

EL PROCESO DE PRÓRROGA DE CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS DEL CASO BRASILEÑO DESDE LA PERSPECTIVA
DE LOS PAÍSES LATINOAMERICANOS





AUTORES Y COLABORADORES:

David Felipe Acosta Correa, Alessandra Genu Dutra Amaral, Roberto Cajamarca, Sandra Marcela Quijano López, Andrea Perez, Romina Aguillar, Lucía González, Larissa Cunha, Horacio Nadra, Claudio Bulacio, Gastón Blanquet, Hilario Bistoletti, Edgardo Volosín, María José Pérez Vanmorlegan, Jose Luis Marinelli, Luiz Felipe Falcone De Souza, Lucas Noura De Moraes Rego Guimarães, Fabiano Carvalho da Rosa, Talita Darwiche, Guilherme Lencastre, Anna Paula Pacheco, Aldo de Jesus Pessanha, Vanderlei Martins, Cristiano De Lima Logrado, Enio da Cunha Leal, Francisco Mualim, Víctor Alejandro Tavera, Pablo Antonio Jofré, Daniel Ignacio Gómez Sagner, Patricio Molina, Gina Constanza Pastrana Silva, Yohana Galvis Silva, Patricio Quituisaca, Vicente Barrera, Sergio Zambrano, Lissette Barrios Pinzón, Dimas Carranza, Mónica Cataldo, Jorge Ponce, Javier Alexander Muro Rosado, Giancarlo Pérez Salinas, Walter Sciutto Brattoli, Ernesto San Miguel Lynch.

Fecha:
Mayo de 2024



ÍNDICE

	INTRODUCCIÓN	5
01	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	11
	ARGENTINA	12
	CHILE	14
	COLOMBIA	16
	ECUADOR	18
	GUATEMALA	20
	PERÚ	22
	EUROPA	24
02	CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CASOS DE PRÓRROGA APLICADOS EN BRASIL	26
	CONTEXTO HISTÓRICO DE LAS CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN EN BRASIL	27
	PROCESOS DE PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES QUE VENCEN EN BRASIL EN EL PERÍODO DE 2025 A 2031	29
03	COONSIDERACIONES FINALES	36
04	REFERENCIAS	38



INTRODUCCIÓN

La actividad de distribución de energía eléctrica, al tratarse de un monopolio natural y de un servicio público, tiene como objetivo la eficiencia y el acceso universal, y opera bajo lo que se denomina régimen regulado, en el que la remuneración y la tarifa es moderada por la normativa, a diferencia de lo que sería un régimen de mercado libre. En algunos países se aplica un modelo basado en concesiones, que tiene como objetivo establecer la base jurídico-regulatoria para la prestación del servicio, así como los derechos y obligaciones de las partes involucradas.

América Latina es una región que presenta una pluralidad de modelos regulatorios, a la vez que conserva como objetivo común promover la calidad en el suministro, la satisfacción del consumidor, la garantía del equilibrio económico-financiero de las partes y el desarrollo sostenible del sector energético.

La actividad de distribución desempeñó inicialmente un papel centrado en la expansión de la red y la integración de nuevas unidades de consumo en el sistema, y hoy en día se enfrenta al desafío de continuar brindando este tipo de servicio al mismo tiempo que se requiere satisfacer la creciente electrificación y la incorporación de recursos energéticos distribuidos.

Con el objetivo de contribuir al debate en curso en Brasil sobre el proceso de prórroga de las concesiones de distribución de energía eléctrica, este documento se ha estructurado en tres partes. La primera parte presenta un análisis que des-

cribe los modelos regulatorios de prestación del servicio de distribución existentes en los países miembros de ADELAT - Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica en América Latina. La segunda parte contextualiza el régimen brasileño y analiza la discusión en torno a las directrices propuestas por el Ministerio de Minas y Energía brasileño para el proceso de prórroga en curso en el país. La tercera parte presenta consideraciones finales para contribuir a la discusión acerca del modelo a aplicar en el proceso de renovación de las concesiones que mejor atienda el interés público.

Conforme la Tabla 1, se abordan objetivamente seis temas clave en el proceso de evaluación estratégica del modelo de distribución en Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú. Estos son: 1) modelo de contratación; 2) plazo y duración de los contratos; 3) condiciones de prórroga; 4) obligaciones contractuales; 5) suspensión contractual; y 6) remuneración indemnizatoria de los activos. Adicionalmente, se presenta una caracterización resumida de los modelos de distribución europeos.

Tabla 1. Visión Estratégica de la Prórroga del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica en los países miembros de ADELAT.

EVALUACIÓN ESTRATÉGICA	ARGENTINA	BRASIL	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	GUATEMALA	PERÚ
Modelo de Contratación	Concesión	Concesión	Concesión	Autorización	Autorización	Autorización	Concesión
Plazo y Duración	95 años	30 años	Plazo indeterminado en las antiguas concesiones y temporal en las nuevas operadoras	Plazo indeterminado	Plazo de vigencia establecido en el título de habilitación	50 años	Plazo indeterminado
Condiciones de Prórroga	Se establece un período de gestión cada 10 años (actualmente suspendido).	Puede ser prorrogado por 30 años más	No se aplica a las antiguas concesiones y no hay previsión de prórroga para las nuevas operadoras	No hay previsión contractual, ya que el plazo es indeterminado	Puede ser prorrogado si es conveniente para el interés del Estado	No hay previsión de prórroga	No hay previsión contractual, ya que el plazo es indeterminado
Obligaciones Contractuales	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas, Calidad, Seguridad, Control Patrimonial, Atención al Consumidor	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, acceso a terceros, plan de inversión, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas de plazo indeterminado, calidad, plan de inversión, atención al consumidor, prevención de pérdidas de energía.	Aplicación de tarifas reguladas, expansión del sistema, calidad, atención al consumidor.	Aplicación de tarifas reguladas, calidad, mantenimiento del sistema, acceso a terceros.	Aplicación de tarifas reguladas, expansión y mantenimiento del sistema, calidad, atención al consumidor, acceso a terceros.
Suspensión Contractual	Cuando las penalidades anuales superen el 20% de los ingresos anuales del distribuidor	Cuando no cumpla con los requisitos de calidad y gestión económico-financiera	Cuando no se realicen 2/3 de las obras del plan de inversiones	En general, cuando no cumpla con los requisitos de conformidad regulatoria	Casos previstos según LOSPEE - "Extinción de la autorización de operación"	Cuando las multas anuales superen en un 20% el ingreso anual, si la distribuidora niega el permiso de acceso a terceros, si se verifica una mala calidad del servicio, o por acuerdo mutuo	Cuando no se cumplan los requisitos de calidad, el suministro de la demanda regulada o el pago a los generadores al finalizar la concesión.
Remuneración Indemnizatoria de los Activos	A través de la venta de las acciones mayoritarias deducidas de las deudas.	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta (no depreciados)	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta	Mediante el cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria Neta	No se prevé indemnización debido a que se trata del propio Estado	Por medio de la valoración de los activos subastados deducidos de los costos incurridos.	Se valorizan los activos subastados, a los que se restan los costos incurridos para mantener la operación.



La actividad de distribución **desempeñó inicialmente un papel centrado en la expansión de la red** y la integración de nuevas unidades de consumo en el sistema.

Se constata que, en el segmento de distribución, muchos países no adoptan un plazo para las concesiones de distribución de energía eléctrica o, cuando lo hacen, el período de vigencia es considerablemente largo, precisamente porque los precios ya están regulados continuamente y la calidad del servicio se observa y evalúa permanentemente. De todos modos, se corrobora que el interés público siempre debe guiar la discusión sobre el mejor modelo y condiciones a establecer al firmar los contratos de prestación del servicio de suministro de energía.

Además, se complementa con una exposición detallada de la discusión en curso en Brasil sobre el proceso de prórroga de las concesiones de distribución de energía eléctrica. En resumen, la contextualización muestra que existen dos grupos de concesiones de distribución en Brasil:

(i) El primer grupo de concesionarias, compuesto por estatales y privadas, tuvo su contrato de concesión prorrogado por 20 años en 1995 y renovado por otros 30 años entre 2015 y 2018. En ambos casos, la prórroga

se realizó sin contrapartida financiera, solo se exigía el cumplimiento de las cláusulas económico-financieras y de calidad.

(ii) El segundo grupo incluye a las concesionarias que fueron privatizadas a través de subastas realizadas entre 1995 y 2001, con un plazo de contrato de 30 años. Para estas empresas, la adquisición del derecho de explotación de la concesión se realizó mediante licitación.

A partir de 2025, llegarán a término los contratos de 20 concesiones de distribución de energía eléctrica pertenecientes al segundo grupo, es decir, cuyas empresas fueron privatizadas después de 1995, bajo la Ley N° 9.074, la cual regula la concesión y prórroga de concesiones y permisos de servicios públicos. Existe una previsión legal y contractual respecto a la posibilidad de prórroga de estos contratos, a criterio del poder concedente, es decir, del Ministerio de Minas y Energía (MME), una vez verificado el cumplimiento del servicio adecuado.

Para contribuir con la discusión sobre el tema, las distribuidoras y otros agentes del sector han presentado sus contribuciones en el marco de la Consulta Pública 152/2023 del MME, registrando posiciones particulares y reservas con la propuesta originalmente presentada por el Ministerio, según la Nota Técnica n.º 14/2023/SAER/SE (NT 14). Se destaca que el proceso de prórroga mencionado sigue en curso, habiéndose publicado una segunda nota técnica por parte del MME, la Nota Técnica n.º 19/2023/SAER/SE (NT 19), que analiza las contribuciones formuladas por los agentes en la Consulta Pública mencionada anteriormente. Como próximos pasos, se espera la publicación de las directrices finales por parte de la Casa Civil a través de un decreto, y posteriormente la regulación por parte de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

A modo de síntesis, a continuación, se exponen cuatro puntos clave de este debate en curso en Brasil.

Criterios mínimos para la prórroga de las concesiones que vencen: el MME establece dos criterios que las empresas de distribución deben cumplir para poder extender la concesión. El primer criterio se refiere a la calidad del suministro basada en indicadores de frecuencia y duración promedio de las interrupciones (FECi y DECi). El segundo criterio se refiere a la eficiencia de la gestión económico-financiera de la concesión (EBITDA mayor que la suma de QRR - Cuota de Reintegración Regulatoria e Intereses de la Deuda). La elección de estos criterios demuestra la adherencia a la regulación vigente y permite una evaluación objetiva por parte del poder concedente, contribuyendo así a un entorno de seguridad jurídica y previsibilidad en el sector, así como a la preservación de la igualdad entre las empresas del sector de distribución.

Contrapartidas sociales y recursos financieros vinculados: El MME recomienda que la prórroga de las concesiones que vencen debe ir acompañada de contrapartidas sociales que aborden cuestiones relacionadas con la mejora del segmento de distribución, en forma de inversiones dirigidas a la eficiencia energética y la modernización de las redes de distribución. En cuanto a las fuentes de recursos financieros para la aplicación de estas contrapartidas sociales, el MME presentó cuatro posibilidades en su NT 14: (i) eventual excedente económico obtenido por las concesionarias; (ii) recursos destinados actualmente a programas de eficiencia energética; (iii) otros ingresos relacionados con actividades accesorias propias y complementarias, así como los relacionados con sanciones aplicadas por las distribuidoras, como el exceso de demanda y la energía reactiva; y (iv) excedentes del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales otorgados a ciertas regiones del país.

Después de las contribuciones del sector sobre la inadecuación de la cobranza de contrapartidas basadas en la medición de excedentes económicos y beneficios fiscales de SUDAM/SUDENE, debido a cuestiones legales, fiscales y regulatorias, el origen de los recursos inicialmente propuestos para la aplicación en las contrapartidas sociales generó la necesidad de un análisis crítico por parte del MME. En la reciente NT 19, el MME expone su acuerdo con la inadecuación de la cobranza de contrapartidas basadas en la medición de excedentes económicos y la imposibilidad jurídica de capturar los beneficios fiscales de SUDAM/SUDENE.

Es necesario reconocer que el modelo regulatorio vigente ya incluye la compartición de los beneficios de eficiencia obtenidos por las empresas concesionarias a lo largo del tiempo con los

consumidores, y que estos beneficios se deducen de la tarifa en cada ciclo tarifario, haciéndola más accesible y generando beneficios para el consumidor. La ANEEL contempla, en varios aspectos de la metodología de revisión tarifaria, elementos que buscan reflejar estos valores eficientes, cuya referencia regulatoria se establece en función de la observación de los costos reales de las empresas. De hecho, el modelo actual aplica el Factor X (factor de compartición de ganancias de productividad) sobre los costos totales, la incidencia del costo ponderado de capital (WACC regulado) sobre la Base Regulatoria de Activos Amortizados y Depreciados (BRR líquida) de la empresa real, y modelos de competencia de referencia y benchmarking para definir niveles eficientes para los costos de operación y mantenimiento, las pérdidas eléctricas y la calidad del servicio prestado. Se reconoce que la regulación por incentivos aplicada por la agencia ha generado resultados significativos para los consumidores en términos de accesibilidad tarifaria en los costos gestionables por la distribuidora (Parcela B).

Digitalización y modernización de las redes:

el MME señala que la digitalización de las redes representa una oportunidad de ganancia tanto para el consumidor como para la concesionaria, y enfatiza este tema como algo a considerar en el proceso de prórroga de las concesiones. Sin embargo, el tema de la digitalización de las redes es demasiado importante para ser simplemente "acoplado" a las discusiones en curso sobre la prórroga de las concesiones, mereciendo una discusión separada y detallada sobre sus directrices. Además, sus efectos deben percibirse de manera equitativa y uniforme en todas las concesiones, y no solo en una parte. Se entiende que en el escenario adecuado será posible investigar y debatir con la sociedad, incluso cómo se remunerará adecuadamente la digitalización y, en

última instancia, cómo contribuirá a la transición energética. En este sentido, un nuevo papel a desempeñar por las distribuidoras en el contexto de la transición energética requiere que (i) la regulación se ajuste rápidamente con incentivos adecuados a los cambios previstos, conciliando la tarifa razonable, la mejora de la calidad y el equilibrio económico-financiero; y que (ii) el concedente otorgue una mayor flexibilidad en los instrumentos contractuales para que la regulación pueda adaptarse a los cambios tecnológicos a lo largo del tiempo, dada la evolución del proceso tecnológico predominante.

Remuneración de las inversiones en tecnologías modernas:

el MME propone incentivar la realización de inversiones en la modernización de redes y servicios. Los incentivos son parte integral del avance tecnológico deseado, de manera que el proyecto sea económicamente viable para la concesionaria, permitiendo la realización de inversiones a largo plazo en infraestructura y beneficiando a la sociedad con la prestación de servicios y el desarrollo de activos estratégicos para el país o la región. En este sentido, se desea un debate más profundo sobre el tema, sin que esto signifique un perjuicio en el plazo destinado a la prórroga de las concesiones. Es fundamental que las necesidades de inversión se asignen correctamente en el tiempo, de manera que su reconocimiento y remuneración sean suficientes y oportunos para garantizar la modernización de las redes, de manera sostenible para los negocios, gravando a los clientes solo en un nivel compatible con sus ingresos y necesidades.

Al comparar con modelos existentes en otros mercados, se puede observar que el modelo regulatorio brasileño, basado en la regulación por incentivos, ha permitido la mejora de los indicadores de calidad de servicio, la expansión de los sistemas, la universalización de los servicios de

suministro de energía eléctrica y, al mismo tiempo, la distribución de los beneficios de eficiencia a la sociedad.

Dentro del contexto de la transición energética, el sector de distribución de energía eléctrica juega un papel esencial, por su posición estratégica en la cadena de producción de la industria eléctrica. Por lo tanto, las distribuidoras deben tener una salud económico-financiera lo suficientemente sólida como para ser líderes en innovación y, así, servir de impulso para la transición.

La modernización de las redes implica una modernización correspondiente de los marcos regulatorios para proporcionar previsibilidad y garantía a las distribuidoras en cuanto a la remuneración de las inversiones, y transmitir señales de precio eficientes a los consumidores. Sin embargo, se entiende que estas mejoras regulatorias resultan de un proceso de revisión continua, siendo factible y recomendable que se realice de manera profunda y separada de cualquier discusión relevante sobre el régimen contractual aplicado a la distribución de energía eléctrica y al proceso de prórroga de los contratos, cuando sea aplicable.

El diseño de los modelos contractuales debe mantener como premisa el cumplimiento de los requisitos mínimos capaces de garantizar la calidad en el suministro, la satisfacción del consumidor, el equilibrio económico-financiero de las partes y el desarrollo sostenible del sector, además de agregar la flexibilidad necesaria para la evolución y adaptación de los marcos regulatorios frente a los desafíos de la transición energética.

En el caso brasileño, cumpliendo con los requisitos de calidad y sostenibilidad económico-financiera, la prórroga es la alternativa que mejor sirve al interés público, ya que evita la interrupción o deterioro en la prestación del servicio y los riesgos de frustración en posibles licitaciones.

01

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES



En los mercados de electricidad en América Latina se encuentran patrones de similitud en relación con el modelo organizacional de las actividades en el sector eléctrico y su apertura a la iniciativa privada.

En los mercados de electricidad en América Latina se encuentran patrones de similitud en relación con el modelo organizacional de las actividades en el sector eléctrico y su apertura a la iniciativa privada.

En este sentido, es importante recordar que la industria eléctrica latinoamericana ha pasado por ciclos de desarrollo, siendo el último caracterizado por reestructuraciones y apertura a capitales privados en las décadas de 1980 y 1990. Estas transformaciones han llevado a la celebración de contratos con el Poder Concedente para regir la explotación de las concesiones.

En el caso de las actividades de distribución, al

tratarse de industrias de red (monopolios naturales), prevalece el objetivo de la eficiencia en la prestación del servicio público, destacando la garantía de acceso universal y tarifas moderadas. En estos contratos, la principal preocupación radica en la capacidad del agente privado para realizar inversiones, operar instalaciones y proporcionar servicios de calidad.

Por lo tanto, el objetivo de este estudio es evaluar el estado de desarrollo jurídico-regulatorio en los contratos de distribución, comprendiendo el contexto de Argentina, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú, que cuentan con empresas asociadas a la Asociación de Distribuidoras de Energía Eléctrica en América Latina (ADE-

LAT), así como una caracterización resumida de los modelos de distribución europeos. Además, este trabajo se complementa con una exposición detallada de la realidad brasileña, apoyando el proceso en curso de prórroga de las concesiones. Para ello, se realizó una investigación de la legislación y se entrevistaron algunas distribuidoras de cada país, acerca de los principales atributos en el modelo de contratación de la distribución de energía eléctrica: el modelo de contrato, plazo y duración, condiciones de prórroga, principales obligaciones contractuales, suspensión del contrato y remuneración indemnizatoria de los activos.

Este trabajo también apoyará la evaluación del entorno regulatorio, derivado del régimen normativo adoptado en estos países latinoamericanos, que puede generar inseguridad jurídica, en mayor o menor medida, en lo que respecta a la evaluación del desempeño de las distribuidoras a lo largo de la vigencia de las concesiones. Lo anterior considerando que en los procesos de prórroga de los contratos, la inestabilidad de las reglas y criterios de aplicación puede afectar las negociaciones de manera ineficiente, así como las decisiones de los entes públicos que no consideran adecuadamente los impactos en el sector eléctrico y en los agentes económicos.

Con el fin de contribuir al debate sobre el régimen de explotación de las concesiones de distribución de energía eléctrica, a continuación se presenta un retrato descriptivo con información clave de los países ya mencionados. Con base en esto, se abordarán de manera objetiva seis temas importantes para el proceso de evaluación estratégica de los regímenes contractuales para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.



1.1. ARGENTINA

1.1.1

Modelo de Contratación

El servicio de distribución de electricidad se realiza a través de una concesión pública. La principal legislación que rige el mercado eléctrico en Argentina es la Ley N° 24.065/91, que estableció el régimen de concesión pública de energía eléctrica en el país, junto con los decretos N° 1398/92 y N° 1289/19. El poder concedente es la Secretaría de Energía, y se espera que en un futuro cercano pasen a ser responsabilidad de las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma y la Provincia de Buenos Aires (CABA-PBA). Actualmente la agencia reguladora es la ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad).

1.1.2

Plazo y Duración

La concesión es válida por 95 años, aplicándose el mismo período sin distinción entre las distribuidoras, desde la fecha inicial de este modelo en 1992. Sin embargo, la duración total de la concesión puede dividirse en varios períodos de gestión: el primero de 15 años y los siguientes de 10 años cada uno. Sin embargo, solo al final de la gestión y al comienzo del próximo período de 10 años, podrá producirse un cambio en el control accionario de la distribuidora, con la previa autorización del Poder Concedente.

1.1.3

Condiciones de Prórroga

El contrato puede prorrogarse una sola vez por 10 años a partir de la solicitud de la distribuidora, al menos 18 meses antes de la fecha de vencimiento. Y después de los 10 años, necesariamente se llevará a cabo un nuevo proceso de licitación de la concesión, del cual se destacan los siguientes puntos:

- a) Al menos 6 meses antes del período final, el regulador podrá realizar una licitación, in-

dicando las disposiciones tarifarias que se aplicarán durante los próximos 5 años.

.....
b) El actual responsable de la distribución podrá participar en la nueva licitación. Si la oferta es igual o superior a la mejor oferta económica de los demás participantes, el actual operador continúa siendo propietario de los activos. Si la oferta es inferior, el actual operador recibirá una adjudicación pagada por el proponente que gane la licitación. De esta manera, el actual operador recibirá una compensación por los activos en un plazo de hasta 30 días por parte del nuevo concesionario.

.....
c) Además, el regulador designará durante un período de dos años, un año antes y un año después de la licitación, a un supervisor responsable de garantizar los flujos de información en el proceso de licitación y transferencia de activos.

Este mecanismo, debido a la situación macroeconómica y diversas regulaciones de emergencia, está suspendido en su aplicación.

1.1.4

Obligaciones Contractuales

La distribuidora deberá atender el servicio de distribución en las áreas de concesión de acuerdo con los niveles de calidad establecidos por el regulador, a fin de aplicar la tarifa vigente. Para ello, deberá realizar inversiones para mantener el nivel de calidad exigido en el servicio de distribución y no representar un peligro para la seguridad pública.

También deberá brindar atención a la población para el servicio público de electricidad. No podrá hipotecar o empeñar los bienes de distribución, ni participar en actos que impliquen competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado.

1.1.5

Suspensión Contractual

La rescisión del contrato de concesión es posible cuando el monto total de las penalidades anuales supere el 20% de los ingresos anuales.

1.1.6

Remuneración Indemnizatoria de los Activos

En el caso de licitación del contrato de concesión, todos los bienes pertenecientes a la concesionaria y relacionados con la distribución de servicios públicos serán evaluados por las acciones mayoritarias del actual operador y adquiridos por el nuevo propietario. Detalladamente, lo que sucede es lo siguiente:

(i) Como las acciones mayoritarias (Clase A) tienen una garantía a favor del Estado Nacional (artículo 35), este procede a la ejecución de la garantía y a la venta de esas acciones (artículo 38).

.....
(ii) El valor obtenido por la venta de esas acciones se deducirá de las diferentes deudas de la concesionaria (artículo 9) y también de una indemnización por daños y perjuicios para la concedente, que varía entre el 30%, si ocurre en el primer tercio del período de gestión, y el 10%, si ocurre en el último tercio del período de gestión (artículo 38).

Si la parte incumplida fuera la concedente, se producirá la rescisión del contrato (artículo 39), activando el mencionado procedimiento de venta y deducción de deudas. En este caso, la indemnización por daños y perjuicios se sumará al valor correspondiente a la concesionaria.

Además, los operadores también deben constituir una póliza de seguro sobre sus bienes para minimizar los riesgos operativos.



1.2. CHILE

1.2.1.

Modelo de Contratación

El servicio de distribución de electricidad se establece de acuerdo con el modelo de concesión pública, pudiendo asignarse múltiples concesiones, dependiendo del área geográfica de atención a la población. La principal legislación que rige el mercado de la electricidad chileno es la Ley General de Servicios Eléctricos (D.F.L N° 4/20.018) y su reglamentación anexa. El poder concedente es el Ministerio de Energía y la autoridad reguladora es la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En Chile pueden otorgarse concesiones sobre zonas ya concedidas en todo o parte a una empresa. Al nuevo concesionario se le otorgarán las mismas obligaciones y derechos que al concesionario ya existente en dicha zona, con quien compartirá el territorio. Por esto, el concesionario no tiene un derecho exclusivo o de carácter de monopolio legal sobre la zona concedida.

1.2.2.

Plazo y Duración

Aunque el modelo se inició en 1988, ha habido cambios en la extensión de las concesiones territoriales. El período de una “concesión definitiva” puede ser indefinido, lo cual ha sido comúnmente aplicado, y la ley también permite la posibilidad de implementar concesiones temporales.

1.2.3.

Condiciones de Prórroga

En general, en el contrato no hay términos de prórroga, ya que no se establece un plazo final acordado. Por lo tanto, no hay condiciones de prórroga establecidas previamente.

En los últimos 20 años, no ha habido casos de

rescisión contractual. Sin embargo, en esta situación, el Poder Concedente deberá identificar quién ejecutará provisionalmente el servicio. Y en caso de retirada de la concesión, el Presidente de la República lanzará, dentro de un año, una nueva licitación para la adjudicación del servicio. En la regulación de la nueva licitación, el Poder Concedente establecerá las siguientes condiciones:

a) Definición del Plan de Inversiones mediante la indicación de las nuevas actividades de refuerzo, mantenimiento y mejora de las infraestructuras existentes, a través de un cronograma de ejecución, con indicación de la compra de nuevos bienes y el plazo en que se realizará.

b) Para participar en la licitación, las empresas deberán depositar una fianza garantía, que no podrá ser inferior al 10% del valor de todos los bienes y derechos que se adquirirán en el proceso de licitación de la concesión, indicada mediante la evaluación del Poder Concedente. En caso de no haber interesados, la licitación se reabrirá, sujeta a cambios en las condiciones económicas de participación.

c) Del monto obtenido por la adjudicación, se deducirán todos los costos incurridos y el saldo se destinará al antiguo concesionario. En caso de deudas sobre las infraestructuras, el saldo se depositará en el Tribunal de Santiago.

1.2.4.

Obligaciones Contractuales

Las concesiones de servicio público de distribución otorgan el derecho a utilizar bienes nacionales de uso público, para tender líneas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución en la respectiva zona de concesión.



“

Las distribuidoras deberán presentar un plan de inversión ante la autoridad reguladora y ejecutarlo de acuerdo con la decisión final del gobierno. Además, deberán cumplir con todas las normas legales y regulaciones relacionadas con las concesiones, en particular las normas técnicas de calidad y continuidad del suministro.

Las distribuidoras deberán respetar los términos y condiciones de la concesión según la Ley General chilena, de manera que atiendan a todos los consumidores dentro de su área de concesión. Las empresas distribuidoras de servicio público estarán obligadas a proporcionar servicio a quienes lo soliciten, ya sea que el usuario esté ubicado en el área de concesión o conectado a las instalaciones de la empresa a través de líneas propias o de terceros.

Para los sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada, las empresas distribuidoras deben garantizar una calidad según estándares y límites máximos de variación determinados por los reglamentos. En los sistemas cuyo tamaño es inferior o igual a 1.500 kilowatts en capacidad instalada, la calidad de servicio será establecida de común acuerdo entre el concesionario y la Municipalidad respectiva.

Las distribuidoras deberán presentar un plan de inversión ante la autoridad reguladora y ejecutarlo de acuerdo con la decisión final del gobierno. Además, deberán cumplir con todas las normas legales y regulaciones relacionadas con las con-

cesiones, en particular las normas técnicas de calidad y continuidad del suministro.

Según el artículo 47 del D.F.L nº4 / 20.018, la concesionaria podrá transferir el contrato a terceros previa autorización del Ministerio de Energía y de la Comisión Nacional de Energía, si se demuestra una eficiencia económica en el proceso de venta sin afectar la tarifa de los consumidores.

1.2.5.

Suspensión Contractual

Según el artículo 39 del D.F.L nº4 / 20.018, la concesión puede ser revocada si:

a) La concesionaria no cumple con lo establecido en el contrato de concesión pública;

.....
b) No se realizan al menos las dos terceras partes de las obras dentro del plazo establecido, según el plan de inversión indicado por la distribuidora al poder concedente, excluyendo casos de fuerza mayor y circunstancias accidentales.

Según el artículo 41 del D.F.L nº4 / 20.018, la con-

cesión también puede ser revocada en caso de incumplimiento de la calidad del servicio según las exigencias de la ley, los reglamentos o el contrato de concesión pública, sin perjuicio del derecho del concesionario a solicitar un plazo para su regularización. En estos casos, el Ministerio de Energía podrá autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio. Si durante el plazo de tres meses, el concesionario no volviere a tomar a su cargo la explotación garantizando su continuidad, el Presidente de la República podrá declarar caducada la concesión y disponer su transferencia a terceros.

Por último, según lo dispuesto en el artículo 47 del D.F.L. N° 4/2018, la concesión también puede ser revocada si, dentro de los 6 meses posteriores a la transferencia de activos, el nuevo concesionario no cumple con la Ley General.

1.2.6.

Remuneración Indemnizatoria de los Activos

La remuneración de los activos es determinada por el regulador, influenciada por la vida útil residual de los bienes, que depende de su naturaleza y se determina de acuerdo con las normas técnicas y contables del país.

Además, los bienes están asegurados de acuerdo con las directrices establecidas en el contrato de concesión, mediante pólizas adoptadas en el estándar internacional. El seguro se renueva anualmente a nivel local e incluye daños propios y de terceros.



1.3. COLOMBIA

1.3.1.

Modelo de Contratación

Las principales leyes que rigen el mercado eléctrico en Colombia son las Leyes 142/94 y 143/94, a través de las cuales se han definido los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, así como los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y supervisión. La Ley Eléctrica facilita el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, crea un entorno de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado.

Hay libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, mientras que para los negocios de transmisión y distribución se ha orientado el tratamiento de estas actividades como monopolios.

El servicio de distribución de electricidad no se realiza en régimen de concesión, por lo que no hay un procedimiento de adjudicación de concesiones para el desarrollo de dicha actividad. El régimen jurídico-regulatorio aplicado a la explotación de la actividad de distribución se realiza por empresas, de propiedad privada o estatal, que concurren al mercado para que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través de resoluciones particulares, les autorice la aprobación de una remuneración por la operación de sus activos, que otorga el derecho a la empresa distribuidora para aplicar cargos de distribución al mercado de comercialización en el que opera la empresa de distribución. Estos cargos de distribución se aplican en la fórmula general de costos unitarios (CU) de prestación del servicio de electricidad. Esta resolución particular de in-

gresos y cargos se sustenta en una metodología general de remuneración de la actividad de distribución, referida en el numeral 1.3.6 siguiente.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y sustentada en criterios de suficiencia financiera, eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Cualquier cliente puede acceder a la red de distribución pagando una tarifa de conexión y/o una tarifa de uso.

1.3.2.

Plazo y Duración

La normatividad del servicio de distribución de energía eléctrica no establece un plazo final de operación establecido previamente. La vigencia se entiende mientras la empresa opere y mantenga activos de distribución dentro de un mercado de comercialización.

1.3.3.

Condiciones de Prórroga

Al no tener un plazo final aplicado a la operación de las distribuidoras, no existen condiciones de prórroga previamente establecidas.

1.3.4.

Obligaciones Contractuales

Las penalidades impuestas a la empresa autorizada para operar el servicio de distribución se deben a incumplimientos en la atención, que generalmente están asociados a reclamaciones e indicadores de calidad.

La adopción de la regulación de calidad del servicio basada en los indicadores SAIDI y SAIFI está integrada en los esquemas de incentivos a las empresas para mejorar la calidad promedio del país. El incentivo, ya sea positivo o negativo, para cada indicador SAIDI o SAIFI se calcula a partir de variables reportadas por el DSO.



La normatividad del servicio de distribución de energía eléctrica no establece un plazo final de operación establecido previamente. La vigencia se entiende mientras la empresa opere y mantenga activos de distribución dentro de un mercado de comercialización.

La legislación del país incentiva la realización de inversiones, mediante el seguimiento de la autoridad reguladora, destinadas a expandir la red de distribución y la cobertura, y a mejorar la calidad del servicio en términos de continuidad y eficiencia, siendo remuneradas a través de la tarifa de prestación del servicio.

1.3.5.

Suspensión Contractual

La regulación de la prestación del servicio de distribución no establece condiciones de prórroga previamente establecidas ni existe la figura de suspensión contractual. El Gobierno define, a través de la CREG, la metodología regulatoria de evaluación de la calidad en el servicio de distribución (Resolución CREG 015 de 2018), y ejerce, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control y supervisión de la eficiencia y la calidad del servicio público de electricidad, así como la vigilancia y control de las entidades que prestan el servicio público de electricidad. En este marco existen unas causales de intervención de las empresas de servicios públicos domiciliarios.

1.3.6.

Remuneración de los Activos

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Las tarifas de distri-

bución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP), además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación.

La remuneración de los activos se define mediante un sistema de inventario de activos eléctricos y no eléctricos, en el cual el valor se basa en la definición de Unidades Constructivas (activos estandarizados: como transformadores, redes, plantas de subestaciones y otros) tasados a precios de mercado por consulta a precios históricos de un periodo especificado, tanto a distribuidores como fabricantes, que quinquenalmente elabora la autoridad reguladora. A partir de 2018, el modelo regulatorio de remuneración comenzó a considerar la depreciación de los activos de la distribuidora, según los períodos de vida útil remanente definidos por el regulador.

Además, para determinar la remuneración anual de los activos, el regulador define unidades constructivas según nivel de tensión y categoría, como subestaciones, centros de control, transformadores y otros. En este sentido, la autoridad reguladora ocupa una posición importante en la definición metodológica de la remuneración de la actividad de distribución, así como en la definición de las tarifas.



1.4. ECUADOR

1.4.1.

Modelo de Contratación

Las principales legislaciones que rigen el mercado eléctrico en Ecuador son la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) y sus reformas, y el Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (RGLOSPEE) y sus reformas. El Poder Concedente es el Ministerio de Energía y Minas

y la autoridad reguladora es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR).

Dependiendo de las características de la empresa, se aplica un régimen específico para la operación del servicio de energía. Para las empresas públicas y mixtas, se aplica una autorización de operación de acuerdo con el Art. 28 de la LOSPEE. Para las empresas privadas y de economía popular y solidaria, se aplica un contrato de concesión de acuerdo con el Art. 29 de la LOSPEE. Cabe destacar que todas las empresas de distribución de energía en Ecuador se consideran actualmente empresas públicas.

1.4.2.

Plazo y Duración

Corresponde al Ministerio de Energía y Minas otorgar, modificar y extinguir los Títulos de Habilitación para participar en actividades de distribución. De esta manera se cumple con la vigencia de la prestación del servicio establecida por el Ministerio en el respectivo título de habilitación (autorización de operación).

1.4.3.

Condiciones de Prórroga

El Art. 139 del Reglamento General de la LOSPEE establece que "En el caso de autorizaciones de operación, si es conveniente para el interés del Estado, las partes podrán acordar prorrogar la autorización de operación en los términos que sean convenientes para tal efecto".

Dado que solo existen empresas públicas que poseen los títulos habilitantes otorgados por el Poder Concedente, el proceso de actualización de sus respectivas autorizaciones de operación es gestionado por el Poder Concedente sin urgencia, de modo que su falta de actualización no afecta la operación de la distribuidora.



“

El Art. 139 del Reglamento General de la LOSPEE establece que “En el caso de autorizaciones de operación, si es conveniente para el interés del Estado, las partes podrán acordar prorrogar la autorización de operación en los términos que sean convenientes para tal efecto”

1.4.4.

Obligaciones Contractuales

Es obligación de cada empresa dedicada a la actividad de distribución ampliar su sistema de acuerdo con las directrices de planificación del Ministerio de Energía y Minas, para satisfacer, según lo establecido en su título de habilitación, cualquier demanda de servicio de energía eléctrica que sea necesaria, dentro de un área geográfica exclusiva establecida en ese mismo documento. La distribuidora también debe cumplir con los niveles de calidad con los que el servicio debe ser prestado, de acuerdo con la regulación establecida por la autoridad reguladora, la ARCERNR.

1.4.5.

Suspensión Contractual

La autorización de operación puede ser terminada en los siguientes casos, según la LOSPEE - Artículo “Extinción de la autorización de operación”:

1. Por cumplimiento del objeto de la autorización de operación;

2. Por vencimiento del plazo de la autorización de operación;

3. Por acuerdo mutuo de las partes, debidamente motivado y que no perjudique el interés del Estado;

4. Por renuncia del titular de la autorización de operación;

5. Por caducidad;

6. Por disolución y/o liquidación del titular de la autorización de operación;

7. Por quiebra del titular de la autorización de operación, cuando se trate de una empresa privada o de economía popular y solidaria; y,

Por otros motivos establecidos en la autorización de operación correspondiente.

En caso de rescisión basada en cualquiera de los párrafos del mencionado artículo, persistirá la responsabilidad del antiguo concesionario por daños ambientales, lo que implica también la obligación de restaurar los ecosistemas e indemnizar a las personas y comunidades, en su caso.

Sin perjuicio de las causas de caducidad previstas en el reglamento general de la LOSPEE y de la autorización de operación, el Ministerio de Energía y Electricidad, en ejercicio de su calidad de Poder Concedente, podrá declarar la caducidad de las autorizaciones de operación una vez constatada la ocurrencia de alguno de los nueve casos especificados (por ejemplo, por no realizar las inversiones previstas en la autorización de operación de manera injustificada) en la LOSPEE - Artículo "Causales de caducidad de la autorización de operación".

1.4.6.

Remuneración Indemnizatoria de los Activos

Cabe destacar que, en el caso de las empresas distribuidoras ecuatorianas, que en su totalidad son empresas públicas, no se prevé ninguna indemnización al concesionario, ya que se trata del propio Estado.

Las garantías establecidas en el Reglamento RGLOSPEE (Artículo 143) no se exigen a las empresas públicas que tienen títulos de autorización firmados. Los requisitos de garantía establecidos en los contratos de autorización de operación se aplican a las empresas mixtas.

1.5. GUATEMALA

1.5.1

Modelo Contractual

El servicio de distribución de electricidad se realiza a través de una autorización concedida por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) mediante la emisión de un acuerdo gubernamental que posteriormente se formaliza en un contrato celebrado por las partes. La principal legislación que enmarca este tema es la Ley General de Electricidad y su reglamento, que datan de 1996, cuando

se inició la modernización del sector de energía eléctrica y su apertura al capital privado. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM) con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones como regulador del subsector eléctrico.

1.5.2

Plazo y Duración

La autorización para el servicio de distribución final de electricidad permite al adjudicatario utilizar bienes de dominio público, de acuerdo con la Ley General de Electricidad

La autorización es concedida por el Ministerio de Energía y Minas, mediante Acuerdo Gubernamental, no pudiendo exceder el plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad, de modo que terceros puedan competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

La actividad de distribución de energía eléctrica en Guatemala se realiza a través de tres grandes distribuidoras de capital privado y 16 pequeñas empresas eléctricas municipales. Para las primeras, el Ministerio concedió la autorización en 1998 con el objetivo de desincorporarlas del Estado e iniciar la apertura del sector, lo que motivó la expansión de la cobertura eléctrica, garantía de suministro y atracción de inversiones extranjeras para mejorar la infraestructura eléctrica.

1.5.3

Obligaciones contractuales

Las distribuidoras tienen las siguientes obligaciones:

a) Proveer servicios de distribución de energía eléctrica de manera eficiente.

.....
b) Suministrar energía eléctrica de acuerdo con lo estipulado en el contrato de autorización, reconociendo las compensaciones

por el uso de tarifas de los sistemas de transmisión y distribución correspondientes.

.....
c) Observar todas las tarifas, términos y condiciones de las tarifas aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

.....
d) Ser responsables de celebrar contratos de compra y transmisión de energía eléctrica para la zona autorizada.

.....
e) Permitir que terceros utilicen sus redes, sistemas e instalaciones de distribución mediante el pago de peajes.

.....
f) Realizar las ampliaciones que les sean solicitadas, de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

.....
g) Cumplir con las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Distribución, elaboradas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

.....
h) Realizar el mantenimiento necesario en sus instalaciones de transformación y distribución, que componen el Sistema Nacional Interconectado.

.....
i) Tomar las medidas preventivas y de seguridad necesarias para evitar interrupciones en los sistemas de distribución, así como tomar las medidas necesarias para restablecer lo más rápido posible las líneas y equipos dañados que impidan la prestación del servicio.

.....
j) En caso de terminación de la autorización del servicio de distribución, la distribuidora debe continuar prestando el servicio hasta que se tomen las medidas necesarias para garantizar su continuidad.



La autorización es concedida por el Ministerio de Energía y Minas, mediante Acuerdo Gubernamental, no pudiendo exceder el plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad, de modo que terceros puedan competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

.....
k) Obtener y mantener vigentes todas las servidumbres sobre bienes de dominio público o propiedad privada que sean necesarias para la operación del objeto de la autorización concedida.

.....
l) Cumplir con las obligaciones establecidas por la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

1.5.5.

Caducidad de los Contratos

La rescisión del contrato de autorización es posible en los siguientes casos:

i. Cuando el valor total de las penalidades anuales exceda el 20% de los ingresos anuales;

.....
ii. Si la distribuidora se niega a permitir el uso por parte de terceros de las instalaciones sujetas a la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica;

.....
iii. Por acuerdo mutuo;

.....
iv. Si la distribuidora determina razonablemente que continuar desarrollando el objeto de la autorización no es viable;

v. Cuando existan evidencias de que se está prestando un servicio inadecuado, lo cual deberá ser verificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

1.5.6.

Indemnización por la Reversión de Activos

La rescisión del contrato de autorización resultará en la revocación de la autorización. En cualquier caso de terminación de la autorización, la distribuidora garantizará la continuidad del servicio, de acuerdo con la Ley General de Electricidad y su Reglamento, y el Ministerio de Energía y Minas tendrá el derecho de poseerla temporalmente hasta que todos los derechos y bienes de la autorización sean subastados en una subasta pública, a la cual el operador vigente y otros interesados pueden presentarse, dentro de los 180 días a partir de la fecha de terminación de la autorización.

El valor obtenido en la subasta se deducirá de todos los gastos incurridos y de todas las sumas pendientes de pago por parte de la distribuidora, en relación con la propiedad u operación de la autorización, incluyendo todas aquellas debidas en virtud del contrato de autorización, la Ley General de Electricidad, su Reglamento, o cualquier otra suma debida por daños y perjuicios, derechos, servidumbres sobre bienes de dominio público o propiedad privada y cualquier otra. El saldo será entregado a la distribuidora, que se compromete a no oponerse a la subasta pública.



1.6. PERÚ

1.6.1

Modelo de Contratación

El contrato relacionado con el servicio de distribución de electricidad se celebra mediante el régimen de concesión pública. La principal legislación que rige el mercado eléctrico en Perú es la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE - Decreto Ley N° 25844) y su reglamento. El Poder Concedente está representado por el Ministerio de Energía y Minas y la autoridad reguladora es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

1.6.2.

Plazo y Duración

En el modelo peruano, para la actividad de distribución, se otorgan las denominadas concesiones definitivas. Estas concesiones se otorgan por tiempo indeterminado, sujeto al cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.6.3

Condiciones de Prórroga

En el modelo de concesión de distribución (concesión definitiva) sin límite de tiempo, no se prevén condiciones de prórroga de la operación.

1.6.4

Obligaciones Contractuales

De acuerdo con la legislación vigente, la distribuidora tiene como principales obligaciones garantizar la calidad del servicio, previamente establecida en las normas aplicables como la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE), asegurar la demanda de sus usuarios regulados para los próximos 24 meses, suministrar energía a quienes lo soliciten en su área de concesión o a aquellos que lleguen a sus áreas

con sus propias redes en un plazo no superior a un año (como parte del Servicio Público de Electricidad) y permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad (sujeto a condiciones). En general, el concesionario peruano debe conservar los activos de la distribuidora y realizar el mantenimiento adecuado para un funcionamiento eficiente, presentar información técnica y económica a la entidad reguladora y cumplir con las disposiciones legales vigentes.

1.6.5.

Suspensión Contractual

La caducidad de la concesión ocurre, entre otras razones, en los siguientes casos:

i) Cuando no se cumplen los estándares de calidad establecidos en el contrato de concesión;

.....
ii) Cuando no se garantiza la demanda de los usuarios regulados para los próximos 24 meses (excepto si se ha convocado una licitación y no se han recibido propuestas para satisfacer todos sus requisitos); o

.....
iii) Por falta de pago a las empresas generadoras por el suministro de energía y potencia destinadas al Servicio Público de Electricidad.

En caso de incurrir en las condiciones de caducidad establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, la caducidad de la concesión es sancionada mediante Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Energía y Minas. En este caso, se determina la intervención administrativa provisional de la concesión para garantizar la continuidad de la operación.

1.6.6.

Remuneración Indemnizatoria de los Activos

Cuando la concesión caduca, los activos de la distribuidora se licitan a través de una subasta pública. Del valor obtenido en la subasta, se deducen los gastos incurridos para mantener la operatividad de la concesión y el saldo restante se entrega al concesionario anterior.



En el modelo peruano, para la actividad de distribución, se otorgan las denominadas concesiones definitivas. Estas concesiones se otorgan por tiempo indeterminado, sujeto al cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas.



1.7. EUROPA

1.7.1

Modelo de Contratación

El proceso de liberalización de los mercados europeos de electricidad tuvo un impulso determinante a partir de los años noventa, con la adopción de la Directiva 96/92/CE que estableció reglas comunes relativas a la producción, transporte y distribución de electricidad. La norma marco establece principios generales y requisitos mínimos de apertura a la competencia, dejando a los Estados miembros la elección de las modalidades más apropiadas para implementar dichos principios.

En cuanto a la actividad de distribución, la Directiva obliga a los Estados miembros a designar un sujeto independiente que gestione la red de manera imparcial para garantizar el acceso a la misma en condiciones justas y no discriminatorias.

A pesar de que, las disposiciones comunitarias no imponen la aplicación de un sistema de

concesiones para el sistema de distribución ni la aplicación de procedimientos de licitación pública para su asignación, el modelo más extendido en Europa es el de concesiones/autorizaciones, en las que un DSO tiene presencia en la mayor parte del territorio nacional¹.

1.7.2.

Plazo, Duración y Condiciones de Prórroga

En los países europeos las disposiciones relativas al servicio de distribución prevén predominantemente un sistema concesional o de autorización sin vencimiento o con opción de renovación. Los modelos sin vencimiento son utilizados en España, Grecia, Reino Unido, Croacia, Finlandia, Austria; mientras que la opción de renovación es implementada en Francia, Portugal, Suecia y Rumanía (máximo una vez).

Las condiciones de duración o estructura del régimen de concesiones han tenido algunas modificaciones en países como Francia y Portugal. En Francia, los contratos de concesión se han renegociado, logrando su consolidación y extensión de la duración, que actualmente oscila entre 20 y 30 años. Además, en febrero de 2024

se renovó el contrato para el municipio de París hasta el 2050, incorporando directrices del Plan Climático de París, con el objetivo promover una transición más rápida, más local y más equitativa, y aumentar la resiliencia de la red eléctrica. En Portugal, hay una concesión única a nivel nacional para la media y alta tensión que, en 2009, fue prorrogada hasta 2044.

¹Directivas 2003/54/CE, 2009/72/CE y 2019/944/UE.

²En Francia, Enedis tiene 95% de cuota de mercado; en Grecia, Hedno (100%); en Portugal, e-redes (82%). Algo similar ocurre en Croacia, Albania, Estonia, Lituania y Letonia.

CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CASOS DE PRÓRROGA APLICADOS EN BRASIL



Brasil se destaca por la universalización del acceso a la energía eléctrica, según los resultados de la PNAD (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios) realizada por el IBGE sobre las Características Generales de los Domicilios y Habitantes en 2022. La encuesta reveló que casi la totalidad de los hogares del país (99,8%) tenía acceso a la energía eléctrica, ya sea suministrada por la red general (99,4%) o por una fuente alternativa (0,4%). Este acceso es consistente en todas las regiones del país, con una variación mínima de solo 0,8% entre la Región Norte (99,1%) y las Regiones Sudeste, Sur y Centro-Oeste (99,9%).

El acceso a la energía eléctrica supera significativamente la cobertura de otros servicios. En 2022, el 86,0% de los hogares contaban con servicio de recolección directa de residuos, mientras que

el 85,5% contaba con la red general de distribución de agua como principal fuente de abastecimiento. Además, el 69,5% de los hogares tenían desagüe o una fosa séptica conectada a la red general.

Esto evidencia el papel crucial de la distribución de energía eléctrica y la eficaz actuación de los agentes del sector brasileño en garantizar una cobertura satisfactoria de suministro. El desarrollo de la actividad de distribución se basó en la expansión de la red y la integración de nuevas unidades consumidoras al sistema. Sin embargo, actualmente, además de mantener esta atención, la distribución de energía eléctrica enfrenta el desafío de satisfacer la creciente demanda de electrificación y la incorporación de recursos energéticos distribuidos.

Con el objetivo de discutir el proceso de prórroga de las concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil, se ha estructurado este capítulo, que incluye una sección con la presentación del contexto histórico del régimen contractual brasileño y otra centrada en la discusión en torno a las directrices propuestas por el Ministerio de Minas y Energía para el proceso en curso.

2.1. CONTEXTO HISTÓRICO DE LAS CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN EN BRASIL

La Constitución Federal Brasileña de 1988, concebida a partir del proceso de redemocratización del país, reflejó un movimiento de apertura de la economía a la participación de la inversión privada. La liberalización de los años 90 reforzó la apertura a capitales privados junto con la búsqueda de una mayor eficiencia, a través de la implementación del proyecto de reestructuración del sector eléctrico brasileño (RE-SEB).

La primera fase de reestructuración abarcó la des-verticalización de las empresas, estableciendo contratos y la creación de nuevas instituciones para garantizar el funcionamiento de la nueva arquitectura, entre ellas el ONS (Operador Nacional do Sistema) y ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Debido al racionamiento de 2001, una nueva reestructuración del sector se hizo necesaria, cuyo desafío era proporcionar mecanismos capaces de viabilizar la expansión del sistema articulando soluciones de financiamiento y asignación de riesgos en un mercado en expansión. Los principios rectores de esta reforma fueron: tarifas moderadas, continuidad y

calidad del servicio, remuneración justa para los inversores y universalización del acceso.

La primera norma general brasileña en materia de concesiones para la generación, transmisión y distribución de energía fue el Decreto 41.019/1957, según el cual las concesiones fueron sucesivamente prorrogadas (o dejadas con plazo indeterminado) hasta la promulgación de la Ley 9.074/1995. Con base en el artículo 22 de dicha Ley, las concesiones de distribución que mantuvieron el control estatal fueron prorrogadas por un período de 20 años por decisión del Ministerio de Minas y Energía (MME). Por lo tanto, la primera prórroga de los contratos de concesión de las empresas estatales tuvo lugar a partir de 1995.

En el mismo período, se llevaron a cabo licitaciones para las concesiones de distribución federales y estatales en el ámbito de los procesos de privatización, lo que les aseguró un plazo de vigencia de 30 años en las nuevas concesiones. Este plazo ampliado de vigencia de 10 años representaba un incentivo importante para la privatización.

Cuando se acercaba la fecha de vencimiento de los contratos de concesión que ya habían sido prorrogadas, el Gobierno Federal emitió la MP 579/2012, posteriormente convertida en la Ley 12.783/2013. Esta ley previó la prórroga de las concesiones de distribución cubiertas por el artículo 22 de la Ley 9.074/1995, en una única ocasión y por un período de hasta treinta años, sin embargo, no definió directrices. Con el fin de proporcionar una adecuada regulación, se publicó el Decreto 8.461/2015, que establece metas condicionantes de eficiencia y calidad fijadas y supervisadas por la ANEEL para la prórroga de las concesiones de distribución. Los condicio-

³ El 18/11/2021, la ANEEL publicó la Resolución Normativa 948/2021 que regula las operaciones aplicables a los delegatarios de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. La resolución consolidó varias resoluciones anteriores vigentes, incluida la REN 896/2020, que establecía los indicadores y procedimientos para el seguimiento de la eficiencia relacionada con la continuidad del suministro, los criterios de eficiencia relacionados con la gestión económico-financiera de las concesiones de servicio público de distribución de energía eléctrica, y los procedimientos aplicables en caso de incumplimiento.

nantes establecidos por el Decreto 8.641/2015 para la prórroga de las concesiones de distribución incluyen objetivos específicos para cada concesionario con el fin de garantizar la calidad en la prestación del servicio y la recuperación o mantenimiento del equilibrio económico-financiero. Las metas específicas fueron establecidas en los anexos contractuales.

Además de estas, otras seis distribuidoras de control estatal pertenecientes a Eletrobras decidieron no prorrogar, ya que se trataba de una prestación temporal del servicio hasta que un nuevo concesionario asumiera. El proceso de privatización de estas concesionarias, cuyos contratos vencieron en 2015, se llevó a cabo entre julio y diciembre de 2018, y la transferencia del control accionario estuvo asociada a la renovación de la concesión por 30 años, es decir, hasta 2048. Este segundo bloque de prórroga también se basó en el régimen creado por la Ley 12.783/2013.

En resumen, los principales requisitos adicionales establecidos en el ámbito de la segunda prórroga fueron: (i) revisión de las cláusulas económicas del contrato (por ejemplo, cambio del IGPM por el IPCA como indexador de la Parcela B, relacionada con los costos no gestionables); (ii) cláusulas de eficiencia en cuanto a la continuidad del suministro de las concesionarias; y (iii) criterio de eficiencia en cuanto a la gestión económico-financiera. Por lo tanto, en las prórrogas cubiertas por la Ley 12.783/2013 no hubo ninguna onerosidad en contra de las concesionarias.

Existen dos grupos de concesiones de distribución en Brasil:

(i) El primer grupo de concesionarias, compuesto por estatales y privadas de pequeño tamaño, tuvo una prórroga de su contrato de concesión por 20 años en 1995, que fue renovada por otros 30 años en 2015. En ambos

casos, la prórroga se realizó sin contrapartida financiera, solo se exigía el cumplimiento de las cláusulas económico-financieras y de calidad.

.....
(ii) El segundo grupo incluye a las empresas concesionarias que fueron privatizadas mediante subastas realizadas entre 1995 y 2001, con un plazo de contrato de 30 años. Para estas empresas, la adquisición del derecho de explotación de la concesión se realizó a través de licitación.

A partir de 2025, vencen los contratos de 20 concesiones de distribución de energía eléctrica del segundo grupo, cuyas empresas fueron privatizadas después de 1995 bajo la Ley 9.074/1995, que regula el otorgamiento y prórrogas de las concesiones y permisos de servicios públicos.

Existe una previsión legal y contractual sobre la posibilidad de prorrogar estos contratos, a criterio del poder concedente, siempre que se cumpla adecuadamente con la prestación del servicio. La ANEEL debe verificar el cumplimiento de los criterios mínimos para la prórroga y, en caso de incumplimiento, se debe realizar una nueva licitación para la selección de otro concesionario. En 2023, el MME inició el proceso de establecimiento de las directrices para la prórroga de estas concesiones.

Por lo tanto, a continuación se abordan los detalles del proceso de prórroga que abarca las concesiones que vencen en el período de 2025 a 2031, presentando una síntesis de este debate en curso en Brasil.

2.2. PROCESO DE PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES QUE VENCEN EN BRASIL EN EL PERÍODO DE 2025 A 2031

El 22 de julio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía (MME) publicó la Portaria nº 737/GM/MME, anunciando la Consulta Pública 152/2023 ("CP 152"), que conllevó a la Nota Técnica 14/2023/SAER/SE ("NT 14") mediante la cual se presenta una propuesta de directrices para el tratamiento de las concesiones de distribución de energía eléctrica con vencimiento en el período de 2025 a 2031.

Es importante destacar que dicho proceso de prórroga sigue en curso, habiéndose publicado una segunda nota técnica por parte del MME, la Nota Técnica 19/2023/SAER/SE ("NT 19"). Como próximos pasos, se espera la publicación de las directrices finales por parte de la Casa Civil mediante decreto, y posteriormente la regulación por parte de la ANEEL.

Con el fin de contribuir a la discusión del tema, las distribuidoras en cuestión y otros agentes del sector presentaron sus contribuciones en el marco de la CP 152 del MME, registrando posi-

ciones particulares y reservas sobre la propuesta originalmente presentada por el Ministerio. A continuación, se presenta una síntesis de este debate a partir de sus puntos clave.

2.2.1. CRITERIOS MÍNIMOS PARA LA PRÓRROGA DE LAS CONCESIONES QUE VENCEN

Hay dos criterios presentados por el MME que deben ser cumplidos por las empresas de distribución para viabilizar la prórroga de la concesión. El primer criterio corresponde a la calidad del suministro basado en indicadores de frecuencia y duración media de las interrupciones (FECi y DECi). El segundo se refiere a la eficiencia de la gestión económico-financiera de la concesión (EBITDA mayor que la suma de QRR - Cuota de Reintegración Regulatoria e Intereses de la Deuda).

Cabe destacar que estos criterios mínimos, además de estar incluidos en la regulación del sector según la Resolución Normativa ANEEL 948/2021, ya han sido ampliamente discutidos en dos fases de la Audiencia Pública ANEEL 38/2015, e incorporados en los contratos de concesión más recientes celebrados a partir de 2015. La elección de estos criterios demuestra adhesión a la regulación vigente y permite una evaluación objetiva por parte del Poder Concedente, contribuyendo así a un ambiente de seguridad jurídica y previsibilidad del sector, así como a la preservación de la equidad entre las empresas del sector de distribución.

En cuanto a la calidad, no hay grandes controversias en la ANEEL, lo que demuestra que esta norma ha desempeñado adecuadamente su papel. Sin embargo, las discusiones y cuestionamientos en torno a los indicadores económicos y finan-

“

La elección de estos criterios demuestra adhesión a la regulación vigente y permite una evaluación objetiva por parte del Poder Concedente, contribuyendo así a un ambiente de seguridad jurídica y previsibilidad del sector, así como a la preservación de la equidad entre las empresas del sector de distribución.

cieros indican que estos pueden dar una visión inadecuada de la condición de la concesión, por lo que las condiciones económico-financieras destinadas al monitoreo de la sostenibilidad de la concesión deben contemplar ajustes en su cálculo.

También se destaca que el MME, según la Nota Técnica 14/2023, proponía que el no cumplimiento de los criterios mínimos establecidos no fuera impedimento para la prórroga de la concesión, pero que se exigiera al concesionario en caso de incumplimiento (i) un plan de recuperación y corrección de las fallas y transgresiones aprobado por la ANEEL; o (ii) el cambio del control societario, siendo que el nuevo controlador deberá demostrar “capacidad técnica en gestión de concesiones de distribución”. La NT 19, que analiza las contribuciones de los agentes con motivo de la CP 152, incluye de forma clara el ítem ii mencionado anteriormente.

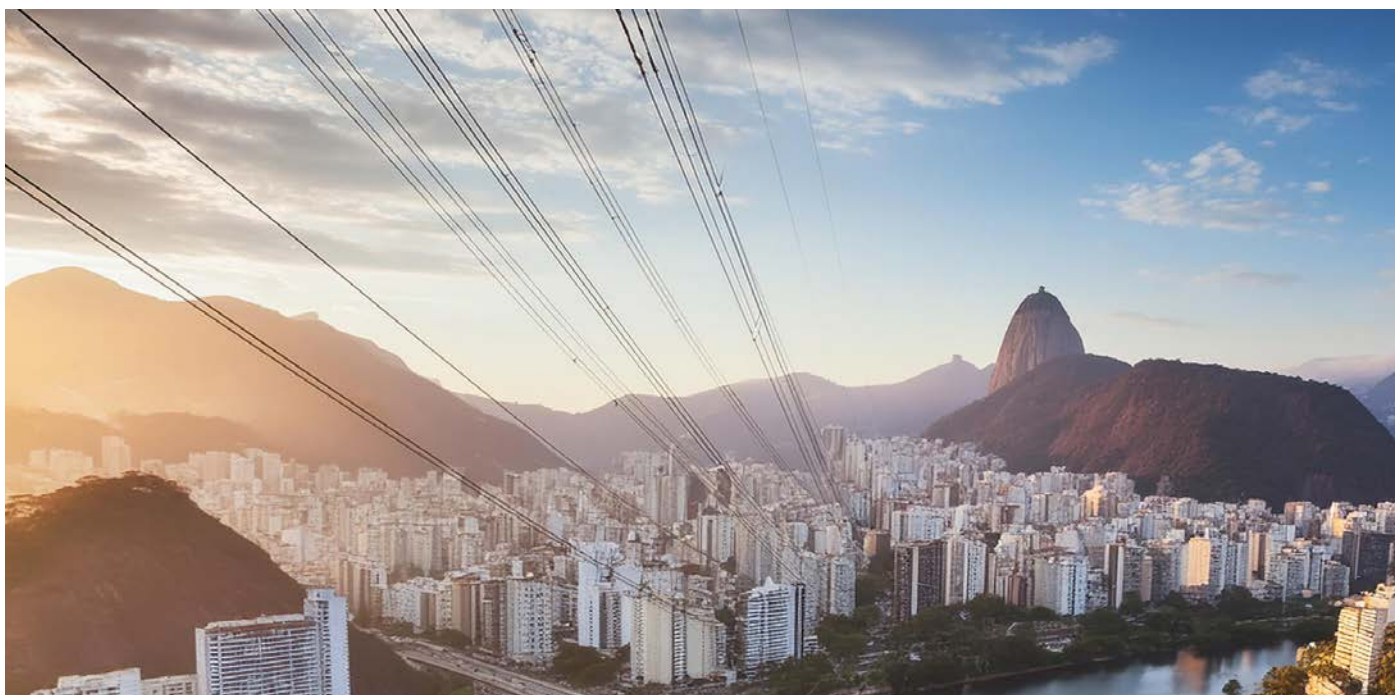
En cuanto a la inclusión de nuevos indicadores para la apertura de un proceso de caducidad de la concesión, se entiende que este tema deba ser tratado exclusivamente en el ámbito regulatorio, de manera que el análisis se base en los diversos factores que rodean este tema tan sensible, como la armonía entre los diferentes incentivos a la mejora de la calidad ya aplicadas por la ANEEL, la complejidad de cada área de concesión y, sobre todo, los impactos tarifarios resultantes de la ampliación de los requisitos. La mera inclusión de nuevos indicadores sin las motivaciones adecuadas podría contribuir al aumento de la percepción de riesgo por parte de las distribuidoras y, consecuentemente, de la inestabilidad regulatoria. Se destaca que esta regla debe ser necesariamente simple, clara y previsible.

2.2.2. CONTRAPARTIDAS SOCIALES Y LOS RECURSOS FINANCIEROS VINCULADOS

Tanto la NT 14 como la NT 19 recomiendan que la eventual prórroga de las concesiones por vencer se acompañe de contrapartidas sociales que aborden cuestiones para mejorar el segmento de distribución, de modo que las inversiones se centren en la eficiencia energética y la modernización de las redes de distribución. Las inversiones deben realizarse de acuerdo con un Plan de Inversiones elaborado por la concesionaria y aprobado por el MME, tomando como guía la realidad regional de cada concesión.

Según la NT 19, el MME ejemplifica el uso de estos recursos en: (i) Programas de eficiencia energética en edificios públicos; (ii) Eficiencia energética en áreas de la concesión con alto nivel de pérdidas no técnicas; (iii) Promoción del desarrollo económico y social de poblaciones vulnerables a través de acciones exclusivas del sector eléctrico; (iv) Paneles solares para reducir los costos de energía eléctrica en la operación de cisternas y pozos artesanales en comunidades afectadas por la escasez de agua; y (v) Refuerzo de la red de distribución en una región determinada, con impacto directo en el aumento del consumo de energía eléctrica.

En relación con las fuentes de recursos financieros para la aplicación de contrapartidas sociales, el MME presentaba cuatro posibilidades en su NT 14: (i) Eventual excedente económico obtenido por las concesionarias; (ii) Recursos actualmente destinados a programas de eficiencia energética; (iii) Otros ingresos relacionadas con actividades accesorias propias y complementarias, así como con las multas impuestas por las distribuidoras, como el exceso de demanda y la



energía reactiva; y (iv) Excedentes del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales concedidos a ciertas regiones del país. Con base en aspectos legales, fiscales y regulatorios, el origen de los recursos inicialmente propuestos para la aplicación de contrapartidas sociales fue objeto de observaciones por parte de los agentes en el marco de la Consulta Pública, generando un análisis crítico por parte del MME.

En cuanto al cálculo de un eventual excedente económico, se destaca que el sector eléctrico brasileño y en particular el segmento de distribución se encuentra consolidado con un marco jurídico y regulatorio sólido, con una agencia reguladora independiente y autónoma, cuya actuación debe preservarse con equilibrio y diligencia, y con capacidad de juzgar casos concretos a partir de una dirección colegiada y un cuerpo técnico cualificado, actuando en coherencia con el interés público.

El concepto de “capturar el excedente económico” es perjudicial para el concesionario y el consumidor, ya que implica una intervención en el régimen regulatorio adoptado por la ANEEL, y distorsiona la estructura de incentivos del régi-

men de regulación tarifaria vigente. El modelo de regulación aplicado en Brasil es el régimen por precio o internacionalmente denominado *price cap*, mediante el cual la tarifa se determina en función de los costos eficientes de la actividad y del cumplimiento de los criterios de calidad y sostenibilidad acordados.

En otras palabras, el modelo regulatorio vigente ya incluye la compartición de los beneficios de eficiencia obtenidos por las empresas concesionarias a lo largo del tiempo con los consumidores, y estos beneficios se deducen de la tarifa en cada ciclo tarifario, haciéndola más accesible y generando beneficios para el consumidor. La ANEEL contempla, en varios aspectos de la metodología de revisión tarifaria, elementos que buscan reflejar estos valores eficientes, cuya referencia regulatoria se establece en función de la observación de los costos reales de las empresas. De hecho, el modelo actual aplica un Factor X (factor de compartición de ganancias de productividad) sobre los costos totales, la incidencia del costo ponderado de capital (WACC regulado) sobre la Base Regulatoria de Activos Amortizados y Depreciados (BRR líquida) de la empresa real, y modelos de competencia de referencia



Por lo tanto, se demuestra que una remuneración real por encima o por debajo de la remuneración regulatoria es una consecuencia natural del régimen de price cap y de la regulación por incentivos, según el esquema adoptado para el segmento de distribución, que supone la apropiación temporal de ganancias de eficiencia.

y benchmarking para definir niveles eficientes para los costos de operación y mantenimiento, las pérdidas eléctricas y la calidad del servicio prestado. Se reconoce que la regulación por incentivos aplicada por la agencia ha generado resultados significativos para los consumidores en términos de accesibilidad tarifaria en los costos gestionables por la distribuidora (Parcela B).

Por lo tanto, una remuneración real por encima o por debajo de la remuneración regulatoria es una consecuencia natural del régimen de price cap y de la regulación por incentivos, según el esquema adoptado para el segmento de distribución, que supone la apropiación temporal de ganancias de eficiencia. De esta manera, la aplicación de cualquier investigación de excedente económico no se ajusta al esquema regulatorio establecido en el país, lo que invalida la propuesta original del MME de tener un eventual excedente como una de las fuentes de recursos para la aplicación de las contrapartidas sociales.

En la NT 19, el MME expresa su acuerdo con respecto a la inadecuación de cobrar contrapartidas basadas en la medición de un excedente económico, dado que no hay un proceso de licitación que revele el valor de la concesión y por la dificultad para encontrar parámetros que puedan estimar el potencial futuro de generación de valor por encima de los estándares regulatorios. Se evidenció una falta de prueba empírica

sobre la existencia de una métrica que pueda definir adecuadamente el indicador que busca cuantificar el excedente económico.

Otro aspecto que vale la pena destacar es la falta de equidad en relación con los casos anteriores de prórrogas de concesiones de distribución, ya que el tratamiento histórico otorgado en las prórrogas de concesiones en 2015 se dio sin costos asociados a consideraciones sobre el excedente económico, es decir, se dio en su momento en sintonía con el modelo de regulación por incentivos. Se refuerza que la adopción de la regulación por incentivos implica la búsqueda constante de eficiencia, motivada por la posibilidad de apropiación temporal de ganancias, y solo con los incentivos adecuados la concesionaria puede asumir riesgos adicionales, incluso a través de la innovación, que pueden traducirse en ganancias efectivas de eficiencia real y consecuente moderación de las tarifas.

Por último, se menciona como un caso similar de impedimento, en cuestión legal, los beneficios fiscales vinculados al Programa SUDAM/SUDENE concedidos a las distribuidoras de energía eléctrica con actuación en las áreas abarcadas por dichos organismos. El objetivo del programa es estimular el desarrollo de ciertas áreas ubicadas en el sureste, norte y noreste de Brasil, mediante la reducción del impuesto sobre la renta sobre las ganancias de la operación explotada, por un período determinado y condicionado a la ampliación de inversiones. Es un incentivo, por lo tanto, condicionado a una obligación onerosa, según el artículo 178 del Código Tributario Nacional (CTN).

A diferencia del razonamiento de la Nota Técnica 14/2023, no se puede hablar de "excedentes del costo regulatorio de capital", ya que en la práctica el impuesto sobre la renta que la empresa deja de pagar a las arcas públicas debido al Programa SUDAM/SUDENE sirve para viabilizar las

inversiones en el área incentivada, además de estimular y fomentar el desarrollo regional. Los valores no recaudados tienen un destino específico y definido por ley, no se utilizan para aumentar las ganancias o dividendos que se distribuirán libremente. Además, se debe observar que los beneficios fiscales no pueden destinarse a un propósito diferente al que la ley le asignó, so pena de caracterizarse el desvío de finalidad y otras cuestiones de carácter legal y constitucional, sin corresponder al MME la dirección de dichos recursos como condición para la prórroga de las concesiones.

Entendiendo que solo sería posible continuar con esta propuesta si hubiera viabilidad jurídica, el MME procedió con una consulta formal a su Consultoría Jurídica para determinar si existe alguna prohibición legal o constitucional para la inclusión del beneficio fiscal indicado en el cálculo de contrapartidas sociales en eficiencia energética. Después de un análisis, la Consultoría Jurídica emitió un dictamen desfavorable sobre la reversión del beneficio fiscal, enfatizando la posición actual del Poder Judicial, que ha señalado su oposición a dicha posibilidad. Por lo tanto, dada la complejidad jurídica y con el objetivo de actuar con prudencia, el dictamen recomienda no utilizar el beneficio fiscal de las áreas de la SUDAM/SUDENE como contrapartida para la prórroga de los contratos de concesión.

Después de una revisión por parte del MME en cuanto a las fuentes de recursos para la realización de las contrapartidas sociales, la NT 19 establece que estas provendrán de los recursos destinados al Programa de Eficiencia Energética (PEE), de las "Otras Recetas" relacionadas con las actividades accesorias propias y complementarias de las distribuidoras, y las relacionadas con las penalidades aplicadas por sobrepasar la demanda y la energía reactiva. Se excluyen del alcance de los posibles recursos para la rea-

lización de contrapartidas sociales el excedente económico y el excedente del costo regulatorio de capital debido a beneficios fiscales.

2.2.3. DIGITALIZACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES

La ampliación de la gama de servicios que pueden ser prestados por las concesionarias alterará la relación existente hoy en día con el consumidor de energía, quien pasará a acceder a información en tiempo real sobre su consumo, gestión financiera y nuevas posibilidades de arreglos tarifarios.

El MME, según lo indicado en la NT 14, señala que la digitalización de las redes representa una oportunidad de beneficios tanto para el consumidor como para la distribuidora. Por otro lado, la NT 19 no aborda este tema dentro de las directrices. Cabe destacar que el tema de la digitalización de las redes es demasiado importante para ser simplemente "incorporado" en las discusiones actuales sobre la prórroga de las concesiones, y merece una discusión separada y detallada sobre sus directrices. Se entiende que en el escenario adecuado será posible investigar y debatir con la sociedad, incluso, cómo se remunerará adecuadamente la digitalización y cómo contribuirá finalmente a la transición energética.

Es fundamental preservar lo que ya se tiene como práctica consolidada y, al mismo tiempo, abrir espacio para la flexibilidad en la explotación de nuevos modelos de negocio. En este sentido, el MME enfatiza la modernización de las redes de distribución, sin embargo, es necesario diseñar un esquema de incentivos atractivos, según el cual la autorización para que la concesionaria ofrezca nuevos servicios se base en un esque-

ma regulatorio que garantice seguridad jurídica y negociación, incrementando así el deseo de las concesionarias de ampliar la gama de negocios explorados. El debate sobre la metodología más adecuada para el establecimiento de incentivos debe independizarse del proceso de prórroga, estando directamente vinculado a la revisión de los procedimientos de regulación económica definidos por la ANEEL.

A través de la NT 19, el MME incluye una directriz que permite la posibilidad de diferenciar la estructura tarifaria, con el fin de otorgar mayor flexibilidad a la ANEEL para definir, según criterios técnicos, de ubicación, calidad y geográficos, las tarifas más adecuadas para diferentes regiones y contextos. De esta manera, el MME destaca la capacidad de la ANEEL para considerar las particularidades de cada área de concesión, garantizando que las tarifas sean justas, equilibradas y reflejen los verdaderos costos asociados con la prestación del servicio en diferentes situaciones.

A pesar de que la NT 14 y la NT 19 mencionan en varios puntos la relevancia de la modernización del segmento de distribución, las redes inteligentes, la disponibilidad de recursos energéticos compatibles con las demandas de transformación del sector energético y la concesión de una mayor flexibilidad a la regulación, el segmento de distribución carece de cierta clarificación con respecto al reconocimiento de ciertas clases de inversiones y a la aplicación de los mecanismos reguladores flexibilizados.

Cabe resaltar que la transformación energética requiere la modernización de la infraestructura existente, lo cual incluye: (i) la expansión de las redes de distribución de energía eléctrica; (ii) el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía; (iii) la implementación de medidores inteligentes y sensores de redes; (iv) la robustez de las redes de telecomunicaciones; y (v) la imple-

mentación de tecnologías avanzadas de control y monitoreo. La modernización de la infraestructura es necesaria para soportar la integración de fuentes de energía renovable intermitentes y la distribución descentralizada de energía, demostrando así que modernizar la infraestructura implica repensar la propia actividad de las distribuidoras de energía eléctrica.

En lo que respecta a la medición inteligente, hay aspectos fundamentales que aún están pendientes para avanzar en su masificación. Entre ellos se encuentran la definición de estándares y funcionalidades mínimas operativas de los equipos, la identificación del conjunto de consumidores elegibles para el cambio de medición y, principalmente, las mejoras regulatorias necesarias para eliminar las barreras que dificultan, desde el punto de vista económico-financiero, estos proyectos. Además de los medidores, la modernización también depende de otros equipos, como sistemas de almacenamiento y equipos de control/maniobra en la red. El avance de las tecnologías junto con un conocimiento más detallado de los consumidores y su región permitirá la optimización en el uso de la red.

Observadas las disparidades significativas entre concesiones e igualmente dentro de una misma área de concesión, se constata la coexistencia de diferentes etapas de desarrollo y necesidades en el sector de distribución brasileño. Por lo tanto, es necesario considerar las realidades regionales y las demandas más urgentes de cada concesión ante la escasez de recursos para una demanda intensiva de inversiones. Notablemente, las concesiones más maduras demandan menos inversiones en expansión y tienen un mayor espacio para la modernización y digitalización de las redes, en cambio, las concesiones aún en fase de desarrollo necesitan volúmenes mayores de inversiones en expansión, normalmente con costos promedio crecientes.

En este sentido, el nuevo papel a desempeñar por las distribuidoras en el contexto de la transición energética requiere que (i) la regulación se ajuste de manera oportuna con incentivos adecuados a los cambios previstos, conciliando la moderación tarifaria, la mejora de la calidad y el equilibrio económico-financiero; y que (ii) el poder concedente otorgue una mayor flexibilidad en los instrumentos contractuales para que la regulación pueda adaptarse a los cambios tecnológicos a lo largo del tiempo, dado el proceso evolutivo de la tecnología predominante. Por lo tanto, se busca la creación de un modelo regulatorio capaz de abarcar las diversas realidades del país, fomentando la modernización y digitalización de las redes, y basado en la racionalidad económica en el uso de los recursos y en la moderación tarifaria.

2.2.4. REMUNERACIÓN DE LAS INVERSIONES EN TECNOLOGÍAS MODERNAS

Intrínsecamente relacionado con el tema de la transición energética y la distribuidora del futuro, se encuentra la creación de condiciones de inversión que garanticen la sostenibilidad del negocio de la distribución. En este aspecto, la Nota Técnica 14/2023 propone incentivar la realización de inversiones en la modernización de redes y servicios, punto ausente en las directrices ofrecidas por la NT 19. Ante los desafíos del futuro, es fundamental una discusión amplia y coordinada con la sociedad sobre las posibilidades y caminos que mejor se adapten a las realidades de Brasil, en términos de modernización sostenible del sector de distribución. Sin embargo, cabe destacar que esta discusión puede llevarse a cabo sin perjuicio de avanzar con la prórroga de las concesiones próximas a vencer.

Además de señalar claramente las necesidades

tecnológicas y regulatorias mínimas para todo el territorio nacional, la apertura de este debate tiene como objetivo garantizar la remuneración de las inversiones realizadas por la concesionaria. El estímulo a la realización de inversiones en sectores intensivos en capital es una práctica mundial que se observa en países europeos, Estados Unidos y en otras geografías que ya cuentan con una infraestructura de redes de distribución y telecomunicaciones más sólida, pero nunca sin incentivos regulatorios actuando como impulsores de las inversiones. Vale la pena destacar que las transformaciones energéticas en curso requieren inversiones por parte de las distribuidoras que resulten en la reducción de sus mercados y, por consiguiente, requieren un tratamiento regulatorio específico.

Por lo tanto, los incentivos son una parte integral del avance tecnológico deseado, asegurando que el proyecto sea económicamente viable para la distribuidora, lo que permite la realización de inversiones a largo plazo en infraestructura y beneficia a la sociedad con la prestación de servicios y el desarrollo de activos estratégicos para el país o la región. En este sentido, se requiere una discusión más profunda sobre el tema, sin que esto signifique un perjuicio en el plazo relacionado con la prórroga de las concesiones.

Una vez garantizada la continuidad de las concesiones, las distribuidoras tendrán plena disponibilidad y seguridad para considerar nuevos modelos de negocio y, así, dar los próximos pasos en la definición de su papel en el sector eléctrico del futuro. Es fundamental que las necesidades de inversión se asignen adecuadamente en el tiempo, de modo que su reconocimiento y remuneración sean suficientes y oportunas para garantizar la modernización de las redes, de manera sostenible para los negocios y en equilibrio con las necesidades de los clientes.

CONSIDERACIONES FINALES

La regulación es dinámica y los criterios de servicio adecuado pueden y deben ser mejorados, siempre basados en los principios de anticipación y transparencia, los cuales deben guiar la continuidad de la prestación de servicio de distribución de energía eléctrica, independientemente del régimen contractual empleado.

Se observa que varios países no adoptan un plazo para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica (por ejemplo, Chile, Colombia y Perú) o, cuando lo hacen, el período de vigencia es considerablemente largo (por ejemplo, Argentina y Guatemala), precisamente porque los precios están continuamente regulados y la calidad del servicio es permanentemente observada y evaluada.

La asequibilidad tarifaria también es un pilar importante, además de la calidad, que se logra mediante metodologías de revisión tarifaria periódica. La regulación basada en incentivos ha permitido que las ganancias de productividad obtenidas se trasladen posteriormente a los consumidores, creando un ciclo virtuoso: el aumento de la eficiencia de las empresas se revierte en beneficio de los consumidores a través de tarifas justas que permiten continuar el ciclo de inversiones para mantener la cobertura, confiabilidad y estándares de calidad adecuados.

En el segmento de la distribución, al compararlo con modelos existentes en otros mercados, se puede constatar que el modelo regulatorio brasileño, basado en la regulación por incentivos, ha

permitido la mejora de los indicadores de calidad de servicio, la expansión de los sistemas, la universalización de los servicios de suministro de energía eléctrica y, al mismo tiempo, la distribución de las mejoras en eficiencia a la sociedad.

El interés público siempre debe guiar la discusión sobre el mejor mecanismo a aplicar, ya sea para deliberar sobre el final de los contratos con fecha de vencimiento, o para evaluar la continuidad de la operación bajo la responsabilidad de un concesionario cuyo contrato tiene plazo indeterminado. En el caso brasileño, cumpliendo con los requisitos de calidad y sostenibilidad económico-financiera, la prórroga se presenta como la alternativa que mejor sirve al interés público, ya que evita la interrupción o deterioro en la prestación del servicio y los riesgos de frustración en posibles licitaciones.

Dentro del contexto de la transición energética, el segmento de distribución de energía eléctrica es una figura esencial debido a su posición estratégica en la cadena de producción de la industria eléctrica. Por lo tanto, las distribuidoras deben tener una salud económico-financiera suficientemente sólida como para liderar la innovación y, así, servir como impulsores de la transición, en lugar de obstaculizarla. Esto se debe a que la transición energética no solo considera la descarbonización, sino que también abarca la descentralización y la digitalización, lo que resulta en las tres "D". La "D" de descentralización implicará nuevos roles para la distribuidora, para hacer frente a flujos multidireccionales de elec-

tricidad, además de un mayor protagonismo de los consumidores, elevados a la categoría de consumidores-generadores o consumidores-clientes. Por otro lado, la “D” de digitalización se refiere al uso de nuevas tecnologías para mejorar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aumentar la conciencia del consumidor sobre el uso de la electricidad, pero también para desbloquear funcionalidades y crear nuevos servicios y modelos de negocio, siendo el ejemplo más destacado la apertura del mercado mediante el uso de medidores inteligentes de energía.

La modernización de las redes implica la evolución de los esquemas regulatorios, con el fin de proporcionar previsibilidad y garantía a las distribuidoras en lo que respecta a la remuneración de las inversiones, y transmitir señales de precios eficientes a los consumidores. Sin embargo, tales mejoras regulatorias resultan de un proceso de revisión continuo, siendo factible y recomendable que se realice de manera exhaustiva y separada de cualquier discusión relacionada con el régimen contractual aplicado a la distribución de energía eléctrica y al proceso de prórroga de los contratos, cuando corresponda.

El diseño de los modelos contractuales debe tener como premisa el cumplimiento de los requisitos mínimos que garanticen la calidad en la prestación del servicio, la satisfacción del consumidor, el equilibrio económico-financiero de las partes y el desarrollo sostenible del sector, además de agregar la flexibilidad necesaria para la evolución y adaptación de los marcos regulatorios frente a los desafíos de la transición energética.

REFERENCIAS

REFERENCIAS

- ABRADÉE, Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Concessões Vincendas de Distribuição: Proposta de diretrizes para o tratamento das concessões de distribuição de energia elétrica com vencimento entre 2025 e 2031. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=536e73c7-0686-e282-b757-f6c931f-d03ab&groupId=436859.
- BRANDÃO, Roberto; TOMMASO, Francesco. GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ. Contribuições à Consulta Pública nº 152/2023 Concessões Vincendas de Distribuição: Excedentes Econômicos e Sustentabilidade Econômico-Financeiro das Distribuidoras. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=8aef8810-9ec8-3537-e83e-4ebaee-3c938a&groupId=436859.
- DUTRA, Joisa; JUNIOR, Mario Engler (Org.). Concessões no Setor Elétrico Brasileiro: evolução e perspectivas. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2022. Recuperado el 18 de agosto de 2023 de <https://ceri.fgv.br/publicacoes/concessoes-no-setor-eletrico-brasileiro-evolucao-e-perspectivas>.
- EDP. Consulta Pública MME 152/2023: Concessões Vincendas de Distribuição. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=eef8430c-eb52-f151-caba-3f4a1269b822&groupId=436859.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Matriz Energética e Elétrica. EPE, 2023. Recuperado el 21 de julio de 2023 de <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>.
- ENEL. Consulta Pública Ministério de Minas e Energia 152/2023: Concessões Vincendas de Distribuição de Energia Elétrica. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=6b016ef5-5a43-c766-3d93-5bf0465f86ed&groupId=436859.
- EQUATORIAL ENERGIA. Contribuições para a CP nº 152/2023/ MME: Prorrogação das Concessões de Distribuição de Energia Elétrica. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=dc231885-8764-1145-8a96-5fecddc55df4&groupId=436859.
- HUBNER, Nelson; SANTOS, Vitor; CASTRO, Bianca. GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico UFRJ. Contribuições à Consulta Pública nº 152/2023 Concessões Vincendas de Distribuição: Contrapartidas Sociais em Eficiência Energética. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=5811ebba-1259-d289-76ad-bdf8613d10dd&groupId=436859.
- IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Domicílios Brasileiros. IBGE EDUCA, 2023. Recuperado el 18 de agosto de 2023 de <https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/populacao/21130-domicilios-brasileiros.html>.
- INSTITUTO ACENDE BRASIL. Consulta Pública MME 152/2023: Concessões Vincendas de Distribuição de Energia Elétrica. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a2167326-c5fb-2c29-3a8b-58ae237f9502&groupId=436859.
- MME, Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 14/2023/ SAER/SE. MME, 2023. Recuperado el 24 de junio de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=241dca8c-8885-fe54-688e-8729fa3073a9&groupId=436859.
- NEOENERGIA. Contribuições CP MME nº 152/23: Concessões Vincendas de Distribuição. MME, 2023. Recuperado el 6 de agosto de 2023 de https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=89cdc36d-6587-07f6-9f31-f51205fb-60d9&groupId=436859.

