación, debe elegirse a una de las empresas distribuidoras por cada Sector Típico para que sirva de referente en el proceso de fijación tarifaria. Las empresas distribuidoras elegidas brindarán toda la información financiera, técnica y contable que se les requiera para la elaboración de los estudios de costos, a cargo de las empresas consultoras (en adelante consultor VAD)⁵⁵. Los estudios de costos tienen como objetivo modelar los costos que la empresa elegida debería tener funcionando eficientemente en el país (proceso de adaptación). El resultado del proceso de adaptación es un Sector Eléctrico Modelo de cada Sector Típico, en función a la cual se establecerá el VAD. Los estudios de costos pueden ser observados por el OSINERGMIN debiendo los consultores VAD levantar todas las observaciones efectuadas, luego de lo cual OSINERGMIN determinará el VAD para cada concesión utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Una vez realizado el procedimiento descrito en el párrafo anterior, el OSINERGMIN deberá llevar a cabo la verificación de la Tasa Interna de Retorno (TIR) con los VAD calculados. Dicha verificación constituye un mecanismo de ajuste final del cálculo preliminar del VAD, creado para determinar si este permitirá obtener un retorno aceptable de la inversión. En este sentido, el OSINERGMIN calculará la TIR para conjuntos de empresas cuyos VAD no difieran en más de 10%, y si las tasas calculadas no se diferencian en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización (12%), los VAD que les dan origen serán definitivos. En caso contrario, dichos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, hasta que se alcance el límite más próximo superior o inferior.

El procedimiento regulatorio de fijación de tarifas de distribución, arriba descrito, concluye con la determinación para cada empresa de distribución⁵⁶

55 De acuerdo al artículo 67° de la LCE, los componentes del Valor Agregado de Distribución se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por el OSINERGMIN, el que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

56 En efecto, el artículo 66° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 66.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

de: (i) los cargos fijos⁵⁷, (ii) los factores de expansión de pérdidas⁵⁸, (iii) el VAD a Media Tensión (VAD - MT)⁵⁹ y (iv) el VAD a Baja Tensión (VAD - BT)⁶⁰. Dichos cargos son aprobados por resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN y deben ser utilizados por las empresas distribuidoras para la facturación de sus usuarios regulados y sus usuarios libres (de ser aplicable).

3.2 La aplicación del modelo tarifario

La actuación del OSINERGMIN en los procedimientos regulatorios se encuentra sujeta a las disposiciones establecidas por la LCE y el RLCE, así como a los principios establecidos en su Reglamento General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM⁶¹ y las disposiciones procedimentales emitidas por dicho organismo regulador. Dichas normas tienen como finalidad limitar la discrecionalidad del OSINERGMIN y permitir a las empresas reguladas participar, emitir opiniones y cuestionar las decisiones del regulador, así como dotar de predictibilidad al procedimiento tarifario. La aplicación del modelo tarifario es de importancia extrema, pues puede determinar que se potencien o se eliminen los incentivos que teóricamente debería generar el modelo.

57 Cubren los costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía, incurridos para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

58 Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.

59 De forma simplificada, podemos señalar que el VAD – MT es el factor resultante de dividir la suma de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de distribución en Media Tensión más los costos estándares de operación y mantenimiento entre la demanda adaptada de distribución.

60 Tanto el VAD a Media Tensión (VADMT) como el VAD a Baja Tensión (VADBT) remunerar los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

61 El Reglamento General del OSINERGMIN dispone en su artículo 3° que la actuación de dicho organismo se rige por los principios establecidos en el Título III del citado Reglamento, los mismos que establecen las bases y lineamientos de su acción. En este sentido, la sujeción a dichos principios resulta obligatoria para todos los órganos que conforman la estructura institucional del OSINERGMIN. En efecto, el citado artículo 3° establece textualmente lo siguiente:

“(…) Artículo 3° - Importancia de los Principios

*Los principios contenidos en el presente Título establecen las bases y lineamientos de acción del OSINERGMIN en el desarrollo y ejercicio de sus funciones. En tal sentido, **toda decisión y acción que adopte cualquiera de los ORGANOS DE OSINERGMIN deberá sustentarse y quedar sujeta a los mismos.** (...)”* [El énfasis es nuestro]

La aplicación del modelo tarifario en los procedimientos regulatorios llevados a cabo desde el año 2001, presenta ciertas particularidades, algunas de las cuales detallaremos a continuación:

a) La determinación de Sectores Típicos

En la primera fijación tarifaria del VAD efectuada por el OSINERGMIN en el 2001, para el periodo 2001 - 2005, se establecieron cuatro (04) Sectores Típicos para clasificar a los sistemas eléctricos, los cuales estaban determinados por categorías de organización territorial y densidad⁶². A partir de dicha fijación tarifaria, el número de sectores se ha ido incrementando en cada periodo, estableciéndose como el criterio de clasificación más importante la densidad. En este sentido, en el periodo 2005 - 2009 se establecieron cinco (05) Sectores Típicos y un Sector Especial⁶³; en el periodo 2009-2013 se determinaron cinco (05) Sectores Típicos, un Sector para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) y un Sector Especial⁶⁴; y finalmente para el periodo 2013-2017 se han establecido seis (06) Sectores Típicos, un Sector para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) y un Sector Especial⁶⁵.

62 Dichos sectores fueron establecidos para el periodo de Noviembre 2001 – Octubre 2005 por la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, mediante la Resolución Directoral N° 005-2001-EM/DGE: Sector 1 (Alta Densidad – Capital de País), Sector 2 (Media y Baja Densidad - Capital de Dpto.), Sector 3 (Urbano-Rural - Capital de Prov.) y Sector 4 (Rural - Zona Rural).

63 Los Sectores Típicos (ST) para el periodo noviembre 2005 – octubre 2009, fueron determinados por la DGE del MINEM, mediante Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE y son los siguientes: ST 1 (Urbano de alta densidad), ST 2 (Urbano de media densidad), ST 3 (Urbano de baja densidad), ST 4 (Urbano-rural), ST 5 (Rural) y Sector Especial (Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí).

64 Los ST para el periodo noviembre 2009 – octubre 2013, fueron aprobados por la DGE del MINEM, mediante la Resolución Directoral N° 028-2008 EM/DGE y son los siguientes: ST 1 (Urbano de alta densidad), ST 2 (Urbano de media densidad), ST 3 (Urbano de baja densidad), ST 4 (Urbano-rural), ST 5 (Rural), Sector Sistemas Eléctricos Rurales – SER (SER calificados por el MINEM según la Ley General de Electrificación Rural) y Sector Especial (Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí).

65 Los Sectores Típicos para el periodo 2013 - 2017, fueron aprobados por la DGE del MINEM, mediante la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE y son los siguientes: ST 1 (Urbano de alta densidad), ST 2 (Urbano de media densidad), ST 3 (Urbano de baja densidad), ST 4 (Urbano-rural), ST 5 (Rural de media densidad), ST6 (Rural de baja densidad), Sector Sistemas Eléctricos Rurales – SER (SER calificados por el MINEM según la Ley General de Electrificación Rural) y Sector Especial (Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí).

El aumento progresivo de sectores típicos que se ha evidenciado en las fijaciones tarifarias revela una preocupación que es compartida por muchos especialistas del sector: el sistema tarifario utilizado en la distribución es capaz de generar los incentivos correctos a las empresas reguladas, siempre que la Empresa Modelo se construya en base a las características técnicas y económicas de la empresa regulada. En este sentido, el incremento del número de sectores típicos, es consecuencia de la necesidad de contar con categorías que agrupen a sistemas eléctricos realmente similares en características técnicas así como en costos de inversión, operación y mantenimiento; en la medida que cuando los sectores típicos eran menos numerosos existía gran dificultad en categorizar algunos sistemas cuyas características no coincidían con los demás sistemas eléctricos incluidos en los sectores típicos⁶⁶.

Actualmente, la categorización de los sistemas eléctricos en cada Sector Típico se realiza considerando un indicador de clasificación denominado CAR, el cual depende de los costos medios anuales de la red de cada sistema eléctrico⁶⁷. Este indicador de clasificación es aplicable para categorizar a todos los sistemas eléctricos de distribución salvo las siguientes excepciones: los sistemas de Lima Norte y Lima Sur, que por disposición normativa pertenecen al Sector Típico 1; el sistema eléctrico Villacurí; y otros con características similares que pertenecen al Sector Especial y los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) calificados por el MINEM de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Electrificación Rural, Ley N° 28749 y su reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM, que pertenecen al Sector Típico SER.

b) Determinación del sistema representativo y la empresa responsable

En cada procedimiento de fijación tarifaria OSINERGMIN realiza la determinación de un sistema eléctrico representativo por cada Sector Típico, perteneciente a alguna de las empresas concesionarias. Dicha empresa será responsable de presentar la información necesaria para la elaboración del

66 Esta fue por ejemplo la justificación para la creación del Sector Especial, para el Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí.

67 Expresado en $S/./MW.h$ -año, donde los $S/.$ corresponden a la anualidad del VNR adaptado más sus respectivos costos anuales de operación y mantenimiento y los $MW.h$ -año al consumo de energía de la red.

c) La elaboración de los estudios de costos

Los estudios de costos son encargados por los concesionarios de distribución a los consultores VAD, que son previamente precalificados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN. Las pautas y criterios metodológicos para la elaboración de dichos estudios se encuentran contenidos en los Términos de Referencia que son aprobados por OSINERGMIN para cada fijación tarifaria. Dicho documento también contiene la descripción detallada de las etapas para la elaboración de los estudios que deberán seguir los consultores VAD; sin embargo, dichas empresas cuentan con autonomía e independencia técnica; en este sentido, no se encuentran sujetas al criterio de las empresas de distribución que les encarga el estudio, ni al del OSINERGMIN, sino que deberán utilizar su conocimiento y experiencia, así como los procedimientos y criterios técnicos establecidos normativamente.

De acuerdo a las precisiones realizadas en la Resolución Directoral N° 055-2004-EM-DGE, el costo que irrogará la elaboración del estudio de costos debía ser asumido por todas las empresas concesionarias de distribución que pertenezcan al mismo Sector de Distribución Típico, en forma proporcional a sus ventas de energía en GW.h, a usuarios finales del año previo a la regulación tarifaria; toda vez que se entendió que la venta de energía a usuarios finales era un indicador que permitía distribuir de manera equitativa y eficiente los costos que irrogaba la elaboración del citado estudio.

Por otro lado, se entendió que resultaba necesario asegurar el derecho de las empresas de distribución, a tener acceso a toda la información que presentará el consultor VAD para la realización del estudio de costos, por lo que la citada Resolución Directoral N° 055-2004-EM-DGE estableció que la empresa de distribución encargada de la elaboración del referido estudio, pondría a disposición de las demás empresas del mismo Sector de Distribución Típico los modelos, informes parciales, específicos y finales que presentaría el consultor VAD. Asimismo, dicha empresa de distribución estaba obligada a formar y liderar un grupo de trabajo conjuntamente con las demás empresas del mismo Sector de Distribución Típico, con el objeto de prestar el apoyo que el consultor VAD estime necesario.

d) El rol de los supervisores VAD

A pesar que la LCE y el RLCE no establecen ningún agente adicional al consultor VAD para la elaboración de los estudios de costos, en los procedimientos tarifarios llevados a cabo por el OSINERGMIN, éste último contrata a empresas supervisoras (en adelante supervisores VAD) que realizan la supervisión de los estudios de costos encargados según las normas vigentes a los Consultores VAD. En este sentido, al momento de fijar las tarifas, el OSINERGMIN, además de considerar los estudios realizados por los Consultores VAD, tiene en cuenta lo dispuesto por los Supervisores VAD.

De acuerdo al marco regulatorio, la determinación del VAD debe ser realizada en función de los estudios de los Consultores VAD que incorporen las observaciones provenientes de la supervisión de los mismos por parte del OSINERGMIN; sin embargo, ha sido usualmente cuestionado por la empresas reguladas que el OSINERGMIN, en la etapa final del proceso de fijación tarifaria, deja de lado los resultados obtenidos por los estudios de los consultores y utiliza como fuente única para la fijación del VAD las conclusiones de los estudios paralelos de los supervisores VAD contratados por el propio regulador.

Al respecto, el OSINERGMIN ha señalado que realiza la supervisión permanente a los estudios de costos de los consultores VAD, conjuntamente con los supervisores VAD, con cuyo apoyo efectúa una labor de análisis y observaciones a los informes parciales y finales presentados por los consultores VAD. En este sentido, ha precisado que si las observaciones debidamente notificadas y motivadas técnica y legalmente, no son levantadas por los consultores VAD, los estudios técnicos se toman en cuenta solo en los extremos que no presentan observaciones y se integran con los criterios y cálculos del propio regulador en los extremos que no fueron subsanados, reflejándose los resultados finales en el estudio del OSINERGMIN.

e) La verificación de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

De acuerdo a la LCE y el RLCE, la verificación de la Tasa Interna de Retorno es efectuada para conjuntos de concesionarios cuyos VAD no difieran en más de 10%. Si las tasas, calculadas, no se diferencian en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE (12%), los VAD que les dan origen serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar

el límite más próximo superior o inferior. Una de las principales objeciones a este mecanismo de verificación es que, de acuerdo a lo establecido normativamente, se realiza para conjuntos de empresas y no individualmente, siendo que dicha verificación podría no garantizar que efectivamente los concesionarios cuenten con una tasa de retorno que se encuentre en el rango definido como aceptable por la LCE.

3.3 Deficiencias en el modelo tarifario

Tal como ha sido señalado, los conflictos presentados en los procedimientos de fijación del VAD y en la aplicación del modelo tarifario establecido para la distribución eléctrica han sido numerosos y han puesto de relieve las deficiencias de dicho modelo. En este sentido, a continuación señalaremos algunas deficiencias que hemos identificado en la aplicación de dicho modelo regulatorio, en base a la descripción de dos conflictos que han surgido en las últimas fijaciones tarifarias (Subdivisión de Sectores Típicos y Optimización que no considera las condiciones reales de operación) y uno en la aplicación de la tarifa de distribución a los usuarios finales (Desconocimiento de la condición de cargo estampilla del VAD). Asimismo, describiremos una deficiencia referida a la aplicación del modelo a los Sistemas Eléctricos Rurales, que consideramos podría generar conflictos en las futuras fijaciones tarifarias.

a) Subdivisión de los Sectores Típicos

En la fijación tarifaria del periodo 2005 - 2009, el OSINERGMIN definió las empresas distribuidoras que servirían como referente para modelar el proceso de adaptación de la empresa modelo eficiente para cada sector típico, mediante Resoluciones N° 157-2005-OS/CD y N° 238-2005-OS/CD. No obstante ello, en la Resolución N° 370-2005-OS/CD por la cual se fijó el VAD, el OSINERGMIN incluyó una subdivisión adicional dentro de los Sectores Típicos 2, 3 y 4 siguiendo lo planteado por los supervisores VAD para dichos sectores típicos.

La subdivisión adicional efectuada por el OSINERGMIN no tenía ningún sustento legal, pues la definición de los sectores típicos efectuada en el año 2004 por el MINEM –única entidad competente para definirlos- no contemplaba que los sectores urbanos incluyeran zonas rurales. Asimismo, dicha subdivisión no tenía sustento alguno en la práctica regulatoria dado que introducía un caso de excepción -como es la posible existencia de zonas no urbanas o rurales

en sectores típicos urbanos de media o baja densidad, o de zonas totalmente rurales en el sector típico urbano rural- como si fuera la regla en el modelo de empresa eficiente.

Al respecto, el OSINERGMIN alegaba que la zonificación del mercado eléctrico buscaba reconocer los costos de inversión eficientes, de acuerdo con la tecnología e instalaciones requeridas para cada zona según su demanda, tal y como lo vienen haciendo las empresas en la realidad, esto a fin de caracterizar el mercado y adoptar las soluciones óptimas para cada área, tal cual se señalaba en los Términos de Referencia de costos del VAD, aprobados en la Resolución N° 370-2005-OS/CD. Por lo tanto, no se advertía que con dicha zonificación se haya buscado introducir nuevos subsectores típicos de distribución.

Lo señalado por el OSINERGMIN resulta incorrecto en la medida que los sectores típicos determinados por el MINEM, constituyen el parámetro dentro del cual el regulador debe ajustar su actuación. Por lo que no es posible realizar una “zonificación” o división adicional dentro de dichos sectores. Máxime cuando dicha subdivisión tenía una importante consecuencia práctica y perjudicial para las empresas distribuidoras, pues al considerar los sistemas de distribución como si tuvieran dos configuraciones de red distintas, se desconocía una importante cantidad de costos en que incurrían las empresas concesionarias en cada sector típico considerado.

Aunado a lo anterior, y más grave es que dicha subdivisión denotaba una grave inconsistencia en la práctica regulatoria. En efecto, al considerar que existían áreas rurales dentro de las zonas urbanas, se dejaba de reconocer costos en que incurrían las empresas distribuidoras, considerando que las instalaciones tienen características menos exigentes. Sin embargo, cuando se trataba de fiscalizar el cumplimiento de las normas del sector eléctrico, el OSINERGMIN no tenía en cuenta tal subdivisión y exigía que todas las instalaciones cumplieran con las características esperadas para las zonas urbanas, allí donde la regulación del VAD asumió que existían subdivisiones con áreas rurales dentro de las zonas urbanas.

Este conflicto también puso en evidencia que la categorización de los sistemas eléctricos en Sectores Típicos por categorías demográficas (tales como rural, rural/urbana, urbana, entre otras) resulta insuficiente o demasiado general. En este sentido, la existencia de sistemas eléctricos cuyas características

demográficas sean variadas, traerá como consecuencia que el OSINERGMIN considere necesario efectuar una subdivisión de la red, de acuerdo a dichas características, que pueda generar afectaciones en las empresas cuyos sistemas no presenten estas divisiones.

b) Optimización que no considera las condiciones reales de operación

Para realizar la optimización o adaptación eficiente del sistema eléctrico representativo debe tenerse en cuenta las características de operación real de las empresas distribuidoras, es decir deben considerarse los costos derivados de la operación de la empresa modelo en un contexto real. Sobre el particular, la LCE no establece un listado taxativo de costos que deben ser incluidos por la regulación para la determinación del VAD, sino solamente criterios y reglas generales que el OSINERGMIN debe tomar en consideración y cuyo objetivo es que el regulador realice la optimización del sistema eléctrico representativo adaptada a las condiciones de operación real.

De esta forma, el modelo tarifario dispuesto por la LCE establece la obligación del OSINERGMIN de realizar una evaluación de aquellos costos que influyen de forma relevante en la operación de las empresas eficientes de distribución. Asimismo, al regulador tiene el deber de sustentar en cada caso la inclusión o exclusión de una determinada categoría de costos en el VAD⁷¹, basándose para tal efecto en criterios técnicos y de eficiencia, pues justamente es inherente al proceso de regulación tarifaria evaluar la pertinencia de la inclusión de cada uno de los costos de las empresas distribuidoras.

71 En relación con las reglas de determinación del VAD, la LCE establece lo siguiente:

*Artículo 64.- El Valor Agregado de Distribución se basará en una **empresa modelo eficiente** y considerará los siguientes componentes:*

a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

*Artículo 67.- Los componentes señalados en el artículo 64, se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones **y de la gestión de un concesionario operando en el país.** [El énfasis es nuestro]*

De conformidad a lo establecido expresamente por la LCE, la fijación del VAD debe tomar en cuenta una empresa modelo eficiente, pero operando en el país, no en un contexto teórico y abstracto. Entonces, la correcta interpretación de los alcances de estas disposiciones conlleva a que en la fijación del VAD se incorporen todas aquellas circunstancias que influyan de modo determinante en la operación diaria de una empresa eficiente de distribución en el ámbito local, a efectos de reconocerle efectivamente los costos en los que incurre.

Sin embargo ha sido constantemente cuestionado que el OSINERGMIN para la adaptación eficiente del Sistema Eléctrico Modelo se basa únicamente en criterios tales como densidad, utilización y extensión de la red, y no considera otros aspectos que inciden tanto o más en la eficiencia de la gestión de las empresas, como por ejemplo diferencias en el precio de los insumos o diferencias derivadas de la zona geográfica en que operan. Estas otras variables pueden ocasionar, en definitiva, que los concesionarios tengan diferencias reales en sus costos, las que estarían dejando de reconocerse si se consideran únicamente criterios técnicos para la modelación de la empresa que sirve de referente.

Un proceso de adaptación que no considera las condiciones reales de operación en el país, gradualmente lleva a que se pierda cualquier conexión tangible entre los costos reales y los costos supuestamente “eficientes” de la empresa. En esta medida, los criterios de adaptación utilizados por el OSINERGMIN deben necesariamente reconocer dentro del cálculo tarifario del VAD, los gastos e inversiones realizadas para la operación en el país; en caso contrario, el riesgo y la incertidumbre de tal inversión resulta enteramente asumido por el concesionario, lo cual termina reduciendo los incentivos para realizar inversiones.

En consecuencia, para que la empresa modelo sea consistente con la realidad y con la metodología establecida por la LCE, debe reconocer necesariamente los costos asociados con las características del entorno particular en que operan las empresas concesionarias de distribución. El no reconocimiento la existencia de costos relevantes que enfrentan las empresas distribuidoras derivados de sus condiciones reales de operación constituye una arbitraria y restringida interpretación de los alcances de la LCE.

c) Desconocimiento de la condición de cargo estampilla del VAD

La Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios del OSINERGMIN (en adelante la JARU) ha emitido recientemente una serie de pronunciamientos⁷² de los cuales se desprendería que el VAD es cargo cuya retribución se justifica por el uso de la red de distribución. En efecto, en dichas resoluciones se señala que, de acuerdo a lo señalado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, para el procedimiento regulatorio no se consideran a efectos del cálculo del VAD, a aquellos usuarios que no hacen uso ni tienen a su disposición inmediata para usar el sistema de distribución, encontrándose remunerada la inversión de la concesionaria a través del VAD que deben pagar todos aquellos usuarios que sí hacen uso o tienen a su disposición inmediata las referidas redes.

Sin embargo, el diseño del marco regulatorio peruano aplicable a la determinación de las tarifas de las redes de electricidad tanto de distribución como de transmisión, determina que el VAD tenga la condición de un cargo “estampilla postal”. En dicho marco regulatorio, el “cargo estampilla” se calcula sumando todos los costos involucrados⁷³ y dividiéndolos entre la máxima demanda del sistema para así producir una tarifa plana por la energía consumida. En este sentido, la tarifa de distribución (o de transmisión) se determina multiplicando la demanda pico involucrada en la transacción (lo que mide su magnitud en relación con las demás transacciones del mercado) multiplicada por el “cargo estampilla”.

Este diseño, en general, determina que los costos totales del sistema se asignen a los usuarios de dicho sistema sin tomar en cuenta los costos individuales que cada usuario genera para ser atendido (como la distancia o la configuración de la red por la que es atendido) pues todo usuario paga un mismo “cargo estampilla” para cualquier transacción de transmisión o distribución dentro de un área definida, sin tomar en cuenta el origen contractual y el destino contractual de la energía transmitida. En otros términos, la tarifa es una “tarifa promedio”, pues los costos totales de la red del área son divididos entre la demanda, lo que resulta en un costo promedio.

72 Resoluciones N° 1233-2012-OS/JARU-SC, N° 1082-2012-OS/JARU-SC, N° 1122-2012-OS/JARU-SC, entre otras.

73 Costos de inversión, de operación y de mantenimiento, entre otros.

En esa línea, no hay duda que el diseño regulatorio peruano de determinación de tarifas tanto de distribución, como de transmisión principal y garantizada, busca socializar el costo de disponibilidad de la red que es asumido por todos los usuarios del servicio público o regulados de una determinada área de demanda (en el caso de la distribución) y por todos los usuarios eléctricos (en el caso de la transmisión). Por ello, esta metodología tarifaria es ajena a aquellos elementos de las redes efectivamente utilizados por los usuarios y no toma en cuenta, ni requiere de una individualización de los costos generados por cada usuario en particular para el establecimiento de la tarifa aplicable al respectivo usuario.

Esta metodología, por lo tanto, sirve como un instrumento de socialización y redistribución equitativa de los costos relacionados con la puesta a disposición de las redes de distribución, infraestructuras que benefician a todos los usuarios regulados. En este sentido, el VAD tiene la naturaleza de un “cargo estampilla” y por lo tanto su pago no se encuentra asociado al uso efectivo del sistema de distribución ni a la disposición que se cuente de dicha red. No existe una sola disposición normativa en nuestro ordenamiento jurídico que disponga lo contrario. En este sentido, es importante diferenciar lo que remunera el VAD (los costos del sistema de distribución), de quién paga el VAD (todos los usuarios regulados que de acuerdo a su opción tarifaria se encuentren obligados al pago de dicho cargo).

Si bien, por aplicación de la antes mencionada metodología, los usuarios regulados no pagan una tarifa que se encuentra directamente relacionada con los costos que generan por su consumo de energía,⁷⁴ el diseño de cada plan tarifario toma en cuenta las particularidades de consumo de cada tipo de usuario. Adicionalmente, si bien el régimen aplicable a los usuarios regulados atribuye a cada usuario la obligación de asumir costos de la red, ello también debe considerarse como contrapartida por las condiciones beneficiosas con las que cuentan los usuarios regulados. Por ejemplo, al suministro a los usuarios regulados se aplica obligatoriamente la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, se les asigna una compensación por interrupciones, se les aplica una ponderación a la potencia puesta a disposición por el distribuidor

74 Es decir la tarifa que pagan los usuarios regulados no se encuentra relacionada con los costos de la infraestructura que es necesario utilizar para atenderlo o la magnitud del flujo de la energía que consume.

para reflejar su consumo y tienen una protección respecto del rechazo de carga y el racionamiento.

d) La optimización de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER)

La Ley de Electrificación Rural – Ley N° 28749 (en adelante la LER) y su reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM (en adelante el RLER) establecen que los SER son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que sean calificados como tales por el MINEM, de acuerdo a los criterios establecidos en el RLER. Entre los criterios establecidos en el citado reglamento se ha señalado que para ser calificado como un SER la instalación o el proyecto debe cumplir necesariamente con las normas técnicas aplicables a la electrificación rural⁷⁵.

Adicionalmente, la normativa referida a los SER contiene disposiciones tarifarias específicas que son de aplicación exclusiva a dichos sistemas. En este sentido, la LER y su reglamento establecen, entre otros, la existencia de un fondo de reposición de las instalaciones del SER, el cual inicialmente, podrá ser 0.16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) correspondiente a la inversión del Estado y un mecanismo especial basado en factores de proporción para la remuneración de las inversiones del SER cuando las mismas estén constituidas por aportes del Estado, de las empresas distribuidoras y de otras entidades.

En base a la revisión del marco normativo y regulatorio de los SER se puede concluir que no resulta acorde con el mismo, realizar la optimización técnica

⁷⁵ Sobre el particular, la LER establece en su artículo 11° que los SER deberán contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales, localidades aisladas y de fronteras del país, precisando que para dichos efectos la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, establecerá las normas de diseño y construcción, las cuales deberán ser actualizadas permanentemente. De conformidad con lo anterior, la DGE aprobó las “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”, mediante Resolución Directoral N° 018-2003-EM-DGE. En esta misma línea, la DGE ha aprobado las normas DGE “Especificaciones Técnicas de Obras Civiles para Subestaciones para Electrificación rural”, “Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoparlante para Electrificación Rural”, “Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico de Subestaciones para Electrificación Rural” y “Especificaciones Técnicas para las Obras Civiles y el Montaje Electromecánico de Líneas de Transmisión para Electrificación Rural”, mediante las Resoluciones Directorales N° 019-2003-EM-DGE, N° 020-2003-EM-DGE, N° 021-2003-EM-DGE y N° 022-2003-EM-DGE.

económica de las redes en la elaboración del Estudio de Costos del Sector Típico SER. Esto en la medida que el razonamiento técnico - económico y las disposiciones legales que sustentan la optimización técnica económica de las redes dentro del procedimiento de fijación del VAD, no son aplicables al Sector Típico SER. A continuación desarrollaremos el razonamiento que nos lleva a efectuar dicha conclusión:

El proceso de optimización técnica económica de las redes se fundamenta en que la empresa real no tiene necesariamente instalaciones eficientes, técnicamente adaptadas a la demanda, por lo que mediante el proceso de optimización el Consultor VAD determina el diseño y los parámetros óptimos de la red, los cuales serán tomados en consideración para establecer el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo.

Esto es así porque se reconoce que aún siendo la distribución eléctrica un servicio regulado, el distribuidor eléctrico conserva el atributo de la libertad de empresa⁷⁶ en virtud del cual puede determinar la tecnología y el diseño de los medios productivos con los que cuenta para prestar el servicio. En este sentido, si bien el distribuidor debe respetar en el diseño técnico de sus redes las disposiciones que por consideraciones de seguridad establece el Código Nacional de Electricidad⁷⁷, en la mayoría de Sectores Típicos éste es el único parámetro legal que debe seguir en la elección del diseño y de los parámetros de la red, manteniendo un margen muy amplio de decisión respecto a dichos aspectos.

Por dichas consideraciones, en los Sectores Típicos en los cuales es atribución del distribuidor eléctrico decidir el diseño y parámetros técnicos de la red, se

76 En el Fundamento Jurídico 53, de la Sentencia del Tribunal Constitucional emitida en el expediente N° 7339-2006-AA, se señala que *“el derecho a la libertad de empresa se define como la facultad de poder elegir la organización y efectuar el desarrollo de una unidad de producción de bienes o prestación de servicios para satisfacer la demanda de los consumidores o usuarios”*. Al respecto, en el Fundamento Jurídico 15 de la Sentencia del Tribunal Constitucional emitida en el expediente N° 01405-2010-PA/TC, se indica que *“cuando el artículo 59° de la Constitución reconoce el derecho a la libertad de empresa está garantizando a todas las personas una libertad de decisión no sólo para crear empresas (libertad de fundación de una empresa), y por tanto, para actuar en el mercado (libertad de acceso al mercado), sino también para establecer los propios objetivos de la empresa (libertad de organización del empresario) y dirigir y planificar su actividad (libertad de dirección de la empresa) en atención a sus recursos y a las condiciones del propio mercado.”* [El énfasis es nuestro]

77 Aprobado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.

entiende que dicha atribución no necesariamente se lleva a cabo respetando criterios de eficiencia y mínimo costo, y dado que la normativa vigente establece que solo se deben reconocer en la tarifa las inversiones eficientes, se justifica que para la creación de la empresa modelo, se realice un proceso de optimización técnica económica de las redes.

Ahora bien, en el caso de los SER, el diseño y parámetros técnicos de la red se encuentran establecidos por normas técnicas aprobadas por la DGE del MINEM⁷⁸, y la calificación de un sistema eléctrico como SER implica necesariamente que dicho sistema cumple con todas las normas técnicas aplicables a la electrificación rural y que se encuentra dimensionado para satisfacer la proyección de la demanda del Servicio Público de Electricidad durante el horizonte de 20 años, de conformidad con el artículo 11° del RLER⁷⁹.

Los SER para ser calificados como tales franquean al momento de su calificación una verificación respecto a su diseño y parámetros técnicos, en la cual también se determina si el mismo se encuentra técnicamente adaptado a la demanda, conforme a los criterios establecidos normativamente para los SER⁸⁰. De acuerdo a lo anterior, la sola calificación como SER implica que se ha realizado ya una optimización técnica económica de las redes que componen dicho sistema, razón por la cual el proceso de optimización técnica económica de las redes establecido en el Estudio de Costos, no encontraría justificación para el Sector Típico SER.

78 Dichas normas técnicas han sido aprobadas mediante las Resoluciones Directorales N° 018-2003-EM-DGE, N° 019-2003-EM-DGE, N° 020-2003-EM-DGE, N° 021-2003-EM-DGE y N° 022-2003-EM-DGE.

79 El artículo 11° del RLER establece lo siguiente:

Artículo 11.- Calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales

La Dirección General de Electricidad efectúa la calificación de las instalaciones eléctricas y proyectos de instalaciones eléctricas como Sistemas Eléctricos Rurales, conforme al procedimiento aprobado para tal fin. Las ampliaciones de los Sistemas Eléctricos Rurales también son objeto de calificación.

11.1 El procedimiento debe considerar los siguientes criterios de evaluación:

(...)

b) Que la instalación o el proyecto cumple con las normas técnicas y de calidad aplicables a la electrificación rural y está dimensionada para satisfacer la proyección de la demanda del Servicio Público de Electricidad durante el horizonte de veinte (20) años;

(...)[El énfasis es nuestro]

80 El procedimiento para la calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales, fue aprobado mediante Resolución Directoral N° 090-2011-EM-DGE.

Asimismo, debe tenerse en consideración que el distribuidor eléctrico que opera un SER no tiene ninguna injerencia en la determinación del diseño y parámetros técnicos de la red, en la medida que: (i) recibe el SER ya diseñado y construido por el MINEM cuando dicho ministerio determina su transferencia⁸¹ o (ii) se somete a las normas técnicas y de diseño aprobadas por el MINEM cuando el SER es ejecutado por ella o por otras entidades, para que éste pueda ser calificado como tal⁸². Por tanto, realizar la optimización técnica económica de las redes en el Sector Típico SER implicaría acusar a los criterios de diseño y parámetros técnicos definidos por el MINEM como ineficientes.

Por otro lado, el artículo 3° del RLER establece los principios que rigen toda actuación del Estado en materia de electrificación rural, entre dichos principios se encuentra contemplado el Desarrollo Sostenible, según el cual, el Estado debe contribuir a garantizar la sostenibilidad económica de los SER. En este mismo sentido, en el artículo 24° del RLER se establece que la determinación de la tarifa para el servicio eléctrico rural permitirá la sostenibilidad económica de la electrificación rural. De conformidad con lo anterior, el procedimiento de fijación del VAD para el caso del Sector Típico SER debe tener especial consideración en garantizar la sostenibilidad económica de la electrificación rural.

De acuerdo al marco regulatorio para los SER, cuando parte o toda la inversión del SER ha sido realizada con aportes del Estado, no se retribuye dicha inversión (la realizada por el Estado) y solamente se considera un monto de reposición por la misma, que equivale al 0.16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo⁸³. Ahora bien, consideramos que para hacer sostenible la inversión

81 En el artículo 5° del RLER establece lo siguiente:

Artículo 5.- Función Ejecutora

El Ministerio, a través de la DEP, como organismo nacional competente en electrificación rural, desarrolla el planeamiento en coordinación con los Gobiernos Regionales, Locales y los programas, proyectos, entes, instituciones e inversionistas interesados en contribuir a elevar el coeficiente de electrificación rural, administra los recursos asignados para la electrificación, con excepción de los destinados a la promoción de la inversión privada, elabora los estudios, ejecuta las obras a su cargo y realiza su transferencia para su administración, operación y mantenimiento a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal, o a ADINELSA, según lo dispuesto en el Título XII del Reglamento.

(...) [El énfasis es nuestro]

82 En concordancia con lo señalado en el artículo 11° del RLER.

83 Por su parte, la inversión realizada por otras entidades distintas al Estado si es retribuida aplicando a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, un factor de proporción que refleje la proporción de inversiones de dichas entidades.

del SER en el tiempo, en concordancia con los principios de actuación del Estado en Electrificación Rural, el Valor Nuevo de Reemplazo debe ser determinado sin realizar el proceso de optimización técnica económica de las redes dentro del procedimiento de fijación del VAD.

Nos explicamos, los SER deben cumplir con una serie de características técnicas determinadas normativamente⁸⁴. En este sentido, es razonable inferir que el factor para el cálculo de reposición ha sido determinado teniendo en cuenta dichas especificaciones técnicas, y no otras, por lo que al realizar el proceso de optimización se estaría generando una distorsión en el modelo regulatorio establecido, en la medida que mediante dicho proceso podrían establecerse características técnicas diferentes para los SER que requieran de un monto de reposición distinto al contemplado por el RLER.

En esta línea, si el Consultor VAD realizará el proceso de optimización técnica económica de las redes del SER, podría generar que se establezca para dicho sistema un Valor Nuevo de Reemplazo menor a aquel que resultaría de considerar el diseño y los estándares técnicos establecidos por el MINEM, y, en este sentido, el monto de reposición sería menor también y podría incluso resultar insuficiente para cumplir con sus propósitos; y, en esta medida, obligaría a los distribuidores a destinar sus propios recursos, generados de otras fuentes, para subvencionar la existencia del SER.

En este sentido, en la medida que la determinación del monto de reposición del SER se encuentra establecido normativamente como el 0.16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del SER, para garantizar la sostenibilidad económica de dicho sistema, el Valor Nuevo de Reemplazo debe calcularse sin realizar la optimización técnica económica de las redes del SER, sino considerando el diseño y parámetros técnicos del SER, los mismos que responden a la normativa técnica establecida por el MINEM, pues de lo contrario no habrían sido calificados como SER.

IV. Conclusiones

1. La aprobación de la LCE y el RLCE dispusieron la separación de la actividad de distribución de energía eléctrica de otros niveles productivos del sector

84 Tal como se ha señalado en el numeral 3.1. del presente artículo.

eléctrico (la generación y transmisión eléctrica) y establecieron un esquema regulatorio para su remuneración, denominado Empresa Modelo Eficiente, el cual responde a su condición de monopolio natural. El logro del objetivo complejo de la regulación (permitir la asignación eficiente de recursos promoviendo la inversión en activos e infraestructura para la prestación del servicio, pero incentivando a su vez la minimización de costos de producción) genera no pocas tensiones entre los agentes involucrados en la fijación de tarifas, relacionadas principalmente a interpretaciones divergentes sobre la aplicación del marco legal y regulatorio, las cuales pueden generar impactos económicos importantes en las tasas de retorno de las inversiones.

2. Cuando en un mercado existen las condiciones para la existencia de un monopolio natural, es decir la subaditividad de costos, resulta adecuado que una sola empresa opere en el mercado, pues lo contrario determinaría la existencia de ineficiencias productivas. Sin embargo, con la existencia de una única empresa operando en el mercado es probable que surjan ineficiencias en la asignación, derivadas del poder de mercado de la empresa monopólica. Una de las formas para intentar resolver dichas ineficiencias es el otorgamiento de una concesión a una empresa privada que otorgue el servicio con exclusividad y que sea controlada por un organismo regulador que fije sus tarifas. Entre los distintos métodos para la determinación de tarifas se encuentra la regulación por Tasa de Retorno, la regulación Price Cap, el Yardstick Competition y la Empresa Modelo Eficiente.
3. La compensación máxima que puede cobrar el distribuidor eléctrico, tanto a usuarios regulados como a usuarios libres, es fijada administrativamente por el Consejo Directivo del OSINERGMIN, mediante un procedimiento administrativo reglado que se lleva a cabo cada cuatro años, el mismo que se basa en el modelo regulatorio Empresa Modelo Eficiente. Este sistema busca reconocer los costos en que incurren las distribuidoras para suministrar la energía a través del cálculo del VAD para cada una de las distribuidoras que operan en territorio nacional. Para ello se identifican los costos en que incurriría una empresa eficiente (denominada Empresa Modelo) operando según las características propias del mercado peruano y, en función de esto, se definen los costos que van a reconocerse a las distintas distribuidoras a través del VAD que se fija para cada una de ellas.

4. La LCE establece que, para la fijación del VAD, deben clasificarse los sistemas eléctricos de las empresas reguladas en categorías denominadas Sectores Típicos de Distribución, aprobadas previamente por el MINEM. Luego de efectuada esta clasificación, debe elegirse a una de las empresas distribuidoras por cada Sector Típico para que sirva de referente en el proceso de fijación tarifaria, las cuales brindarán toda la información financiera, técnica y contable que se les requiera para la elaboración de los estudios de costos a cargo de los Consultores VAD. Los estudios de costos tienen como objetivo modelar los costos que la empresa elegida debería tener funcionando eficientemente en el país. El resultado del proceso de optimización es un Sector Eléctrico Modelo de cada Sector Típico, en función a la cual se establecerá el VAD. Posteriormente, el OSINERGMIN realizará la verificación de la Tasa Interna de Retorno (TIR) con los VAD calculados. Si las tasas calculadas no se difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización (12%), los VAD que les dan origen serán definitivos. En caso contrario, dichos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, hasta que se alcance el límite más próximo superior o inferior.
5. El OSINERGMIN viene realizando una subdivisión de los Sectores Típicos en las fijaciones tarifaria alegando que ésta busca reconocer los costos de inversión eficientes, de acuerdo con la tecnología e instalaciones requeridas para cada zona según su demanda, tal y como lo vienen haciendo las empresas en la realidad. Sin embargo, los sectores típicos determinados por el MINEM constituyen el parámetro dentro del cual el regulador debe ajustar su actuación, por lo que considerar subdivisiones resulta incorrecto y además tiene una importante consecuencia práctica y perjudicial para las empresas distribuidoras. En efecto, al considerar los sistemas de distribución como si tuvieran dos configuraciones de red distintas, se desconoce una importante cantidad de costos en que incurrían las empresas concesionarias en cada sector típico considerado. Además, dicha subdivisión denota una grave inconsistencia en la práctica regulatoria, pues al considerar que existían áreas rurales dentro de las zonas urbanas, se dejaba de reconocer costos en que incurrían las empresas distribuidoras considerando que las instalaciones tienen características menos exigentes; pero, cuando se trataba de fiscalizar el cumplimiento de las normas del sector eléctrico, el OSINERGMIN no tenía en cuenta tal subdivisión y exigía que todas las instalaciones cumplieran con las características esperadas para las zonas urbanas, allí donde la regulación

del VAD asumió que existían subdivisiones con áreas rurales dentro de las zonas urbanas.

6. Para realizar la optimización o adaptación eficiente del sistema eléctrico representativo debe tenerse en cuenta las características de operación real de las empresas distribuidoras, es decir deben considerarse los costos derivados de la operación de la empresa modelo en un contexto real. La correcta interpretación de los alcances de la LCE y su reglamento conlleva a que en la fijación del VAD se incorporen todas aquellas circunstancias que influyan de modo determinante en la operación diaria de una empresa eficiente de distribución en el ámbito local, a efectos de reconocerle efectivamente los costos en los que incurre. En consecuencia, para que la empresa modelo sea consistente con la realidad y con la metodología establecida por la LCE, debe reconocer necesariamente los costos asociados con las características del entorno particular en que operan las empresas concesionarias de distribución. El no reconocimiento de la existencia de costos relevantes que enfrentan las empresas distribuidoras derivados de sus condiciones reales de operación constituye una arbitraria y restringida interpretación de los alcances de la LCE.
7. De acuerdo al diseño del marco regulatorio peruano, el VAD tiene la condición de un cargo “estampilla postal”, porque se calcula sumando todos los costos involucrados y dividiéndolos entre la máxima demanda del sistema para así producir una tarifa plana por la energía consumida. Este diseño, en general, determina que los costos totales del sistema se asignen a los usuarios de dicho sistema sin tomar en cuenta los costos individuales que cada usuario genera para ser atendido. Por ello, esta metodología no toma en cuenta, ni requiere, una individualización de los costos generados por cada usuario en particular, para el establecimiento de la tarifa aplicable al respectivo usuario. Esta metodología, por lo tanto, sirve como un instrumento de socialización y redistribución equitativa de los costos relacionados con la puesta a disposición de las redes de distribución, infraestructuras que benefician a todos los usuarios regulados. En este sentido, el VAD tiene la naturaleza de un “cargo estampilla” y por lo tanto su pago no se encuentra asociado al uso efectivo del sistema de distribución ni a la disposición que se cuente de dicha red.
8. En el Sector Típico SER no se justifica la realización del proceso de optimización técnica económica de las redes dentro del procedimiento

de fijación del VAD, toda vez que en dicho sector no es atribución del distribuidor eléctrico sino del MINEM decidir el diseño y parámetros técnicos de la red, por lo que se entiende que dicha decisión se ha llevado a cabo respetando criterios de eficiencia y mínimo costo. Lo contrario implicaría desconocer los objetivos, el razonamiento técnico económico y las disposiciones legales que sustentan dicha optimización. La realización del proceso de optimización técnica económica de las redes no resulta congruente con la regulación específica para los SER y los presupuestos y principios contemplados por dicha regulación. En este sentido, consideramos que resultaría contrario a la normativa vigente que se realice dicha optimización dentro del procedimiento de fijación del VAD del Sector Típico SER.