



PERÚ

Ministerio  
de Economía y FinanzasDespacho  
Ministerial

Firmado digitalmente por:  
GALLARDO TORRES Carlos  
Enrique FAU 20131370645 soft  
Motivo: Doy Vº Bº  
Fecha: 08/08/2020 21:42:38-0500

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

MARÍA ANTONIETA ALVA LUPERDI  
MINISTRA

Lima, 10 AGO. 2020



**OFICIO N° 402 -2020-EF/10.01**

Firmado Digitalmente por  
ARROSPIDE MEDINA  
Mario Alfredo FAU  
20131370645 soft  
Fecha: 09/08/2020  
12:17:14 COT  
Motivo: Doy Vº Bº

Señor  
**JOSÉ LUIS LUNA MORALES**  
Presidente  
Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos  
Reguladores de los Servicios Públicos  
CONGRESO DE LA REPÚBLICA  
Plaza Bolívar, Av. Abancay s/n, Cercado de Lima  
Presente.-

Asunto : Solicitud de opinión institucional sobre el Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR, Ley que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Referencia : a) Oficio N° 30-2020-2021/CODECO-CR  
b) Oficio N° 31-2020-2021/CODECO-CR

Tengo el agrado de dirigirme a usted, con relación a los documentos de la referencia, mediante el cual solicita al Ministerio de Economía y Finanzas y al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE emitir opinión institucional sobre el Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR, Ley que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Adjunto al presente se incluye el Informe N° 126-2020-EF/62.01, elaborado por la Dirección General de Asuntos de Economía Internacional, Competencia y Productividad, para su conocimiento y fines pertinentes.

Hago propicia la ocasión para expresarle los sentimientos de mi especial consideración.

Atentamente,



Firmado digitalmente por:  
VERA TUDELA WITHER Rafael  
Alejandro FAU 20131370645 soft  
Motivo: Doy Vº Bº  
Fecha: 08/08/2020 20:33:25-0500



Ministerio de  
Economía  
y Finanzas

Firmado digitalmente por:  
GALLARDO TORRES Carlos  
Enrique FAU 20131370645 soft  
Motivo: Soy el autor del  
documento  
Fecha: 08/08/2020 21:41:39-0500

**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS**  
**DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA**  
**INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

**INFORME N° 126 - 2020-EF/62.01**

Para : Señor  
**MARIO ARRÓSPIDE MEDINA**  
Viceministro de Economía

Asunto : Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR, Ley que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Referencia : a) Oficio N° 30-2020-2021/CODECO-CR  
b) Oficio SIED N° 189-2020/DE/FONAFE (H.R. N° 070769-2020)  
c) Informe N° 097-2020-EF/68.02  
(H.R. N° 053973-2020)

Fecha : 8 de agosto de 2020

Tengo el agrado de dirigirme a usted, con relación al documento a) de la referencia, mediante el cual, el Presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos del Congreso de la República remite al Ministerio de Economía y Finanzas (en adelante, **MEF**) la propuesta y sustento sobre el Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, **Proyecto de Ley**).

**I. ANTECEDENTES**

- 1.1. Mediante el documento a) de la referencia, el Presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos del Congreso de la República, remite al MEF el Proyecto de Ley y su correspondiente Exposición de Motivos, solicitando su opinión técnica.
- 1.2. Mediante el documento b) de la referencia, la Directora Ejecutiva del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE remite al MEF su opinión técnica a la referida propuesta normativa mediante Informe N° 052-2020/GL-FONAFE; en atención a la solicitud efectuada mediante Oficio PO N° 31-2020-2021/CODECO-CR, para su análisis y evaluación de traslado al Presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos del Congreso de la República.
- 1.3. Mediante el documento c) de la referencia, la Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada remite su opinión técnica sobre la referida propuesta legislativa.
- 1.4. El despacho Viceministerial de Economía deriva el expediente a esta Dirección General, para que, en el marco de sus funciones, emita opinión técnica.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

## II. ANÁLISIS

- 2.1. El Proyecto de Ley presenta como principales propuestas, las siguientes:
- i) Modificar el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, a efectos de reducir de 12% a 10% la Tasa de Actualización (real anual) utilizada en los procesos de fijación de tarifas eléctricas.
  - ii) Restringir el ámbito de aplicación de la referida Tasa de Actualización, acotando exclusivamente este a la actividad de distribución eléctrica.
  - iii) Ordenar la incorporación del efecto de la modificación propuesta de la Tasa de Actualización en las tarifas eléctricas a usuario final en un plazo máximo de 100 días calendario desde la entrada en vigencia de la iniciativa legislativa.
- 2.2. En particular, el artículo 3 del Proyecto de Ley establece la modificación mencionada en los términos siguientes:
- "Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 10% real anual.*
- Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue el OSINERGMIN a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años.*
- En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente."*
- (Subrayado agregado)
- 2.3. Al respecto, se advierte que esta materia guarda vinculación con las funciones de esta Dirección General, recogidas en el artículo 221 del Texto Integrado del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Economía y Finanzas<sup>1</sup>, relacionadas a formular, proponer y dirigir medidas de política y planes para la toma de decisiones que promuevan mayor producción y productividad, mejor asignación de recursos productivos, a través de la eliminación de distorsiones, consistentes con la política económica general.
- 2.4. En específico, el artículo 226 del referido cuerpo normativo establece que la Dirección de Eficiencia Normativa para la Productividad y Competencia tiene, entre otras, la función de *"formular y proponer medidas para mejorar los procesos de expedición de dispositivos legales, a efecto de que éstos sean consistentes con la asignación eficiente de los recursos productivos, a fin que no constituyan*

<sup>1</sup> Aprobado con Resolución Ministerial N° 213-2020-EF/41.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

*trabas al mecanismo de competencia y al desempeño de los mercados.*

- 2.5. En el marco de sus competencias, esta Dirección General formula observación al Proyecto de Ley, en tanto este vulnera principios del marco legislativo y regulatorio del sistema eléctrico peruano, en perjuicio del desempeño del mercado eléctrico y del bienestar del consumidor.
- 2.6. Con el objeto de enmarcar el análisis, resulta necesario resaltar que la industria eléctrica en el Perú se compone de tres segmentos esenciales y directamente interrelacionados en su cadena de valor: generación, transmisión y distribución. Dadas sus características estructurales, la actividad de generación es un mercado en competencia, mientras que las actividades de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales<sup>2</sup>.
- 2.7. Por el lado de la demanda, con la excepción de los consumidores de alta demanda (denominados "clientes libres", compuesto por usuarios cuya demanda máxima anual es mayor a 200 KV; grandes y medianas empresas, principalmente), el mercado eléctrico está conformado por consumidores regulados (usuarios residenciales, principalmente), que representan más del 99% del número de usuarios.
- 2.8. Considerando estos aspectos, la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE), sobre la base de un modelo regulatorio de concepción integral, establece diversas disposiciones sobre el sistema de precios de la electricidad, con el fin de regular las tarifas a usuario final y asegurar un servicio de calidad al consumidor.
- 2.9. En particular, entre otras disposiciones, los artículos 47, 59 y 65 de la LCE establecen a la Tasa de Actualización como uno de los insumos para la fijación tarifaria aplicable en las actividades de generación (precio de potencia), transmisión (peajes) y distribución (valor agregado de distribución), en tanto es elemento crítico para determinar la tasa de recuperación de las inversiones en todas las actividades eléctricas.
- 2.10. No obstante, corresponde precisar que la Tasa de Actualización –si bien determina el retorno a la inversión en el sector eléctrico- no es equivalente en la práctica a la tasa de rentabilidad de las empresas eléctricas. Ello debido a que, según el modelo regulatorio de empresa eficiente aplicado a la actividad de distribución eléctrica en el Perú, la tasa de 12% se aplica a una empresa teórica de óptima eficiencia, lo que determina que la tasa de rentabilidad realizada de las empresas eléctricas sea inferior a la Tasa de Actualización en tanto estas no presenten los supuestos de eficiencia de la empresa hipotética utilizada en el modelo regulatorio de fijación tarifaria.
- 2.11. En este marco, la Tasa de Actualización constituye una de las variables más

<sup>2</sup> La industria de la electricidad en el Perú (2016), OSINEGMIN.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

**"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"**

relevantes en el marco normativo del sistema eléctrico peruano, en tanto es una referente de la tasa de recuperación de las inversiones realizadas en todas las actividades eléctricas, aplicable en los procedimientos de regulación tarifaria y, por ende, con efectos sobre las inversiones eléctricas y precios al consumidor eléctrico.

2.12. Dada su relevancia para la sostenibilidad y el desempeño del sector eléctrico, la legislación incorporó disposiciones elementales para la adecuada fijación de la Tasa de Actualización y su aplicación en los procedimientos regulatorios, tales como:

- i) Fijación original de la Tasa de Actualización en la LCE (12% anual, en términos reales), aplicable a todas las actividades eléctricas.
- ii) Modificación de la Tasa de Actualización como competencia exclusiva del Ministerio de Energía y Minas (en adelante, **MINEM**).
- iii) Requerimiento de sustento técnico como condición para la modificación de la Tasa de Actualización del MINEM, en particular, estudio técnico del OSINERGMIN que justifique que la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el Perú.
- iv) Periodicidad de los procedimientos de regulación tarifaria (por ejemplo, cada 4 años se revisa la fijación tarifaria en distribución).

2.13. Sobre la base de estos elementos y la evaluación de la propuesta legislativa bajo análisis, esta Dirección General formula las siguientes observaciones específicas al Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR:

**I) Genera indefinición y discriminación en el tratamiento regulatorio de las actividades eléctricas**

2.14. Si bien la legislación establece que la Tasa de Actualización fijada en la LCE es aplicable a todas las actividades eléctricas, el Proyecto de Ley tiene como consecuencia una indefinición de la Tasa de Actualización aplicable a las actividades distintas a distribución eléctrica (generación y transmisión) y, adicionalmente, un tratamiento no estandarizado entre las inversiones de los distintos segmentos del mercado eléctrico.

2.15. Así, dado que el artículo 2 de la propuesta legislativa precisa su ámbito de aplicación con los siguientes términos: "*las disposiciones contenidas en la presente Ley son de aplicación a todas las empresas del sector eléctrico regidas por la Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que desarrollen actividades de distribución eléctrica dentro del territorio nacional*", se advierte en el Proyecto de Ley un tratamiento discriminatorio e impreciso que generaría una indefinición potencial de la Tasa de Actualización aplicable a la generación y a la transmisión.

**II) Desconoce la competencia y especialidad del MINEM para la determinación de la Tasa de Actualización**



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

2.16. A pesar de que según el marco legal vigente la modificación de la Tasa de Actualización es competencia exclusiva del MINEM, el Proyecto de Ley pretende fijar esta tasa, sin el concurso en su fijación del ente rector en energía del Perú, lo que implica desconocer no solo la competencia sectorial sino también la alta especialidad técnica que demanda el análisis de la tasa objeto de la propuesta.

2.17. Cabe precisar que el marco legal vigente, al disponer la competencia exclusiva del MINEM para la modificación de la Tasa de Actualización, guarda concordancia con las disposiciones establecidas en la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo (en adelante, LOPE) y en la Constitución Política del Perú (CPP):

- i) El artículo 119 de CPP dispone textualmente que la dirección y gestión de los servicios públicos están confiadas al Consejo de Ministros; y a cada ministro en los asuntos que competen a la cartera a su cargo.
- ii) El inciso 1 del artículo 4 de la LOPE establece, entre otros aspectos, que el Poder Ejecutivo tiene competencias exclusivas para diseñar y supervisar políticas nacionales y sectoriales, las cuales son de cumplimiento obligatorio por todas las entidades del Estado en todos los niveles de gobierno. A su vez, el literal h) del inciso 2 del citado artículo establece como potestad exclusiva del Poder Ejecutivo la regulación de los servicios públicos.

2.18. En este contexto, dado que el artículo 2 de la LCE comprende entre el conjunto de actividades que son consideradas como “servicios públicos” bajo el ámbito de su aplicación a las actividades de transmisión y distribución eléctrica, el Proyecto de Ley desconoce la competencia para la modificación de la Tasa de Actualización que el marco normativo vigente otorga exclusivamente al Poder Ejecutivo, en particular, al MINEM.

**III) Carece de sustento técnico, al no contar con un estudio técnico especializado en la materia que justifique la modificación propuesta y no presentar un análisis costo-beneficio que cumpla estándares básicos**

2.19. Como se mencionó, la legislación vigente exige como condición para la modificación de la Tasa de Actualización la existencia de un estudio técnico del OSINERGMIN que demuestre que la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el Perú, en atención a la alta especialización técnica que se requiere con el objeto de evaluar la referida tasa.

2.20. Sin embargo, se advierte que en la propuesta legislativa no existe estudio técnico de respaldo a cargo del regulador que sostenga el Proyecto de Ley. Asimismo, la Exposición de Motivos sólo ha señalado argumentos cualitativos, los cuales resultan insuficientes para una modificación de la Tasa de Actualización, toda vez que una modificación sólo será posible si la tasa fijada es diferente a la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo en el país, lo cual implica, como mínimo, el cálculo de ambos valores, estimados que no figuran ni se desarrollan en el sustento de la propuesta legislativa.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

**"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"**

2.21. Adicionalmente, el análisis costo beneficio del Proyecto de Ley se limita a señalar que *"la presente propuesta legislativa no ocasionará gastos al Estado, sino que permitirá establecer las mejoras necesarias al marco regulatorio del sector electricidad para asegurar que el consumidor final cuente con una tarifa eléctrica más competitiva, que refleje adecuadamente el contexto económico que vive el país"*, lo cual no cumple con estándares básicos de evaluación de impacto regulatorio que permitan prever que la propuesta generará beneficios que superan sus costos, de forma que contribuya al bienestar de la sociedad.

2.22. Así, en tanto la propuesta ha omitido realizar un adecuado análisis que pondere los costos y beneficios que se generarían de aprobarse este proyecto y tampoco ha identificado a los agentes afectados por la propuesta, no es viable efectuar la correspondiente evaluación del impacto regulatorio de la propuesta que constituye condición necesaria para el análisis del Proyecto de Ley.

**IV) Distorsiona la periodicidad establecida para la regulación tarifaria, atentando contra la predictibilidad en el sector eléctrico**

2.23. Conforme al marco normativo vigente, las tarifas de distribución se revisan cada 4 años en el Perú. En particular, el ciclo tarifario en curso para la actividad de distribución corresponde al periodo Noviembre 2018 – Octubre 2022.

2.24. Esta periodicidad, determinada en la LCE, se sustenta como condición de estabilidad regulatoria para el desarrollo del sector eléctrico, en tanto -como industria de redes- la cobertura y la calidad del servicio para el usuario final se soportan en la inversión y mantenimiento de la infraestructura eléctrica, y la planificación de los distintos actores del mercado se realiza sobre la base de unas reglas de juego establecidas para un periodo predeterminado (4 años, para el caso del reajuste tarifario de distribución eléctrica, por ejemplo).

2.25. No obstante, al proponer el Proyecto de Ley que se reajusten tarifas en un periodo máximo de 100 días calendario, se estaría distorsionando el proceso regulatorio al aplicar con un adelanto de 2 años una potencial revisión mayor de tarifas cuya implementación, conforme al marco normativo vigente, solo se podría iniciar a fines del año 2022.

**V) Modifica de forma aislada un elemento central de la regulación eléctrica, sin considerar el marco integral del modelo regulatorio**

2.26. Como se mencionó líneas arriba, el mercado eléctrico está constituido sobre la base de un sistema conformado por los segmentos de generación, transmisión y distribución, los cuales son eslabones directamente interrelacionados de la cadena de valor de la industria. Como consecuencia, la tarifa final que pagan los consumidores eléctricos es producto de un modelo regulatorio de concepción integral que comprende los procedimientos regulatorios específicos aplicables a las actividades de generación, transmisión y distribución.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

2.27. En este marco, la normativa establecida a partir de la LCE dispone un modelo regulatorio con elementos esenciales como la Tasa de Actualización cuya modificación estructural -de ser pertinente- debiera tener como condición previa, además de un estudio técnico especializado sobre la referida tasa, la evaluación integral del modelo regulatorio.

2.28. Al respecto, cabe precisar que mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM se creó la Comisión Multisectorial de naturaleza temporal para la Reforma del Subsector Electricidad - CRSE, con la finalidad de revisar y ajustar el marco normativo y regulatorio vigente, para optimizar el desarrollo eficiente del mercado eléctrico peruano, y con ello garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico en el corto, mediano y largo plazo. En esta línea, la modificación de la Tasa de Actualización y la forma de determinación de esta, debiera enmarcarse dentro de un proceso técnico de evaluación integral del modelo regulatorio, y no de forma aislada como propone el Proyecto de Ley.

**VI) Introduce una modificación estructural del marco regulatorio en un periodo de emergencia sanitaria y reducción de la actividad económica**

2.29. La pandemia del COVID-19, además de sus severos impactos sobre la salud y la vida, ha generado una contracción significativa y abrupta de la actividad económica global y nacional, de forma transversal a las actividades económicas y tamaños de empresa. Así, según señala el BCRP<sup>3</sup>, en el presente año el 95 por ciento de países registrarían una contracción del PBI per cápita, la cual no en todos los casos será plenamente recuperada en 2021.

2.30. Para el año 2020, el Banco Mundial y el BCRP<sup>4</sup> proyectan una reducción del orden de 12% del PBI del Perú, que si bien se recuperará parcialmente en 2021, configurará una recesión acumulada en el bienio de 2020-21, tal como Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México, entre otros países de la región; evidencia que demuestra que el impacto económico del COVID-19 durará con alta probabilidad más que la emergencia sanitaria misma.

2.31. En particular, el mercado de electricidad registra una afectación relevante como consecuencia de la pandemia en curso debido a: i) la reducción de la demanda por efecto de la suspensión y disminución de la producción de diversas actividades económicas; ii) el incremento de las tasas de morosidad por efecto de la reducción en la capacidad de pago de los usuarios; y iii) el riesgo de ruptura de la cadena de pagos de la industria, en tanto el recaudador (distribuidor) que remunera al resto de segmentos de la cadena (generación y transmisión) ha visto mermada la recaudación regular de ingresos por los servicios que provee de forma continua.

2.32. En este contexto, iniciativas legislativas que establecen de forma aislada y sin sustento técnico modificaciones de gran magnitud sobre el marco regulatorio, tales

<sup>3</sup> BCRP, Presentación del Reporte de Inflación – Junio 2020.

<sup>4</sup> Banco Mundial "Global Economic Prospects –June 2020. BCRP, Reporte de Inflación – Junio 2020.



MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

como el presente Proyecto de Ley, más aún durante la pandemia del COVID-19, agudizan todavía más la problemática del sector eléctrico, poniendo en riesgo la continuidad, calidad y cobertura del servicio de electricidad para los consumidores.

**VII) Como consecuencia principal, genera efectos perjudiciales en el mercado eléctrico, al alterar la seguridad jurídica, con impacto negativo en los consumidores en el mediano plazo**

- 2.33. Con el fin de atraer inversiones que permitan proveer el servicio eléctrico de forma eficiente y competitiva, el modelo regulatorio del sector eléctrico tiene como principio fundamental la predictibilidad, entendida como la situación en la cual los agentes pueden conocer cuáles son las reglas de juego vigentes y, con cierta certeza, pueden confiar que éstas no van a ser modificadas entre el momento de la toma de decisión y de la ejecución<sup>5</sup>.
- 2.34. Sobre el particular, el Tribunal Constitucional en la Sentencia recaída en el Expediente N° 0016-2002-AI/TC, ha precisado que si bien el principio de Seguridad Jurídica no está recogido expresamente en la CPP, constituye la base del Estado Constitucional de Derecho y por ende goza de rango constitucional<sup>6</sup>.
- 2.35. Así, en el marco de seguridad jurídica sobre el cual se ha desarrollado la normativa y modelo regulatorio en el Perú, el MINEM<sup>7</sup> reporta que las actividades de generación, transmisión y distribución registran inversiones acumuladas del orden de US\$ 19 mil millones, las cuales han permitido proveer el servicio eléctrico de forma continua a más de 8 millones de usuarios, principalmente hogares.
- 2.36. En este contexto, la aprobación del Proyecto de Ley bajo análisis, al disponer de forma aislada la reducción de la Tasa de Actualización de 12% a 10% real anual en un plazo no mayor a 100 días calendarios y sin un sustento técnico que respalde la medida, generaría -de forma no prevista sobre la base del marco normativo vigente- una reducción de la recuperación de las inversiones realizadas de casi US\$ 3 800 millones en los próximos 30 años, según estima el MINEM<sup>8</sup>.

<sup>5</sup> Hernández, Juan Luis. Seguridad Jurídica y Costos de Transacción: algunas distorsiones en el Código Civil *Derecho & Sociedad*, 17-28. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/16644>

<sup>6</sup> "El principio de la seguridad jurídica forma parte consustancial del Estado Constitucional de Derecho. La predictibilidad de las conductas (en especial, las de los poderes públicos) frente a los supuestos previamente determinados por el Derecho, es la garantía que informa a todo el ordenamiento jurídico y que consolida la interdicción de la arbitrariedad. Tal como estableciera el Tribunal Constitucional español, la seguridad jurídica supone "la expectativa razonablemente fundada del ciudadano en cuál ha de ser la actuación del poder en aplicación del Derecho" (STCE 36/1991, FJ 5). El principio *in commento* no sólo supone la absoluta pasividad de los poderes públicos, en tanto no se presenten los supuestos legales que les permitan incidir en la realidad jurídica de los ciudadanos, sino que exige de ellos la inmediata intervención ante las ilegales perturbaciones de las situaciones jurídicas, mediante la "predecible" reacción, sea para garantizar la permanencia del *status quo*, porque así el Derecho lo tenía preestablecido, o, en su caso, para dar lugar a las debidas modificaciones, si tal fue el sentido de la previsión legal.

Así pues, como se ha dicho, la seguridad jurídica es un principio que transita todo el ordenamiento, incluyendo, desde luego, a la Norma Fundamental que lo preside. Su reconocimiento es implícito en nuestra Constitución, aunque se concretiza con meridiana claridad a través de distintas disposiciones constitucionales, algunas de orden general (...)"

Informe N° 140-2020/MINEM-DGE.

<sup>7</sup> Ibid.

<sup>8</sup> Ibid.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

- 2.37. Este cambio de las reglas de juego, al tener un impacto no predecible, directo e inmediato sobre la recuperación de las inversiones eléctricas, afectaría la operatividad de las empresas eléctricas, desincentivaría inversiones en el sector y se reflejaría en una reducción en la calidad y en la velocidad de expansión de la cobertura del servicio eléctrico, en perjuicio del consumidor que el Proyecto de Ley pretende beneficiar.

**Opinión técnica de Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada**

- 2.38. Mediante Informe N° 097-2020-EF/68.02, la Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada del MEF emite su opinión técnica respecto al proyecto de Ley 5108/2020-CR, ley que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas. Al respecto, la DGPIP señala lo siguiente:
- 2.39. De acuerdo a su artículo 1, el Proyecto de Ley tiene por objeto modificar el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que fija en 12% la Tasa de Actualización utilizada en el proceso de fijación de tarifas eléctricas, con el fin de "garantizar tarifas justas para los usuarios y consumidores".
- 2.40. En efecto, el artículo 3 del Proyecto de Ley propone la modificación del artículo 79 del Decreto Ley N° 25844 en los siguientes términos:

*"Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de **10%** real anual.*

*Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue **el OSINERGMIN** a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. **Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años.***

*En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente."*

(El énfasis es nuestro)

- 2.41. Sobre el particular, en la actualidad, existen proyectos de inversión en materia de electricidad, esencialmente vinculados a actividades de transmisión, desarrollados bajo la modalidad de Asociación Público Privada - APP. Como referencia, entre los últimos proyectos adjudicados, se tiene: i) Enlace 500 kV La Niña - Piura, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas, ii) Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, Subestaciones y Ampliaciones Asociadas y iii) Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas.
- 2.42. Los proyectos de APP en materia de transmisión eléctrica -ya sea que cuenten con contrato de concesión suscrito o se encuentren en estructuración-, incluyen a



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

**"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"**

la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844, como un componente para el cálculo de la Base Tarifaria<sup>9</sup> a reconocer en favor de los concesionarios por sus inversiones.

- 2.43. Al respecto, los contratos de APP de dichos proyectos establecen que la Tasa de Actualización que debe considerarse es aquella que se encontraba vigente a la fecha de adjudicación o suscripción del contrato en cuestión; siendo que, en todos los casos, la Tasa de Actualización asciende a 12%, tal como lo dispone el citado artículo 79 del Decreto Ley N° 25844.
- 2.44. De lo anterior, se desprende que la reducción de la Tasa de Actualización planteada por el Proyecto de Ley, no resultaría aplicable a los proyectos de APP en fase de ejecución contractual, dado que los mismos contratos de concesión ya regulan el porcentaje aplicable que se debe considerar para el cálculo de la Base Tarifaria. Caso contrario, se estaría vulnerando el artículo 62 de la Constitución Política del Perú, conforme al cual los términos contractuales no pueden ser modificados por leyes u otras disposiciones de cualquier clase.
- 2.45. Sin perjuicio de ello, considerando que la modificación de la Tasa de Actualización representaría una disminución en la remuneración de los concesionarios de transmisión eléctrica, la medida propuesta podría generar un impacto negativo en la seguridad jurídica en materia de inversión privada, incrementando el riesgo regulatorio del país por cambios en la normativa del sector eléctrico, lo cual conllevaría a un incremento en los costos de los futuros proyectos -que deberían asumir los inversionistas privados-, afectando el clima de inversiones y las perspectivas de crecimiento de la inversión en el país.
- 2.46. Además, la Exposición de Motivos del Proyecto de Ley no sustenta técnicamente la reducción de la Tasa de Actualización, así como tampoco las implicancias económico financieras que podría ocasionar la medida en los proyectos de inversión privada.

**Opinión técnica de FONAFE**

- 2.47. Finalmente, corresponde precisar que mediante Oficio SIED N° 189-2020/DE/FONAFE, el FONAFE remite al MEF su opinión técnica respecto al proyecto de Ley 5108/2020-CR, ley que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, la cual recoge la opinión técnica de cada una de las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE mediante el Informe N° 052-2020/GL-FONAFE.

- 2.48. Al respecto, la opinión del FONAFE se resume en lo siguiente:

<sup>9</sup> La Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, define en su artículo 1 a la Base Tarifaria como el monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"

*"1. El proyecto de Ley contraviene los principios de seguridad jurídica, debido procedimiento y predictibilidad, pues pretende modificar un régimen tarifario que fue fijado por el regulador OSINERGMIN para el período 2019-2023, en base a estudios de costos presentados por las mismas empresas eléctricas.*

*2. El proyecto de Ley no cuenta con un análisis costo-beneficio que determine el impacto de la propuesta normativa en la sostenibilidad económica de las empresas de distribución y generación de energía eléctrica.*

*3. El proyecto de Ley se sustenta en la disminución del riesgo país, sin embargo, esas proyecciones fueron realizadas antes del inicio de la emergencia sanitaria en el país.*

*4. El proyecto de Ley no cuenta con un análisis sistemático de la legislación nacional, principalmente de la LCE, pues la modificación propuesta afecta, no sólo a las empresas de distribución eléctrica, sino también a las empresas generadoras de electricidad.*

*Cabe precisar, que por la emergencia sanitaria dispuesta por el Gobierno para frenar la expansión del COVID19, las empresas eléctricas bajo el ámbito del FONAFE, se han visto seriamente afectadas en sus ingresos. Una modificación normativa de estas características agravaría más aún esa difícil situación."*

### **III. CONCLUSIÓN**

3.1. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada, el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado y esta Dirección General, se formulan observaciones a la propuesta legislativa, en tanto:

- i) Genera indefinición y discriminación en el tratamiento regulatorio de las actividades eléctricas.
- ii) Desconoce la competencia y especialidad del MINEM para la determinación de la Tasa de Actualización.
- iii) Carece de sustento técnico, al no contar con un estudio técnico especializado en la materia que justifique la modificación propuesta y presentar un análisis costo-beneficio que no cumple estándares básicos.
- iv) Distorsiona la periodicidad establecida para la regulación tarifaria, atentando contra la predictibilidad en el sector eléctrico.
- v) Modifica de forma aislada un elemento central de la regulación eléctrica, sin considerar el marco integral del modelo regulatorio.
- vi) Introduce una modificación estructural del marco regulatorio en un periodo de emergencia sanitaria y reducción de la actividad económica.
- vii) La medida propuesta podría generar un impacto negativo en la seguridad jurídica en materia de inversión privada, incrementando el riesgo regulatorio del país por cambios en la normativa del sector eléctrico, lo cual conllevaría a



**MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS  
DIRECCIÓN GENERAL DE ASUNTOS DE ECONOMÍA  
INTERNACIONAL, COMPETENCIA Y PRODUCTIVIDAD**

**"DECENIO DE LA IGUALDAD DE OPORTUNIDADES PARA MUJERES Y HOMBRES"  
"AÑO DE LA UNIVERSALIZACIÓN DE LA SALUD"**

un incremento en los costos de los futuros proyectos -que deberían asumir los inversionistas privados-, afectando el clima de inversiones y las perspectivas de crecimiento de la inversión en el país.

- viii) La Exposición de Motivos del Proyecto de Ley no sustenta técnicamente la reducción de la Tasa de Actualización, así como tampoco las implicancias económico financieras que podría ocasionar la medida en los proyectos de inversión privada.

3.2. Asimismo, se traslada el Informe N° 052-2020/GL-FONAFE, que observa la iniciativa legislativa bajo análisis.

Es todo cuanto tengo que informar.

Atentamente,

DOCUMENTO FIRMADO DIGITALMENTE  
**RAFAEL VERA TUDELA WITHER**  
Director  
Dirección de Eficiencia Normativa para  
la Productividad y Competencia

El presente informe cuenta con la conformidad del suscrito.

DOCUMENTO FIRMADO DIGITALMENTE  
**CARLOS GALLARDO TORRES**  
Director General  
Dirección General de Asuntos de Economía  
Internacional, Competencia y Productividad



## INFORME N° 052-2020/GL-FONAFE

**A :** Roberto Sala Rey  
Gerente de Desarrollo Corporativo

**DE :** Mauricio Gustin De Olarte  
Gerente Corporativo de Asuntos Legales

**ASUNTO :** Opinión legal sobre el Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR

**FECHA :** 23 de junio del 2020

---

### I. SUMILLA

Mediante el presente informe, se emite opinión legal acera del Proyecto de Ley N° 5168, Ley que modifica el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

### II. BASE LEGAL

- Ley N° 27170, Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado su Reglamento y modificatorias.
- Decreto Legislativo N° 1031, que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado su reglamento y modificatorias.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias.
- Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General.

### III. ANTECEDENTES

1. El 14 de mayo de 2020, a través del Oficio PO N° 31-2020-2021/CODECO-CR, el Congreso de la República solicitó al FONAFE se emita opinión técnica institucional en relación al Proyecto de Ley 5108/2020-CR, Ley que modifica el artículo 79 de la Ley de concesiones eléctricas.
2. El 20 de mayo de 2020, a través del Oficio Circular Sied N° 001-2020/GL/FONAFE, la Gerencia Corporativa de Asuntos Legales del FONAFE solicitó la opinión de las empresas de energía eléctrica respecto del Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR.
3. Las empresas mencionadas en el párrafo anterior enviaron la información solicitada a través del Oficio Circular Sied N° 001-2020/GL/FONAFE, conforme al detalle contenido en el Anexo N° 01 del presente informe.

4. El 08 de junio de 2020, a través del Oficio N° 076-2020/DE-FONAFE, la Dirección Ejecutiva del FONAFE solicitó al Congreso de la República un plazo adicional de 15 días hábiles para emitir la opinión técnica institucional solicitada a través del Oficio PO N° 31-2020-2021/CODECO-CR.

#### IV. ANÁLISIS

##### 4.1 Sobre el Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR

El Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR señala lo siguiente:

**Cuadro N° 01**

Artículo/Disposición	Texto literal del Proyecto de Ley
<b>Art. 1:Objeto</b>	<i>"La presente Ley tiene por objeto modificar el Artículo 79° de la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que fijan en 12 % la Tasa de Actualización utilizada en el proceso de fijación de tarifas eléctricas, con el fin de garantizar tarifas justas para los usuarios y consumidores."</i>
<b>Art.2: Ámbito de aplicación</b>	<i>"Las disposiciones contenidas en la presente Ley son de aplicación a todas las empresas del sector eléctrico regidas por Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas, que desarrollen actividades de distribución eléctrica dentro del territorio nacional."</i>
<b>Art. 3: Tasa de actualización</b>	<i>"Modifíquese el Artículo 79° de la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo con el texto siguiente: La tasa de actualización será de 10% real anual. Esta tasa solo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue el OSINERGMIN a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años. En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente."</i>
<b>Primera Disposición Complementaria Final: Vigencia</b>	<i>"La presente Ley entra en vigor a partir del día siguiente de su publicación"</i>
<b>Segunda Disposición Complementaria Final: Adecuación</b>	<i>"El Ministerio de Energía y Minas y el Organismos Supervisor de la Inversión en Energía y Minería- OSINERGMIN adoptarán las medidas necesarias para adecuar las normas que correspondan en el marco de sus competencias en un plazo máximos de setenta y cinco (75) días calendario."</i>

<p><b>Primera Disposición Transitoria: Reajuste en las tarifas de electricidad</b></p>	<p><i>"El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería- OSINERGMIN adoptará todas las medidas que sean necesarias para que todas las tarifas de electricidad incluyan la Tasa de Actualización establecida en la presente Ley en un plazo máximo de cien días (100) calendario."</i></p>
--	---

#### 4.2 Sobre el marco regulatorio actual relacionado a la Tasa de Actualización

La Tasa de Actualización contenida en la Ley de Concesiones Eléctricas influye en todos los eslabones de la industria eléctrica: Generación, Transmisión y Distribución. Sin embargo, en el presente informe analizaremos sus implicancias en la actividad de distribución y generación, dado que en el ámbito del FONAFE solo contamos con empresas que se dedican a la actividad de distribución, generación eléctrica y administración de infraestructura (ADINELSA).

Para poder entender la propuesta debemos remitirnos al artículo 65 de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el que se señala que la tarifa aplicable a los usuarios regulados en el actual marco regulatorio se encuentra compuesta por los siguientes conceptos: i) Los precios a nivel de generación, ii) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y, iii) el Valor Agregado de Distribución.

Asimismo, el concepto de la Tasa de Actualización se encuentra regulada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, dicha norma señala expresamente lo siguiente:

***"Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.***

*Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.*

*En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente."*

En el segmento de la distribución de energía eléctrica la Tasa de Actualización es una variable que impacta en la determinación de los costos estándares de inversión, los mismos que son un insumo para determinar el Valor Agregado de Distribución (costo de distribución y componente de la tarifa). Al respecto, el artículo 65 de la Ley de Concesiones Eléctricas señala lo siguiente:

***"Artículo 65.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la presente Ley."***

Conforme al artículo 51 de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el segmento de la generación de energía eléctrica, la Tasa de Actualización es una variable que influye en la determinación de los precios en barra (precios regulados máximos que pueden cobrar las empresas generadoras por el suministro de potencia).

En conclusión, en el marco regulatorio actual, la Tasa de Actualización es una variable que influye en la determinación de los costos de inversión de las empresas distribuidoras y los precios en barra de las empresas generadoras, consecuentemente, a nivel financiero, aquella variable influye en el nivel de ingresos de las empresas distribuidoras y generadoras.

#### 4.3 Análisis del Proyecto de Ley

##### A. La Primera Disposición Transitoria del Proyecto de Ley vulnera los Principios de Seguridad Jurídica, Debido Procedimiento y Predictibilidad o Confianza Legítima

La Primera Disposición Transitoria del Proyecto de Ley señala que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería-OSINERGMIN adoptará todas las medidas que sean necesarias para que todas las tarifas de electricidad incluyan la Tasa de Actualización establecida en la presente Ley en un plazo máximo de cien (100) días calendario.

Al respecto, conforme a lo señalado en los artículos 72 y 73 de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas y sus fórmulas de reajuste tienen una vigencia de cuatro años, siendo la fijación tarifaria un procedimiento administrativo que culmina con un acto administrativo emitido por OSINERGMIN.

Actualmente, las empresas de distribución bajo el ámbito de FONAFE cuentan con tarifas fijadas para el período 2019-2023, conforme se puede apreciar en la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD<sup>1</sup>.

De lo señalado anteriormente podemos señalar que el Proyecto de Ley origina un régimen de excepción a lo dispuesto en el artículos 73 y 74 de la Ley de Concesiones Eléctricas, dado que la tarifa establecida para el período 2019-2023 será modificada en un período menor a 4 años y sin un procedimiento administrativo que permita cambiar las tarifas establecidas en la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD que tiene vigencia en el período 2019-2023.

Al respecto, la Primera Disposición Transitoria del Proyecto de Ley afectará la predictibilidad que todo procedimiento administrativo debe garantizar, considerando incluso que la regulación de las tarifas afecta el régimen económico financiero de las empresas de distribución de energía eléctrica.

---

<sup>1</sup> Ver: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-168-2019-OS-CD.pdf>

En ese sentido, somos de la opinión que la aplicación de la Primer Disposición Transitoria del Proyecto de Ley afectaría el Principio de seguridad jurídica, dado que de forma arbitraria se modificarían las tarifas, sin considerar sus efectos en las empresas de distribución de energía eléctrica.

Al respecto, el Tribunal Constitucional en la Sentencia N° 009-2001-AI/TC y en la Sentencia N° 00010-2014-PI/TC señaló lo siguiente:

**STC 009-2001-AI/TC**

*"(...) es lícito que el legislador pueda modificar el sistema normativo. Sin embargo, debe protegerse también la confianza de los ciudadanos frente al cambio brusco, irrazonable o arbitrario de la legislación. Ciertamente, no se garantiza un régimen de derechos adquiridos –con excepción, naturalmente, de los previstos en la Constitución- sino fundamentalmente, el derecho a que no se cambie las reglas de juego abruptamente. En consecuencia, cuando cambia la legislación, y de por medio se encuentra comprometido el ejercicio de determinados derechos fundamentales, todo cambio sólo podrá ser válido si es que, además, se encuentra conforme con el principio de seguridad jurídica.*

*Por ello, considera el Tribunal que si el Estado permitió que los inversionistas se dediquen a la explotación de determinadas actividades económicas bajo ciertas condiciones, entonces, no es razonable que poco tiempo después cambie bruscamente tales reglas exigiendo la satisfacción de requisitos y condiciones en un lapso que el Colegiado considera extremadamente breve en atención a las inversiones realizadas."*

**STC 00010-2014-PI/TC**

*"El principio de seguridad jurídica (...)no impide que el legislador pueda modificar el sistema normativo [Cf. STC 0009-2001- AUTC, Fund. N° 18]. En realidad, lo que demanda es que cuando se tenga que modificarlo esta deba necesariamente considerar sus efectos entre sus destinatarios, encontrándose vedado de efectuar cambios irrazonables o arbitrarios."*

Asimismo, debe considerarse que modificar el Acto Administrativo mediante el que se aprobó las tarifas de una empresa de distribución por una norma posterior, sin seguir un procedimiento administrativo, sería contrario al Principio del debido procedimiento y al Principio de predictibilidad o de confianza legítima regulado en el Artículo IV de la Ley de Procedimiento Administrativo General- Ley N° 27444, que señalan expresamente lo siguiente:

***" 1.2. Principio del debido procedimiento.- Los administrados gozan de los derechos y garantías implícitos al debido procedimiento administrativo. Tales***

*derechos y garantías comprenden, de modo enunciativo mas no limitativo, los derechos a ser notificados; a acceder al expediente; a refutar los cargos imputados; a exponer argumentos y a presentar alegatos complementarios; a ofrecer y a producir pruebas; a solicitar el uso de la palabra, cuando corresponda; a obtener una decisión motivada, fundada en derecho, emitida por autoridad competente, y en un plazo razonable; y, a impugnar las decisiones que los afecten.*

(...)

**1.15. Principio de predictibilidad o de confianza legítima** .- La autoridad administrativa brinda a los administrados o sus representantes información veraz, completa y confiable sobre cada procedimiento a su cargo, de modo tal que, en todo momento, el administrado pueda tener una comprensión cierta sobre los requisitos, trámites, duración estimada y resultados posibles que se podrían obtener.

*Las actuaciones de la autoridad administrativa son congruentes con las expectativas legítimas de los administrados razonablemente generadas por la práctica y los antecedentes administrativos, salvo que por las razones que se expliciten, por escrito, decida apartarse de ellos.*

*La autoridad administrativa se somete al ordenamiento jurídico vigente y no puede actuar arbitrariamente. En tal sentido, la autoridad administrativa no puede variar irrazonable e inmotivadamente la interpretación de las normas aplicables.”*

En ese sentido, somos de la opinión que, en caso de aprobarse el Proyecto de Ley, la Primera Disposición Transitoria contravendría el Principio de seguridad jurídica, el Principio al debido procedimiento y el Principio de Predictibilidad, dado que se pretendería modificar arbitrariamente un régimen tarifario vigente y fijado por OSINERGMIN para el período 2019-2023.

#### B. Ausencia de un análisis costo beneficio e imprecisa motivación del Proyecto de Ley

El artículo 75 del Reglamento del Congreso establece lo siguiente respecto a los requisitos que deben tener las proposiciones del Congreso (Proyectos de Ley):

##### ***“Artículo 75.- Requisitos y presentación de las proposiciones***

*Las proposiciones de ley deben contener una exposición de motivos donde se expresen sus fundamentos, el efecto de la vigencia de la norma que se propone sobre la legislación nacional, el análisis costo-beneficio de la futura norma legal incluido, cuando corresponda, un comentario sobre su incidencia ambiental.”*

Respecto a la aplicación de la metodología del análisis costo beneficio de las propuestas normativas, el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, reconoce su importancia en los proyectos de ley que sean presentados por los parlamentarios y establece lo siguiente:

*"Artículo 3.- Análisis costo beneficio*

*3.1. El análisis costo beneficio sirve como método de análisis para conocer en términos cuantitativos los impactos y efectos que tiene una propuesta normativa sobre diversas variables que afectan a los actores, la sociedad y el bienestar general, de tal forma que permite cuantificar los costos y beneficios o en su defecto posibilita apreciar analíticamente beneficios y costos no cuantificables. La necesidad de la norma debe estar justificada dada la naturaleza de los problemas, los costos y beneficios probables."*

El Proyecto de Ley establece lo siguiente como análisis costo beneficio: *"La presente propuesta legislativa no ocasionará gastos al Estado, sino que permitirá establecer las mejoras necesarias al marco regulatorio del sector electricidad para asegurar que el consumidor final cuente con una tarifa eléctrica más competitiva, que refleje adecuadamente el contexto económico que vive el país."*

Como se puede observar, lo señalado en el Proyecto de Ley no evidencia un método de análisis para conocer en términos cuantitativos los impactos y efectos que tiene una propuesta normativa sobre diversas variables que afectan a los actores. Por ejemplo, cuál será el impacto cuantitativo en los ingresos de las empresas del sector y si ello en la actual situación podría afectar su sostenibilidad económica. Tampoco señala, en términos cuantitativos, cuál sería el impacto en las tarifas. Ni se analizan variables como el impacto de la propuesta en el desarrollo de la infraestructura y calidad del servicio eléctrico, teniendo en consideración que las empresas contarán con menores ingresos.

En ese sentido, el Proyecto de Ley carece de un análisis costo beneficio, evidenciando una falta de método de análisis para conocer en términos cuantitativos los impactos y efectos que tiene la propuesta normativa sobre diversas variables que afectan a los actores.

De otro lado, en el actual entorno económico que se encuentra afectado por la Pandemia originada por el COVID-19, consideramos que los aspectos económicos que fueron sustento del Proyecto de Ley, actualmente no serían un fundamento válido y preciso para justificar el cambio de la Tasa de Actualización.

**C. Ausencia de un análisis sistemático del impacto de las disposiciones propuestas en el Proyecto de Ley**

El Proyecto de Ley señala como objeto: *"(...) garantizar tarifas justas para los usuarios y consumidores (...)"* y como ámbito de aplicación: *"(...) todas las empresas (...) que desarrollen actividades de distribución eléctrica dentro del territorio nacional (...)"*.

Al respecto, conforme pudimos observar en el análisis de las normas efectuado en el numeral 4.2 del presente informe, la Tasa de Actualización es una variable que influye, también, en la determinación de los precios en barra (precios regulados máximos que pueden cobrar las empresas generadoras por el suministro de potencia).

En ese sentido, consideramos que el Proyecto de Ley carece de un análisis sistemático del efecto de las disposiciones de la norma en la legislación nacional (concretamente la Ley de Concesiones Eléctricas), dado que el ámbito de aplicación se circunscribe a las actividades de distribución de electricidad, sin embargo, la modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas también afectará normativamente a las empresas de generación de electricidad.

**D. Opinión de las empresas de energía eléctrica bajo el ámbito de FONAFE**

Conforme a lo señalado en el Anexo N° 01 del Proyecto de Ley, las empresas de energía eléctrica bajo el ámbito de FONAFE han manifestado no estar de acuerdo con el Proyecto de Ley por los siguientes motivos, entre otros:

- i) Por carecer de fundamento técnico (no toma en consideración el modelo regulatorio y los riesgos propios del sector);
- ii) Por no tomar en consideración la actual coyuntura afectada por la Pandemia;
- iii) Porque reducirá sus ingresos significativamente y con ello potencialmente un impacto negativo de la inversión y calidad del servicio; y
- iv) Porque resultaría inconstitucional al vulnerar lo establecido en proceso tarifario vigente.

Finalmente, se recomienda que la Gerencia de Desarrollo Corporativo adjunte los informes enviados por las empresas a fin de que el Ministerio de Economía y Finanzas y, en su momento, el Congreso de la República puedan contar con todos los sustentos necesarios para evaluar a detalle el Proyecto de Ley.

**V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

1. Somos de la opinión legal que, en caso de aprobarse el Proyecto de Ley, la Primera Disposición Transitoria contravendría el Principio de seguridad jurídica, el Principio al debido procedimiento y el Principio de Predictibilidad, dado que se pretendería modificar arbitrariamente un régimen tarifario vigente y fijado por OSINERGMIN para el período 2019-2023.
2. El Proyecto de Ley carece de un análisis costo beneficio, dado que en dicho documento no se dan a conocer, en términos cuantitativos, los impactos y efectos que tiene la propuesta normativa sobre diversas variables que afectan a los actores del sector electricidad, entre ellos, las empresas de distribución y generación de energía eléctrica.
3. En el actual entorno económico que se encuentra afectado por la Pandemia originada por la enfermedad COVID-19 consideramos que deberán actualizarse las proyecciones del Riesgo País que motivan el Proyecto de Ley.

4. El Proyecto de Ley carece de un análisis sistemático del efecto de las disposiciones de la norma en la legislación nacional (concretamente la Ley de Concesiones Eléctricas), dado que el ámbito de aplicación se circunscribe a la aplicación de las actividades de distribución de electricidad, sin embargo, la modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas también afectará a las empresas de generación de electricidad.
5. Se recomienda que la Gerencia de Desarrollo Corporativo adjunte los informes enviados por las empresas a fin de que el Ministerio de Economía y Finanzas y, en su momento, el Congreso de la República puedan contar con todos los sustentos necesarios para evaluar a detalle el Proyecto de Ley.

Atentamente,

Michael Duran Vargas  
Ejecutivo Corporativo de Asuntos Legales

Esta Gerencia hace suyo el informe que antecede,

Mauricio Gustin De Olarte  
Gerente Corporativo de Asuntos Legales

**Anexo N° 01**

Empresa	Opinión
DISTRILUZ	<p><i>A través del Informe de fecha 28.05.2020, remitido el 02.06.2020, se señaló lo siguiente:</i></p> <p><i>"La TA no mide la rentabilidad real de las empresas ni representa la tasa de retorno real sobre el capital invertido. El entorno regulatorio en el que aquella se inserta, moldea sus efectos para convertirla en una tasa teórica o tasa de "efectos regulatorios" que es aplicable sobre montos de inversión determinados con criterios de eficiencia por parte de OSINERGMIN, a la luz de las teorías de regulación por incentivos.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>La TA mide el riesgo de la inversión en determinado proyecto, y en este sentido, no solo mide el riesgo general o el riesgo país, sino que mide en especial el riesgo o grado de incertidumbre del sector específico (en este caso, del sector eléctrico). Bajo esta premisa, no es posible extraer conclusiones sobre ella solo sobre la base de un incremento o reducción del riesgo país, ya que los ingresos del inversionista no están solo sujetos a aquél, sino además cargan con el riesgo sectorial.</i></p> <p><i>El caso de la distribución eléctrica es emblemático. El regulador fija el VAD en dos momentos, primero para obtener una tarifa ideal (aplicando la TA sobre una empresa eficiente y ficticia) y en otro momento para aplicar esta tarifa así obtenida, a una empresa "adaptada" (que tampoco es real). La TA en este caso, cumple un rol enteramente teórico, de modo que es antitécnico revisarla sin revisar antes el procedimiento que usa el regulador para calcular el VAD. Cualquier intento de evaluar la TA fuera del contexto regulatorio, puede ser desproporcional e irrazonable.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>El PL sustenta la reducción de la TA en la disminución del riesgo país. Sin embargo, esto es insuficiente si no se agrega al análisis el riesgo regulatorio sectorial. La información usada en la exposición de motivos del PL está desactualizada sobre los Índices de Bonos de Mercados Emergentes. La información actual muestra con claridad que este índice que mide el riesgo país, se ha duplicado para los meses de marzo y abril, como consecuencia de los efectos del COVID-19."</i></p>
ELUC	<p><i>"(...la modificación de la tasa de actualización propuesta, resulta contraproducente para la ejecución de las inversiones correspondientes a proyectos del Plan de Inversiones en Transmisión (PIT) y el Plan de Inversiones en Distribución Eléctrica (PID)"</i></p>
EGASA	<p><i>A través del Informe de fecha 26.05.2020, se señaló lo siguiente:</i></p> <p><i>"La Tasa de Actualización es una variable que determina el retorno de las inversiones en el sector eléctrico y varía de acuerdo con el riesgo asociado a la actividad, al país y frente al agente que se asume la inversión. En ese sentido, constituye un elemento fundamental del esquema regulatorio.</i></p>

	<p>(...)</p> <p><i>El Congreso de la Republica está generando una inseguridad regulatoria en el sector eléctrico, enviando un mensaje que desincentiva el desarrollo de inversiones, al asumir dentro de sus facultades la modificación de una medida regulatoria que ha sido específicamente otorgada en competencia al MINEM y al organismo técnico especializado OSINERGMIN.</i></p> <p>(...)</p> <p><i>El Congreso de la República no toma en consideración que existe una Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Electricidad, la cual cuenta con la participación de representantes del MINEM, OSINERGMIN y el Ministerio de Economía y Finanzas; y, contempla dentro de sus temas de corto plazo la actualización de la Tasa de Actualización a través de un proceso de reforma regulatoria integral del sector eléctrico.</i></p> <p>(...)</p> <p><i>La Tasa de Actualización tiene un impacto sobre los procesos tarifarios de los tres segmentos del sector eléctrico; sin perjuicio de esto, el principal perjuicio para los Generadores radica en la reducción inmediata de sus ingresos por potencia sin que esto se vea reflejado en una menor tarifa trasladada al usuario y consumidor final.”</i></p>
SEAL	<p>A través del Informe GG/AL-00277-2020 de fecha 28.05.2020, se señaló lo siguiente:</p> <p><i>“El Proyecto de Ley propone la disminución de la Tasa de actualización, establecida por el artículo 79° de la LCE, en expresa contravención del procedimiento que contempla dicho artículo, para la modificación de la Tasa de actualización.</i></p> <p><i>La tasa de actualización es utilizada para anualizar los costos de inversión de infraestructura eléctrica, que serán reconocidos por la tarifa.</i></p> <p><i>La modificación de la tasa de actualización de la forma como plantea el Proyecto de Ley, así como el plazo de 100 días para que el regulador disponga las acciones para adecuar las tarifas a la nueva tasa, constituye un cambio absoluto en las condiciones planteadas para las inversiones en el negocio eléctrico.</i></p> <p><i>La coyuntura por la que atraviesan las empresas de distribución eléctrica a propósito del brote del COVID19 en el territorio nacional, no permite que éstas puedan cumplir la totalidad de sus obligaciones, quebrando la cadena de pagos; por lo que una modificación normativa de estas características, agravaría más aún esa difícil situación, lo que sin duda, afectaría la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.”</i></p>

ELECTRO PERÚ	<p>A través del Memorando N° 00160-2020-GL de fecha 25.05.2020, se señaló lo siguiente:</p> <p><i>"La Tasa de Actualización, regulada en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas, sirve para determinar rentabilidad de las inversiones efectuadas en las actividades de generación, transmisión y distribución, por ello incide en todos los agentes del sector eléctrico y en los usuarios del servicio de electricidad; y en la medida que se emplea para la determinación de las tarifas, está directamente relacionada con el retorno de las inversiones y la fijación de tarifas.</i></p> <p><i>El artículo 2º del Proyecto de Ley, referente al ámbito de aplicación de la ley, debe compatibilizarse con el artículo 2º de la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece que el servicio público de Electricidad está constituido por el suministro de energía eléctrica, la transmisión y la distribución; puesto que de la redacción del Proyecto de Ley se infiere que no sería de aplicación a todas las empresas del sector eléctrico sino, solo para aquellas que desarrollan actividades de distribución eléctrica.</i></p> <p><i>Resulta razonable mantener el criterio del legislador qué para modificar la Tasa de Actualización, se requiere contar con un estudio que Osinergmin encargue a consultores especializados y que éste debe ser realizado al menos, cada cuatro años.</i></p> <p><i>Siendo de vital importancia, contar con un estudio especializado para la modificación de la Tasa de Actualización; en el presente caso, estimamos que el Congreso con vista de las opiniones de los actores afectados, y del referido estudio especializado, se pueda visualizar un análisis costo beneficio de cuánto se pierde, cuánto se gana en términos sociales, políticos y económicos, determinando los actores y destinatarios, y sus afectaciones positiva o negativamente."</i></p>
ELECTROSURESTE	<p>A través del Oficio G- 554- 2020 de fecha 25.05.2020 se señaló lo siguiente:</p> <p><i>"(...) consideramos que la falta del ABC [análisis de costos beneficio]y la insuficiente exposición de motivos del Proyecto de Ley, nos permiten concluir que se transgrede el Reglamento del Congreso y el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, por cuanto incumple con los requisitos de las proposiciones normativas. En tal sentido, de acuerdo con el artículo 77 del Reglamento del Congreso, en caso de incumplimiento de los requisitos de las proposiciones normativas, corresponde que el Proyecto de Ley sea devuelto a efectos de que se subsanen las omisiones.</i></p> <p><i>(...)</i></p>

	<p><i>Las tarifas aplicables para el subsector de distribución eléctrica tienen vigencia por un período de 4 años, conforme a lo estipulado en la regulación sectorial aplicable. Para dichos efectos, las distribuidoras presentan la información correspondiente al OSINERGMIN, quien desarrolla el procedimiento administrativo de fijación tarifaria y aprueba mediante Resolución de Consejo Directivo el Valor Agregado de Distribución (VAD).</i></p> <p><i>(...) no será posible modificar el VAD aprobado para un período tarifario determinado aplicando una norma posterior a su fijación, puesto que de hacerlo se estaría afectando seriamente el principio de prohibición de la aplicación retroactiva de las normas.</i></p> <p><i>(...) no puede aplicarse lo establecido en una norma de modo que modifique o altere los derechos adquiridos por un ciudadano mediante un acto administrativo firme emitido de conformidad con el marco regulatorio aplicable al momento de su emisión. Realizar un acto de esta naturaleza es inconstitucional y vulnera de forma grave los derechos de los inversionistas, además de afectar la confianza legítima que tienen los administrados sobre las decisiones de la Administración Pública.”[Agregado nuestro].</i></p>
EGEMSA	<p>A través del Informe Legal Nro. 056-2020-GA de fecha 25.05.2020 se señaló lo siguiente:</p> <p><i>“La Exposición de Motivos del Proyecto de Ley, carece de sustento técnico –económico, sobre la reducción de la Tasa de Actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas del 12% al 10%.</i></p> <p><i>La modificación de la Tasa de Actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas del 12% al 10%, sin sustento técnico –económico, tendrá un efecto en las actividades de generación, transmisión y distribución, dado que obvia el costo de oportunidad de capital.</i></p> <p><i>Es necesario, que se defina que el cálculo de la Tasa de Actualización, del artículo 79, es antes o después de impuesto, hecho que no está analizado en la Exposición de Motivos del Proyecto de Ley.</i></p> <p><i>El Proyecto de Ley, es coyuntural y vulnera las características de permanencia y generalidad de la Ley, pues obvia que el año 2020, es de recesión económica, con motivo de la presencia del COVID-19, de acuerdo con las proyecciones macroeconómicas, contenidas en el Informe Semestral de la Región América Latina y el Caribe. La Economía en los tiempos del COVID-19, emitido por el Banco Mundial.”</i></p>
EGESUR	<p>A través del Informe N° I-C-016-2020/GSC de fecha 25 de mayo de 2020 se señaló lo siguiente:</p> <p><i>“(...)</i></p> <p><i>El cambio de la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, del 12 % al 10 %, significaría para EGESUR una reducción de sus ingresos en S/ 1 100 784.00 anuales. De igual forma</i></p>

	<p><i>ocurriría en las demás empresas generadoras, reduciéndose también su valor comercial. A mayor capacidad de las empresas generadoras, mayor será la reducción de sus ingresos.</i></p> <p><i>Si bien es cierto que la reducción de la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 70 de la Ley de Concesiones Eléctricas significaría una reducción de las tarifas de potencia, las inversiones para la renovación o ampliación del parque generador se verían afectadas, más aún que ahora que los costos de inversión se verán incrementados por los protocolos que deben seguir las empresas en cumplimiento de los dispuesto en las resoluciones, R.M. N° 239-2020-MINSA y R.M. N° 128-2020-MEM-DM, referidos al plan de vigilancia, prevención y control del COVID-19.”</i></p>
ELECTROSUR	<p>A través de documento adjunto al correo electrónico de fecha 26.05.2020 la empresa señaló lo siguiente:</p> <p><i>“En el valor agregado de distribución se incluyen los costos anuales de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, y estos se calculan en base al VNR que es una forma de valorización de los activos de la empresa y entra en el cálculo del valor agregado de distribución asimismo en la revisión de la rentabilidad de las empresas distribuidoras y al reducirse la Tasa de Actualización al 10%, las Inversiones y la rentabilidad de las mismas se verán afectadas.”</i></p>



Yarinacocha, 25 de mayo de 2020

Señor:  
**Mauricio Gustín De Olarte**  
**Gerente Corporativo de Asuntos Legales**  
**Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado -**  
**FONAFE**  
Av. Paseo de la República N° 3121  
San Isidro

**Asunto:** Remito Informe Técnico - modificación del art. 79º OFICIO SIED Nro. 054-2020/G/ELECTRO UCAYALI Eléctricas

**Referencia:** a. Oficio Circular SIED N° 001-2020/GL/FONAFE .  
b. Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted; y, en atención al oficio de la referencia a), alcanzamos nuestros comentarios con relación a la propuesta de Ley que modifica el artículo 79º del Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”)<sup>1</sup>:

1. El artículo 79 de la LCE establece lo siguiente: “La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente”
2. La propuesta de modificación del proyecto de ley de la referencia b), plantea lo siguiente: “Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de **10 % real anual**. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue el OSINERGMIN a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años. En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente. (Subrayado propio)
3. Como es de su conocimiento, la Tasa de Actualización debe responder a las características, parámetros y riesgos de los modelos regulatorios, por lo tanto la revisión de la tasa debiera realizarse una vez que se tenga claramente definido el nuevo marco para esta actividad, lo cual no ha sido considerado en la propuesta, modificar dicho parámetro (de 12 a 10 %), afectará el cálculo de retribución de las

inversiones de las distribuidoras, cuya estructura es regulatoria, incluido el riesgo asociado, en el desarrollo de sus actividades.

4. El Proyecto de Ley, en la primera disposición transitoria, propone que el OSINERGMIN adopte las medidas necesarias para que todas las tarifas de electricidad incluyan la nueva Tasa de Actualización propuesta (10%) en un plazo máximo de cien (100) días calendario, sin haber observado que ni la Ley ni su Reglamento han determinado un mecanismo adecuado para su actualización, dejando vulnerables a las empresas por la falta de predictibilidad de la norma.
5. Desconocemos que a la fecha se haya realizado un estudio que evalúe una metodología de actualización adecuada, que sirva de punto inicial para una discusión en un tema tan relevante como es la actualización de la tasa.
6. Consideramos que la revisión de esta tasa – el valor, la metodología para su determinación y el mecanismo de actualización – debe ser ampliamente discutida y estar adecuada al marco regulatorio de nuestra actividad.
7. Por otro lado, debe tenerse presente que el referido proyecto no cumple con los requisitos formales que establece el Reglamento del Congreso. A saber, el artículo 75º de dicho Reglamento dispone lo siguiente:

*"Artículo 75.- Requisitos y presentación de las proposiciones  
Las proposiciones de ley deben contener una exposición de motivos  
donde se expresen sus fundamentos, el efecto de la vigencia de la  
norma que se propone sobre la legislación nacional, el análisis  
costo-beneficio de la futura norma legal incluido, cuando corresponda,  
un comentario sobre su incidencia ambiental. De ser el caso, la fórmula  
legal respectiva que estará dividida en títulos, capítulos, secciones y  
artículos. Estos requisitos sólo pueden ser dispensados por motivos  
excepcionales." (Énfasis y subrayado nuestro)*

En tal sentido, el Reglamento del Congreso establece la obligación de fundamentar debidamente la proposición normativa, así como la exigencia de un análisis costo-beneficio ("ACB") de la futura norma. Primero, nos centraremos en el análisis de la importancia de la elaboración de un ACB para la modificación a la LCE propuesta.

8. El ACB es una herramienta que se utiliza para decidir entre las diversas opciones de regulación para enfrentar un determinado problema de política pública, con la cual se evalúan y valoran los beneficios y perjuicios causados por cada opción. Es por ello que POSNER<sup>2</sup> señala que el ACB representa la herramienta básica de la regulación, de acuerdo con los principios de la Economía.
9. Respecto a la aplicación de la metodología del ACB en las propuestas normativas, el Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, reconoce su importancia en los proyectos de ley que sean presentados por los parlamentarios. El artículo 3<sup>3</sup> del referido Reglamento define al ACB conforme lo siguiente:

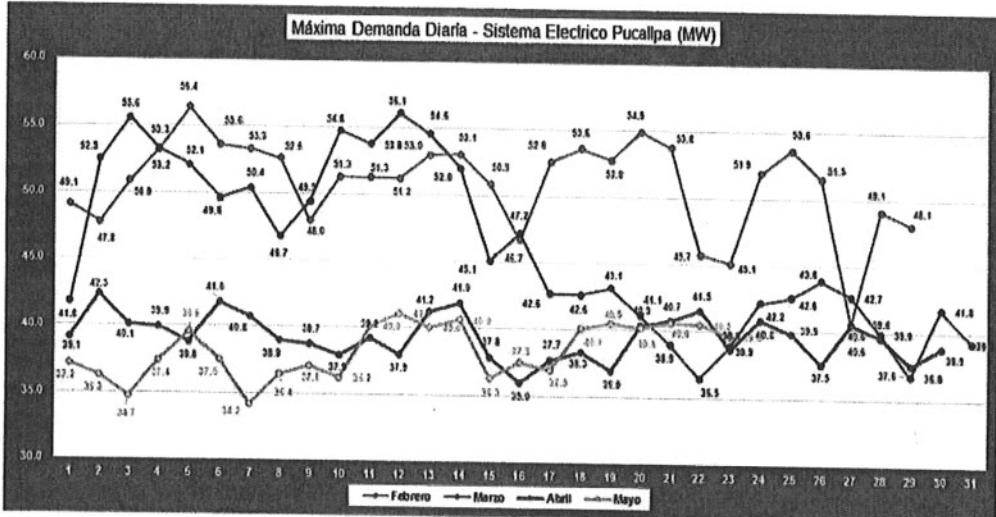
<sup>2</sup> Cfr. POSNER, RICHARD. El Análisis Económico del Derecho. Fondo de Cultura Económica, México D.F. 2007, p.609.  
<sup>3</sup> Artículo 3º del Decreto Supremo N° 008-2006-JUS.

*"Artículo 3.- Análisis costo beneficio*

*3.1. El análisis costo beneficio sirve como método de análisis para conocer en términos cuantitativos los impactos y efectos que tiene una propuesta normativa sobre diversas variables que afectan a los actores, la sociedad y el bienestar general, de tal forma que permite cuantificar los costos y beneficios o en su defecto posibilita apreciar analíticamente beneficios y costos no cuantificables. La necesidad de la norma debe estar justificada dada la naturaleza de los problemas, los costos y beneficios probables y los mecanismos alternativos para solucionarlos." (Énfasis y subrayado agregado)*

10. La aplicación del ACB en las propuestas legislativas permite conocer el impacto de la normativa sobre la base de las consecuencias que esta pueda tener. Es decir, mediante dicho análisis, se podrá conocer cómo influirá la medida adoptada y si los resultados obtenidos son los deseados por el legislador.
11. De la lectura del Proyecto de Ley, podemos verificar que no han presentado un ACB, simplemente indicaron (...) "III. Análisis Costo – Beneficio: La presente propuesta legislativa no ocasionará gastos al Estado, sino que permitirá establecer las mejoras necesarias al marco regulatorio del sector electricidad para asegurar que el consumidor final cuente con una tarifa eléctrica más competitiva, que refleje adecuadamente el contexto económico que vive el país", y en ningún extremo de la propuesta se advierte la necesidad de la reducción de la Tasa de Actualización, el impacto económico ni el análisis de que no ocasionará perjuicios a las empresas y tampoco las mejoras en el marco regulatorio.
12. En la línea de lo descrito en el párrafo precedente y en la coyuntura actual -en la que el estado de emergencia y el aislamiento social obligatorio ha generado la ruptura de la cadena de pagos en el sector eléctrico peruano, como consecuencia del incremento exponencial de la morosidad de los usuarios finales del servicio, poniendo en riesgo la continuidad operativa de las empresas de distribución eléctrica que llevan a cabo sus actividades en las zonas más vulnerables del país- la propuesta de modificación de reducción de la Tasa de Actualización normada en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas resulta ser un despropósito del poder legislativo, que sin mediar el menor análisis, ahondaría la grave crisis por la que atraviesa el sector eléctrico, poniendo en riesgo la recuperación de las empresas en el mediano plazo, afectando la proyección de sus ingresos y la recuperación de la inversión efectuada para garantizar la confiabilidad del servicio.
13. La extensión del Estado de Emergencia y el crecimiento exponencial de la propagación del COVID 19 en la ciudad de Pucallpa, sumado a la suspensión de las actividades de atención al cliente y cobranza, vienen generando una caída franca de la demanda de energía y de la recaudación desde el inicio del Estado de Emergencia, tal como se muestra en las siguientes gráficas:

### Cuadro 1



Fuente: Gerencia Técnica ELUC

14. Como se observa en el Cuadro 1, la máxima demanda registrada en lo que va del mes de mayo 2020 ha sido de 42.3 MW, menor en 25% a la máxima demanda registrada en el mes de febrero 2020, en un escenario pre Covid-19.

### Cuadro 2

Total Empresa			Clientes Mayores			Clientes Comunes					
	IC	ICB	IC	ICB	IM	IC	ICB	IM			
Ene-2020	72.42	98.15	5.29	81.46	97.39	5.29	69.02	98.44	5.29		
Feb-2020	70.63	96.12	5.92	79.86	97.68	7.04	67.31	95.56	5.55		
Mar-2020	30.34	40.12	21.74	31.42	39.73	17.16	29.95	40.26	23.25		
Abr-2020*	23.64	42.67	40.51	28.05	51.66	35.88	22.83	39.62	42.03		
Desv.	-6.70	2.55	18.77	Desv.	-5.37	11.93	18.72	Desv.	-7.12	-0.64	18.78

\*08-05-2020 04:10 horas

IC: Índice de Cobranza  
ICB: Índice de Cobrabilidad  
IM: Índice de Morosidad

Fuente: Gerencia Comercial ELUC

15. Como se observa en el cuadro 2, al cierre del proceso de facturación mayo 2020, el índice de morosidad se ha incrementado en 35% con relación al obtenido en el febrero de 2020, en un escenario Pre Covid-19. Asimismo, se ha registrado una caída en el índice de cobranza y cobrabilidad del 48% y 54%, respectivamente.
16. Sin perjuicio de la situación descrita por la que atraviesan Electro Ucayali y las empresas distribuidoras en general, conforme lo expresamos líneas arriba, la propuesta normativa debe ser producto de un análisis de largo plazo, considerando que aún existe una amplia brecha de inversión en infraestructura eléctrica que implica la ejecución de nuevos proyectos y la mejora de la red existente para garantizar la calidad del servicio en la zona de responsabilidad técnica de Electro Ucayali, por lo que la reducción de la tasa de actualización

pondría en riesgo la ejecución de los proyectos de inversión programados por la empresa para la ampliación y mejora del servicio eléctrico.

17. En esa misma línea, se debe tener presente que el reconocimiento tarifario del proceso de fijación VAD 2019 – 2023, ha excluido diversos costos en los que incurren las empresas distribuidoras para llevar a cabo sus actividades, habiéndose reconocido los costos de operación y mantenimiento a la tasa vigente, con lo cual el impacto de la reducción de la tasa de actualización tal como ha sido propuesta, afectaría ostensiblemente la recuperación de la inversión y el reconocimiento de los mermados costos incluidos en el precio.
18. Teniendo en cuenta lo descrito en el párrafo anterior, la propuesta del plazo de adecuación de cien (100) días del proyecto de ley, resulta ilegal.
19. En el cálculo del VAD se incluyó todos los costos de inversión de capital, operación y mantenimiento, considerando la Tasa de Actualización regulatoria – 12% –, tasa que es relevante para las decisiones de inversión de las empresas distribuidoras y estas solo pueden ser ajustadas en un determinado periodo tarifario, conforme a la Resolución de Aprobación<sup>4</sup>.
20. El artículo 73 de la LCE, señala que las tarifas no podrán recalcularse salvo que ocurra un supuesto de excepción, esto es, que los reajustes aplicados dupliquen el valor inicial de las tarifas durante el periodo de vigencia del periodo tarifario; no existiendo otro supuesto que permita un re-cálculo de la tarifa; por consiguiente, resulta ilegal modificarla por un cambio posterior a la emisión de la Resolución que la aprueba. Un cambio en las reglas, altera gravemente las decisiones de los inversionistas en el sector distribución pueda aplicarse con posterioridad a la aprobación de una tarifa de forma definitiva, y que genera derechos adquiridos para los concesionarios.
21. Al respecto, la Constitución Política Peruana, en el artículo 103º establece que la ley, desde su entrada en vigencia, se aplica a las consecuencias de las relaciones y situaciones jurídicas existentes **y no tienen fuerza ni efectos retroactivos**; en consecuencia, no puede aplicarse lo establecido en una norma de modo que modifique o altere derechos adquiridos por un acto administrativo emitido de conformidad con el marco regulatorio aplicable al momento de su emisión. Realizar un acto de esta naturaleza es inconstitucional y vulnera de forma grave los derechos de los inversionistas, además de afectar la confianza legítima que tienen los administrados sobre las decisiones de la administración pública.
22. Adicionalmente, debe considerarse que modificar el Acto Administrativo mediante el que se aprobó el VAD de una distribuidora por una norma posterior a su emisión, viola una serie de principios del procedimiento administrativo contenidos en Artículo IV del TUO de la Ley N° 27444, entre los que destacamos los siguientes:

**"1.1. Principio de legalidad. - Las autoridades administrativas deben actuar con respeto a la Constitución, la ley y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas."**

---

<sup>4</sup> El presente periodo tarifario, se aprobó con Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 168-2019-OS/CD

**"1.8. Principio de buena fe procedimental.** - La autoridad administrativa, los administrados, sus representantes o abogados y, en general, todos los partícipes del procedimiento, realizan sus respectivos actos procedimentales guiados por el respeto mutuo, la colaboración y la buena fe. La autoridad administrativa no puede actuar contra sus propios actos, salvo los supuestos de revisión de oficio contemplados en la presente Ley.

Ninguna regulación del procedimiento administrativo puede interpretarse de modo tal que ampare alguna conducta contra la buena fe procedimental."

**"1.15. Principio de predictibilidad o de confianza legítima.** - La autoridad administrativa brinda a los administrados o sus representantes información veraz, completa y confiable sobre cada procedimiento a su cargo, de modo tal que, en todo momento, el administrado pueda tener una comprensión cierta sobre los requisitos, trámites, duración estimada y resultados posibles que se podrían obtener.

Las actuaciones de la autoridad administrativa son congruentes con las expectativas legítimas de los administrados razonablemente generadas por la práctica y los antecedentes administrativos, salvo que por las razones que se expliciten, por escrito, decida apartarse de ellos.

La autoridad administrativa se somete al ordenamiento jurídico vigente y no puede actuar arbitrariamente. En tal sentido, la autoridad administrativa no puede variar irrazonable e inmotivadamente la interpretación de las normas aplicables." (Énfasis y subrayado nuestro)

23. En conclusión, si se modifica la Tasa de Actualización mediante una norma jurídica posterior a la aprobación de una tarifa mediante un Acto Administrativo, el VAD aprobado en la última fijación tarifaria, aplicable al periodo 2019 – 2023 no puede verse afectado por dicha modificación normativa; sino que esta disposición legal será aplicable únicamente a los procedimientos administrativos de fijación tarifaria que se realicen con posterioridad a su aprobación, en respeto de nuestro marco constitucional y la regulación del procedimiento administrativo general de nuestro país.
24. Por otro lado, la modificación de la tasa de actualización propuesta, resulta contraproducente para la ejecución de inversiones correspondiente a proyectos del Plan de Inversiones en Transmisión (PIT) y del Plan de Inversiones en Distribución Eléctrica (PIDE).
25. Actualmente Electro Ucayali S.A. tiene un bajo porcentaje de ejecución de los proyectos contemplados en el Plan de Inversiones en transmisión (PIT) que es precisamente el marco regulatorio-tarifario aplicable a las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión – SCT, el cual se basa en los denominados "módulos estándares de inversión" que aprueba el Regulador, los

cuales en la actualidad no reflejan los costos reales de inversión, y por lo tanto, desincentivan el desarrollo de estos proyectos, lo cual atenta contra la confiabilidad del sistema y el servicio que reciben los usuarios eléctricos. Si a ello se suma una reducción de la Tasa de Actualización (que se utiliza para anualizar la inversión subvaluada) es claro y predecible que la problemática del bajo nivel de ejecución del PIT se agravará aún más.

26. Por lo tanto, siendo la Tasa de Actualización uno de los componentes medulares del modelo regulatorio-tarifario aplicable a las distintas actividades eléctricas, lo idóneo y razonable es que previo a la modificación exista una revisión integral de la misma (se debe de considerar todos los componentes que se utilizan para el reconocimiento tarifario de las inversiones), a fin de no afectar la ejecución de los Planes de Inversión necesarios para garantizar la continuidad y la calidad del servicio eléctrico.
27. La Ley de Concesiones Eléctricas establece que la tasa de descuento<sup>5</sup> (en el subsector de distribución la tasa de actualización entra como tasa de descuento) para evaluar proyectos en el subsector eléctrico es en promedio el 12%, teniendo un mínimo 8% y máximo 16%.
28. Considerando que la tasa de descuento de un proyecto es evaluado al 12%, implica que la Tasa interna de retorno<sup>6</sup> (TIR) tiene que ser igual o mayor al 12% para tomar la decisión de ejecutar el proyecto.
29. La reducción de la tasa de descuento al 10%, implicaría que la TIR resultante será mayor en comparación a una TIR que evalúa un proyecto al 12%. Esto implicaría que muchos proyectos que anteriormente no eran rentables ahora se vuelvan rentables, y de acuerdo a la actual directiva de evaluación de proyectos se tomaría la decisión de ejecutarlas, teniendo como consecuencia por un lado proyectos con períodos de retorno fuera de lo habitual; y por otro lado la empresa tendrían que tener mayor liquidez para apostar a mayor cantidad de proyectos de inversión.
30. Asimismo, en el Perú existe un sistema de inversión denominado invierte.pe, que establece y considera proyectos evaluados a tasa privada en el caso del sector (12%) y social (8%). Una reducción de la tasa de descuento al 10% implicaría forzar proyectos que actualmente no son viables al 12%.
31. En el Anexo 20 del Informe final de la Resolución Osinergmin N° 168-2019-OS-CD que Fijan Valores Agregados de Distribución para el periodo del 01 de noviembre de 2019 al 31 de octubre de 2023, a diversas empresas concesionarias de distribución eléctrica, muestra la verificación de la rentabilidad de las empresas de distribución eléctricas, conforme con lo que establece el Artículo 71º de la LCE, que establece que la TIR calculada para cada concesionario que cuente con estudio individual del VAD no debe diferir en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79º de la LCE (12%), siendo

---

<sup>5</sup> La tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor presente de un pago futuro.

<sup>6</sup> La Tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. También se puede definir como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero para un proyecto de inversión dado.

el resultado para el caso de Electro Ucayali S.A. un TIR de 8.4%<sup>7</sup>, por lo que los VAD considerados en la presente verificación se consideraron definitivos.

32. Sin embargo en el cuadro siguiente se muestra el valor real del indicador rentabilidad sobre activos (ROA) de Electro Ucayali S.A. desde el año 2015 al 2019, el cual tiene un valor promedio de 5%, muy por debajo que el rendimiento establecido en la regulación.

Principales Variables	Unidad	2015	2016	2017	2018	2019
ROA = Utilidad Neta / Activo	%	5.10	3.91	3.62	4.58	8.03

<sup>7</sup> Año 2017 reestructurado.

Fuente: Memoria Anual de Electro Ucayali S.A.

33. Por tanto es importante tener en consideración que la tasa de actualización no es necesariamente un reflejo del sector y su reducción sin tomar en consideración lo antes mencionado desincentivaría las inversiones, frenaría la expansión del servicio eléctrico dentro de la zona de concesión y tampoco será posible la modernización de las redes de distribución y la adopción de nuevas tecnologías.

Atentamente,

---

<sup>7</sup> El Artículo 70º de la LCE señala que la Tasa Interna de Retorno (TIR) se debe calcular para cada concesionario que cuente con un estudio individual del VAD considerando un periodo de análisis de 25 años.



C-G-0560-2020/EGS

Tacna, 27 de mayo de 2020

Señor:

**Mauricio Gustin de Olarte**

Gerente Corporativo de Asuntos Legales

**FONAFE**

Lima.-

Asunto : Proyecto de Ley 5108/2020-CR

Referencia : Oficio Circular SIED N° 001-2020/GL/FONAFE

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted, en atención al oficio de la referencia, para hacerle llegar el Informe Técnico-Legal N° I-C-016-2020/EGS, respecto al Proyecto de Ley 5108/2020-GR - Ley que modifica el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

Sin otro particular, es propicia la ocasión para expresarle los sentimientos de mi especial consideración.

Atentamente,

Juan Salomón Flores Carcahuso  
**Gerente General**



**REFERENTE AL PROYECTO DE LEY 5108/2020-GR - LEY QUE MODIFICA EL  
ARTÍCULO 79 DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS**

**1.- Antecedentes**

El proyecto de Ley 5108/2020-GR tiene por objeto modificar la Tasa de Actualización establecida por el Artículo de la LCE, del 12% al 10%. Dicha tasa de actualización se utiliza en el sector eléctrico, en generación, transmisión y distribución.

Nuestra opinión se va referir a la utilización de la tasa de actualización establecida por el Artículo 79 de LCE, en el sub sector generación.

**2.- Utilización de la Tasa de Actualización en el subsector Generación**

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 47 de la LCE las Tarifas en Barra, de energía y potencia, se fijan anualmente. Para las tarifas de potencia el Artículo 46 de la LCE establece que, se determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico y se calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización fijada por el Artículo 79 de la LCE y los años de vida útil esperada de la unidad de generadora. El Precio Básico de Potencia en punta (PPM) se determina considerando la anualidad de la inversión establecida para la unidad generadora.

**3.- Remuneración de las Unidades de Generación**

Las unidades de generación son remuneradas por dos conceptos, por la energía que entregan al sistema y por su potencia o capacidad instalada. Con los ingresos por estos dos conceptos se debe pagar o compensar sus costos de inversión y sus costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

$$\text{Ingresos Energía y Potencia} = \text{Costos Inversión} + \text{Costos Fijos OyM (CF OyM)} \\ + \text{Costos Variables Combustible (CV)} \\ + \text{Costos Variables No Combustible (CVNC)}$$

<b>Ingresos Energía y Potencia =</b>	<b>Costos Inversión + CF OyM + CV + CVNC</b>
--------------------------------------	--

Esta ecuación de equilibrio hace que la operación de una unidad de generación pueda dar la rentabilidad esperada, con una anualidad de la inversión a una Tasa de Actualización del 12 %, establecida por el Artículo 79 de la LCE.

**4.- Remuneración por potencia de una unidad de generación**

De acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico PR-30 del COES (Comité de Operación Económica del Sistema), los ingresos por potencia de una unidad de generación se determinan multiplicando su Potencia Firme remunerable por el Precio Básico de Potencia (PPM). Sin embargo se debe considerar el Margen de Reserva que viene a ser una potencia adicional a la máxima demanda para garantizar la cobertura de dicha demanda. Actualmente el Margen de Reserva es de 30%, por lo tanto el Precio Básico de Potencia que recibe la unidad de



Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.

generación se ve reducida en dicho porcentaje, resultando un valor equivalente a 0.769 PPM.

#### Precio de Potencia de Barra, con tasa de actualización (TA) 12%

Precio de Potencia en Barra (PPM)	6.5 US \$ / KW-mes
Margen de Reserva	30%
PPM x Margen de Reserva	5 US \$ / KW-mes

#### Precio de Potencia de Barra, con 10% de tasa de actualización

Precio de Potencia en Barra (PPM)	5.8825 US \$ / KW-mes
Margen de Reserva	30%
PPM x Margen de Reserva	4.525 US \$ / KW-mes

### 5.- Ingresos por Potencia de las Unidades de Generación de EGESUR

Para hacer más objetiva nuestra opinión, nos vamos a referir específicamente a los ingresos por potencia de las unidades de generación de EGESUR.

Potencia Firme CCHH Aricota	34.3 MW
Potencia Firme CT Independencia	22,5 MW
TOTAL	56.8 MW
Ingresos por Potencia con TA 12%	3 408 000 US \$ / Año
Ingresos por Potencia con TA 10%	3 084 240 US \$ / Año
Diferencia	323 760 US \$ / Año
Diferencia	1 100 784 S/. / Año

El cambio de la Tasa de Actualización establecida por el Artículo 79 de LCE, de 12% a 10%, significaría para EGESUR un menor ingreso anual de S/. 1 100 784.00.

### 6.- Conclusiones

El cambio de la Tasa de Actualización establecida por el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, del 12% a 10%, significaría para EGESUR una reducción de sus ingresos en S/ 1 100 784.00 anuales. De igual forma ocurriría en las demás empresas generadoras, reduciéndose también su valor comercial. A mayor capacidad de las empresas generadoras, mayor será la reducción de sus ingresos.

Si bien es cierto que la reducción de la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas significaría una reducción de las tarifas de potencia, las inversiones para la renovación o ampliación del parque generador se verían afectadas, más aún que ahora que los costos de inversión se verán incrementados por los protocolos que deben seguir las empresas, en cumplimiento de lo dispuesto en las resoluciones, RM N°239-2020-MINSA y R.M N°128-2020-MINEM-DM, referidos al plan de vigilancia, prevención y control del COVID-19.

Tacna, 25 de mayo de 2020

ING. JOSÉ MOSQUERA CASTILLO  
Gerente Comercial  
EGESUR

Abog. Mariela Jiménez Fio. &  
Asesora Legal Interna  
REG. ICAT N° 299  
EGESUR S.A

### INFORME LEGAL Nro. 056-2020-GA

**Para** : Ing. Edgar Venero Pacheco.  
Gerente General.

**De** : Carlos R. Frisancho Aguilar.  
Jefe de la Oficina de Asesoría Legal.

**Referencia** : Proyecto de Ley Nro. 51-08/2020-CR, sobre modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas Nro. 25844.

**Fecha** : Cusco, 25 de mayo del 2020.

#### 1. OBJETIVO Y ALCANCE

Informar al Gerente General de EGEMSA, acerca del proyecto de Ley Nro. 51-08/2020-CR, sobre la modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, propuesta por una congresista de la República.

#### 2. ANTECEDENTES

2.1. La Ley de Concesiones Eléctricas Nro. 25844, en su artículo 79, respecto de la Tasa de Actualización, dispone lo siguiente:

"(...)

*Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.*

*Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.*

*En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.*

2.2. El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctrica, aprobado por Decreto Supremo Nro. 009-93-EM, en su artículo 160, respecto de la Tasa de Actualización, dispone lo siguiente:

"(...)"

*Artículo 160.- La Tasa de Actualización fijada por el Artículo 79 de la Ley, sólo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación. La Comisión, por iniciativa propia, o a solicitud de los concesionarios podrá encargar la*



*ejecución de los estudios siguiendo el procedimiento establecido en la Ley.*

*(...)"*

### 3. DESARROLLO

- 3.1. El Proyecto de Ley Nro. 51-08/2020-CR, que propone la modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas Nro. 25844, contiene el siguiente texto:

*"(...)"*

*Artículo 79.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de **10% real anual**.*

*Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue el **OSINERGMIN** a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. **Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años.***

*En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.*

*(...)"*

**Nota:** Los textos resaltados con negrilla, son las modificaciones e inclusiones al texto original.

- 3.2. Para la estimación de la Tasa de Actualización, existen dos enfoques metodológicos: El modelo de Fijación de Precios Activos de Capital (CAPM) y el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC).

El año de 2018, OSINERGMIN, contrató los servicios de Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú, y respecto del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, debía revisar y calcular la Tasa de Actualización con la Metodología del tipo WACC.

El consultor, de acuerdo con los alcances del contrato, debía revisar los documentos internos de OSINERGMIN, entre los ellos:

- *"Estudio para la determinación de la Tasa de Actualización"*, elaborado por Macroconsult, el referido consultor interpretó que de acuerdo a la normativa vigente, la tasa que correspondía a ser utilizada es la tasa del capital propio, es decir, el modelo CAPM, no obstante ello OSINERGMIN desarrolló un documento interno sobre la base de una tasa WACC.
- OSINERGMIN, emitió el Informe Técnico – Opinión sobre la tasa de actualización regulatoria (2016), en el punto Cambios en el Entorno

Económico – Financiero, señala “OSINERGMIN parte de lo establecido por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RCLCE): La tasa de actualización fijada en el artículo 79 de la ley, solo podrá ser revisada cuando los factores que indiquen en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación”. Añade en el siguiente párrafo, “(...) En efecto, el estudio encontró que hubo modificaciones significativas en los valores de las principales variables económicas, así, en el año 1992, el Perú registraba un crecimiento negativo, alta inflación, baja inversión y alta deuda pública (...)”

El OSINERGMIN, en su Informe Técnico, respecto del procedimiento para la determinación de la tasa de actualización, manifiesta la necesidad de diferenciar entre Tasa de Actualización y Tasa de Costo de Capital (tasa WACC). En efecto según su interpretación, la Tasa de Actualización es un instrumento regulatorio establecido en la LCE con el propósito de descontar los flujos operativos de tasa WACC ya que esta última se utiliza para descontar el flujo de caja libre de una empresa en el marco de un proceso de valuación de la misma.

El OSINERGMIN, en su Informe Técnico, respecto del cálculo de la tasa WACC, lo realiza en tres etapas, calcula la tasa WACC para cada uno de los años del período 2010 – 2015, y para cada una de las actividades del sector eléctrico, es decir, para generación, transmisión y distribución. Posteriormente, dicha tasa se pondera por la composición del ingreso eléctrico de las diferentes actividades y se obtiene una tasa WACC para la industria eléctrica.

El OSINERGMIN, en su Informe Técnico, advirtió que en la Ley de Concesiones Eléctricas, sus normas reglamentarias y modificatorias, no se establece si la Tasa de Actualización está expresada en soles, dólares u otra moneda.

El OSINERGMIN, en su Informe Técnico, respecto del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, concluye en el sentido “(...) que las mejoras en las condiciones económicas de Perú respecto de la situación de inicios de los 90 cuando se promulgó la LCE, amerita la revisión y eventualmente la modificación del valor de 12% para la tasa de actualización. Ese valor debería ser modificado hacia la baja, llegando posiblemente al valor de 10%”.

- 3.3. Es pertinente reproducir las consideraciones de los estudios analizados por Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú, en los siguientes términos:

*d) Consideraciones respecto a los estudios analizados*

En lo referente a los estudios analizados se pueden realizar las siguientes consideraciones:

- Osinergmin considera que la tasa WACC es un concepto similar pero no estrictamente idéntico al de Tasa de Actualización, de forma consecuente la metodología propuesta consiste en calcular la tasa WACC e incrementarla por una serie de costos de manera *ad valorem*.
- El estudio de Macroconsult interpreta de la normativa que la tasa que corresponde ser utilizada es la tasa del capital propio. El estudio presenta un valor del coeficiente beta apalancado superior a 1, situación que es contraria a la evidencia internacional. Los elementos que originan este valor son: la estructura de capital, por su influencia sobre el apalancamiento y la consideración de una prima por riesgo regulatorio a partir del estudio de Alexander et al. (1996).
- En cuanto a la metodología propuesta por Osinergmin, se destacan algunas inconsistencias en el cómputo de la tasa libre de riesgo y del premio por riesgo de mercado, en el cálculo del parámetro beta y en el empleo del mercado accionario de Estados Unidos.

3.4. Ahora bien, también considero pertinente reproducir la propuesta de Procedimiento para revisar los Cálculos de la tasa de actualización, elaborado por Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú:

Con relación a la frecuencia de revisión de la Tasa de Actualización, en esquemas regulatorios por incentivos, la tasa de costo de capital (tasa de actualización) no debería alterarse durante el ciclo tarifario, por lo que lo usual es su revisión un año antes del inicio de un proceso de revisión tarifaria. En ese contexto recomendamos que la tasa de actualización debería ser revisada cada 4 o 5 años, con un máximo de un año de antelación a la entrada en vigencia del nuevo ciclo tarifario.

**Tabla 54 – Fuentes para actualizar las estimaciones de la Tasa de Actualización**

Componente		Fuente y Metodología	Excel
Tasa Libre de Riesgo Perú	[a]	Bonos de los Estados Unidos (T-Bonds 10 Y) Periodo: Últimos 4 años	Tasa Libre Riesgo USA
Rendimiento Mercado (SP500)	[b]	Evolución del Índice S&P 500 publicado por Standard and Poor's Periodo: Últimos 30 años	Retorno de Mercado
Beta País	[c]	Calculado a partir de la regresión del mercado accionario de Perú respecto del índice S&P 500.	Country Beta
Retorno Esperado Mercado Peru	[d] = [b]*[c]	Se determina ajustando el retorno del mercado de los Estados Unidos por el coeficiente Beta País Coeficiente Beta Unlevered publicado por Duff & Phelps 2017, correspondiente al código SIC 491 Electric Service. Círculo SIC Composite con ajuste de Blume.	Simulación WACC
Beta Activos	[e]	El coeficiente es comparable con el determinado por el Prof. Damodaran para el rubro Power año 2017. <a href="http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datasets.html">http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datasets.html</a>	Beta
Ajuste por esquema regulatorio	[f]	Ajuste por diferencia en los esquemas regulatorios calculado a partir de la relación entre el beta para el SIC 49 USA (Electric, Gas and Sanitary Services) y el correspondiente al Code 55 (Utilities) de UK, ambos en dólares y publicados por Duff & Phelps	Beta - Simulación WACC
Beta Ajustado	[g] = [e]*[f]	Es el producto del Beta de los activos por el coeficiente de ajuste por diferencia en los esquemas regulatorios	Simulación WACC
Premio por Riesgo Negocio	[h]=( [d]-[a]) * [g]	Calculated por fórmula EMBI Perú Publicado por BCRP.	Simulación WACC
Premio por Riesgo País	[i]	Periodo: Últimos cuatro años	Tasa Riesgo País
Tasa Costo Capital Nominal USD	[j]=[a]+[h]+[i]	Calculated por fórmula	Simulación WACC
Inflación USA	[k]	CPI Estados Unidos. Consumer Price Index for All Urban Consumers: All Items, Index 1982-84=100, Monthly, Seasonally Adjusted. Periodo: Últimos cuatro años	CPI
Tasa Costo Capital Real USD	[l]	Calculated por fórmula	Simulación WACC
Tasa Costo Capital Real antes imp.	[j]=[l]/(1-impuestos)	Calculated por fórmula	Simulación WACC

- 3.5. Ahora bien, respecto de la Tasa Libre de Riesgo, existen dos puntos en discusión: a) cuál es el instrumento financiero más idóneo para representar la industria eléctrica, y b) que ventana de tiempo debe ser considerada.

Respecto, del instrumento financiero, Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú, recomienda que los reguladores optan con frecuencia por tasas de 10 años, del Tesoro de los Estados Unidos o una representativa de otro mercado desarrollado, dado que los planes de negocios de las empresas reguladas se presentan, en general a 10 años.

Por otro lado, acerca de la ventana de tiempo, a ser considerada Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú, los reguladores de los países desarrollados suelen optar por ventanas de al menos el ciclo tarifario. Es común que se adopte como valores normalizados, entendiendo por tal una estimación de la tasa libre de riesgo que refleje los promedios sustentables en el largo plazo.

- 3.6. Es preciso tener presente, respecto del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, la Consideraciones Finales emitido por Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú:

Es claro que las condiciones internacionales y macroeconómicas imperantes en el Perú son muy diferentes de las que imperaban cuando se dictó la Ley de Concesiones Eléctricas. En ese contexto, la Tasa de Actualización de 12% que menciona el artículo 79 de dicha ley ha quedado desactualizada y es necesario reestimarla de forma que tome en cuenta el costo de oportunidad del capital en los tiempos que corren.

En lo que respecta al procedimiento del cálculo de la Tasa de Actualización que menciona el artículo 79 de la LCE, el consultor, por indicación de la contraparte de Osinergmin, no ha realizado ninguna interpretación sobre dicho artículo. En ese contexto, se solicitó al consultor que calcule la Tasa de Actualización según la metodología del costo promedio de capital ponderado (WACC).

Como resultado de la aplicación de la metodología propuesta, la tabla siguiente presenta los

- 3.7. **La modificación de la Tasa de Actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el efecto domino en la industria eléctrica**

- 3.7.1. **Costo de Generación:** La Tasa de Actualización, es utilizada en la programación del sistema, ya que el programa minimiza la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento; también dicha tasa se utiliza para el cálculo de los Precios de Barra<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Ley de Concesiones Eléctricas: Artículo 51.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;



3.7.2. **Transmisión:** Compensación por transmisión<sup>2</sup>.

3.7.3. **Distribución:** La Tasa de Actualización es utilizada para la determinación del Valor Agregado de Distribución, pues se determinan los costos estándares de inversión<sup>3</sup>.

Como se puede advertir, la Tasa de Actualización, contenida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, es un dispositivo técnico económico, transversal que interviene en las tres actividades del sector eléctrico.

3.8. El Proyecto de Ley Nro. Proyecto de Ley Nro. 51-08/2020-CR, sobre modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas Nro. 25844, en la exposición de motivos carece de sustento técnico – económico, dado que al tratarse de un dispositivo que tiene por finalidad atraer inversión nacional o extranjera en los tres segmentos de la industria eléctrica, es necesario que la modificación esté sustentada en Informes Técnicos, que afronten el análisis de

En efecto, las características de la ley son:

- **Permanencia:** mientras no sean derogadas, las leyes permanecen vigentes. No se pueden obviar ni desacatar mientras no se indique que una ley ha quedado obsoleta.
- **Imperativas:** son obligatorias. Una ley no puede ser un simple formalismo que no se obedece.
- **No son retroactivas:** el mandato de una ley es obligatorio una vez que la misma ha sido escrita y aprobada.
- **Generalidad:** las leyes son de cumplimiento obligatorio para todas las personas que viven dentro de su marco legal. No hay excepciones al

- 
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;  
i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,  
j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

<sup>2</sup> Ley de Concesiones Eléctricas: Artículo 59.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley.

<sup>3</sup> Ley de Concesiones Eléctricas: Artículo 65.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la presente Ley.

respecto, y por eso se dice que son generales, se aplican a toda una población. Las leyes no se hacen para cuestiones individuales.

El proyecto de Ley, vulnera los principios de permanencia y generalidad de la ley, dado que el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, regula aspectos económicos para la inversión en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, pues de acuerdo con Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal del Perú, recomienda que la Tasa de Actualización, debe ser revisada, cada 04 o 05 años, revisión que debe estar a cargo del OSINERGMIN o de consultores especializados, es decir, que la permanencia del texto del artículo 79 respecto de la Tasa de Actualización, debe ser revisado periódicamente, cada 04 o 05 años; adicionalmente, respecto de la generalidad de la ley y dado el contenido técnico – económico del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, la presencia del COVID-19, el año 2019, es un hecho individual, que no debe servir de sustento para proponer la modificación de la Tasa de Actualización, dado que el año 2020, es un año atípico de recesión económica, tal como lo describe en la siguiente información Banco Mundial BIRF – AIF / Grupo Banco Mundial / América Latina y el Caribe<sup>4</sup>:

**Perú**

Tras un discreto desempeño en 2019, se espera que la economía caiga en recesión en 2020 debido a la epidemia de Covid-19. Se espera que la caída de la actividad económica, que afecta sobremanera a la población urbana menos calificada y vulnerable, agudice la pobreza y la desigualdad. Dada la probable naturaleza temporal del shock, se prevé que el crecimiento se recupere con fuerza en 2021. La prudente gestión macroeconómica de Perú brinda al país amplios amortiguadores fiscales, monetarios y externos para mitigar el impacto del shock.

**Principales indicadores macroeconómicos seleccionados**

	2017	2018	2019e	2020p	2021p	2022p
Crecimiento del PIB real a precios de mercado constantes	2,5	4,0	2,2	-4,7	6,6	3,5
Inflación (precios al consumidor)	2,8	1,3	2,1	2,8	2,3	2,3
Balanza por cuenta corriente (en porcentaje del PIB)	-1,3	-1,7	-1,5	-0,9	-2,0	-2,3
Balanza fiscal (en porcentaje del PIB)	-3,0	-2,3	-1,6	-5,0	-3,0	-2,5
Deuda (en porcentaje del PIB)	25,8	26,6	26,8	32,3	32,7	33,3
Tasa de pobreza internacional (1,9 USD, PPA de 2011) <sup>a,b</sup>	3,4	2,6	2,5	3,2	2,4	2,1

Fuente: Banco Mundial, Práctica Mundial de Macroéconomie, Comercio e Inversión, y Práctica Mundial de Pobreza y Equidad.  
Nota: e=estimado, p=proyectado  
(a) Estimaciones basadas en armonización SEDLAC, usando 2017-ENAO. Datos reales: 2017. Estimación: 2018. Proyecciones desde 2019 hasta 2021.  
(b) Proyección calculando distribución neutra (2017) con traspaso a precios+1 basada en PIB per cápita en unidad monetaria local constante.

### 3.9. Aspecto que se debe mejorar en el texto del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas:

En el texto del artículo 79, no establece si la Tasa de Actualización de referencia es antes o después de impuesto.

La Ley, no hace mención alguna respecto de: i) tributos; ii) costo de la deuda; iii) estructura de financiamiento, tampoco menciona la metodología para el cálculo de la Tasa de Actuación.

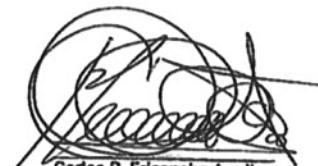
<sup>4</sup> Informe Semestral de la Región América Latina y el Caribe. La Economía en los tiempos del COVID-19.

#### 4. CONCLUSIONES

- 4.1. El OSINERGMIN contrato a Mercados Energéticos Consultores Sociedad Anónima Sucursal Perú, para la “Revisión de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas”.
- 4.2. El Informe “Revisión de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas”, contiene el Procedimiento para revisar los Cálculos de la tasa de actualización, en el señala la necesidad de actualizar la Tasa de Actualización, cada 4 o 5 años.
- 4.3. El Informe “Revisión de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, en las consideraciones finales, señala que la condiciones internacionales y macroeconómicas en el Perú, con diferentes cuando se dictó la Ley de Concesiones Eléctricas, por lo que la Tasa de Actualización de 12% que contiene el artículo 79, ha quedado desactualizada y es necesario reestimarla de tal manera tome en cuenta el costo de oportunidad de capital.
- 4.4. La Exposición de Motivos del Proyecto de Ley, carece de sustento técnico – económico, sobre la reducción de la Tasa de Actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas del 12% al 10%.
- 4.5. La modificación de la Tasa de Actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas del 12% al 10%, sin sustento técnico – económico, tendrá un efecto en las actividades de generación, transmisión y distribución, dado que obvia el costo de oportunidad de capital.
- 4.6. Es necesario, que se defina que el cálculo de la Tasa de Actualización, del artículo 79, es antes o después de impuesto, hecho que no está analizado en la Exposición de Motivos del Proyecto de Ley.
- 4.7. El Proyecto de Ley, es coyuntural y vulnera las características de permanencia y generalidad de la Ley, pues obvia que el año 2020, es de recesión económica, con motivo de la presencia del COVID-19, de acuerdo con las proyecciones macroeconómicas, contenidas en el Informe Semestral de la Región América Latina y el Caribe. La Economía en los tiempos del COVID-19, emitido por el Banco Mundial.

Sin otro en particular, quedo naturalmente dispuesto para ampliar y/o aclarar el presente documento, en lo que considere conveniente.

Atentamente,



Carlos R. Frisancho Aguilar  
Asesor Legal  
CAC. 1669  




**electroperu**  
la energía de los peruanos



San Juan de Miraflores, 27 de mayo de 2020

**CARTA N° 00222 -2020-G**

Señora Doctor  
**MAURIO GUSTÍN DE OLARTE**  
**Gerente Corporativo de Asuntos Legales**  
**FONAFE**  
Av. Paseo de la República N° 3121,  
San Isidro.-

Asunto : **Requerimiento de informes sobre el Proyecto de Ley N° 5108/2020-CR  
del Congreso de la República que propone la modificación del Artículo  
79° de la Ley de Concesiones Eléctricas**

Referencia : OFICIO CIRCULAR SIED Nro. 001-2020/GL/FONAFE

De nuestra consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en atención a su Oficio Circular de la referencia, para remitirle adjunto al presente los informes solicitados siguientes:

- Informe Técnico N° 00011-2020-C.
- Informe Legal N° 00619-2020-GL.

Hacemos propicia la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

EDWIN SAN ROMAN ZUBIZARRETA  
GERENTE GENERAL

Adj.: Lo indicado.



San Juan de Miraflores, 25 de mayo de 2020

**Memorando N° 00160-2020-GL**

Para : Gerente General  
De : Subgerente Legal  
Asunto : **Informe legal sobre Proyecto de Ley N°5108/2020-CR que propone la modificación del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas**  
Referencia : Oficio Circular SIED N° 001-2020/GL/FONAFE de fecha 20 de mayo de 2020

Mediante el oficio de la referencia, el Gerente Legal Corporativo de FONAFE ha solicitado a ELECTROPERU S.A. el envío de un Informe Técnico y un Informe legal que analice el Proyecto de Ley N° 5108/2020 "Ley que modifica el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas" (en adelante el "**Proyecto de Ley**"), a fin de atender el pedido que le ha formulado el Presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores del Congreso de la República.

Al respecto, debemos señalar lo siguiente:

**I. ANTECEDENTES**

- 1.1. El sistema eléctrico peruano en el año 1992, tenía un bajo nivel de inversiones, lo que ocasionó principalmente<sup>1</sup>: (i) un bajo índice de electrificación: 48,4% en el ámbito nacional; (ii) las tarifas no cubrían los costos de producción; (iii) la sistemática desatención a los usuarios; y (iv) una demanda del sistema que excedía su capacidad.
- 1.2. El 10 de noviembre de 1992, mediante Decreto Ley N° 25844 se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), la cual intentó atraer inversiones al sector eléctrico que garanticen la sostenibilidad del sistema eléctrico nacional, para lo cual, impuso principalmente: (i) La segmentación de las actividades (generación, transmisión y distribución); (ii) La administración privada de la operación del Sistema: Comité de Operación Económica del Sistema (COES); (iii) Sistemas interconectados bajo principios de eficiencia; (iv) Garantía de calidad en el suministro de electricidad; (v) Minimización de costos; (vi) Régimen de competencia en precios de energía, cuando sea posible; (vii) Precios que refleje los costos marginales de suministro y promuevan la eficiencia del sector; (viii) Acceso abierto a redes; (ix) Interconexión de sistemas eléctricos; y (x) Reconocimiento de costos eficientes.

---

<sup>1</sup> Comisión de Tarifas Eléctricas. Situación tarifaria en el sector eléctrico peruano. Marzo de 1998.

- 1.3. En ese contexto, el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas, pretendió garantizar una tasa de retorno de las inversiones, y señaló:

"Artículo 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. **Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados**, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente". (Lo resaltado es agregado).

- 1.4. Mediante el **Proyecto de Ley** se propone modificar el artículo 79° de la LCE, sustituyéndolo por el siguiente texto:

"Artículo 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 10% real anual.  
Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue el OSINERGMIN a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. **Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años.**  
En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente". (Lo resaltado es agregado).

## II. ANÁLISIS

- 2.1. Previamente, debemos mencionar que, en el **Proyecto de Ley**, se establece que el ámbito de aplicación es para las empresas que desarrollen actividades de distribución eléctricas dentro del territorio nacional, con el siguiente texto:

"Artículo 2° Ámbito de aplicación  
Las disposiciones contenidas en la presente ley, son de aplicación a todas las empresas del sector eléctrico regidas por la Ley 25844 –Ley de Concesiones Eléctricas-, que desarrollen **actividades de distribución eléctricas dentro del territorio nacional**". (Lo resaltado es agregado).

Al respecto, estimamos que el ámbito de aplicación descrito amerita una nueva revisión, toda vez que el artículo 2° de la propia LCE, establece que el Servicio Público de Electricidad está constituido por el suministro regular de energía eléctrica, la transmisión y la distribución; en ese marco, sus disposiciones son de aplicación y observancia para todas las empresas del sector eléctrico, y no solo a las que realizan actividades de distribución, aspecto relevante si se tiene en cuenta que la propuesta de modificar la Tasa de Actualización, tiene – o tendría- incidencia en todas las empresas actoras

comprendidas en la LCE; y no solo en aquellas que realizan la actividad de distribución eléctrica.

- 2.2. Ahora bien, conforme se ha mencionado, la tasa de actualización del artículo 79° de la LCE, cuya modificación se plantea, fue considerada técnicamente adecuada para remunerar inversiones, fijando en dicho porcentaje la rentabilidad de las inversiones consideradas en las tarifas eléctricas, incluyendo, entre otros, el riesgo involucrado en realizar una inversión.
- 2.3. Dicha tasa de actualización sirve para "determinar rentabilidad de las inversiones efectuadas en las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, de conformidad con la marco regulatorio vigente, por ello, incide en todos los agentes del sector eléctrico, así como, en los usuarios del Servicio Público de Electricidad, y en la medida de que se emplea para la determinación de las tarifas correspondientes a cada una de dichas actividades está directamente relacionada con el retorno de las inversiones que estos agentes realizan, así como, en la determinación de las tarifas"<sup>2</sup>.

Actualmente dicha tasa de actualización es utilizada en:

- Determinar la rentabilidad de las inversiones efectuadas.
- Determinar el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio de los Precios en Barra (literal b) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE))
- Determinar el precio básico de la energía (literal d) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas y artículo 125° de su Reglamento (en adelante RLCE).
- Determinar el costo de racionamiento (artículo 98° RLCE)
- Determinar la compensación por los costos totales de transmisión que efectúan los generados al Sistema Principal (artículo 59° de LCE)
- Determinar la base tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (artículo 24° de la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Ley N° 28832).
- Determinar el Valor Agregado de Distribución (artículos 64 y 65 de la LCE).
- Fijar el límite para determinar los gastos financieros durante el periodo de construcción al efectuarse el cálculo del VNR (artículo 76° LCE).
- Determinar las anualidades de inversión del Plan de Inversiones de Distribución presentado por las empresas correspondientes para efectos de la aprobación del Valor Agregado de Distribución (numeral 3.3 del Artículo 3 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1208, Decreto Legislativo que promueve el desarrollo de planes de inversión en las empresas Distribuidoras bajo el ámbito de FONAFE y su financiamiento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 023-2016-EM)
- Determinar el Cargo RER Autónomo (numeral 17.1 del Artículo 17 del Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red, aprobado por el Decreto Supremo N° 020-2013-EM).

- Fijar la Tarifa Base calculada por Osinergmin en materia de proyectos de generación con RER (numeral 1.32 del Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 012-2011-EM).
  - Calcular la indemnización que corresponda por la caducidad de la concesión que ocurra por causales distintas a las establecidas expresamente en la LCE (artículo 105 de la LCE).
- 2.4. Como se puede apreciar, su utilización es transversal a todas las actividades del sector eléctrico, esto es, para las de generación, transmisión y distribución; por lo que, su modificación requiere de un estudio técnico económico detallado, que tenga en cuenta la relevancia social y económica de dicha variación, cuánto se pierde, cuánto se gana en términos sociales y económicos, quiénes son los afectados positiva o negativamente. Es por eso que, tanto el mencionado artículo 79°, como la propuesta de su modificación contenida en el **Proyecto de Ley**, consideran que una modificación requiere previamente de un estudio que debe ser encargado “*a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país*”.
- 2.5. En ese sentido, si bien formalmente la Ley, puede ser aprobada por el Congreso de la República, acogiendo el **Proyecto de Ley** que propone la modificación de la tasa de 12% a 10% y establece que dicho estudio debe de realizarse al menos cada 4 años; sin embargo, reflejaría la ausencia del estudio técnico aludido, tanto en la norma vigente cuanto en la norma modificatoria, lo que evidenciaría una falta de fortaleza y sustento técnico ante eventuales observaciones de coherencia legislativa; a no ser que, para dicha modificación la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores del Congreso de la República, haya cumplido con la citada Ley y cuenta con dicho estudio técnico; que de la lectura del **Proyecto de Ley**, no se evidencia. Más aún si se tiene en cuenta que la propia norma establece que la aprobación debe efectuarla el Ministerio de Energía y Minas, como ente rector y garante del sistema energético previo estudio de consultores especializados. Sin embargo, claro está que, este tema puede ser superado en el seno del Congreso, quien tiene toda la facultad para contar con estudios de consultores especializados.
- 2.6. Este aspecto, adquiere importancia si se tiene en cuenta que en el análisis costo beneficio, existe ausencia de las estimaciones de cuánto se pierde, cuánto se gana en términos, sociales, políticos y económicos y no se determina quiénes son los actores y destinatarios que resultarían afectados positiva o negativamente ni menos estima, el grado de tal afectación.

### **III. CONCLUSIONES**

Estando a lo expuesto, consideramos que:

- 3.1. La Tasa de Actualización, regulada en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas, sirve para determinar rentabilidad de las inversiones efectuadas en las



actividades de generación, transmisión y distribución, por ello incide en todos los agentes del sector eléctrico y en los usuarios del servicio de electricidad; y en la medida que se emplea para la determinación de las tarifas, está directamente relacionada con el retorno de las inversiones y la fijación de tarifas.

- 3.2. El artículo 2º del **Proyecto de Ley**, referente al ámbito de aplicación de la ley, debe compatibilizarse con el artículo 2º de la Ley de Concesiones Eléctricas, que establece que el servicio público de Electricidad está constituido por el suministro de energía eléctrica, la transmisión y la distribución; puesto que de la redacción del **Proyecto de Ley** se infiere que no sería de aplicación a todas las empresas del sector eléctrico sino, solo para aquellas que desarrollan actividades de distribución eléctrica.
- 3.3. Resulta razonable mantener el criterio del legislador qué para modificar la Tasa de Actualización, se requiere contar con un estudio que Osinergmin encargue a consultores especializados y que éste debe ser realizado al menos, cada cuatro años.
- 3.4. Siendo de vital importancia, contar con un estudio especializado para la modificación de la Tasa de Actualización; en el presente caso, estimamos que el Congreso con vista de las opiniones de los actores afectados, y del referido estudio especializado, se pueda visualizar un análisis costo beneficio de cuánto se pierde, cuánto se gana en términos sociales, políticos y económicos, determinando los actores y destinatarios, y sus afectaciones positiva o negativamente.

Atentamente,



Miguel Suárez Mendoza  
Subgerente Legal  
ELECTROPERU S.A.

**INFORME TÉCNICO N° 00011-2020-C**

**OPINIÓN SOBRE PROYECTO DE LEY DEL CONGRESO DE LA REPÚBLICA QUE PROPONE LA MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 79º DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS**

**1. OBJETO**

FONAFE, mediante su Oficio Circular SIED N° 001-2020/GL/FONAFE del 2020-05-20, ha solicitado a ELECTROPERU S.A. la remisión de un informe técnico y un informe legal que analice el Proyecto de Ley N° 5108/2020 "Ley que modifica el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas" (en adelante, el "PROYECTO"), a fin de atender el pedido que le ha formulado el Presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores del Congreso de la República.

Es objeto del presente documento expresar la opinión técnica sobre lo solicitado.

**2. ANTECEDENTES**

- 2.1 El 10 de noviembre de 1992 se promulgó el Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, "LCE").
- 2.2 En el Artículo 79º de la LCE se dispuso lo siguiente:

*"Artículo 79º.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente".*

- 2.3 En el PROYECTO se propone modificar el citado Artículo 79º de la LCE, reemplazándolo por el siguiente texto:

*"Artículo 79º.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 10% real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue el OSINERGMIN a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. Este estudio debe realizarse al menos cada 4 años. En cualquier caso, la nueva tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente".*



### 3. ANÁLISIS

3.1 Según se desprende del texto del PROYECTO, su objeto es “modificar la Tasa de Actualización del 12%, con el fin de garantizar tarifas justas para los usuarios y consumidores”, para lo cual se propone:

- a. Modificación inmediata de la tasa al 10%.
- b. Esta nueva tasa sólo puede ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), previo estudio que determine que la tasa libre de riesgo más premio por el riesgo país es diferente a la tasa fijada: el estudio debe ser encargado por el OSINERMGIN a consultores especializados.
- c. El período a realizarse el estudio debe ser cada 4 años. No se establece la fecha del siguiente estudio; se presume cada 4 años.
- d. La variación de la nueva tasa fijada respecto a la anterior no puede superar el 2%

Además, se indica en su primera Disposición Transitoria, que Osinergmin adoptará todas las medidas que sean necesarias para que todas las tarifas de electricidad incluyan la Tasa de Actualización establecida en el PROYECTO en un plazo máximo de cien (100) días calendario.

3.2 En la exposición de motivos del PROYECTO se menciona que: es responsabilidad del Estado asegurar la sostenibilidad del sector eléctrico mediante tarifas que aseguren su funcionamiento, pero que a la vez se ajusten a la realidad económica del país; la tasa de actualización se ha mantenido invariable por 27 años; la tasa de actualización corresponde a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por el riesgo en el país (rentabilidad de los concesionarios de electricidad por invertir en el país); el riesgo país del Perú es el más bajo en Latinoamérica y se encuentra debajo de la media de todos los países emergentes.

3.3 Con relación a lo propuesto en el PROYECTO de modificar de la Tasa de Actualización de 12% establecida en el Artículo 79° de la LCE, manifestamos lo siguiente:

- i) La Tasa de Actualización de 12% fijada en la LCE ha servido históricamente, en el sector generación eléctrica, para la fijación de precios de energía y potencia, en horizontes temporales que dependen de la vida útil del activo o servicio brindado, que suele ser de 20 o 30 años.
- ii) El flujo de caja que debe elaborar una empresa, tiene varios componentes:
  - ✓ Los ingresos ligados a tarifas reguladas, así como los egresos relacionados a la operación en el COES, estarán afectados por la Tasa de Actualización de 12%.
  - ✓ Los flujos de caja (financieros) dependen de la tasa de descuento negociada con sus fuentes de financiamiento y del costo del dinero propio.
  - ✓ La depreciación está fijada mediante las normas del país.
  - ✓ El flujo de caja neto final es el que la empresa afecta a la tasa que ella haya elegido y es independiente de la Tasa de Actualización.



- iii) En el eventual caso que la Tasa de Actualización se modifique de 12% a 10%, se estima que su efecto en la tarifa regulada de potencia y energía equivaldría a una disminución del orden de 10%. Igualmente, tiene impacto directo en la reducción de los ingresos por transmisión secundaria.
- iv) Debido a que en la práctica el precio de la potencia del generador a sus clientes prácticamente es el mismo que la tarifa en barra de potencia regulada, la eventual modificación de la Tasa de Actualización de 12% a 10% implicaría la disminución de los ingresos de ELECTROPERU S.A. por el concepto de potencia. Igualmente, implicará una reducción en sus ingresos por sistemas de transmisión secundaria de propiedad de ELECTROPERU S.A.
- v) La eventual disminución de las tarifas en barra, como resultado de la reducción de la Tasa de Actualización, presionará aún más a la baja los precios de potencia y energía que ofrezcan los generadores a los clientes libres en los concursos respectivos, debido a que la tarifa regulada es una referencia para la toma de decisiones de los agentes del mercado eléctrico.
- vi) Un proyecto eléctrico cuya ejecución se ha decidido tomando como referencia la Tasa de Actualización de 12%, podría no llegar a ser rentable con una tasa de 10%; con lo cual, dependiendo de la etapa del trámite en que se encuentre el proyecto, podría implicar reclamos legales.
- vii) La modificación de la Tasa de Actualización de 12% a 10% sin un estudio económico formal, dará lugar a una falta de confianza entre los agentes del mercado. Más aún si, como se observa en el PROYECTO, en éste no se indica la fuente ni alguna referencia sobre la tasa propuesta de 10%, que por lo demás pudo haber sido otro valor.
- viii) Tratar de cambiar la Tasa de Actualización (que incluso haría que a través de los años el valor de la misma sería variable) sin contar con la base de estudios económicos sólidos, iría en sentido contrario a una política de Estado basada en señales económicas estables que tiendan a que el Perú ostente un riesgo país más bajo que favorezca a la inversión y al ingreso de capitales, especialmente ahora que se tendrán los efectos del COVID-19 en la economía de nuestro país.
- ix) Sin perjuicio de lo anterior, la modificación propuesta de la Tasa de Actualización, en el contexto actual, parecería razonable, pero —como hemos señalado— debería tener el respaldo de un estudio económico sólido, y, además, la tasa no debe convertirse en un valor volátil en el futuro como podría darse en aplicación del PROYECTO.

#### 4. CONCLUSIONES

- 4.1 De conformidad con lo expuesto, señalamos que la eventual modificación de la Tasa de Actualización de 12% a 10% implicaría la disminución de los ingresos de ELECTROPERU S.A. por el concepto de potencia y por servicio de transmisión secundaria.





4.2 La modificación propuesta de la Tasa de Actualización, en el contexto actual, parecería razonable, pero —como hemos señalado— debería tener el respaldo de un estudio económico sólido, y, además, la tasa no debe convertirse en un valor volátil en el futuro como podría darse en aplicación del PROYECTO.

San Juan de Miraflores, 26 de mayo de 2020



Ing. Julio Villafuerte Vargas  
Gerente Comercial  
ELECTROPERU S.A.





Electronoroeste S.A. Electronorte S.A. Hidrandina S.A. Electrocentro S.A.

Lima, 28 de mayo de 2020.

**GG-140-2020**

Señor:

**MAURICIO GUSTÍN DE OLARTE.**

Gerente Corporativo de Asuntos Legales.

**FONAFE**

Presente.-

Asunto: Opinión sobre proyecto de ley 5108/2020-CR – modificación del artículo 79° de Ley de Concesiones Eléctricas, sobre la tasa de actualización.

Referencia: OFICIO CIRCULAR SIED Nro. 001-2020/GL/FONAFE

De nuestra especial consideración:

Es grato dirigirnos a usted para saludarlo cordialmente y en atención al documento de la referencia, hacer llegar el informe requerido respecto la propuesta remitida por el Presidente de la Comisión de Defensa del Consumidor y Organismos Reguladores de los Servicios Públicos del Congreso de la República, sobre la modificación del artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El Informe ha sido elaborado por Laub, Quijandría & Gomero Consultores y Abogados, quienes analizan los alcances y los efectos de la propuesta de ley sobre las empresas del Grupo Distriluz.

Quedamos a su disposición para cualquier aclaración o información adicional que pudiera requerir.

Atentamente,



**JAVIER MURO ROSADO**  
Gerente General

Adjunto: Lo indicado



Lima, 28 de mayo de 2020

Señor Ingeniero  
**Justo Estrada**  
**ENOSA**  
Presente.-

Asunto : Informe Regulatorio sobre el Proyecto de Ley No 5108/2020-CR.

De mi consideración,

Es muy grato dirigirme a Usted para saludarlo, y presentarle adjunto a la presente comunicación, el parecer de nuestra firma sobre el Proyecto de Ley No 5108/2020-CR, el cual propone entre otras medidas, la reducción de la Tasa de Actualización aplicable a la regulación de tarifas eléctricas, establecida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Cabe precisarle que quedo a su disposición para cualquier aclaración, observación o sugerencia que tenga sobre el Informe del asunto.

Sin otro particular de momento, quedo respetuosamente de Usted.

Muy atentamente,

**Carlos Gomero Rigacci**  
**Socio**  
**LQG**

**INFORME TÉCNICO REGULATORIO SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL ARTÍCULO 79 DE LA LCE.**

**1. INTRODUCCIÓN**

En la literatura el caso más común que justifica la regulación económica es la presencia de mercados con características de monopolio natural, que son descritos como aquellos en los que es más eficiente que exista un solo proveedor del producto o servicio. Normalmente estos mercados se presentan en industrias muy intensivas en capital y que presentan grandes economías de escala (una situación en la que los costos unitarios descienden mientras se incrementa la producción). En este tipo de industrias, es más eficiente que haya un solo productor o prestador del servicio precisamente porque esta es la forma en que el servicio podría prestarse a los precios más bajos.<sup>1</sup> Pero como cualquier mercado de productor único, este puede tener los incentivos para incrementar los precios o restringir la oferta. Debido a ello, se requieren establecer regulaciones que tiendan precisamente a reducir esta posibilidad. Por ello en los mercados regulados comúnmente se regulan los precios o las cantidades a ofrecer.

Las industrias de red, (telecomunicaciones, distribución eléctrica, gas natural) son típicamente mercados con características de monopolio natural y los candidatos más usuales para el establecimiento de regulaciones de precios. En estos mercados los ingresos del concesionario son aprobados administrativamente, sobre la base de ciertos criterios que se han diseñado a la luz de las características de dichas industrias. Estas industrias, como se ha dicho, requieren inversiones muy significativas, tienden a tener muchos activos fijos, tienen largos períodos de recuperación de inversión, y, cabría agregar, es común que estén asociadas a la prestación de un servicio considerado esencial (servicios públicos).

Todo ello contribuye a la necesidad del establecimiento de un marco regulatorio que establezca una adecuada remuneración por los activos invertidos, predecible en el tiempo, y que garantice siempre una calidad determinada en el servicio público.

La Tasa de Actualización (TA) es uno de los componentes que se usa precisamente para conseguir el objetivo de asegurar la provisión del servicio con ciertos niveles de calidad, sobre la base de otorgar al concesionario un esquema que garantice el retorno de su inversión en el tiempo. Parte fundamental del análisis que se realizará en este documento, es que TA cumple un rol dentro de un esquema regulatorio y remunerativo de los concesionarios, y que es un error analizarla desde una perspectiva específica o independiente. La TA, entonces, se inserta en un esquema regulatorio más amplio que le da sentido y que delimita su efectividad.

**2. LA TA Y SU RELACIÓN CON EL RIESGO DE LA ACTIVIDAD**

La TA, como uno de los elementos del esquema remunerativo de los concesionarios de servicios regulados, representa el retorno esperado de la inversión del concesionario. Una forma de entenderla es identificándola como el ratio que representa el valor esperado del dinero en el

---

<sup>1</sup> Por las características propias de los monopolios naturales, a medida que más usuarios se van agregando al consumo del producto o servicio, el costo para todos irá descendiendo.

tiempo, en el sentido que el inversionista realiza una inversión para recuperarla en un plazo determinado, con una rentabilidad razonable. La TA es uno de los elementos que permite aquello.

En sectores no regulados, la rentabilidad esperada depende exclusivamente de los retornos obtenidos en el mercado según las preferencias de los consumidores y según las leyes de oferta y demanda. En sectores regulados, en cambio, esta rentabilidad es preestablecida sobre la base de ciertos criterios que en gran medida están orientados a “simular” lo que ocurriría en un mercado de competencia, tratando de llevar los precios a niveles de equilibrio. Bajo este punto de vista, las agencias reguladoras en realidad lo que hacen es replicar lo que ocurriría en un mercado de competencia, mediante mecanismos de evaluación administrativa.

La importancia de la TA es que ella representa, al menos en teoría, el retorno que el regulador reconoce al concesionario, sobre la base de determinado nivel de riesgo. En efecto, el retorno esperado, como ocurre en cualquier actividad, está relacionado con el riesgo de que dichos retornos realmente ocurran en tiempo y forma. Bajo esta premisa, a mayor grado de incertidumbre en determinada actividad, es esperable un mayor retorno, por lo que correspondería una mayor TA, manteniendo los demás factores constantes. Este concepto es crucial, ya que existe una relación fundamental entre el riesgo y el retorno. Conforme se reduce el riesgo de una actividad o proyecto, se esperan menores retornos y viceversa.

La TA en el sector eléctrico fue establecida en la LCE, señalando que esta es del 12%, sobre la base de una estimación del riesgo de la industria eléctrica. Esta tasa es la que rige a todo el sector: generación, transmisión y distribución. Sin embargo, un aspecto esencial es conocer que la regulación no dispensa el mismo tratamiento a cada una de las actividades mencionadas, a pesar que a todas ellas les corresponde la misma TA. La TA, a pesar de ser la misma para todos los segmentos, impacta distinto en ellos precisamente porque no es lo único que define el retorno esperado de los concesionarios. La TA se “inserta” o se “acopla” a un modelo o esquema remunerativo, del cual deriva, al final del día, el retorno del inversionista.

Uno de los errores más comunes es asumir que la TA representa realmente la tasa de retorno del inversionista y que en la práctica equivale a medir su rentabilidad. Aunque siendo un elemento crucial dentro del esquema remunerativo de las empresas reguladas, la TA en realidad es solo uno de aquellos elementos y no el único. De hecho, toda estructura tarifaria incorpora otros factores importantes, como es el caso de la forma de determinar los costos de inversión a reconocerse, o la forma de determinar la demanda y proyectarla a futuro. No es posible analizar la conveniencia o no de una determinada TA si antes no se conoce cómo es que los costos de inversión o la proyección de la demanda está siendo reconocida tarifariamente. Si no se tiene una visión general de todo el esquema remunerativo y sobre todo del entorno regulatorio (o de la discrecionalidad con la cual se determinan las tarifas), difícilmente se pueden realizar conclusiones sobre lo adecuado o no de una TA.

Si, por ejemplo, el regulador no reconoce los costos reales de inversión, en realidad la TA usada para el cálculo tarifario no representará realmente la rentabilidad de las actividades. Asimismo, si por ejemplo el regulador sobreestima la demanda, la tarifa resultante resultará menor y tampoco cumplirá con el objetivo de conseguir que remunere realmente los costos de inversión y otorgue una rentabilidad razonable. Es precisamente esto último lo que pasa en el sector de distribución eléctrica en el Perú, en el que la TA no se ha establecido como una tasa de retorno

como comúnmente se piensa, sino como una tasa teórica que es moldeada a partir de una serie de factores que intervienen en la forma en la que se fija el valor Agregado de Distribución (VAD). Dado que la TA es una herramienta regulatoria, en realidad, solo entrega una señal de retorno de inversión sobre la base de los demás criterios dispuestos por la regulación en la determinación de tarifas. No equivale a rentabilidad.

En este documento se pondrá especial énfasis en el elemento de riesgo para la determinación de la TA. Este punto será de especial interés en tanto el cambio que se propone realizar por parte del Proyecto de Ley No 5108/2020-CR se basa en que aparentemente el riesgo del sector eléctrico que justificó en su momento el establecimiento de una TA del 12% se ha reducido drásticamente y que las condiciones del mercado eléctrico actual han cambiado.

Sin embargo, no es posible pensar en el riesgo de una actividad, y por tanto atribuirle una determinada TA, solo considerando el riesgo sistémico o el riesgo país cuando en realidad el objetivo de la tasa es representar el riesgo del mercado mismo en el que se realiza la inversión. Y para medir el riesgo de este mercado es preciso considerar el riesgo sectorial. Este argumento abona en el sentido de asumir que la TA no se puede analizar fuera del entorno del sector y fuera del marco regulatorio. La misma TA del 12% establecida dentro de un marco regulatorio y tarifario predecible no representa lo mismo, en términos de riesgo-retorno, que lo que representaría dentro de un marco regulatorio discrecional e impredecible.

En el caso de la distribución eléctrica, la evaluación del riesgo es muy importante en tanto está sometida a una serie de mecanismos tarifarios en los que se presenta una alta discrecionalidad regulatoria. En este sentido, a la fecha y sin considerar factores exógenos, el VAD ya se encuentra sometido a un alto nivel de incertidumbre del entorno regulatorio (discrecionalidad del regulador, laxitud normativa y ausencia de predictibilidad), aspectos que han sido expuestos de forma reiterada por las empresas distribuidoras, públicas y privadas, en cada proceso de fijación del VAD. Bajo este escenario, el segmento de distribución eléctrica no cumple con dar señales predecibles para la recuperación de inversión en el largo plazo y, en este sentido, su suficiencia para promover inversión siempre ha sido muy discutida.

Si ese es el riesgo actual del segmento de distribución eléctrica, los efectos de la pandemia del Covid-19 no han hecho sino incrementarlo a niveles inéditos en la historia del sector eléctrico. Esta especial coyuntura ha puesto a los distribuidores eléctricos en una situación sumamente crítica en la que se suman varios elementos de carácter económico que hacen que la actividad se haya vuelto excesivamente riesgosa al punto que concluir que el sector requiere una reducción de la TA por motivo de reducción del riesgo es un severo error de apreciación de la realidad. Señalar que el riesgo de las actividades eléctricas (sistémico y sectorial) se ha reducido desde la reforma realizada en los 90s es un hecho que puede discutirse a la luz de la discrecionalidad del regulador (sobre todo en la forma que tiene de reconocer los activos invertidos en la actividad), pero señalar que el riesgo se ha reducido precisamente en este momento para justificar una eventual reducción de la TA, es un error muy grave. Las consecuencias que ha causado la pandemia sobre las actividades eléctricas y la incertidumbre que ha generado sobre el comportamiento de la demanda, agrega un nivel de riesgo muy alto y difícil de mitigar en el mediano plazo.

### **3. LA TA Y SU APLICACIÓN EN CADA SEGMENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

El artículo 79º de la LCE establece que la TA es de 12% real anual. Regulatoriamente, la TA se utiliza como una “tasa de descuento” para la fijación de tarifas en los 3 sectores de la industria, principalmente para determinar la anualidad de las inversiones eléctricas, considerando una determinada vida útil de los activos (como regla general, 30 años); siendo dichos costos anuales de inversión, aquellos que se reconocen al titular de la infraestructura a través de la tarifa aplicable.

La TA incide en las tarifas aplicables a los siguientes segmentos:

- **Generación.** La TA se utiliza para definir los Precio en Barra de Potencia y Energía, que operan como precios tope en la contratación entre los distribuidores y generadores. El Precio en Barra de Potencia por su parte, es utilizado para las transacciones de potencia entre agentes participantes en el mercado spot, y por tanto, tiene que ver como la remuneración de la potencia firme de los generadores.
- **Transmisión.** A excepción de las instalaciones pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión donde su aplicación es de bajo impacto, para el resto de las instalaciones (Sistemas Principal, Garantizado y Complementario de Transmisión) la anualidad de la inversión a ser reconocida tarifariamente a favor de los transmisores se calcula con la TA. Los peajes que pagan los usuarios se calculan con cargo a dichos costos anuales de inversión.
- **Distribución.** La TA se utiliza para determinar el VAD, como una expresión de la anualidad de los costos de inversión (el denominado Valor Nuevo de REMPLAZO - VNR de una “empresa modelo eficiente”). En esta etapa, la TA se usa para obtener una tarifa preliminar. Posteriormente, la TA se utiliza como parte del “chequeo de la rentabilidad” que obtendría la distribuidora considerando la tarifa preliminar antes mencionada con el “VNR Adaptado” de la distribuidora<sup>2</sup> más los costos de O&M. Para este efecto, se calcula la tasa interna de retorno - TIR.

La LCE señala que, si la TIR no difiere en más de 4 puntos porcentuales respecto a la TA, la tarifa preliminar se vuelve definitiva, caso contrario, se ajusta a la banda según sea el caso.

Como consecuencia de ello, la TA es un elemento fundamental de la regulación del sector eléctrico, y se encuentra estrechamente ligada a la remuneración de inversiones. Este aspecto, por lo demás, es estrictamente técnico y especializado; justamente por ello el propio artículo 79º de la LCE reconoce un procedimiento para su modificación, en mérito al cual la TA solo podrá ser modificada por el MINEM, previo estudio que encargue OSINERGMIN a consultores especializados. Finalmente, dicho artículo establece que la nueva TA no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

---

<sup>2</sup> El VNR usado en este cálculo no es el mismo VNR de la empresa modelo eficiente (usado en el VAD Preliminar); sino, más bien a un VNR calculado tomando en cuenta las instalaciones del distribuidor, criterios de adaptación y costos unitarios eficientes. Esto es lo que se conoce como “VNR Adaptado”.

Hasta aquí podría decirse que hay varios principios detrás del régimen económico y tarifario de las empresas reguladas.

- (i) Se tratan de industrias muy intensivas en activos fijos y cuyo periodo de recuperación de inversión son largos, resultando fundamental que el marco regulatorio asegure un marco de reglas predecibles en el tiempo, que permitan recuperar esa inversión y proveer servicios públicos con altos niveles de calidad.
- (ii) La TA es uno de los elementos más importantes del esquema tarifario pero no es el único. Junto con la TA es importante conocer el entorno regulatorio e inclusive, entre otras cosas, la forma cómo la normatividad determina los activos a ser remunerados. A partir de ello, no es correcto afirmar que la TA constituye la tasa de retorno real de los proveedores del servicio eléctrico.
- (iii) La TA tiene una relación directa con el grado de incertidumbre de la actividad, en el sentido de que equivale a una medida del nivel de riesgo. Pero este riesgo no es solamente un riesgo sistémico o riesgo país sino fundamentalmente está asociado al riesgo sectorial o riesgo aplicado más específicamente a la actividad, lo cual tiene relación directa con el establecimiento de las normas que definen los procesos de regulación tarifaria y sobre todo a la discrecionalidad con la que el regulador aplica estas normas.
- (iv) La razón por la cual la TA fue establecida en la LCE es para evitar injerencias del poder político en su determinación. De hecho, esa es la razón por la cual la propia ley estableció sus propios mecanismos de revisión, los cuales serían afectados debido a la intervención del Congreso.

#### **4. LA IMPORTANCIA DE LA TASA EN EL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO.**

La TA en el sector eléctrico es importante no solo porque permite obtener los retornos de la inversión esperados por parte del inversionista y garantizar un servicio de calidad en el largo plazo, sino porque permite otorgar la estabilidad necesaria en un sector en el que la certeza en el esquema de recuperación de inversiones es fundamental. Así, el establecimiento de la TA del 12% aplicable al sector eléctrico se enmarcó en un escenario de reforma del sector a inicio del 90 y de cambios económicos estructurales en el país. El establecimiento de esta TA ha sido un elemento fundamental para el incentivo a realizar inversiones y para la expansión de la infraestructura eléctrica a nivel nacional.

Un hecho que es muy claro es que, a la luz de los resultados, el esquema regulatorio instaurado a partir de la reforma ha sido positivo en prácticamente todos los indicadores posibles. De acuerdo con información del MINEM<sup>3</sup>, desde 1995 hasta 2016, se ha mejorado no solo en inversión, sino en número de clientes, en capacidad instalada, en consumo per cápita, en reducción del porcentaje de pérdidas de distribución, entre otras.

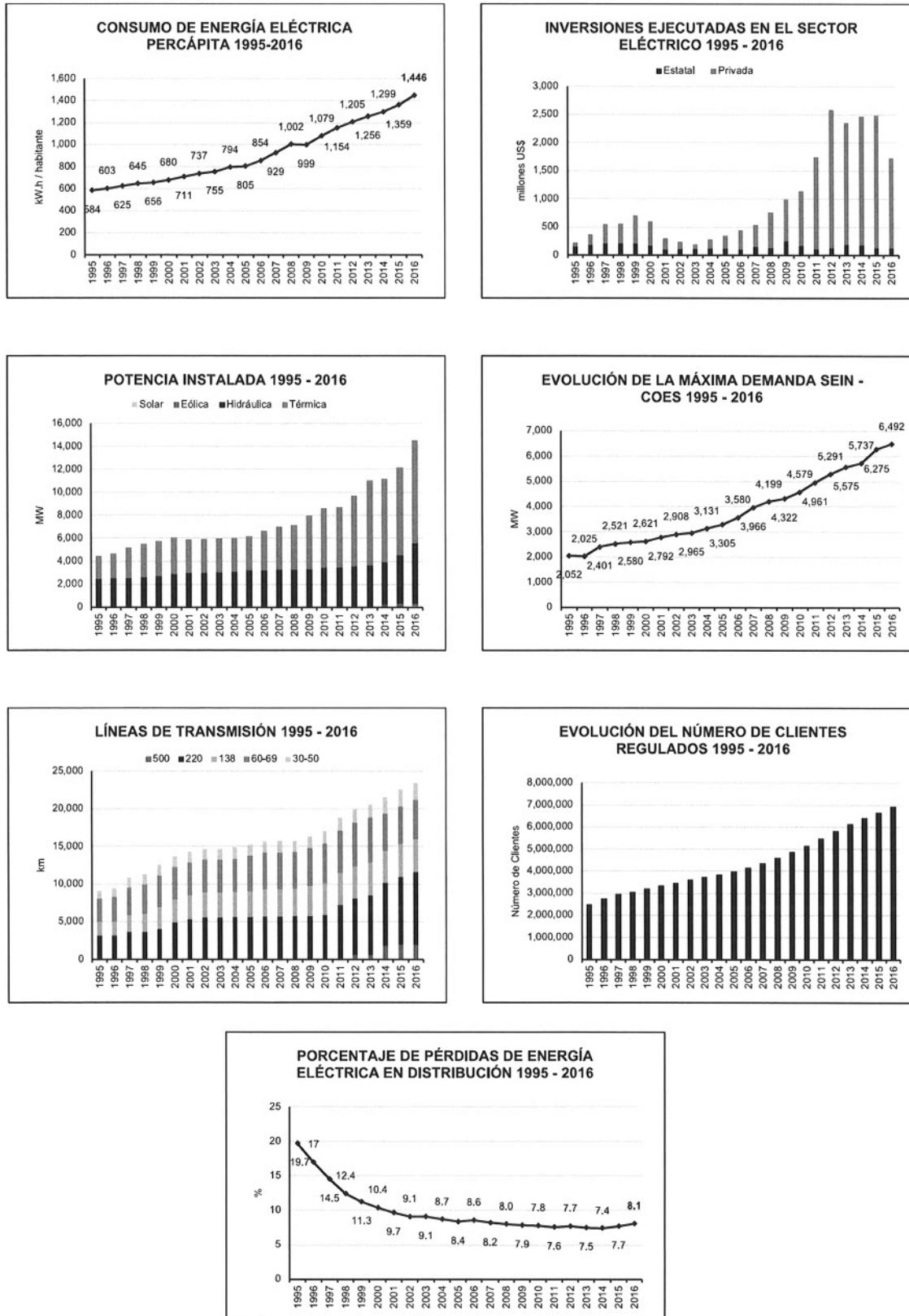
---

<sup>3</sup> MINEM. DGE. Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995-2016. En:  
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/00\\_%20Documento%20Evoluciones%201995-2016\\_Rev1.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/00_%20Documento%20Evoluciones%201995-2016_Rev1.pdf)  
T. (+51) 1 628 1502  
Av. Benavides 1555 of. 801, Miraflores  
[www.lqg.com.pe](http://www.lqg.com.pe)



**LQG**

Energy & Mining Consulting  
LAUB | QUITANDRIA | GOMERO



T. (+51) 1 628 1502  
Av. Benavides 1555 of. 801, Miraflores  
[www.lqg.com.pe](http://www.lqg.com.pe)

Todos estos resultados han sido posibles en gran parte debido al esquema regulatorio instaurado para garantizar retornos predecibles en el largo plazo, entre las cuales destaca el establecimiento de la TA.

Nótese que la razón por la que esta TA se estableció en una norma con rango de ley fue precisamente para darle estabilidad a las reglas de juego. Pero no solo la TA, sino también su propio mecanismo de revisión. Bajo esta premisa, la constitucionalidad del PL no es tan clara en tanto lo jurídico también tiene que ver con lo que es razonable y proporcional y, en este sentido, el cambio de la TA a través de un proceso que no cuenta con el escenario de discusión técnica y especializada que se espera para un cambio tan radical de las condiciones económicas de toda la industria eléctrica, es claramente desproporcional e irrazonable. Bajo este escenario, el PL no solo involucra en sí mismo la modificación de la TA, sino que incorpora un cambio de concepto en la forma de establecer el marco remunerativo aplicable a toda la industria, eliminando de plano toda discusión técnica entre los agentes, el regulador y el MINEM, para instaurar un escenario de discusión político sobre la materia.

## 5. EL PROYECTO DE LEY No 5108/2020-CR.

El PL modifica radicalmente el esquema regulatorio y remunerativo de las actividades de la industria eléctrica en tres aspectos principales:

- Reduce la TA del 12% al 10%.
- Establece que la TA debe ser revisada 4 años (modificando el procedimiento actual de revisión).
- Establece que OSINERGMIN deberá reajustar las tarifas dentro de los 100 días desde emitida la norma, adoptando la nueva TA.

El alcance del PL no queda muy claro en tanto el Artículo 2 establece que tiene alcance exclusivamente para la actividad distribución eléctrica, mientras que la primera Disposición Transitoria señala que OSINERGMIN realizará todas las medidas necesarias para reajustar todas las tarifas eléctricas, incorporando la nueva TA. Esta última visión se encuentra también en la Exposición de Motivos del PL cuando señala que la actualización de las tarifas debe darse en todos y cada uno de los eslabones del sector eléctrico.

La Disposición Transitoria del PL es fundamental para entender el alcance e implicancias del mismo, ya que no se agota en la reducción de la TA sino que además ordena a OSINERGMIN que disponga lo necesario para que en el plazo de 100 días todas las tarifas de electricidad incluyan la nueva TA. Con ello, la periodicidad de los procesos tarifarios consignada en el marco legal no se respetaría. Actualmente, los precios en barra y el peajes correspondientes a los SPT y SGT se fijan cada año. Por su parte, el peaje correspondiente a los SST y SCT se fija cada 4 años. De igual forma, el peaje de distribución (VAD) se fija cada 4 años. Según el PL, sin embargo, en 100 días OSINERGMIN tendría que recalcular todas tarifas, lo cual, por lo demás, es prácticamente imposible desde el punto de vista operativo, si se toman en cuenta las diversas etapas que rigen un procedimiento tarifario, conforme a lo estipulado en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, y la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobado por Resolución N° 080-2012-OS-CD.

En relación a ello, la nueva TA del 10% aplicaría no solo a las nuevas inversiones, sino también a las inversiones existentes y aquellas que se encuentran en ejecución. Este aspecto es particularmente sensible, pues en algunos casos, los costos de inversión que se reconocen tarifariamente a favor de ciertos inversionistas están “congelados”, ya sea por aplicación de las normas vigentes, o incluso por contratos de concesión que califican como contratos-ley.

Las consideraciones expuestas ponen en evidencia que el PL supone un cambio radical e intempestivo en una de las principales reglas de juego que rigen las inversiones en el mercado eléctrico, las cuales se encuentran consignadas en el marco legal y, en algunos casos, en contratos. Los argumentos que sustentan el PL se encuentra en su Exposición de Motivos, los cuales serán revisados a continuación:

(i) La TA no ha sido revisada por mucho tiempo.

Al respecto, la TA no se ha revisado desde la reforma porque no hubo tal necesidad. Precisamente por ello, se estableció un mecanismo de revisión de la TA el cual ya está en marcha a partir de un estudio contratado por el OSINERGMIN en el 2018, quedando pendiente que sea el MINEM quien evalúe esta propuesta, en el marco de la revisión regulatoria en materia eléctrica que viene realizando la Comisión de Reforma del Sector Eléctrico (CRSE), creada mediante la RS N° 006-2019-EM.<sup>4</sup>

El hecho que la TA no se haya modificado hasta el momento no es fundamento para su revisión pues el solo paso del tiempo no justifica un cambio regulatorio. Este cambio debe justificarse en la variación de las condiciones sobre la base de las cuales se estableció dicha regulación. El mecanismo de revisión existe pero no ha sido establecido de forma imperativa, sino como resultado de una revisión técnica llevada adelante por los organismos encargados de la regulación y normatividad del sector eléctrico.

Pero lo cierto es que la TA ya se encuentra en revisión por parte de las autoridades técnicas responsables del sector. En efecto, entre los años 2017 y 2018 se llevó a cabo una consultoría a solicitud de OSINERGMIN, siguiendo el procedimiento establecido en el artículo 79º de la LCE. Esta estuvo a cargo de la empresa “Mercados Energéticos Consultores” y culminó con la emisión de un extenso informe denominado “Revisión de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas”. Dicho informe, por lo demás, ha sido recogido como documento de trabajo por la denominada CRSE.

Uno de los temas que se ha propuesto la CRSE consiste precisamente en la revisión de la TA contemplada en la LCE. Conforme a lo dispuesto en la RS N° 006-2019-EM, la CRSE estará vigente por un periodo de 24 meses, siendo que, al término de dicho periodo presentaría al MINEM un informe final que contenga las propuestas de reforma al marco normativo. En ese sentido, es claro que en la actualidad existe un procedimiento en

---

<sup>4</sup> Artículo 1º de la Resolución Suprema N° 006-2019-EM. La CRSE, integrada por el MINEM, OSINERGMIN y el MEF, tiene por objeto “realizar un análisis minucioso del mercado de electricidad y del marco normativo relacionado a los Subsectores Electricidad e Hidrocarburos, en lo relacionado a la provisión de energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y desarrollo del Subsector Electricidad en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica”.

trámite de revisión de la TA, observando los parámetros establecidos en el artículo 79 de la LCE.

(ii) La TA representa la rentabilidad de las empresas.

No es correcto afirmar que la TA equivale realmente a la rentabilidad de las empresas y que esta es del 12%. Como se ha dicho, la TA es un instrumento que impacta en la rentabilidad de las compañías dependiendo del modelo regulatorio o tarifario de que se trate. Así, en el caso de la distribución eléctrica, por ejemplo, en una de sus etapas, la TA representa una tasa teórica que mide el retorno sobre inversiones de una “empresa modelo eficiente”, es decir, de una empresa “ideal” que no existe en la realidad. Bajo esta premisa, no hay un camino directo entre TA y tasa de retorno sobre activos o sobre inversiones. Este camino pasa por un procedimiento regulatorio que va mediatisando el impacto de esta tasa casi siempre usado para limitar el retorno de las empresas reguladas.

La confusión de que la TA equivale a la rentabilidad de las compañías concesionarias deriva básicamente de obviar las complejidades inherentes a los mecanismos tarifarios y al proceso de reconocimiento de inversiones en la normatividad eléctrica. Como se señaló antes en este informe, la TA se incorpora o se “acopla” a un esquema regulatorio compuesto por varios elementos tarifarios que, en su conjunto, entregan el mensaje del retorno a la inversión de las compañías. Y que en caso del sector eléctrico, a la luz de la forma en que se han regulado estos otros elementos, la TA es un indicador positivo en el retorno de la inversión y tiene por objeto medir cuán riesgosa es la actividad, pero no tiene por efecto definir por sí y ante sí, la rentabilidad de las empresas, lo cual solo sería posible en un escenario en que lo efectivamente invertido sea consistente con los activos aprobados por el regulador para ser reconocido en la tarifa. Esto último es poco probable, precisamente por los principios de regulación por incentivos que usa el regulador para, por lo general, reducir el nivel de activos a reconocer.

(ii) La TA representa la tasa libre de riesgo más el premio por riesgo país, y el riesgo país se ha reducido en el tiempo.

Es cierto que la TA representa el nivel de riesgo de una actividad y que este nivel de riesgo es medido comúnmente en función de la tasa libre de riesgo más la prima por riesgo país. Pero ello no es todo, ya que el riesgo presente en la actividad depende mucho de la forma en que los retornos de los inversionistas son fijados, y este retorno es extremadamente sensible a la regulación misma y sobre todo a las actuaciones de las agencias de regulación. Medir el riesgo de una actividad, que es lo que pretende medir la TA, sin considerar el riesgo al que esta sometido esa actividad en específico, es un error y quita contenido al establecimiento de la TA. Este comentario sobre el riesgo específico del sector se realiza aun sin considerar los últimos eventos ocurridos a partir de la pandemia del COVID-19 y los efectos que estos eventos han traído sobre el sector, y sin considerar la incertidumbre que ha puesto sobre la economía de las empresas eléctricas en general y de las empresas de distribución en particular.

De hecho, es muy llamativo que la información que ha servido de sustento para el PL haya sido la reducción de los índices del Diferencial de Rendimientos del Índice de Bonos

de Mercados Emergentes (EMBIG), recogidos por el BCR. Así, para sustentar la reducción del riesgo de las inversiones en el país, y de la posición privilegiada en términos de riesgo de nuestro país comparado con la media de Latinoamérica, el Congreso muestra información relativa a los meses de enero y febrero de 2020 en los que el Perú tenía indicadores de 112 y 122, respectivamente. Sin embargo, a partir de las obligaciones de confinamiento impuestas en nuestro país, estos indicadores se han modificado drásticamente, pasando a 249 y 278 en marzo y abril, respectivamente.

En consecuencia, si lo que sustentaba el PL era la reducción de los indicadores de riesgo país, a la fecha este escenario ha cambiado de forma radical, precisamente a partir de los efectos del COVID-19 sobre la economía en general. Habría que notar además que en este caso estamos hablando del riesgo país, dado que hace falta analizar el riesgo sectorial al que se encuentra sometido el sector eléctrico por los impactos presentados a partir de las obligaciones de confinamiento a nivel nacional. A estos temas en específico nos referiremos más adelante.

(iv) **La reducción de la TA beneficia a los usuarios mediante tarifas más justas.**

La reducción de la TA no necesariamente tiene por efecto beneficiar a los usuarios con tarifas más justas, ya que, en primer lugar, como se ha dicho, si la forma en que los activos se reconocen tarifariamente cambia, una eventual reducción de la TA puede no tener impacto efectivo en las tarifas y viceversa, un incremento en la TA que se realice junto con un menor reconocimiento de los costos de inversión en activos de las empresas tampoco tendrían impacto en la tarifa final. La TA es un elemento que debe verse en conjunto con los otros componentes tarifarios.

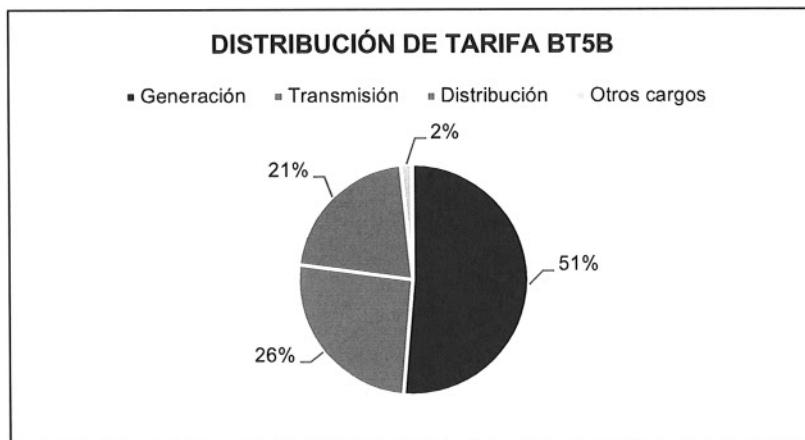
Pero no solo eso. La modificación de la TA puede terminar perjudicando a los usuarios en el sentido que un eventual castigo a los ingresos de la empresa sacrifica (en especial en estas circunstancias) la calidad del servicio y posterga la realización de nuevas inversiones para la expansión de la infraestructura y las nuevas conexiones. Lo primero afecta a los usuarios ya conectados y lo segundo afecta a los potenciales usuarios que ya no podrán ser conectados a la red privándolos de acceder al servicio público.

## **6. IMPACTO DEL PL EN LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN**

Si bien la TA es la misma (12%) para todas las actividades eléctricas, su impacto es variado y depende del entorno regulatorio de cada actividad en específico. En este sentido, la variación de la misma tiene distintos efectos económicos dependiendo de cada actividad. Aquí se verá cuál sería ese impacto en los segmentos de generación y transmisión. Siendo el propósito del PL ajustar la tarifa que paga el usuario eléctrico, en el presente apartado haremos referencia a cómo es que podrían verse alterados estos pagos por una reducción de la TA de la LCE, con el consecuente perjuicio al agente que brinda los respectivos servicios eléctricos. Para fines prácticos, hemos tomado como referencia la tarifa final de un usuario residencial (BT5B).

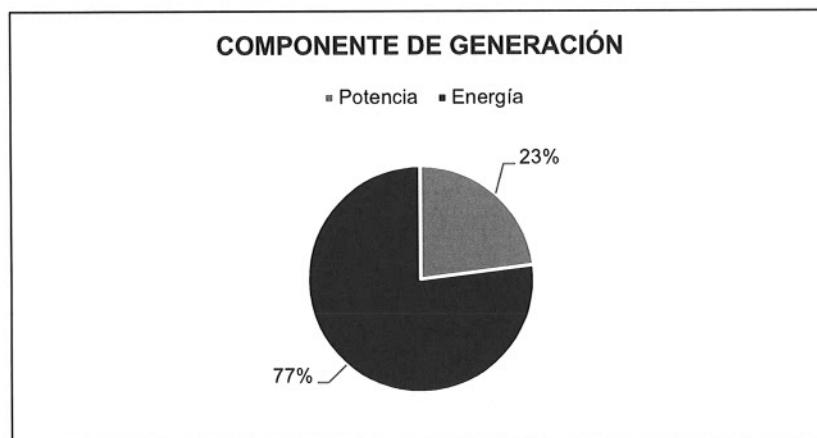
Como se sabe, la tarifa al usuario final se encuentra compuesta por tres componentes. En el siguiente gráfico vemos los porcentajes que corresponden a cada componente de la tarifa BT5B respecto de la tarifa total, tomando como parámetro la tarifa aprobada calculada en enero de

2020 donde la Generación representó el 51%, la Transmisión el 26%, la Distribución el 26% y finalmente otros cargos el 2%.



#### 6.1 Impacto en la actividad de Generación

El componente de Generación está compuesto por los Precios a Nivel de Generación (“PNG”) de Energía y de Potencia.<sup>5</sup> Proporcionalmente, la variable de energía representa el 77% y la potencia el 23%, tal como se muestra en el siguiente gráfico:




---

<sup>5</sup> A nivel regulatorio, el numeral 25 del artículo 1º de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (“LDGE”), define a los PNG como “(...) los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios”. De acuerdo con la LDGE la formación de los PNG son el resultado de ponderar (i) los precios firmes de los Contratos resultantes de las Licitaciones convocadas por las Distribuidoras al amparo de la LDGE (“Licitaciones”), y (ii) los Precios en Barra resultantes de los Contratos sin Licitación.

A la fecha, del total de contratos suscritos por Distribuidoras para atender al Mercado Regulado, 95% corresponde a Contratos resultantes de las Licitaciones:



Por mandato de la LDGE los precios de potencia y energía contenidos en los Contratos resultantes de las Licitaciones tienen la condición de “Precios Firmes”. Estos no pueden ser modificados salvo que medie una adenda aprobada por OSINERGMIN. Estos precios no tienen ninguna indexación a la TA de la LCE, por lo que una modificación de la misma no tiene implicancia alguna. En esa línea, de plano, el 95% del componente de generación que se incluye en la tarifa final de usuario regulado permanecería inalterable ante una eventual modificación de la TA, como la que propone el PL. Con respecto al 5% restante, que corresponde a Contratos sin Licitación, el eventual impacto de una modificación de la TA debe tomar en cuenta cómo se forman los Precios en Barra de Potencia (“PBP”) y Energía (“PBE”).

Al respecto, las Tarifas Barra y sus respectivas fórmulas de ajuste, son fijadas anualmente por el OSINERGMIN y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año, siguiendo la siguiente metodología:

(i) El Precio en Barra de Energía o PBE

El PBE se calcula sobre la base de un pronóstico de Costos Marginales de Energía (“CMg”) propuestos por el COES considerando un período de estudio de 36 meses, que se componen de 12 meses previos al 31 de marzo del año en curso y el pronóstico para 24 meses siguientes. El pronóstico de CMg es el resultado de un modelo de operación eficiente del SEIN que toma en cuenta la demanda eléctrica proyectada, el cronograma de obras de generación y transmisión, y un programa de operación que minimiza el costo operativo, teniendo en consideración las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de los combustibles, así como la TA prevista en el artículo 79º de la LCE. Este modelamiento de la operación se obtiene utilizando el modelo de despacho de energía multimodal denominado “PERSEO”.

Sin perjuicio de ello, cabe precisar que la LDGE establece que “*El Precio en Barra que fije OSINERG, no podrá diferir en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de*

*los precios de las licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establezca en el Reglamento”<sup>6</sup>.*

Dada la coyuntura de sobreoferta de generación eficiente, que determina la existencia de CMg deprimidos, los Precios en Barra terminan siendo inferiores en más de 10% respecto al Precio Promedio de Licitaciones (precios que provienen de otra coyuntura), y a consecuencia de ello, el PBE termina ajustándose al límite inferior de la banda del +/- 10% de los precios firmes resultantes de Licitaciones. En el corto-mediano plazo, se espera que esta situación siga manteniéndose, y mientras ello ocurra, el PBE vendrá definido por el Precio Promedio de Licitaciones antes que por la metodología incluida en la LCE.

(ii) El Precio Básico de Potencia o PBP

El PBP se determina a partir de la valorización teórica de una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. Acorde con este concepto, el PBP corresponde a la anualidad de la inversión de la unidad de punta (incluyendo sus costos de conexión), más sus costos fijos de O&M anual, conforme estos se detallan en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 260-2004-OS/CD.

En tanto proceso que involucra anualizar la inversión de una infraestructura, el mismo requiere de la aplicación de una tasa de descuento que en el caso concreto corresponde a la TA. Así, el precio de potencia se establece como la anualidad de pago de esta inversión descontada a la tasa del 12%. Bajo esta premisa, en realidad, el pago de potencia no representa los costos fijos reales de las empresas de generación, ni representa su rentabilidad, sino los costos de esta “central ideal”, sobre la base de la cual se construye dicho concepto.

El PBP no se ajusta al Precio Promedio de Licitaciones, como ocurre con el PBE. Por tanto, en este caso sí existe un impacto a causa de la reducción de la TA del 12% al 10%. En este sentido, la reducción del PBP sí afecta la remuneración por potencia de los generadores. Ello en el corto plazo beneficiaría, aunque muy poco, al usuario regulado (ya que la reducción del PBP aplicaría a un porcentaje minoritario de contratos).

En consecuencia, en el caso de la generación eléctrica, la TA tiene un impacto notorio en cuanto a la determinación de los ingresos por potencia de los generadores. En el caso de los contratos para el mercado regulado, su aplicación como se ha visto es muy residual, sin embargo sí tendrían impacto no solo en el precio que reciben las centrales de generación como consecuencia de las transferencias de potencia en el mercado spot.

A diferencia de lo que ocurre en los segmentos de transmisión y distribución, los generadores sí cuentan con herramientas para trasladar los menores ingresos de un mercado a otro. Debido a ello, es posible que algún impacto negativo en ingresos en el lado de la potencia, se compense por el lado de la energía mediante un incremento del precio de la energía en los contratos que suscriban en el mediano plazo, tanto con clientes libres como con distribuidoras para atender el

<sup>6</sup> Los criterios y metodología para efectuar esta comparación de precios se encuentran regulados en la Resolución N° 273-2010-OS/CD mediante la cual se aprobó el Procedimiento para Comparación de Precios Regulados.

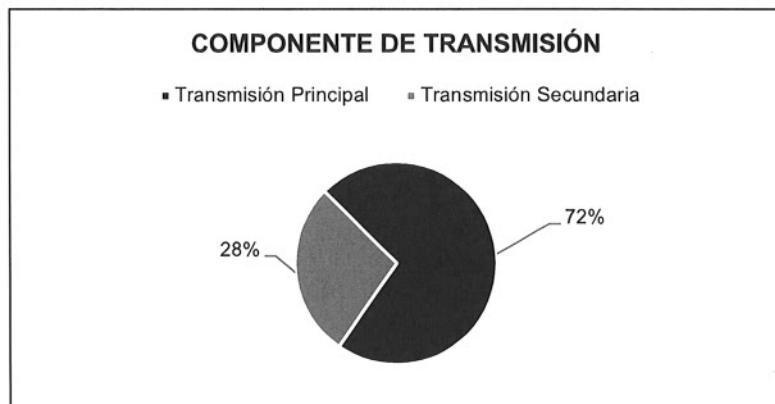
Mercado Regulado. Este efecto se reflejaría en las ofertas de precios para los nuevos procesos de Licitación. En otros términos, el impacto inmediato que sufrirían los generadores por la reducción de sus ingresos por potencia podría ser trasladados al precio de la energía en los futuros Contratos de Licitación.

Lo importante es conocer que, una eventual reducción de la tarifa en el componente de generación, que ya es mínimo, podría significar en el mediano plazo el efecto inverso, lo cual no es compatible con la finalidad que persigue la iniciativa legislativa.

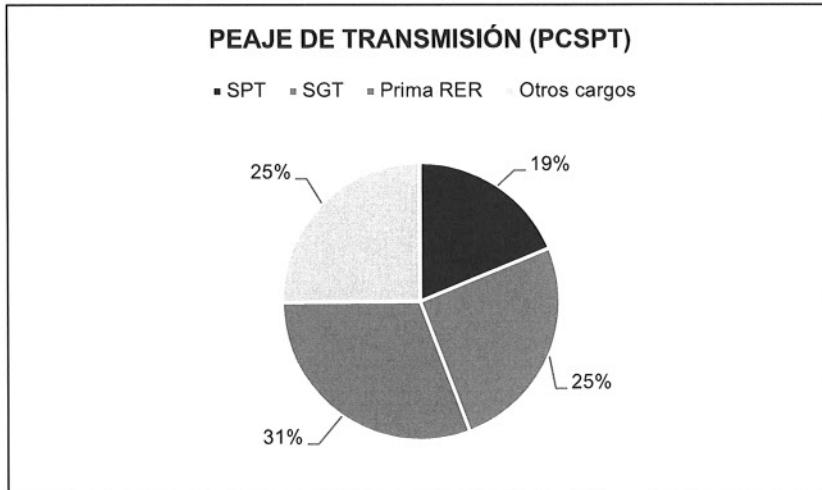
## 6.2 Impacto en la actividad de transmisión

El componente de transmisión representa el 26% de la tarifa del usuario final. Este componente se puede diferenciar en transmisión troncal o principal compuesta por el Sistema Principal de Transmisión (“SPT”) y Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”); y, transmisión secundaria o “subtransmisión”- compuesta por el Sistema Secundario de Transmisión (“SST”) y Sistema Complementario de Transmisión (“SCT”).

De ambas, la transmisión principal (SPT y SGT) es la que representa el mayor porcentaje respecto del componente total de transmisión, con un 72%; mientras que la transmisión secundaria (SST y SCT) representa el 28% restante.



Una eventual modificación de la TA tendría un impacto distinto en cada segmento. Un aspecto a destacar en el segmento de transmisión es la existencia de los denominados “Cargos Adicionales”, que son mecanismos de recaudación creados por normas con rango de ley que buscan subsidiar proyectos de naturaleza distinta a la transmisión, tales como las Centrales de Reserva Fría, Centrales RER, Nodo Energético del Sur, entre otros. A la fecha, estos representan el 56% del total cargado a los usuarios, mientras que el 46% restante corresponde a la transmisión propiamente dicha (SPT y SGT). Entre los Cargos Adicionales aquel que tiene un mayor peso es el correspondiente a las Centrales RER.



(i) Sistema Principal de Transmisión (SPT)

En este caso se usa el concepto de Costo Total de Transmisión, que comprende (i) la anualidad de la inversión - VNR y, (ii) los costos estándares de O&M; todo ello para el Sistema Económicamente Adaptado. El artículo 59° de la LCE dispone que las inversiones anuales son calculadas a partir del VNR<sup>7</sup>, una vida útil de 30 años y la TA<sup>8</sup>.

Entonces, una reducción de la TA como la propuesta debería conllevar a una reducción de la tarifa final respecto a este componente. Siendo ello así, la eventual reducción de la TA impactaría en los ingresos de los titulares de los SPT y con ello la tarifa a trasladar al usuario final. Sin embargo, cabe precisar que esta potencial reducción no sería representativa. Ello en la medida que la tarifa correspondiente al SPT representa el menor de los porcentajes dentro de los componentes que conforman la transmisión principal, con un 19%. En tal sentido, los SPT representan el 4.8% de la tarifa final aplicable al usuario regulado.

(ii) Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y “Cargos Adicionales”

El régimen aplicable a los SGT proviene de la LDGE, que buscó promover inversiones en transmisión a través de Contratos BOOT. En estos casos, el inversionista goza de un régimen de ingresos garantizados que son definidos en contratos-ley. La característica fundamental de los SGT es que se dan como resultado de un proceso de licitación en el que al adjudicatario se le reconoce una remuneración constante y predecible, que le permite la recuperación de la inversión en un plazo de 30 años, “anclando” el valor del costo de la inversión, la cual equivale al monto ofertado en la licitación.

<sup>7</sup> El artículo 76° de la LCE establece que el VNR representa el costo de reemplazar las obras y los activos físicos destinados a proveer el mismo servicio manteniendo la tecnología y los precios.

<sup>8</sup> Lo anterior es sin perjuicio que en casos particulares, como ocurre con el SPT de REP, la remuneración no se rija por lo dispuesto en la LCE sino más bien por lo estipulado en el contrato que firmó con el Estado como resultado de un proceso de promoción de la inversión privada.

