

TARIFAS PARA LA TRANSICIÓN

REMUNERACIÓN Y DISEÑOS TARIFARIOS PARA
LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA





DSO Review N.º 10 - Serie: Regulación y Mercados

AUTORES

Alessandra Amaral, Roberto Cajamarca Gómez,
Nivia Celestino, Joaquín Lazo Sánchez.

COLABORADORES

José Alejandro Agudelo Guzmán, Gabriela
Alfaro Jiménez, Manuel Aranda M., Amelia
Carranza, David Chala, Vinicios Ferreira,
Josué Figueroa, Víctor Manuel Hincapié, Mitzi
Alejandra Lobatón Rodríguez, Jonatan Javier
Madiedo Ardila, Rodrigo Muñoz Baltar, Livia
Nicotra Da Silva, Jhonatan Plaza Martínez,
Paula Quiej, Pedro Martín Ramírez Sánchez,
Mauricio Alejandro Rivera Torres, Fabian
Mauricio Rivera Verde, Hans Rother Salazar,
Richard Ruiz M., Rodrigo Santander, Leslie
Sepúlveda, Leandro Tanaka, Luis Toledo
Campos, Ricardo Villalba, Felipe Zuloaga.

PALABRAS CLAVE

Remuneración de la distribución; Diseño
tarifario; Regulación por incentivos; Transición
Energética; Estructura tarifaria: Activos
no Convencionales; Subsidios Sociales;
Reconocimiento de Inversiones; Señales de
precio; América Latina.

© 2026 Asociación de Distribuidores de
Electricidad de América Latina (ADELAT).

Todos los derechos reservados. Se autoriza
la reproducción total o parcial con fines no
comerciales, citando la fuente.

Julio de 2026

1. INTRODUCCIÓN

4

2. LA REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

6

3. MARCO CONCEPTUAL: MODELOS DE REMUNERACIÓN Y DISEÑO TARIFARIO

8

- 3.1. Modelos de remuneración
- 3.2. Determinación de costos
- 3.3. Componentes del ingreso regulado
- 3.4. Estructura tarifaria y señales de precio
- 3.5. Incentivos regulatorios y ciclos tarifarios

4. PANORAMA REGIONAL DE LOS MODELOS DE REMUNERACIÓN Y ESQUEMAS TARIFARIOS

14

- 4.1. Modelos de remuneración
- 4.2. Esquemas tarifarios y señales de precio

5. ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES Y MEJORES PRÁCTICAS

38

- 5.1. Modelos de remuneración basados en desempeño
- 5.2. Reconocimiento de inversiones, innovación y activos no convencionales
- 5.3. Diseño tarifario moderno: tarifas diferenciadas y cargos por capacidad
- 5.4. Focalización de subsidios y protección a usuarios vulnerables
- 5.5. Mecanismos de experimentación regulatoria (Sandboxes)
- 5.6. Estabilidad e independencia institucional del marco tarifario

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

49

- 6.1. Recomendaciones regulatorias

7. REFERENCIAS

54

El modelo de remuneración y el esquema tarifario constituyen el núcleo económico de la distribución eléctrica: definen cómo se reconocen los costos del servicio, cómo se recuperan las inversiones en la red y qué señales de precio reciben los usuarios. De su diseño dependen, en última instancia, la suficiencia de los ingresos para sostener una infraestructura confiable, la eficiencia con que se asignan los recursos y la equidad con que se distribuye el costo del servicio entre los distintos segmentos de consumidores. Por ello, la regulación remuneratoria no es un asunto meramente contable, sino una pieza estructural que condiciona la capacidad del sector para invertir, modernizarse y responder a las expectativas de la sociedad.

Durante décadas, los marcos de remuneración de la distribución en América Latina se construyeron sobre un supuesto que hoy se encuentra en revisión: el de una red pasiva, con flujos unidireccionales y una demanda relativamente predecible, cuya principal función era transportar la energía desde el sistema de transmisión hasta el usuario final. Sobre ese supuesto se consolidaron esquemas de empresa modelo eficiente, precios tope y ciclos tarifarios que, en su momento, lograron ordenar la inversión y contener los costos. Sin embargo, la transición energética ha alterado las premisas sobre las que descansaban esos modelos. La irrupción de la generación distribuida, la electrificación de nuevos usos como el transporte y la climatización, el avance de la digitalización y la medición avanzada, y la creciente exigencia de resiliencia frente a eventos extremos han transformado a la red de distribución en un sistema activo y bidireccional, mucho más complejo de planificar y remunerar.

Esta transformación genera tensiones que los marcos vigentes resuelven solo parcial-

mente. Por un lado, las distribuidoras requieren certidumbre regulatoria para recuperar inversiones crecientes en digitalización, automatización, almacenamiento e integración de recursos distribuidos, muchas de las cuales no encajan con facilidad en las categorías de activos tradicionalmente reconocidas. Por otro, los esquemas tarifarios deben enviar señales de precio más sofisticadas —diferenciadas por tiempo de uso, por capacidad y por ubicación— sin comprometer la asequibilidad del servicio ni la protección de los usuarios vulnerables. A ello se suma el desafío persistente de focalizar adecuadamente los subsidios y de blindar el diseño tarifario frente a la presión política, de modo que la señal económica conserve su coherencia técnica a lo largo del tiempo. La suficiencia y la sostenibilidad del esquema tarifario dependen, cada vez más, de la capacidad de la regulación para conciliar estos objetivos en tensión.

América Latina aborda estos desafíos desde una notable heterogeneidad regulatoria. Coexisten en la región modelos de remuneración, ciclos tarifarios e incentivos que varían sustancialmente entre países. Esta diversidad ofrece una oportunidad de aprendizaje comparativo: permite identificar qué arreglos han funcionado, qué tensiones son comunes y qué prácticas internacionales podrían adaptarse al contexto regional.

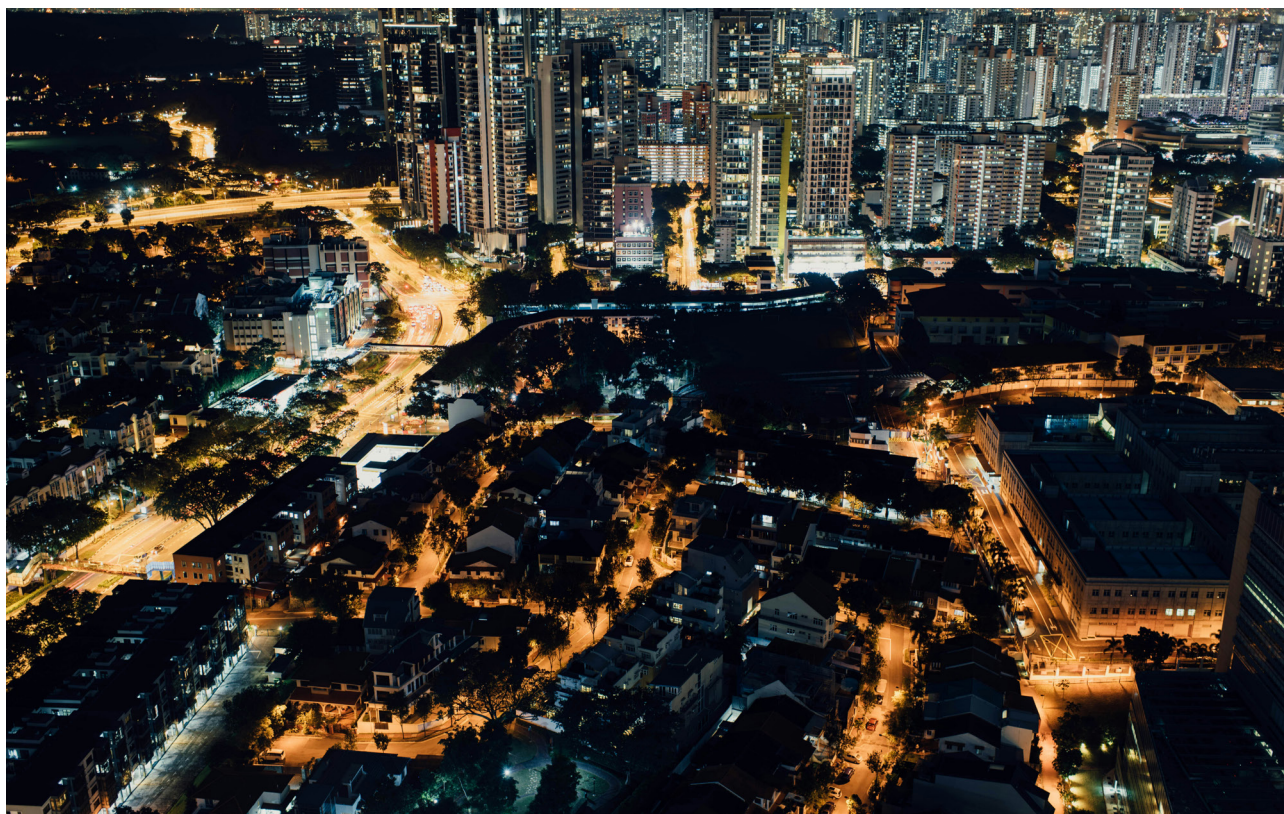
Este documento analiza los modelos de remuneración y los esquemas tarifarios de la distribución eléctrica en América Latina, con el objetivo de caracterizar el panorama regional, contrastarlo con las mejores prácticas regulatorias internacionales y aportar elementos concretos para orientar la evolución de los marcos vigentes. El análisis se sustenta en el Benchmarking desarrollado en el marco del Comité de Tarifas de ADE-

LAT, complementado con una investigación propia sobre enfoques regulatorios internacionales. El propósito es ofrecer una visión integral que permita comprender el estado actual de la regulación remuneratoria y tarifaria en la región, evaluar sus desafíos y oportunidades, y formular recomendaciones que contribuyan a la suficiencia, la eficiencia y la sostenibilidad del servicio de distribución.

El documento se estructura de la siguiente manera. La Sección 2 sitúa la remuneración de la distribución frente al nuevo paradigma de la transición energética. La Sección 3 presenta el marco conceptual de los modelos de remuneración y el diseño tarifario. La Sección 4 caracteriza el panorama regional de los modelos de remuneración y los esquemas tarifarios a partir de los resultados del Benchmarking. La Sección 5 revisa los enfoques regulatorios internacionales y las mejores prácticas aplicables a la región. Finalmente, la Sección 6 sintetiza las lecciones aprendidas y presenta las conclusiones y recomendaciones regulatorias.

“

Durante décadas, los marcos de remuneración de la distribución en América Latina se construyeron sobre un supuesto que hoy se encuentra en revisión



LA REMUNERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Los esquemas de remuneración y los diseños tarifarios que hoy rigen en buena parte de América Latina fueron concebidos en las reformas de las décadas de 1980 y 1990 para un sistema eléctrico que funcionaba con una lógica clara y estable. En ese modelo, la generación se producía de forma centralizada en grandes centrales, la energía descendía por las redes de transmisión y distribución hasta el usuario final, y la red de distribución cumplía un papel esencialmente pasivo: transportar electricidad en un único sentido hacia consumidores cuya demanda crecía de manera previsible y proporcional al desarrollo económico. Sobre ese supuesto se edificó toda la arquitectura remuneratoria. La tarifa se construyó mayoritariamente sobre la energía consumida, porque el consumo era un buen indicador del uso de la red; la base de activos se concibió en torno a infraestructura física de larga vida —líneas, transformadores, subestaciones—; y los ciclos tarifarios plurianuales asumieron que las condiciones de costo, demanda y tecnología se mantendrían razonablemente estables entre revisiones. Mientras esas premisas se sostuvieron, los modelos cumplieron su función con eficacia, ordenando la inversión y conteniendo los costos del servicio.

La transición energética ha erosionado esas premisas fundacionales. El primer factor de cambio es la irrupción de los recursos energéticos distribuidos. La generación distribuida —en especial la solar fotovoltaica—, el almacenamiento en baterías y la incipiente penetración del vehículo eléctrico han convertido a la red en un sistema bidireccional, en el que miles de usuarios dejan de ser consumidores pasivos para producir, almacenar e inyectar energía. Esta transformación altera de raíz el supuesto de flujos unidireccionales y, sobre todo, rompe la correlación entre la energía que el usuario compra de la red y

los costos que su conexión impone al sistema. Un hogar con paneles solares puede reducir drásticamente su consumo facturado y, por tanto, su contribución a los costos de la red recaudados vía cargos volumétricos, mientras sigue dependiendo plenamente de la infraestructura para respaldar su suministro cuando no genera. El resultado es una erosión de la base de recaudación que, de no corregirse, traslada una carga creciente sobre los usuarios sin generación propia y puede comprometer la suficiencia de los ingresos de la distribuidora.

El segundo factor es la electrificación de nuevos usos. La descarbonización de la economía está trasladando hacia la electricidad consumos antes satisfechos por combustibles fósiles, principalmente en el transporte y en la climatización. Este proceso no solo incrementa la demanda agregada, sino que modifica su forma: la carga simultánea de vehículos eléctricos o el uso intensivo de bombas de calor pueden generar picos de demanda concentrados y localizados que tensionan la capacidad de la red en puntos específicos, exigiendo inversiones de refuerzo cuya magnitud depende menos de la energía total consumida que de la coincidencia temporal del consumo. Esta realidad pone en cuestión la idoneidad de tarifas basadas casi exclusivamente en la energía y revaloriza las señales de precio que reflejan la capacidad y el momento del consumo, capaces de orientar la demanda hacia un uso más eficiente de la infraestructura existente y de diferir inversiones costosas.

El tercer factor es la digitalización de la red. La medición avanzada, la automatización de la operación, los sistemas de gestión de datos y las plataformas de coordinación de recursos distribuidos están dotando a la distribución de capacidades de observa-

ción y control inéditas, indispensables para integrar la nueva complejidad del sistema. Pero estas inversiones plantean un desafío específico para los marcos remuneratorios tradicionales: se trata de activos no convencionales —software, sistemas de información, sensores, capacidades digitales— cuya naturaleza, vida útil y lógica de valoración difieren de la infraestructura física para la que fueron diseñadas las categorías regulatorias clásicas. Cuando el reconocimiento de estos activos en la base regulatoria es incompleto o incierto, la regulación termina desincentivando las inversiones que la transición requiere. A ello se suma la creciente exigencia de resiliencia frente a eventos climáticos extremos, que demanda inversiones en robustez y capacidad de recuperación de la red cuyo beneficio no siempre se captura en los indicadores de costo y calidad sobre los que operan los modelos vigentes.

Estos factores convergen en un **conjunto de tensiones** que los marcos remuneratorios y tarifarios actuales resuelven solo de manera parcial. La primera es la tensión entre **la suficiencia de los ingresos y la estructura de la tarifa**: si el grueso de la recaudación descansa en cargos volumétricos mientras el consumo facturado se estanca o disminuye por efecto del autoconsumo y la eficiencia, la sostenibilidad financiera del servicio queda en entredicho. La segunda es la tensión entre **la certidumbre para invertir y la asequibilidad**: la distribuidora necesita reglas estables y un reconocimiento adecuado de inversiones crecientes en digitalización, almacenamiento e integración de recursos distribuidos, mientras que la sociedad exi-

ge contener el costo del servicio y proteger a los usuarios vulnerables. La tercera es la tensión entre **la sofisticación de las señales de precio y la equidad**: las tarifas diferenciadas por tiempo, capacidad y ubicación son más eficientes, pero su introducción debe cuidar que no penalice de forma desproporcionada a los hogares con menor capacidad de respuesta o de inversión. Y subyacente a todas ellas persiste el desafío de **focalizar correctamente los subsidios** y de **blindar el diseño tarifario frente a la presión política**, de modo que la coherencia técnica de la señal económica se preserve en el tiempo.

En este escenario, el modelo de remuneración es un determinante de primer orden del éxito de la transición energética. De su capacidad para reconocer adecuadamente las nuevas inversiones, para enviar señales de precio eficientes sin sacrificar la equidad y para mantener la suficiencia de los ingresos en un contexto de demanda transformada depende que la distribución eléctrica pueda modernizarse al ritmo que la transición exige. Los marcos diseñados para una red pasiva no desaparecerán de un día para otro, pero requieren evolucionar hacia esquemas que valoren la flexibilidad, la resiliencia y la eficiencia dinámica, y que acompañen —en lugar de frenar— la transformación del sistema. Caracterizar cómo están respondiendo los marcos regulatorios de la región a este nuevo paradigma, contrastar esas respuestas con las mejores prácticas internacionales e identificar las reformas necesarias constituye, precisamente, el propósito de las secciones que siguen.



Los esquemas de remuneración y los diseños tarifarios que hoy rigen en buena parte de América Latina fueron concebidos en las reformas de las décadas de 1980 y 1990

MARCO CONCEPTUAL: MODELOS DE REMUNERACIÓN Y DISEÑO TARIFARIO

La distribución eléctrica constituye un monopolio natural: la duplicación de redes resultaría antieconómica y, en ausencia de competencia, el precio del servicio no puede determinarse en un mercado. Por ello, la remuneración de la actividad se fija mediante regulación. La tarea del regulador consiste en aproximarse al resultado que produciría un mercado competitivo —precios eficientes, calidad adecuada e inversión suficiente— a través de un conjunto de reglas que determinan cuánto puede percibir la distribuidora y cómo se traslada ese ingreso a los

usuarios. Esta sección presenta el marco conceptual que sustenta dichas reglas: los modelos de remuneración y su lógica económica, los métodos para determinar los costos reconocidos, los componentes que integran el ingreso regulado, la estructura tarifaria con que ese ingreso se recauda, y los mecanismos de incentivos y de revisión periódica que dan dinamismo al sistema. Estos conceptos constituyen el lenguaje común con el que se interpretan, en las secciones siguientes, la evidencia del Benchmarking y las prácticas internacionales.

3.1 MODELOS DE REMUNERACIÓN

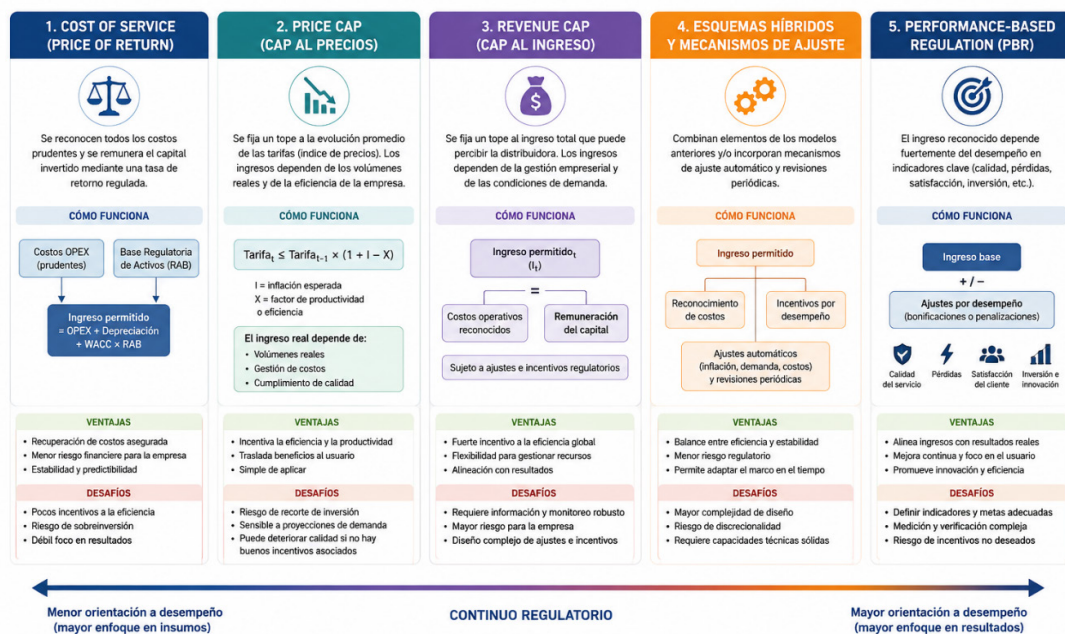


Fig. 1. Enfoques regulatorios de remuneración de las empresas distribuidoras

El modelo de remuneración define la regla básica que vincula los costos del servicio con el ingreso que la distribuidora tiene derecho a percibir. Aunque en la práctica los marcos regulatorios combinan elementos de distintos enfoques, conceptualmente pueden ordenarse en torno a cuatro arquee-

tipos que se distinguen por la variable que el regulador controla y por la forma en que se reparte el riesgo entre la empresa y los usuarios.

La regulación por **tasa de retorno** (rate of return o cost of service) es el enfoque tradicional. El regulador reconoce a la distribuidora la totalidad de sus costos operativos prudentes más una rentabilidad razonable

sobre el capital invertido, calculada aplicando una tasa de retorno a la base de activos. Su principal virtud es que asegura la recuperación de la inversión y reduce el riesgo de la empresa, lo que favorece el financiamiento de la expansión de la red. Su principal debilidad es que ofrece incentivos débiles a la eficiencia: como los costos se trasladan a la tarifa de manera relativamente automática, la empresa tiene escaso estímulo para reducirlos y puede incluso verse inducida a sobreinvertir en activos, fenómeno conocido en la literatura como el efecto Averch-Johnson. Por estas razones, este modelo ha tendido a sustituirse o a complementarse con esquemas de incentivos.

La regulación por **precio tope** (Price Cap) invierte esa lógica. En lugar de reconocer los costos efectivos, el regulador fija un precio máximo —o un valor unitario, como el Valor Agregado de Distribución (VAD) predominante en la región— que la distribuidora puede cobrar durante un período plurianual, ajustado año a año por inflación y por un factor de eficiencia (el conocido esquema RPI-X, donde el precio crece con la inflación menos un factor X de productividad esperada). Al desacoplar el ingreso de los costos efectivos durante el ciclo, el Price Cap genera un incentivo potente a la eficiencia: toda reducción de costos por debajo del nivel previsto se traduce en mayor utilidad para la empresa hasta la siguiente revisión. Su contrapartida es que traslada más riesgo a la distribuidora —si los costos resultan mayores a lo proyectado, la empresa absorbe la diferencia— y exige al regulador una fuerte capacidad técnica para fijar correctamente el precio inicial y el factor de eficiencia.

La regulación por **ingreso tope** (Revenue Cap) es conceptualmente análoga al precio tope, pero el regulador limita el ingreso total permitido de la distribuidora en lugar de su precio unitario. Este enfoque desacopla los ingresos de la empresa del volumen de energía vendida, lo que resulta especialmente relevante en contextos de eficiencia energética, autoconsumo y generación dis-

tribuida, donde las ventas pueden estancarse o disminuir sin que ello refleje una menor necesidad de infraestructura. Bajo un Revenue Cap, la distribuidora no tiene incentivo a promover un mayor consumo para sostener sus ingresos, lo que alinea mejor el modelo con los objetivos de la transición energética; a cambio, requiere mecanismos de ajuste para reconciliar el ingreso permitido con la demanda efectivamente atendida.

En la práctica regulatoria, la frontera entre estos arquetipos se ha difuminado: han surgido esquemas híbridos de regulación por incentivos (performance-based regulation) que combinan un control del ingreso o del precio con mecanismos de reparto de riesgos, factores de calidad y reconocimiento diferenciado de inversiones. Cada modelo representa un punto distinto en el continuo entre la protección de la rentabilidad de la empresa y la presión por la eficiencia, y la elección entre ellos refleja una decisión sobre cómo distribuir el riesgo regulatorio.

3.2. DETERMINACIÓN DE COSTOS

Cualquiera sea el modelo de remuneración, el regulador debe determinar qué nivel de costos reconoce como base de la tarifa. Esta decisión es metodológicamente delicada, porque de ella depende que la tarifa retribuya una operación eficiente y no las ineficiencias de una empresa concreta. Existen tres aproximaciones principales.

El enfoque de **empresa modelo eficiente** —o empresa de referencia— construye una compañía teórica que prestaría el servicio en el área de concesión al mínimo costo posible, empleando una configuración óptima de la red. Los costos de esa empresa ideal, y no los de la distribuidora real, son los que se reconocen en la tarifa. Este método, ampliamente difundido en América Latina y asociado a los esquemas de VAD, traslada un fuerte incentivo a la eficiencia, pues cualquier diferencia entre el costo real y el costo modelado queda a cuenta de la empresa. Sus desafíos residen en la complejidad de mo-

delar correctamente la empresa eficiente y en el riesgo de que el modelo se aleje de las condiciones reales de operación, especialmente cuando deben incorporarse activos nuevos o no convencionales que la lógica de optimización tradicional no contempla.

El enfoque de **costos reales** —o históricos— reconoce los costos efectivamente incurridos por la distribuidora, sujetos a un juicio de prudencia y eficiencia por parte del regulador. Ofrece mayor certidumbre en la recuperación de las inversiones y refleja con fidelidad las particularidades de cada empresa, pero exige un control regulatorio intensivo para evitar el traslado de ineficien-

cias y debilita el incentivo a la reducción de costos. Entre ambos extremos se sitúan los **esquemas mixtos**, que combinan costos modelados para algunos componentes — típicamente la red— con costos reales o de mercado para otros, o que emplean técnicas de benchmarking comparando el desempeño de las distribuidoras entre sí para fijar metas de eficiencia. La elección del método de determinación de costos es inseparable del modelo de remuneración: la empresa modelo eficiente es la contraparte natural de los esquemas de precio tope, mientras que el reconocimiento de costos reales se asocia a la regulación por tasa de retorno.

3.3. COMPONENTES DEL INGRESO REGULADO



Fig. 2. Componentes del ingreso regulado de la distribuidora

Con independencia del modelo, el ingreso regulado de una distribuidora se compone esencialmente de tres elementos: la retribución del capital invertido, la recuperación de ese capital vía depreciación y la cobertura de los costos de operación y mantenimiento. La pieza central es la **Base Regulatoria de Activos** (RAB, por sus siglas en inglés, Regulatory Asset Base), que representa el valor del capital invertido en la red sobre el cual la empresa tiene derecho a obtener una rentabilidad. La determinación de la RAB es una de las decisiones más sensibles de la regulación, y se aborda mediante distintos métodos de valoración: el **valor histórico** re-

gistra los activos a su costo de adquisición depreciado; el **costo de reposición** —a través del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) o equivalentes— valora los activos según lo que costaría reemplazarlos hoy por otros de tecnología equivalente, depreciado por su uso. El método elegido y la frecuencia con que la RAB se actualiza tienen un impacto directo sobre el nivel de la tarifa y sobre las señales de inversión que recibe la empresa.

Los costos que sustentan el ingreso se clasifican habitualmente en costos de capital (**CAPEX**, capital expenditures), correspondientes a las inversiones en activos de lar-

ga vida que se incorporan a la RAB y se remuneran a lo largo del tiempo, y costos de operación (**OPEX**, operating expenditures), correspondientes a los gastos corrientes de operación, mantenimiento y comercialización, que se reconocen en el período en que se incurren. La distinción entre ambos no es neutra: cuando el reconocimiento del CAPEX resulta más favorable que el del OPEX —porque se remunera con rentabilidad a lo largo de su vida útil—, la empresa puede verse sesgada a resolver sus necesidades mediante inversión en activos antes que mediante soluciones operativas, aun cuando estas últimas fueran más eficientes (el llamado capex bias). Para corregir ese sesgo ha ganado terreno el enfoque **TOTEX** (total expenditures), que reconoce de manera integrada el gasto total —capital y operación— y permite a la empresa elegir la combinación más eficiente entre invertir y operar, sin que la regulación predetermine la respuesta. El TOTEX resulta especialmente pertinente en un contexto de digitalización, donde soluciones basadas en software, datos y flexibilidad pueden sustituir con ventaja a la expansión física de la red.

En la mayor parte de los esquemas regulatorios, la rentabilidad que se aplica a la RAB se determina mediante el **Costo Promedio Ponderado de Capital** (WACC, Weighted Average Cost of Capital), que combina el costo de la deuda y el costo del capital propio según la estructura de financiamiento de una empresa eficiente. El WACC busca reflejar el retorno que exigirían los inversionistas para financiar una actividad de riesgo comparable, de modo que sea suficiente para atraer capital sin trasladar a los usuarios un costo excesivo. Su calibración es uno de los puntos más debatidos de cualquier revisión tarifaria, porque pequeñas variaciones en la tasa producen efectos significativos sobre la tarifa y sobre la viabilidad de las inversiones. Un principio recurrente en la buena práctica regulatoria es que la tasa de retorno reconocida debe guardar coherencia con el riesgo regulatorio efectivo que enfrenta la empresa: si el marco traslada mucho riesgo a la distribuidora, la tasa debería reflejarlo; si lo reduce mediante mecanismos de ajuste y traspaso, la tasa puede ser menor.

3.4. ESTRUCTURA TARIFARIA Y SEÑALES DE PRECIO



Fig. 3. Diseño tarifario: componentes y dimensiones

Mientras el modelo de remuneración determina cuánto percibe la distribuidora, la estructura tarifaria define cómo se recauda ese ingreso de los usuarios, es decir, la forma en que el ingreso regulado se traduce en cargos concretos en la factura. El diseño de esta estructura cumple una doble función: recaudar de manera suficiente y estable el ingreso permitido, y enviar a los usuarios señales de precio que reflejen el costo que su consumo impone al sistema. Estos dos objetivos pueden entrar en tensión, y buena parte del debate sobre diseño tarifario consiste en equilibrarlos junto con consideraciones de equidad y simplicidad.

Los componentes básicos de una tarifa son el **cargo fijo**, que se cobra con independencia del consumo y busca recuperar los costos que no varían con la energía consumida —principalmente asociados a la infraestructura—, y el **cargo variable** o volumétrico, proporcional a la energía consumida y expresado en unidades monetarias por kilovatio-hora. A estos se suma, en muchos diseños, el **cargo por potencia** o por demanda máxima, que cobra al usuario por la capacidad que requiere del sistema, medida como su demanda máxima en un período determinado. El cargo por potencia es conceptualmente relevante porque buena parte de los costos de la red se determina por la capacidad que debe estar disponible en los momentos de máxima demanda, y no por la energía total consumida; sin embargo, su aplicación a usuarios residenciales exige medición adecuada y suele reservarse a las medianas y grandes demandas. La proporción en que el ingreso se recauda mediante cargos fijos, variables y de potencia define el grado en que la tarifa refleja la estructura real de costos y el modo en que se reparte el costo del servicio entre usuarios de distinto perfil de consumo.

Una dimensión adicional del diseño tarifario es la **diferenciación temporal** de los precios. Las tarifas por tiempo de uso (time-of-use), las tarifas horarias y, en su expresión más

avanzada, las tarifas dinámicas, hacen variar el precio de la energía según el momento en que se consume, encareciéndola en las horas de mayor demanda y abaratándola en las de menor. Estas señales buscan inducir un uso más eficiente de la red, desplazar consumo hacia las horas valle y aprovechar la flexibilidad de la demanda, una capacidad que adquiere creciente valor con la electrificación del transporte y la penetración de la generación distribuida. Su despliegue, no obstante, depende de la existencia de medición avanzada y plantea retos de aceptación y comprensión por parte de los usuarios.

3.5. INCENTIVOS REGULATORIOS Y CICLOS TARIFARIOS

Los marcos regulatorios modernos no se limitan a fijar un nivel de ingreso, sino que incorporan **incentivos explícitos** orientados a alinear el comportamiento de la distribuidora con objetivos de interés público que el solo control de costos no garantiza: la calidad del servicio, la reducción de pérdidas, la eficiencia operativa y, crecientemente, la resiliencia y la integración de nuevas tecnologías. Estos incentivos pueden ser **simétricos**, cuando el desempeño de la empresa afecta sus ingresos en ambos sentidos —de modo que superar los estándares genera una bonificación y no alcanzarlos una penalidad—, o **asimétricos**, cuando solo se penaliza el incumplimiento sin premiar el desempeño superior. La diferencia es relevante: un esquema simétrico convierte la calidad en una variable de inversión rentable y estimula a la empresa a esforzarse más allá del mínimo exigido, mientras que un esquema de solo penalidades tiende a fijar el desempeño en torno al umbral regulatorio. El tratamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas sigue una lógica análoga: el reconocimiento de un nivel de pérdidas eficiente, con penalización de los excesos y, en los mejores diseños, retribución de las reducciones, traslada a la distribuidora el incentivo a gestionarlas activamente.

Estos incentivos operan dentro de **ciclos tarifarios**, esto es, los períodos plurianuales —habitualmente de cuatro o cinco años— durante los cuales rigen los parámetros fijados en una revisión tarifaria, antes de que se recalculen en la revisión siguiente. La duración del ciclo encierra un compromiso: un período más largo refuerza el incentivo a la eficiencia, porque la empresa retiene durante más tiempo las ganancias de productividad que logra, pero aumenta el riesgo de que los parámetros se desactualicen frente a cambios de costos, demanda o tecnología. Para mitigar ese riesgo, los marcos incorporan **mecanismos de revisión intermedia** y, sobre todo, **mecanismos de indexación y ajuste** que actualizan periódicamente la remuneración en función de la inflación, el tipo de cambio u otros factores relevantes, preservando el valor real del ingreso a lo largo del ciclo.

La combinación entre la duración del ciclo, la robustez de los mecanismos de ajuste y la previsibilidad de las reglas determina, en última instancia, el riesgo regulatorio que percibe el inversionista, cerrando el círculo con la tasa de retorno. De este modo, los cinco elementos —modelo de remuneración, determinación de costos, componentes del ingreso, estructura tarifaria e incentivos— operan como un sistema interdependiente cuyo equilibrio define la suficiencia y la sostenibilidad del esquema tarifario.

“

El modelo de remuneración define la regla básica que vincula los costos del servicio con el ingreso que la distribuidora tiene derecho a percibir



PANORAMA REGIONAL DE LOS MODELOS DE REMUNERACIÓN Y ESQUEMAS TARIFARIOS

4.1. MODELOS DE REMUNERACIÓN

Elegir un modelo de remuneración no es una decisión que se agote en sí misma: de ella se derivan las demás —cómo se determinan los costos, cómo se valoran y reconocen los activos, qué tasa retribuye el capital y qué incentivos se aplican—, y todas responden, en el fondo, a una misma pregunta: quién asume el riesgo de que los costos reales se aparten de los reconocidos: la empresa o los usuarios. Conviene por eso leer las dimensiones que siguen no como rasgos independientes, sino como piezas de un mismo sistema. Vistos así, los marcos de la región muestran que bajo la variedad de los diseños se repiten algunas lógicas, y que los desafíos de la transición energética tienden a reaparecer en los mismos puntos.

4.1.1. Modelos aplicados en la región

El benchmarking revela un panorama que, a primera vista, sugiere uniformidad: la mayoría de las distribuidoras declara operar bajo un esquema de regulación por **precio tope** (Price Cap) articulado en torno al Valor Agregado de Distribución (VAD). Esa coincidencia, sin embargo, esconde diferencias en la regla con que se fija el ingreso de la distribuidora. Lo que de verdad distingue a los modelos es esa regla y, con ella, el reparto del riesgo entre la empresa y los usuarios: según cuán atado esté el ingreso a los costos que la empresa realmente incurre. Bajo ese criterio, el panorama regional se ordena en tres categorías sobre un mismo continuo.

La primera, y con diferencia la más extendida, es el precio tope: el regulador fija una **tarifa máxima** para un período plurianual —el VAD— calculado sobre costos eficientes de referencia, no sobre los de la distribuidora real. Chile constituye su expresión más

pura; bajo la misma regla operan Guatemala y Perú, que construyen ese estándar a partir de una empresa modelo teórica. Brasil comparte la lógica de precio tope por incentivos —fija tarifas por ciclo y permite a la empresa retener las ganancias de eficiencia sin trasladar íntegramente sus costos—, pero con una diferencia que conviene señalar: su costo eficiente no proviene de una empresa modelo, sino del benchmarking entre distribuidoras reales. El Salvador comparte el paradigma desde su propia trayectoria —su Ley General de Electricidad valora los activos a Valor Nuevo de Reemplazo y los retribuye con una tasa fijada por ley—, y Bolivia se inscribe también aquí, con un rasgo singular: remunera el capital mediante una tasa de retorno comercial referenciada al rendimiento de las empresas de servicios públicos del índice Dow Jones. La jurisdicción federal argentina, aunque se enmarca igualmente en un precio tope, construye el ingreso aplicando una tasa de retorno sobre una base de activos. Lo que unifica al grupo es la consecuencia: como el ingreso se fija de antemano sobre un estándar —sea una empresa modelo o un referente de eficiencia construido por comparación— y no sobre el gasto efectivo, la empresa obtiene beneficios por mejorar su eficiencia pero también absorbe la diferencia cuando sus costos reales lo superan, de modo que el riesgo de operar por encima del estándar recae sobre ella.

A cierta distancia se sitúa el ingreso máximo, cuyo exponente regional es Colombia. Aquí el regulador no fija un precio unitario, sino un tope al ingreso total de la distribuidora, anclado en los activos efectivamente instalados por el operador y en un plan de inversiones aprobado, bajo la Resolución CREG 015 de 2018. El esquema conserva un fuerte incentivo a la eficiencia, pero, al atar

la remuneración a la base de activos real y no a una empresa teórica, desacopla el ingreso del volumen de ventas y reparte el riesgo de otro modo: el operador no carga con la totalidad de la brecha entre lo previsto y lo ejecutado.

En el extremo opuesto del continuo está **el servicio al costo**, propio de los sistemas dominados por empresas públicas o cooperativas. En Costa Rica, Ecuador y Paraguay el ingreso sigue de cerca los costos que la empresa realmente incurre, con el fin de recuperarlos y sostener la reinversión más que de retribuir un capital privado; en Paraguay, incluso, la tarifa la fija el Poder Ejecutivo por decreto. Como el ingreso se acopla al gasto efectivo, el riesgo de que ese gasto resulte elevado recae sobre el usuario o el Estado, no sobre la empresa.

Más allá de la variedad de etiquetas, lo que estas tres posiciones comparten es un mismo principio: el modelo fija el ingreso atándolo, en mayor o menor medida, a los costos reales de la empresa, y de ese grado de acoplamiento depende quién soporta el riesgo. Pero ningún modelo opera en el vacío: todos necesitan una cifra de costos sobre la cual fijar ese ingreso. Cómo se construye esa cifra —el nivel de costos que el regulador reconoce como base de la tarifa— es el asunto de la subsección siguiente.

La **Tabla 1** sintetiza este panorama: los tres enfoques con que la región remunera la distribución, la base de costos sobre la que cada uno construye el ingreso y el reparto del riesgo que de ellos se desprende, con los países que se inscriben en cada caso.



Tabla 1. Modelos de remuneración aplicados en la región

Enfoque	Lógica	Base de costos	Países
Precio tope sobre costos eficientes	Ingreso fijado ex ante sobre un estándar, no sobre el gasto real	Empresa modelo teórica o benchmarking entre distribuidoras basada en activos reales	Chile, Guatemala, Perú, Brasil, El Salvador, Bolivia
Ingreso máximo (Revenue Cap)	Tope al ingreso total anclado en la red física real, con planes de inversión.	Esquema mixto: Activos reales instalados (CAPEX) + Benchmarking de eficiencia (OPEX).	Colombia
Servicio al costo	El ingreso sigue los costos reales incurridos para garantizar el servicio	Costos reales y contables de la empresa (sujetos a criterios de prudencia)	Costa Rica, Ecuador, Paraguay

4.1.2. Determinación de costos reconocidos

Cualquiera sea el modelo, fijar el ingreso exige antes una cifra: el nivel de costos que el regulador reconoce como base de la tarifa. Producir esa cifra no es un trámite, sino una decisión técnica en la que los marcos de la región muestran sus diferencias más concretas. La pregunta ya no es cuánto se aparta el costo reconocido del gasto real —eso lo define el modelo—, sino cómo se construye ese costo y quién lo construye. El benchmarking ordena las respuestas en tres mecanismos, de mayor a menor elaboración técnica.

El más exigente es **la empresa modelo eficiente**, que reconstruye por completo la compañía que prestaría el servicio al mínimo costo mediante un estudio de ingeniería. Chile, Guatemala y Perú comparten este enfoque, con matices. En Chile y Perú el estudio agrupa a las distribuidoras en áreas o sectores típicos según la densidad de carga y dimensiona para cada una una empresa de referencia, tras varias rondas de observaciones entre la empresa, un consultor independiente y el regulador. Donde difieren es en quién valora los costos y quién dirime las controversias. Perú concentra ambas funciones en el regulador: OSINERGMIN aprueba una Base de Datos de Costos Estándares



de Distribución, de uso obligatorio en el cálculo del VAD, y, cuando las observaciones no se absuelven, fija él mismo los valores finales. Chile y Guatemala, en cambio, dejan la justificación de los costos al consultor que elabora el estudio —en Guatemala, una firma de ingeniería precalificada ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica— y entregan las discrepancias a un órgano independiente: el Panel de Expertos en Chile y una Comisión Pericial de tres integrantes —uno por cada parte y un tercero de común acuerdo— en Guatemala. En los tres casos el costo que entra en la tarifa es enteramente modelado: los costos contables de la distribuidora real no intervienen en el cálculo.

Un segundo procedimiento, **el esquema mixto**, renuncia a modelar la empresa entera y trata de manera distinta cada categoría de costo. Colombia combina dos técnicas según el tipo de gasto: para los activos emplea catálogos de unidades constructivas valoradas a precios estándar —bajo la Resolución CREG 015 de 2018—, y para los costos de operación recurre al benchmarking econométrico, en particular a modelos de frontera estocástica que estiman el gasto eficiente comparando el desempeño de las distribuidoras entre sí. En Argentina, la jurisdicción federal usa un método similar para la fijación del VAD y el costo de energía es un passthrough del costo del sistema. Bolivia y Brasil mezclan de otro modo: separan los costos gestionables —la operación, el mantenimiento y la administración de la red, sujetos al patrón de eficiencia— de los no gestionables, como la compra de energía, que se reconocen a su valor real y se trasladan a la tarifa; en Brasil esa separación llega a estructurar la tarifa en dos parcelas, una gestionable y otra no. El costo resultante ya no es del todo teórico: se ancla en parte a los activos efectivamente instalados o a los gastos que la empresa no controla, pero conserva una presión de eficiencia sobre aquello que sí puede gestionar.

El tercer procedimiento, **el reconocimiento de costos reales**, propio de los sistemas

de servicio al costo, parte del gasto que la empresa efectivamente realiza, sujeto a un examen de prudencia que descarta las erogaciones innecesarias. Costa Rica es el caso más documentado: su base tarifaria se construye sobre los costos justificados y los activos del operador, bajo el principio de servicio al costo. Aquí la determinación se asemeja más a una auditoría del gasto real que a la construcción de un patrón eficiente.

Estos tres procedimientos difieren en su elaboración y en quién los ejecuta, pero comparten un rasgo que conviene retener: ninguno trata los costos como un bloque único. Todos distinguen lo que cuesta invertir en la red de lo que cuesta operarla —el capital y la operación—, y tienden a aplicar a cada uno una lógica propia, como deja ver el esquema mixto al valorar los activos con un método y la operación con otro. Esa separación entre capital y operación, y las consecuencias que acarrea, es el asunto de la subsección siguiente.

4.1.3. Reconocimiento de CAPEX y OPEX

Los costos de prestar el servicio de distribución no son de una sola naturaleza. Una parte es capital invertido en activos de larga vida —líneas, subestaciones, transformadores—, que se desembolsa una vez y se usa durante décadas; la otra es gasto corriente —operación, mantenimiento, administración—, que se consume y se renueva año a año. Esa diferencia obliga a reconocerlos por separado, y prácticamente toda la región lo hace así, sin integrarlos en una sola bolsa de gasto: es la diferencia más nítida con el enfoque TOTEX consolidado en otras latitudes —que reconoce el gasto total y deja a la empresa elegir la combinación más eficiente entre invertir y operar—, un contraste que las propias distribuidoras de Chile, Colombia y Brasil hacen explícito en el benchmarking. El reconocimiento de cada componente sigue, además, un patrón común: el CAPEX se incorpora a una base de activos y se remunera a lo largo del tiempo, mediante la depreciación que recupera la inversión y una tasa de

retorno sobre el capital aún no amortizado, mientras que el OPEX se reconoce en el período en que se incurre, calculado casi siempre sobre estándares de eficiencia —en Colombia, mediante los modelos de frontera estocástica ya descritos—. Lo que cambia es la presentación: en la mayoría de los casos ambos terminan fundidos en un único cargo anualizado —el VAD chileno los expresa como un costo anual equivalente que el cliente paga sin distinguir cuánto corresponde a cada uno—, mientras que Colombia los mantiene separados en dos ingresos diferenciados.

Esa separación, sin embargo, no es inocua. Cuando es el regulador —o la empresa modelo— quien fija de antemano qué proporción corresponde a inversión y qué a operación, la distribuidora pierde la libertad de sustituir una por otra: no puede optar por una solución operativa o contratada en lugar de construir un activo, aun cuando resulte más eficiente. Y como el CAPEX se remunera con rentabilidad a lo largo de su vida útil mientras el OPEX solo se recupera en el período, el diseño inclina la balanza hacia la inversión en activos físicos, el sesgo hacia el capital que la literatura regulatoria denomina capex bias. La consecuencia trasciende lo contable: en un contexto en que muchas soluciones de la transición —flexibilidad, gestión de la demanda, servicios contratados— son operativas antes que físicas, un marco que premia el activo por encima de la operación desalienta justamente las respuestas más eficientes.

De los dos componentes, el capital plantea el problema regulatorio más complejo, porque no se agota en un período: ingresa a una base de activos que la empresa arrastra y que se remunera durante años. Cuánto vale esa base, y con qué criterio se actualiza, condiciona buena parte del ingreso reconocido, y es el asunto de la subsección siguiente.

4.1.4. Valoración de la Base Regulatoria de Activos (RAB)

El capital invertido en la red se remunera no por lo que figura en los libros de la empresa, sino por el valor que el regulador le reconoce: la Base Regulatoria de Activos (RAB). Sobre esa cifra se aplica la tasa de retorno y se calcula la depreciación que recupera la inversión, de modo que la RAB funciona como un multiplicador directo del ingreso: cuanto mayor sea, mayor la remuneración. De ahí que su valoración sea uno de los puntos más sensibles —y más disputados— de cada revisión tarifaria. La primera decisión que plantea es el criterio con que se valoran los activos: su costo de adquisición (valor histórico) o lo que costaría reemplazarlos hoy por otros equivalentes (el costo de reposición, o Valor Nuevo de Reemplazo, VNR). En ambos casos el valor se toma neto de la depreciación acumulada por el uso y la antigüedad; lo que difiere entre ellos es el punto de partida.

En esa disyuntiva, la región se inclinó de manera casi unánime por el **costo de reposición**. La normativa lo establece de forma explícita en Chile, Guatemala, Perú y El Salvador, que valoran sus activos a Valor Nuevo de Reemplazo. Colombia llega al mismo resultado por una vía propia: construye la base con las unidades constructivas a precios estándar ya mencionadas e incorpora, junto a los activos eléctricos, los no eléctricos y los terrenos de las subestaciones. En Argentina se definen conjuntos típicos constructivos y se determina su valor de mercado incluyendo los activos no eléctricos. En Brasil el criterio de reposición opera a través de la metodología tarifaria de la ANEEL —el PRORET—, aun cuando las leyes marco solo aludan de forma genérica a la revaluación patrimonial y a la depreciación de los activos. El principio que comparten es prospectivo: al fijar el valor en términos corrientes, el costo de reposición mantiene la base en lo que la red realmente vale hoy y evita que la inflación la erosione, algo especialmente valioso en economías con historial de precios

volátiles. No aparece, entre los marcos revisados, un caso de contabilidad puramente histórica: incluso Costa Rica, cuyo operador describe una valoración a valor histórico, se rige por una ley que remite a “estructuras productivas modelo” más que al costo original de los activos.

Al criterio de valoración se suma una segunda decisión, a menudo más determinante: cada cuánto se actualiza la base. Aquí los marcos se reparten en dos. En la mayoría —Chile, Guatemala, Brasil— la RAB se revalúa por completo solo en cada proceso tarifario, cada cuatro o cinco años; entre revisiones es, en esencia, una fotografía fija. La jurisdicción federal Argentina representa un intermedio, en el que la revisión es quinquenal, pero los activos incorporados cada año son agregados a la base de remuneración sin que ello constituya una revisión completa. Colombia representa el otro extremo: actualiza la base cada año, incorporando las inversiones efectivamente ejecutadas y puestas en operación por el operador. Y es ahí donde la valoración de la base deja de ser un asunto técnico para volverse económico: una RAB congelada durante todo el ciclo obliga a la inversión nueva a esperar hasta la siguiente revisión para empezar a remunerarse, mientras que una que se actualiza con frecuencia la reconoce casi de inmediato. Cómo trata cada marco esa inversión nueva —cuándo y de qué forma la incorpora— es el asunto de la subsección siguiente.

4.1.5. Remuneración de nuevos activos

Una red de distribución nunca está terminada. La demanda crece, los activos envejecen y deben reponerse, y las exigencias de calidad y de la transición energética obligan a invertir de forma continua. La pregunta que define este punto es cuándo empieza a remunerarse esa inversión: si el regulador la reconoce antes de ejecutarla, sobre la base de lo previsto para el período —ex ante—; después, una vez que el activo está en operación —ex post—; o combinando ambos momentos. En los esquemas de empresa

modelo el reconocimiento es esencialmente **ex ante**: la inversión futura entra en la tarifa a través de la construcción del modelo, que se dimensiona mirando hacia adelante —la Ley General de Servicios Eléctricos chilena calcula el VNR sobre instalaciones adaptadas a la demanda y considera factores prospectivos como la penetración de nuevas tecnologías; el Reglamento guatemalteco ordena proyectar los costos según el crecimiento previsto de la demanda y los planes de expansión—. Lo que se remunera, en estos casos, es la red eficiente que el modelo proyecta; una inversión real que el modelo no haya anticipado no encuentra reconocimiento sino hasta el siguiente proceso tarifario.

Otros marcos atan el reconocimiento a la ejecución efectiva. En los sistemas de servicio al costo opera un reconocimiento **ex post**: el activo prudente entra en la base una vez ejecutado y puesto en operación, como un costo más; e incluso en casos como Costa Rica, la revisión anual hace que ese reconocimiento sea relativamente próximo a la puesta en servicio. Entre el modelo prospectivo y el reconocimiento posterior se sitúa el **esquema mixto**, cuyo exponente más desarrollado es Colombia: bajo la Resolución CREG 015 de 2018, el operador somete a aprobación un plan que fija ex ante las inversiones reconocibles y sus montos máximos, y la base incorpora luego ex post los activos efectivamente ejecutados, con un ajuste que corrige las desviaciones entre lo planificado y lo realizado; su actualización anual le da una agilidad que los esquemas de revisión cada cuatro o cinco años no alcanzan.

La diferencia entre estos modos no es de matiz, y se concentra en la rigidez. En los esquemas ex ante más rígidos, la inversión que la empresa realiza a mitad de ciclo y que el modelo no había previsto queda sin remunerar hasta la revisión siguiente, y para entonces ha perdido valor —un costo que las propias distribuidoras subrayan en el benchmarking: la distribuidora guatemalteca lo resume como la pérdida del valor del dinero

en el tiempo que el reconocimiento diferido no alcanza a compensar—. El efecto es que el diseño desalienta precisamente la inversión que la transición vuelve más urgente, una tensión que la experiencia internacional aborda con prácticas específicas de reconocimiento de inversiones e innovación. Y si la inversión convencional y previsible ya tropieza con estas demoras, el problema se agudiza con los activos que no encajan en



Una red de
distribución nunca
está terminada

Tabla 2. Reconocimiento de las nuevas inversiones.

Momento del reconocimiento	Cómo opera	Implicación para la inversión nueva	Países
Ex ante (atado al modelo)	Solo se reconoce lo previsto en el modelo o estudio tarifario para el ciclo de 4 o 5 años	La inversión no anticipada espera al próximo proceso (asumiendo la empresa el costo financiero o la pérdida de valor en el tiempo).	Chile, Guatemala, Perú, El Salvador, Bolivia
Mixto (plan de inversiones)	Plan aprobado ex ante + incorporación ex post de los activos realmente ejecutados	Reconocimiento ágil, gracias a la actualización anual de la base regulatoria de activos	Colombia, Argentina (federal)
Ex post (al costo)	El activo entra a la base de cálculo una vez ejecutado, en operación y contabilizado	Se reconoce pronto (con revisiones anuales), pero carece del fuerte incentivo a la eficiencia que imponen los estándares teóricos.	Costa Rica, Ecuador, Paraguay

las categorías tradicionales de la red —el software, la automatización, los sistemas de gestión de datos—, cuya remuneración es el asunto de la subsección siguiente.

La **Tabla 2** resume cuándo reconoce cada marco la inversión nueva y qué implica ese momento para la distribuidora.

4.1.6. Reconocimiento de activos no convencionales

La transición energética ha incorporado a la red una clase de activos que poco se parece a las líneas y transformadores para los que se diseñaron las categorías regulatorias clásicas: medidores inteligentes, equipos de automatización, sensores, software y sistemas de gestión de datos, a menudo intangibles y de vida útil más corta. Su reconocimiento pone a prueba los marcos pensados

para la infraestructura física, y la respuesta regional, en general, llega con dificultad. En los esquemas de empresa modelo el reconocimiento es el más restringido, por una razón estructural: el modelo solo incorpora una tecnología cuando esta se ha vuelto la alternativa más eficiente, es decir, el estándar. Chile lo ilustra con nitidez —la digitalización y la automatización se remuneran únicamente si la Comisión Nacional de Energía las adopta en la empresa modelo como la solución de menor costo, o si una norma las exige—, y las distribuidoras lo confirman en el benchmarking: en Guatemala señalan que el modelo apenas da cabida a estos activos, y en Argentina, que su reconocimiento queda librado al criterio del regulador. El efecto es paradójico: el marco recompensa a quien adopta la tecnología cuando ya es común y penaliza a quien la introduce primero.

Donde existe una puerta de entrada, sue-

le ser estrecha y caso a caso. Colombia la abrió a través de las unidades constructivas especiales y de las inversiones de renovación tecnológica previstas en la Resolución CREG 015 de 2018, aunque el operador debe justificar técnicamente por qué el activo difiere del estándar y demostrar su relación costo-beneficio, en un trámite que las distribuidoras describen como lento e incierto; Perú ha avanzado por una vía afín, al permitir incorporar al VAD proyectos de innovación tecnológica y sistemas de medición inteligente, pero aún sin reglas claras para realizar su valoración. Son aperturas parciales: habilitan tecnologías específicas, una a una, en lugar de dar cabida general a la inversión no convencional. Solo los sistemas de servicio al costo los acomodan con naturalidad, al reconocerlos —tangibles o intangibles— como un costo más vía depreciación o amortización, como hace Costa Rica, aunque a cambio del débil incentivo a la eficiencia ya descrito. El patrón de fondo es común: la mayoría de los marcos valora un activo por su categoría —si encaja en una unidad constructiva conocida— y no por el resultado que entrega, y los activos genuinamente nuevos, por definición, no encajan; es una de las brechas que la experiencia internacional aborda de manera más directa, al reconocerlos por la función que cumplen.

Para la distribuidora, todo esto se traduce en incertidumbre: la inversión que la transición vuelve indispensable se reconoce tarde, de forma parcial o discrecional. Si el marco le traslada ese riesgo, cabe preguntarse si la tasa de retorno que percibe lo compensa, la cuestión que aborda la subsección siguiente.

4.1.7. Tasa de retorno sobre activos (WACC) y riesgo regulatorio

Valorar la base de activos responde a cuánto capital se remunera, pero no a qué tasa. Esa tasa —el costo promedio ponderado de capital, o WACC— es la que, aplicada sobre la base regulatoria, convierte el capital invertido en rentabilidad reconocida: sin ella,

la base es solo un inventario valorizado, no un ingreso. Su peso es doble. Es, primero, un multiplicador: una variación de pocas décimas mueve la tarifa de forma apreciable, y por eso constituye uno de los parámetros más disputados de cada revisión. Y es, además, el lugar donde el riesgo que el modelo reparte termina por pagarse. El costo que la empresa absorbe cuando se la remunera sobre un estándar, la inversión que tarda en reconocerse, los activos nuevos que no encuentran cabida: todo ello es riesgo que carga la distribuidora, y el principio que ordena la fijación de la tasa es que esta guarde coherencia con él —si el marco le transfiere mucho riesgo, la tasa debería reflejarlo; si lo atenúa, puede ser menor—. Compararlas entre países exige, eso sí, una precaución: no son homogéneas —unas se expresan en términos reales y otras nominales, unas antes y otras después de impuestos—, de modo que solo dicen algo cuando se leen sobre una misma base.

Un primer grupo fija el WACC mediante el **modelo de valoración de activos de capital** (CAPM) y lo actualiza con regularidad, de modo que la tasa sigue las condiciones de mercado y el riesgo país. Brasil lo recalcula cada año; Argentina, Chile y Colombia, en cada revisión. El caso argentino es el más elocuente del principio de coherencia: en enero de 2025 el ENRE redujo la tasa de distribución a 6,22% real después de impuestos —9,56% antes de impuestos—, por debajo del 10,31% previo, justificándolo en la mejora de los indicadores macroeconómicos y la caída del riesgo soberano. Chile, por su parte, abandonó en 2019, con la Ley 21.194, la tasa fija histórica del 10% real anual que regía desde 1982 y la reemplazó por una banda de entre 6% y 8% real determinada por CAPM. En estos marcos la tasa es una variable viva, no un número heredado.

Un segundo grupo conserva **tasas fijadas directamente por ley**, que permanecen inalteradas salvo reforma legislativa. Perú mantiene el 12% real antes de impuestos establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas

de 1992 —un valor que opera, además, como centro de una banda de control sectorial: si la rentabilidad agregada de las distribuidoras se aparta del rango de 8% a 16%, el regulador ajusta las tarifas para devolverla a él—. El Salvador conserva el 10% real de su Ley General de Electricidad de 1996, que la reforma de 2024 no modificó. Y Guatemala ofrece el caso límite: aunque su ley prevé una banda de entre 7% y 13%, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fijó la tasa en el piso del 7% y la ha mantenido en ese mínimo legal durante más de una década. La previsibilidad de estas tasas es alta, pero tienen una contracara: al no seguir las condiciones de mercado, pueden desalinearse del costo de capital real y, cuando quedan por debajo de él, trasladan a la distribuidora la diferencia.

En un tercer grupo, los sistemas dominados por empresas públicas o cooperativas prescinden de un **WACC comercial**. En Costa Rica, la ley garantiza al operador recuperar su inversión y un beneficio razonable sin romper el equilibrio financiero, principio que la metodología de la ARESEP concreta en un rédito acotado, muy por debajo de las tasas comerciales de la región. Ecuador es un caso aún más extremo: durante años reconoció una tasa de descuento del 0% —solo la depreciación, sin retorno sobre el capital

público— y apenas en 2025 la elevó a un valor real positivo, aunque todavía mínimo. Paraguay no fija una tasa de retorno formal: la ANDE, empresa estatal integrada, recupera su capital a través de los costos del servicio. Bolivia constituye un caso singular: reconoce una tasa comercial, pero la calcula por referencia al rendimiento de las empresas de servicios públicos del índice Dow Jones, desligándola del riesgo financiero local. Leídas sobre una misma base, las tasas de la región muestran una dispersión menor de lo que sugieren los números crudos, y las más altas —las de Colombia y Perú, en torno al 12% real antes de impuestos— reflejan en buena medida el mayor riesgo país, en línea con el principio de que la remuneración del capital debe seguir al riesgo.

Con todo, una tasa bien fijada no basta por sí sola. Lo que en última instancia determina el riesgo del inversionista no es solo el nivel de la tasa, sino la estabilidad y la previsibilidad de las reglas: una tasa generosa sobre el papel se diluye si las inversiones se reconocen tarde, si las tarifas se congelan por razones políticas o si las metodologías cambian de forma imprevista. La tasa de retorno es, por eso, condición necesaria pero no suficiente de una remuneración adecuada. Y el ingreso regulado tampoco se agota en retribuir el capital y su riesgo: incorpora



Tabla 3. Mecanismos de fijación de la tasa de retorno (WACC) en la región.

Mecanismo	Rasgo distintivo	Países
WACC por CAPM, actualizado periódicamente	Sigue el mercado y el riesgo país mediante recálculos en cada ciclo tarifario o anuales	Argentina, Brasil, Chile, Colombia
Tasa o banda fijada por ley	Estática: muy previsible (fijada en un número o contenida en una banda legal), pero puede desalinearse del costo real de capital	Perú, El Salvador, Guatemala
Sin WACC comercial (lógica pública / cooperativa)	Rédito para el desarrollo o costo contable, sin retribución de capital privado	Costa Rica, Ecuador, Paraguay

además incentivos que premian o penalizan el desempeño de la distribuidora, que son el objeto de la subsección siguiente.

La **Tabla 3** resume los tres mecanismos con que la región fija la tasa de retorno y los países que aplica cada uno; los valores específicos, dada su distinta base (real o nominal, antes o después de impuestos), se detallan en el texto.

4.1.8 Esquemas de incentivos

Fijar el ingreso y su tasa de retorno asegura que la distribuidora recupere sus costos, pero no garantiza que preste un buen servicio: una empresa puede operar al costo reconocido y, aun así, ofrecer una calidad pobre o tolerar pérdidas elevadas. Por eso los marcos añaden incentivos explícitos, que vinculan una parte del ingreso al desempeño en objetivos que el solo control de costos no asegura: la calidad del suministro, la reducción de pérdidas, la eficiencia y, cada vez más, la resiliencia. La distinción decisiva es si esos incentivos son **simétricos** —premiar el buen desempeño y penalizan el malo— o **asimétricos** —solo castigan el incumplimiento—, porque de ello depende que la calidad se vuelva una inversión rentable o apenas un umbral que evitar.

El incentivo más extendido en la región es el de **calidad**, articulado en torno a los indicadores de continuidad SAIDI y SAIFI. Pero en la mayoría de los marcos opera de forma asimétrica: el incumplimiento de las metas acarrea sanciones o compensaciones a los

usuarios, sin que el desempeño superior genere una retribución equivalente. En Argentina, por caso, las metas de calidad forman parte del régimen de sanciones, no de la remuneración reconocida. Colombia es la excepción más nítida: su esquema ajusta el ingreso del operador al alza o a la baja según se sitúe por encima o por debajo de las metas de calidad media, de modo que la calidad sí mueve la remuneración. Brasil integra en su Factor X una dimensión de calidad y satisfacción del cliente —el componente, definido en el PRORET de la ANEEL, que ajusta al alza o a la baja los ingresos de la distribuidora—.

Las pérdidas reciben un tratamiento de doble cara. Por un lado, son un componente reconocido del ingreso: el regulador admite un nivel de pérdidas eficiente —valorado al precio de la energía— como parte del costo del servicio. Por otro, y precisamente porque ese nivel reconocido es fijo, operan como un incentivo: si la distribuidora reduce sus pérdidas reales por debajo del estándar, retiene la diferencia como mayor ingreso, según señalan operadores de Chile y Argentina. Colombia va más allá al estructurar planes de reducción de pérdidas que reconocen los costos del esfuerzo cuando se cumplen las metas y obligan a devolver lo reconocido cuando no. Es uno de los incentivos mejor desarrollados de la región.

La **eficiencia operativa**, en cambio, rara vez se premia de forma explícita: en los esquemas de empresa modelo y precio tope está incorporada de raíz, pues toda reducción de costos por debajo del estándar queda para

la empresa hasta la siguiente revisión, de modo que el propio modelo hace las veces de incentivo. Y la **resiliencia** y la **digitalización** —los objetivos que la transición vuelve más urgentes— casi no cuentan hoy con un incentivo remuneratorio: las distribuidoras señalan que no existe o que apenas empieza a discutirse. El cuadro de conjunto es revelador: la región incentiva sobre todo castigando, premia la eficiencia estática que el modelo ya trae incorporada, y deja sin señal económica los resultados que el nuevo paradigma demanda; es precisamente el tránsito hacia incentivos simétricos y orientados a resultados lo que la experiencia internacional ha desarrollado. Estos incentivos, además, no operan en cualquier momento: rigen dentro de un período tarifario, y su fuerza depende de cuánto dure ese período y de cómo se actualice la remuneración mientras tanto, la dimensión temporal que aborda la subsección siguiente.

4.1.9. Ciclos tarifarios y mecanismos de indexación/ajuste

La remuneración de la distribuidora no se recalcula de forma continua: se fija en una revisión tarifaria y rige durante un período plurianual, hasta la revisión siguiente. Esa periodicidad encierra un compromiso. Un ciclo largo refuerza el incentivo a la eficiencia, porque la empresa retiene durante más tiempo las ganancias de productividad que logra; pero también aumenta el riesgo de que los parámetros —costos, demanda, tecnología— queden desactualizados frente a la realidad. Para administrar esa tensión, los marcos combinan dos herramientas: **la duración del ciclo** y **los mecanismos de indexación y ajuste** que actualizan la remuneración mientras este transcurre.

La **duración del ciclo** es, en la región, notablemente homogénea: se extiende casi siempre entre cuatro y cinco años —cuatro en Chile y Perú, cinco en Guatemala, Argentina y Colombia, y de cuatro a cinco en Brasil—. Las diferencias aparecen en cómo se actualiza la base dentro de ese período:

mientras la mayoría la mantiene fija hasta la revisión siguiente, Colombia y la jurisdicción federal argentina permiten la actualización cada año y Costa Rica ajusta sus tarifas anualmente, lo que acorta la distancia entre la inversión y su reconocimiento. La revisión integral intermedia es infrecuente, pero varios marcos prevén válvulas extraordinarias: Brasil y Argentina (federal), por ejemplo, habilitan una revisión fuera de ciclo cuando se acredita la ruptura del equilibrio económico-financiero de la concesión, un principio que su ley de concesiones consagra de forma expresa.

Los **mecanismos de indexación y ajuste**, por su parte, son los que preservan el valor real del ingreso entre una revisión y otra, y su robustez varía enormemente. En un extremo se sitúa Colombia, cuya remuneración de distribución se ajusta casi exclusivamente por el índice de precios al productor, una dependencia que sus propias distribuidoras consideran insuficiente para capturar los factores macroeconómicos que enfrentan. En el otro está Argentina que, empujada por la inflación, llevó el ajuste a una frecuencia mensual atada a la evolución de los precios e incorporó un esquema de diferimiento que reconoce el costo financiero de recuperar de manera gradual los aumentos pendientes. Entre ambos polos, el resto de la región recurre a actualizaciones de periodicidad intermedia y a canastas variadas de índices —el índice de precios al consumidor local en El Salvador, o combinaciones que suman el tipo de cambio e índices de precios externos en otros casos—.

Duración e indexación operan, en definitiva, como un solo dispositivo: cuanto más largo el ciclo, más decisiva se vuelve la robustez del ajuste, y de la combinación de ambos depende cuánto riesgo de erosión del ingreso real soporta la distribuidora entre revisiones. Ese riesgo es, precisamente, el que la tasa de retorno debería reconocer, de modo que ciclo, ajuste y WACC forman parte de un mismo sistema. Esa interdependencia abarca todo el esquema: el modelo de remune-

ración, la determinación de los costos, el tratamiento del capital y la operación, la valoración y actualización de los activos, los incentivos y los ciclos no son decisiones independientes, sino piezas de un mismo sistema cuyo equilibrio define la suficiencia y la sostenibilidad de la remuneración. Determinado cuánto percibe la distribuidora, queda la otra mitad de la ecuación tarifaria: cómo se recauda ese ingreso de los usuarios, a través de la estructura de cargos que aborda el apartado siguiente.



4.2. ESQUEMAS TARIFARIOS Y SEÑALES DE PRECIO

La fijación de precios de la electricidad en América Latina combina, en mayor o menor grado, componentes de energía, tarifas de transmisión y distribución, y cargos sectoriales e impuestos. Aunque esa descomposición es ampliamente reconocida en la literatura, su aplicación práctica varía significativamente entre los países, tanto en la forma de asignación de los costos como en la transparencia con que cada componente se presenta al consumidor. Otro elemento central para el diseño tarifario es la distinción entre costos fijos y variables, usualmente traducida en tres componentes: uno volumétrico, asociado al consumo de energía; uno fijo, orientado a la recuperación de costos independientes del uso; y un componente de capacidad, relacionado con el dimensionamiento de la infraestructura.

Comprender cómo cada país estructura estos elementos y de qué forma la tarifa transmite señales económicas a los consumidores e influye en el desempeño de las distribuidoras es fundamental para identificar brechas, evaluar incentivos y reconocer oportunidades de mejora regulatoria. Las diferencias observadas en la región reflejan elecciones institucionales, madurez regulatoria, prioridades de política pública y condiciones estructurales de los sistemas eléctricos. El análisis comparativo de los modelos tarifarios latinoamericanos permite, por tanto, entender cómo se recuperan los costos, así como la forma en que cada país equilibra eficiencia, equidad, sostenibilidad financiera y calidad del servicio.

4.2.1. Estructura y apertura de componentes tarifarios

País	Cargo fijo	Cargo por energía	Cargo por potencia / demanda	Apertura tarifaria (componentes visibles o explícitos)
Argentina	●	●	○	CM D
Bolivia	●	●	○	G Dep. Utilidad
Brasil	○	●	○	G TUSD
Chile	●	●	○	G T D R
Colombia	○	●	○	G T D C P R
Costa Rica	●	●	○	G T D C R
Ecuador	●	●	○	G T D C
El Salvador	●	●	○	G D C
Guatemala	●	●	○	G T D
Paraguay	●	●	○	G T D C
Perú	●	●	○	G T D

LEYENDA

- Aplicación general
- Aplicación parcial (según nivel de tensión o tipo de usuario)
- No aplica

CLAVE DE COMPONENTES

- G Generación (energía)
- T Transmisión
- D Distribución (uso de red)
- C Comercialización
- P Pérdidas
- R Restricciones / Otros
- TUSD Tarifa por Uso del Sistema de Distribución
- CM Costos de Comercialización
- Dep. Depreciación
- Utilidad Utilidad permitida

Fig. 4. Estructura y apertura de componentes tarifarios.

La gran mayoría de la muestra utiliza una estructura básica de cargo fijo más cargo variable. Solo Colombia no posee un componente fijo, y Brasil tampoco cuando se trata del segmento residencial (Solo existen límites mínimos de datos de 30 kWh, 50 kWh y 100 kWh). Cabe resaltar que un cargo fijo uniforme aplicado a todos los usuarios puede cumplir la función de recuperar costos, pero no necesariamente atenderá a criterios de eficiencia.

La estructura tarifaria en **Argentina** aplica un valor fijo sumado a un valor variable por energía para pequeñas demandas (≤ 10 kW), mientras que las medianas y grandes demandas incluyen también cargos por la capacidad máxima de suministro, por la potencia demandada en horario de punta, por la energía consumida en los distintos períodos tarifarios (punta, valle e intermedio) y por la potencia excedida. La composición tarifaria en Argentina incluye el Costo de Compra en el Mercado Mayorista (Energía + Potencia + Transporte) y el Valor Agregado de Distribución.

En **Brasil** existe un componente fijo de la tarifa solo para los consumidores del Grupo A (alta tensión), que corresponde al valor cobrado por la demanda contratada o medida, remunerando la capacidad que la distribuidora debe mantener disponible. Se encuentra en proceso de Consulta Pública una propuesta para sustituir el modelo actual de franquicia mínima de 30, 50 y 100 kWh —en el cual el consumidor paga un valor mínimo basado en una cantidad de energía, aunque no la utilice— por un cobro fijo mensual en reales. La composición tarifaria considera los costos de la energía generada o costos de compra —que forman la Tarifa de Energía (TE)— más el transporte de energía hasta las unidades consumidoras, que consiste en la Tarifa por el Uso del Sistema de Distribución (TUSD). La TUSD se descompone en las parcelas A —que cubre costos de terceros—, B —correspondiente al valor agregado de la Distribución— y pérdidas, cargos y otros.

Bolivia adopta una estructura tarifaria con componentes fijo y variable para todos los niveles de demanda. Lo que cambia es la forma de cobro de la parte variable: para cargas pequeñas (≤ 10 kW) depende únicamente de la energía consumida; para demandas medianas (11 a 50 kW) incluye costos de energía y potencia; y para grandes consumidores (> 50 kW) la energía se tarifa por bloques horarios (alto, medio y bajo), más cargos de potencia y de exceso fuera de la punta. Entran en las tarifas el costo de compra y transporte de electricidad en el caso del Sistema Integrado, o el costo de generación en el caso de los Sistemas Aislados Integrados Verticalmente; los costos de operación, mantenimiento y administración; y los costos de capital.

La estructura tarifaria de **Chile** incluye un componente fijo, que cubre los costos de atención al cliente, y uno variable, que refleja los demás costos del servicio. La tarifa final se descompone en partes que reflejan los costos de generación, transmisión, distribución y otros cargos.

La tarifa final en **Colombia** no posee ningún componente fijo y cuenta con la apertura más completa entre los países, que corresponde a la suma de los siguientes elementos: Generación (G), costo variable asociado a la energía adquirida para atender a los usuarios regulados; Transmisión (T), componente variable que remunera el uso de las redes de transmisión; Distribución (D), costo asociado al uso de las redes de distribución; Comercialización (C), costos relacionados con la atención al usuario; Pérdidas (PR), componente variable que reconoce las pérdidas reguladas del sistema de distribución y transmisión; y Restricciones (R), costos asociados a las restricciones operativas del sistema eléctrico. La suma de estos seis componentes genera el Costo Unitario (\$/kWh), que se multiplica por el consumo mensual de cada usuario para determinar el valor correspondiente a cada componente tarifario.

Por su parte, **Costa Rica** adopta un componente fijo en su estructura tarifaria, aplicado cuando el consumidor se clasifica en tarifas binomias, que cobran por separado energía (kWh) y demanda (kW). La tarifa final reúne energía —costo de la generación adquirida—, transmisión —transporte de la energía hasta las redes locales—, VAD —cargo fijo por usuario, pérdidas medias y costos de capital, operación y mantenimiento—, potencia, cargos regulatorios y servicios complementarios.

La descomposición de la tarifa en **El Salvador** considera un componente fijo para cubrir los costos de comercialización y componentes variables para los costos de distribución y de la energía consumida, referente a la generación. El componente de distribución refleja el valor que el distribuidor asigna para realizar mantenimiento, mejora y expansión de la red.

La estructura tarifaria de **Guatemala y Perú** es bastante similar, organizada en tres bloques principales: generación, transmisión y distribución. En el bloque de generación, ambos incluyen el cobro por energía (kWh) y potencia para atender la demanda de los usuarios regulados. La transmisión, en ambos países, reúne cargos de conexión y uso de la red, incorporando costos como pérdidas, congestiones y compensaciones entre agentes. La distribución, por su parte, está compuesta por el Valor Agregado de Distribución (VAD), que remunera la red de media y baja tensión, además de los costos de conexión asociados a la atención del usuario. En ambos casos, el VAD incluye un cobro de valor mensual fijo, asociado al costo de mantener la infraestructura disponible para el consumidor, mientras que el componente variable se calcula sobre el consumo (kWh) y, cuando corresponde, sobre la potencia demandada (kW).

Paraguay adopta una tarifa monómica, compuesta por energía (costo de generación y compra), potencia y demanda —aplicadas principalmente a grandes consumidores en

horarios de punta— y por el uso de la red de distribución, que incorpora infraestructura, operación y mantenimiento, costos comerciales, depreciación y remuneración de los activos. Además, existen modalidades específicas para consumidores electrointensivos.

4.2.2. Cargo por potencia o demanda máxima

Entre los países analizados, solo **Chile** tiene cargo por demanda para el **segmento residencial**. Los consumidores residenciales pagan el costo relacionado con la potencia de forma indirecta, mediante factores de carga aplicados al consumo de energía, tanto en distribución como en generación —no hay cobro directo por demanda contratada o medida—. El cobro se realiza por potencia leída o contratada, y la demanda máxima es medida en bloques de 15 minutos. **Colombia** posee una tarifa **monómica** por energía, mientras que **Perú** posee un cargo de “potencia **coincidente**”, que hace referencia a la demanda registrada por el cliente que coincida con la demanda máxima nacional del mes, el cual es incluido en la fórmula de la energía para residenciales (BT5), pero de manera no visible para el usuario.

La mayoría de los países analizados poseen una tarifa por potencia o demanda para los **consumidores de mediano y gran porte (BT y AT)**. En **Argentina** se paga por potencia contratada, con penalidad por exceso de la demanda contratada. En **Bolivia** también hay penalidad por exceso de potencia fuera del horario de punta para grandes consumidores. Las tarifas por demanda se aplican a usuarios de mediano porte mediante la potencia máxima, que corresponde al mayor valor de las potencias medidas en el período eléctrico de noviembre a octubre y, para grandes consumidores, por la potencia máxima en el Bloque Alto (Punta) y el Exceso de Potencia Fuera de Punta (diferencia entre la potencia máxima fuera de punta y la potencia máxima de punta). Se considera el mayor valor de las potencias medidas en

el período eléctrico de noviembre a octubre.

Las modalidades de contratación en **Brasil** incluyen las tarifas verde y azul para consumidores de media y alta tensión. La facturación se realiza por el mayor valor entre la demanda medida en el ciclo de facturación y la demanda contratada. También existe una modalidad tarifaria de generación, que se aplica a la central generadora y al agente importador conectado a los sistemas de distribución, y que se caracteriza por tarifas de demanda, independientemente de las horas de utilización del día.

En **Costa Rica**, los consumidores residenciales y pequeños comercios de baja tensión no pagan por demanda contratada. La tarifa de potencia o demanda la pagan los consumidores clasificados como de Baja Tensión de porte mediano y grandes demandas, media tensión y alta tensión. Esos grupos pagan penalidad por exceder la potencia contratada y también pagan por potencia adquirida, vinculada al costo mayorista de potencia.



4.2.3. Diferenciación horaria y tarifas por tiempo de uso

 País	Residencial (BT)	Pequeña demanda (BT)	Mediana demanda (MT)	Gran demanda (AT/MT)	Tipo de tarifa horaria / por tiempo de uso	Observaciones relevantes
 Argentina					–	Aplica solo a Grandes Demandas (>50 kW). Sin TOU para regulados residenciales.
 Bolivia					3 bloques	Solo Grandes Demandas. Bloques: alto / medio / bajo.
 Brasil					Tarifa Branca / Verde / Azul	Tarifa Branca para BT (residencial). Verde (A3–A4) y Azul (A5) en AT/MT.
 Chile					Punta / Fuera de punta	TOU opcional para clientes >10 kW en BT y MT. Definida por temporada.
 Colombia					– (opción limitada)	No hay TOU para usuarios regulados residenciales. Solo no regulados u opciones especiales.
 Costa Rica					Punta / Valle / Noche	TOU para BT >50 kW y MT (obligatoria para algunos). Tres periodos diarios.
 Ecuador					Punta / Fuera de punta	Aplica a MT (>13,8 kV) y grandes consumos. Dos periodos diarios.
 El Salvador					Punta / Media / Valle	Opcional en BT (residencial). Obligatoria en MT y para grandes demandas.
 Guatemala					Punta / Fuera de punta	TOU para clientes >11 kW y para estaciones de carga de vehículos eléctricos.
 Paraguay					Punta / Llano / Valle	Opcional en MT (>23 kV) y obligatoria en AT. Tres periodos diarios.
 Perú					Punta / Fuera de punta	Residencial con medidor avanzado (BTSI). Horario punta: 18:00–23:00.

LEYENDA

 Disponible / Obligatoria

 Disponible / Opcional

 No disponible

BT = Baja Tensión
MT = Media Tensión
AT = Alta Tensión

TIPOS DE TARIFAS HORARIAS

**Punta**
Horas de mayor demanda del sistema (precio más alto).

**Llano / Media**
Horas intermedias de demanda.

**Valle / Noche**
Horas de menor demanda (precio más bajo).

Fig. 5. Diferenciación horaria y tarifas por tiempo de uso.

El Salvador solo posee pago por potencia o demanda para consumidores de baja y media tensión de porte mediano y grandes demandas. En **Guatemala**, a los usuarios residenciales, en general, no se les aplican los cargos por potencia; sin embargo, si exceden los 11 kW de consumo, deberán clasificarse en una categoría con demanda contratada, en la cual se paga una potencia contratada y un cargo por demanda máxima.

Entre los países analizados, Brasil, Costa Rica, Paraguay y Perú poseen tarifas horarias para consumidores residenciales. En **Brasil** existe la tarifa blanca, la modalidad caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energía eléctrica según las horas de utilización del día, segmentada en tres bloques tarifarios: punta; intermedio; y fuera de punta. La tarifa blanca se aplica a la unidad consumidora del grupo B, excepto para las subclases de baja renta y descuento social de la clase residencial, la clase de alumbrado público, y la unidad consumidora facturada bajo la modalidad de prepago. Actualmente, la adhesión a la tarifa blanca se realiza de forma voluntaria, pero se encuen-

tra en discusión, mediante la Consulta Pública de la ANEEL (Consulta Pública 46/2025), la posibilidad de aplicación automática de la Tarifa Horaria (Tarifa Blanca) para los consumidores de baja tensión de los subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) y B3 (comercial, industrial y otros) con consumo mensual igual o superior a 1 MWh.

Además, existen las modalidades de tarifa verde y azul. La tarifa verde se caracteriza por: una tarifa de demanda, sin segmentación horaria; una tarifa de consumo de energía para el bloque de punta; y una tarifa para el consumo de energía para el bloque fuera de punta. La tarifa azul, por su parte, se caracteriza por una tarifa de demanda para el bloque de punta; una tarifa de demanda para el bloque fuera de punta; una tarifa de consumo de energía para el bloque de punta; y una tarifa de consumo de energía para el bloque fuera de punta.

En **Perú**, para clientes de baja y media tensión, hay diversas modalidades tarifarias; el usuario puede elegir la que mejor se adapte a su perfil de consumo. La opción debe so-

licitarse al distribuidor y, en algunos casos, puede exigir que el medidor esté preparado para registrar correctamente los componentes tarifarios —de lo contrario, el cliente debe asumir la sustitución del equipo—. Esta flexibilidad es especialmente utilizada por consumidores con patrones de consumo horarios, como actividades agrícolas, procesos industriales nocturnos u operaciones concentradas en determinados períodos del día.

Paraguay posee tarifas horarias y por tiempo de uso para consumidores residenciales, industriales, gubernamentales y otros, atendidos en baja y media tensión, que pagan valores diferentes por la energía. Esta modalidad es opcional y establece precios más altos en los horarios de pico y más bajos fuera del pico, incentivando que los usuarios reorganicen sus hábitos y concentren el consumo en los períodos de menor demanda.

Hay un incentivo para el consumo fuera de los horarios de mayor demanda en **Costa Rica** para consumidores residenciales en baja tensión con consumo superior a 200 kWh mensuales. Las tarifas se diferencian según el período del día. Se utilizan tres franjas: punta, con los valores más altos; valle, con precios intermedios; y nocturna, con las tarifas más bajas. Los valores varían además según el volumen total consumido en el mes, con bloques de hasta 500 kWh y por encima de 501 kWh, reflejando una estructura que combina señalización horaria y progresividad para promover la eficiencia y el desplazamiento del consumo.

Argentina y Bolivia solo poseen tarifas por bandas horarias para grandes demandas, siendo el límite mínimo de 50 kW en Argentina. En Bolivia las tarifas consideran punta y fuera de punta, conteniendo tres bloques horarios: Bloque Alto o de Punta (18:00 a 23:00), Bloque Medio (07:00 a 18:00 y 23:00 a 24:00) y Bloque Bajo (00:00 a 07:00).

En **Chile** existen tarifas con diferenciación horaria para clientes regulados, estructura-

das en bloques como punta, intermedio/plano y valle/fuera de punta. Estas tarifas están destinadas principalmente a clientes con mayor potencia instalada, generalmente por encima de 10 kW, y que posean medidor inteligente capaz de registrar el consumo por período horario. La adhesión a estas tarifas es opcional y debe ser solicitada por el propio usuario a la distribuidora. Están dirigidas a consumidores que pueden beneficiarse de precios diferenciados al desplazar parte del consumo hacia horarios fuera de punta.

El Salvador posee tarifa horaria obligatoria para grandes demandas, ya sean de baja o alta tensión. Para clientes de mediano porte, con medición inteligente, hay opción de tarifas horarias.

En **Guatemala** existen tarifas con diferenciación horaria por bloques. Estas tarifas están diseñadas para atender a los usuarios en general, incentivando el uso eficiente de la energía y estimulando el consumo en el período de menor demanda, incluso para la carga de vehículos eléctricos. También existen tarifas horarias para usuarios con demanda superior a 11 kW, que pueden ser medidos por bloques horarios con el mismo objetivo, es decir, promover un consumo más eficiente de la energía.

Actualmente, en **Colombia** no existen tarifas con diferenciación horaria para consumidores regulados; la diferenciación horaria solo está prevista para algunos usuarios no regulados.

4.2.4. Separación y visibilidad del peaje de distribución

Los países analizados presentan diferentes estructuras de identificación del peaje de distribución. Algunos, como Argentina (federal), Brasil, Colombia, Costa Rica y El Salvador, poseen una separación explícita reglamentada; otros, como Bolivia, Chile y Guatemala, no tienen una separación clara para los usuarios regulados, y esa separación solo es identificable para los grandes

clientes del mercado libre; mientras que en Perú puede verificarse una separación parcial del peaje de distribución.

La estructura de **Perú** es diferenciada: para los clientes que no poseen medidor de 15 minutos, la tarifa se aplica dentro de la fórmula de cálculo del precio de la energía. Para los clientes que poseen ese tipo de medidor o que registran las demandas máximas, se aplica el valor de la demanda máxima en Hora de Punta y Fuera de Punta de los últimos 6 meses, multiplicado por el VAD.

En **Brasil**, las tarifas están segregadas en Tarifa de Energía (TE) y Tarifa de Uso del Sistema de Distribución (TUSD). Los consumidores del mercado regulado pagan la suma de estos dos componentes, que no aparecen desagregados en la factura, pero la regulación es clara al definir valores tarifarios para cada uno de ellos. En el mercado libre, los consumidores negocian libremente el precio de la energía y pagan la TUSD, en caso de estar conectados a la red de distribución, o la tarifa de uso del sistema de Transmisión (TUST), en caso de estar conectados a la red de transmisión.

En **Colombia, Costa Rica y Paraguay** la regulación separa cada componente de la tarifa y la suma de las partes constituye el costo unitario que se paga en las tarifas de energía. Un proceso semejante ocurre en **El Salvador**, donde la tarifa se descompone en componentes de distribución, comercialización y energía, y, en el caso de ese país, la factura muestra esa separación.

Chile y Bolivia no poseen diferenciación para los clientes del mercado regulado; solo hay costos de peaje explícitos para el mercado libre. En **Guatemala** la estructura también es similar, con valores integrados para el mercado regulado, mientras que en el mercado libre existen categorías donde la distribuidora realiza la función de transporte, con una tarifa por pérdidas y otra por demanda máxima. En **Argentina** hay distinción solo a partir de las medianas y grandes demandas;

las pequeñas cargas residenciales no tienen segregación.

4.2.5. Subsidios sociales

Existen diferentes mecanismos y enfoques de subsidios sociales en los países de América Latina. En Argentina, El Salvador y Guatemala los subsidios son **financiados por presupuesto público**. En **Argentina** existe un Subsidio Nacional sobre determinada cantidad de kWh de consumo. Existe, además, un adicional fijo referente a la Tarifa Social de la jurisdicción federal (CABA o PBA). Son subsidios que no se aplican a los mismos clientes y poseen modalidades distintas. En **El Salvador**, los subsidios se establecen mediante un modelo definido por el Ministerio de Economía, que selecciona previamente a los usuarios aptos para el beneficio y envía esa lista a las distribuidoras, responsables de aplicar el descuento directamente en la factura. Todo el costo lo asume el Gobierno Central, que reembolsa a las distribuidoras los valores subsidiados. Este sistema opera desde 1999 y presenta un buen desempeño, siempre que los reembolsos gubernamentales se realicen de manera oportuna. En **Guatemala**, la Ley de la Tarifa Social define de forma objetiva quién tiene derecho al subsidio y establece cómo debe aplicarse, priorizando a los consumidores de bajo consumo. El gobierno financia íntegramente ese beneficio a través de una empresa pública de energía, que transfiere el valor al distribuidor para garantizar que este reciba la tarifa íntegra. Este proceso involucra la supervisión del órgano regulador y la actuación de la entidad gubernamental responsable de la transferencia de los recursos, asegurando que el subsidio se aplique correctamente.

En **Brasil**, la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE), una especie de fondo sectorial, es el principal mecanismo mediante el cual se concentran los subsidios asumidos por los consumidores brasileños. Se conside-

ran subsidios los descuentos y beneficios tarifarios, políticas de gobierno como la Universalización del Servicio y el Costeo de Generación de Energía en los sistemas aislados (CCC y Carbón y Aceite Combustible), y la estimación del impacto de la generación distribuida en las tarifas de los consumidores con base en un factor de no coincidencia del consumo. Para los consumidores residenciales de baja renta existe hoy la Tarifa Social de Energía Eléctrica, financiada por los demás consumidores a través de la CDE. Actualmente, los subsidios representan en promedio el 20% de la tarifa de los consumidores residenciales (ANEEL, 2026).

Bolivia, Chile y Perú poseen mecanismos en los que los usuarios subsidiados son financiados por los demás consumidores. En **Bolivia** hay un subsidio destinado a los consumidores residenciales que utilizan hasta 70 kWh por mes, que consiste en un descuento del 25% sobre el valor del consumo de energía eléctrica. Este beneficio es financiado mensualmente por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, que asumen el costo del descuento aplicado en la factura de esos usuarios. En **Chile**, los subsidios existentes tienden a ser temporales y orientados a situaciones específicas, como aumentos de costos o deudas acumuladas, y se financian principalmente por los propios consumidores mediante tarifas, impuestos o mecanismos regulatorios de subsidio cruzado. El gobierno suele complementar solo una parte de ese financiamiento. En algunos casos hay subsidios focalizados para los hogares más vulnerables, pero dependen de procesos de inscripción y de renovaciones periódicas, lo que limita su continuidad. De modo general, surge la necesidad de estructurar un modelo de subsidio más permanente y estable, capaz de atender de forma consistente a quien realmente lo necesita, reduciendo la dependencia de medidas provisionales. En **Perú** existen dos mecanismos regulados de subsidio que funcionan mediante diferentes formas de financiamiento y compensación. El FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrica) es un subsidio cruzado creado

para garantizar que los usuarios residenciales de baja renta y bajo consumo —con un promedio mensual menor o igual a 140 kWh, conforme a los criterios definidos por la Resolución OSINERGMIN n.º 206-2013-OS/C— paguen menos por la energía eléctrica. Este fondo es financiado por los consumidores de mayor consumo, que contribuyen a reducir la tarifa de los usuarios más vulnerables. El programa de Electrificación Rural, por su parte, se financia mediante un cargo cobrado a todos los usuarios de energía, destinado a sostener proyectos que amplían el acceso a la electricidad en áreas rurales.

Colombia presenta un perfil diferenciado, donde el sistema de subsidios está estructurado por estratos socioeconómicos y dirigido a los consumidores residenciales de los estratos 1, 2 y 3, que reciben descuentos limitados al consumo básico de subsistencia —entre 130 y 173 kWh mensuales, dependiendo de la altitud del municipio—. Estos subsidios se financian mediante un modelo mixto que combina recursos del Gobierno Nacional, a través del Presupuesto General de la Nación, con contribuciones obligatorias de los usuarios de los estratos 5 y 6 y de los sectores comercial e industrial, que pagan un adicional del 20% sobre su consumo. Cuando las contribuciones no son suficientes, el Estado cubre el déficit. El modelo también prevé el reconocimiento de los costos financieros a las empresas comercializadoras hasta el reembolso gubernamental, aunque los frecuentes atrasos afectan su liquidez. Persiste, además, la necesidad de mejorar la focalización de los subsidios, reduciendo la dependencia del criterio de estratos y dirigiendo el beneficio exclusivamente a los usuarios de baja renta.

En **Costa Rica** existe la Tarifa Preferencial de carácter social (T-CS) para los consumidores vulnerables atendidos en baja tensión. Se enmarcan en esta categoría los siguientes usuarios: unidad de servicio de abastecimiento público para el bombeo de agua potable; instituciones públicas de enseñanza; templos religiosos; hogares de ancianos,

guarderías y albergues; centros de atención a indigentes o dependientes químicos; instituciones de asistencia social; Cruz Roja y centros de salud rural; además de personas que necesitan soporte ventilatorio domiciliario. Cada categoría solo puede usar la tarifa especial para las instalaciones directamente vinculadas a su finalidad principal y, cuando corresponde, entidades legales y sin fines de lucro.

En Paraguay existe una Tarifa Social destinada a los clientes residenciales de baja renta y a otros consumidores vulnerables. Para acceder al subsidio, los clientes deben cumplir requisitos establecidos por ley, incluyendo un consumo mensual de hasta 300 kWh, pertenecer al grupo de consumidores residenciales o formar parte de las Juntas de Saneamiento de Agua reconocidas oficialmente.

4.2.6. Esquemas de prepago

La opción de prepago tiene base regulatoria en la gran mayoría de los países analizados, pero no se adopta a gran escala debido, principalmente, a barreras económicas como el costo de los medidores, la baja atraktividad para la empresa y cuestiones operativas.

No existe modalidad de prepago prevista en la regulación de **Chile, El Salvador, Paraguay y Guatemala. Argentina y Brasil** cuentan con reglamentación para tarifas prepago, pero con baja adopción debido a factores como los costos y las cuestiones operativas. La reglamentación vigente en **Bolivia** contempla modelos de prepago para los servicios en la categoría de Baja Tensión (BT). Sin embargo, la distribuidora DELAPAZ no tiene consumidores activos en ese modelo. En **Costa Rica** se aplica esta modalidad únicamente para consumidores residenciales con medidores inteligentes.

En **Colombia** existe la comercialización de energía prepago; sin embargo, hay limitaciones para trasladar, mediante el sistema de prepago, algunos costos adicionales al cos-

to del servicio de energía. Es decir, los costos asociados a fallas generadas por el propio usuario, financiamientos por la venta del medidor, conexión o reconexión del servicio, procesos de fraude de energía o visitas técnicas solicitadas por los usuarios no entran en la cuenta en la opción de prepago, lo que no incentiva su adopción.

En **Perú** existe la modalidad de prepago de forma optativa en algunas regiones. La principal barrera identificada es la adquisición del medidor, ya que no todos los distribuidores cuentan con proveedores para ese equipo.

4.2.7. Clientes electrodependientes

Solo Chile y Argentina poseen marcos tarifarios para consumidores electrodependientes que asocian beneficio económico y garantía del servicio. En los demás países, la garantía se limita a la prohibición de suspensión del suministro y, en algunos casos, no existe reglamentación específica.

En **Argentina**, la Ley 27.351 garantiza la gratuidad y la continuidad del servicio para los usuarios electrodependientes registrados. En **Chile** existe un tratamiento tarifario específico para los clientes electrodependientes. Para acceder a los beneficios, el usuario debe presentar un certificado médico e inscribirse en el registro de pacientes electrodependientes, lo que garantiza un aporte mensual de energía destinado al funcionamiento de los equipos médicos esenciales. El tratamiento incluye un descuento tarifario —deducción de hasta 50 kWh mensuales— y la prohibición de corte del suministro por mora, además de atención prioritaria en situaciones de interrupción del servicio. El modelo también prevé la provisión de equipos de emergencia, como baterías o generadores, cuyo financiamiento se incorpora a la tarifa eléctrica. Las concesionarias no disponen de mecanismos para impugnar la elegibilidad cuando se presenta el certificado médico.

En **Brasil**, los consumidores electrodependientes deben estar registrados en las distribuidoras para tener prioridad en la atención. Sin embargo, no hay una política tarifaria nacional específica; los eventuales beneficios son indirectos, como el acceso a la tarifa social.

Tanto en **Colombia** como en **Perú**, los usuarios electrodependientes no reciben tratamiento tarifario diferenciado ni subsidios específicos, pero cuentan con protección contra la suspensión del suministro por mora, siempre que tengan su condición formalmente reconocida. En **Colombia**, el reconocimiento ocurre mediante solicitud a la distribuidora acompañada de evidencias e historia clínica, y esos usuarios también pueden acceder a las mismas modalidades de financiamiento disponibles para los demás consumidores, además de estar amparados por decisiones judiciales que refuerzan la prohibición de corte. En **Perú**, aunque la lógica es similar, el proceso exige el registro tanto en la empresa eléctrica como en Osinergmin y, una vez registrados, los usuarios también quedan protegidos contra el corte y pueden adherirse a mecanismos de fraccionamiento para facilitar el pago de las facturas.

En **Costa Rica** se aplica la Tarifa Preferencial de carácter social (T-CS) a los usuarios de soporte ventilatorio domiciliario por deficiencia respiratoria transitoria o permanente que necesitan un equipo eléctrico para asistencia directa en el ciclo respiratorio. Deben ser prescritos por una clínica médica autorizada, con un documento que compruebe la entrega o instalación del dispositivo.

Bolivia, El Salvador, Guatemala y Paraguay no poseen una regulación específica, de modo que la atención a esos clientes se realiza caso a caso, de forma *ad hoc*.

4.2.8. Incentivos por calidad y pérdidas

Entre los países analizados, se observa que todos poseen algún tipo de indicadores o

metas para la calidad del servicio y la gestión de pérdidas, generalmente basados en límites mínimos de desempeño y penalidades por incumplimiento. En casi todos los casos, el modelo es esencialmente **asimétrico**, es decir, orientado a sanciones y compensaciones al usuario, sin ofrecer incentivos positivos por el buen desempeño. La única excepción clara es la de **Brasil y Colombia**, que adoptan mecanismos **simétricos**, permitiendo que las distribuidoras aumenten o reduzcan sus ingresos según el desempeño frente a las metas establecidas. Además, la mayor parte de los países reconoce pérdidas en la tarifa solo hasta niveles considerados eficientes u óptimos, trasladando el excedente a la distribuidora como forma de incentivo económico a la reducción.

En **Brasil**, esa lógica simétrica se expresa mediante indicadores como el DEC y el FEC y métricas individuales que evalúan el desempeño percibido por cada consumidor. El cumplimiento de las metas puede generar ganancias o pérdidas de ingreso, y cualquier violación individual resulta en una compensación automática al usuario. Las pérdidas se tratan de forma segmentada entre técnicas y no técnicas, con metas definidas por *benchmarking*; solo el volumen dentro de la meta se reconoce en la tarifa. **Colombia** sigue una línea semejante: en el Sistema de Distribución Local, la calidad se mide por SAIDI y SAIFI, y el desempeño puede elevar o reducir el ingreso anual. El tratamiento de las pérdidas combina el reconocimiento para empresas eficientes e incentivos progresivos para aquellas que reducen sus niveles a lo largo del ciclo tarifario.

En los demás países, aunque existen mecanismos de control de la calidad y límites de pérdidas reconocidas, el carácter predominante es punitivo. En **Argentina**, por ejemplo, la violación de los límites de continuidad genera compensaciones automáticas a los usuarios, y hay penalidades adicionales para alimentadores con desempeño muy inferior o eventos de gran impacto. Las pérdidas se reconocen hasta niveles eficientes definidos

por el regulador, y cualquier valor por encima debe ser absorbido por la distribuidora. **Bolivia** tampoco prevé bonificaciones, pero el incumplimiento de los indicadores de calidad reduce el ingreso de la distribuidora. Las pérdidas se tratan con base en un nivel óptimo por nivel de tensión, y las desviaciones impactan directamente la remuneración.

Chile sigue la misma lógica correctiva, donde no hay incentivos positivos para la calidad o las pérdidas y el modelo de empresa eficiente utiliza datos reales de las distribuidoras. El incumplimiento de los indicadores mínimos resulta en multas que reducen el ingreso. En **El Salvador**, las penalidades abarcan no solo la continuidad del servicio, sino también la atención comercial y la calidad del producto eléctrico. Las pérdidas reconocidas se definen en el proceso tarifario quinquenal, con reconocimiento integral de las pérdidas técnicas y solo parcial de las pérdidas no técnicas justificadas, quedando el excedente como riesgo de la distribuidora.

Guatemala establece límites de tolerancia para indicadores globales e individuales de interrupciones, diferenciando áreas urbanas y rurales. Cuando se superan, hay una compensación proporcional a la energía no suministrada. Las pérdidas reconocidas se definen en el cálculo quinquenal del VAD, que incorpora costos eficientes de una empresa modelo, donde los valores por encima del límite no se trasladan a las tarifas. En **Perú**, el incumplimiento de los límites de calidad también genera penalidades. Existe la posibilidad de que proyectos de mejora, debidamente aprobados, sean financiados por la tarifa. Las pérdidas se reconocen con base en la empresa modelo, distinguiendo pérdidas técnicas y no técnicas mediante el VAD, que refleja el desempeño de la distribuidora en la gestión de esas pérdidas.

Por último, Costa Rica y Paraguay presentan modelos aún más restrictivos en términos de incentivos. En **Costa Rica**, las distribuidoras deben cumplir metas de calidad, cantidad,

oportunidad, continuidad y confiabilidad, pero el modelo es exclusivamente correctivo y sancionatorio, con compensaciones al usuario cuando los indicadores no se cumplen. Las pérdidas se tratan de forma global, con un límite máximo, donde los valores por debajo del techo se reconocen íntegramente, mientras que las pérdidas por encima de la media histórica generan una pérdida financiera directa para el distribuidor. En **Paraguay**, aunque existen metas de calidad en los contratos de concesión, no hay reconocimiento explícito y diferenciado de las pérdidas en la tarifa, ni mecanismos formales que definan niveles reconocidos de pérdidas técnicas o no técnicas. Las pérdidas, incluidas las no técnicas, se absorben como parte del resultado económico, sin señales tarifarias directas que incentiven su reducción.

4.2.9. Sandbox regulatorio y experimentación tarifaria

Los *sandboxes* regulatorios son entornos controlados, creados para que las distribuidoras de energía puedan probar soluciones o modelos de negocio innovadores con autorización del regulador. Permiten que, por un período limitado y bajo supervisión directa, determinados requisitos de la regulación tradicional se flexibilicen, posibilitando la experimentación de nuevas tecnologías y prácticas dentro de reglas específicas previamente definidas por la autoridad reguladora.

Actualmente no existe reglamentación ni experiencia con *sandboxes* regulatorios en **Bolivia, El Salvador y Perú**. En **Guatemala** tampoco hay previsión en la regulación, pero son posibles las experiencias por cuenta y riesgo del distribuidor, de forma similar a lo que ocurre en **Chile**, donde tampoco hay un marco formal, pero se permite innovar si

no se afecta el servicio prestado. **Colombia** se encuentra en proceso de consulta pública para establecer un marco formal, mediante el proyecto de Resolución CREG 705 012/2026, actualmente en análisis.

Brasil es el país de América Latina que más ha hecho uso de la experiencia de los *sand-boxes*. Actualmente, hay 9 proyectos regulatorios en ejecución, conforme a la descripción a continuación:

Enel São Paulo – “Tarifa flex y Economize e Ganhe”: proyecto piloto para consumidores residenciales.

- Tarifa flex: variación del precio según el horario de utilización.
- “Economize e Ganhe”: información de períodos y eventos específicos para ahorrar energía y obtener un descuento en la factura.
- Duración: 38 meses, autorizado en abril/2023

EDP São Paulo – “Minha conta com meu jeito”: proyecto piloto de respuesta de la demanda en baja tensión.

- Tarifa hora económica: tarifas que varían a lo largo de las horas del día.
- Tarifa Consumo Consciente: tarifa de demanda
- Tarifa Equilibrio: tarifa de demanda y un componente fijo por mes que reflejará los servicios de atención al consumidor.
- Duración: 25 meses, autorizado en abril/2023, con inicio de la fase de campo en julio/2025.

Equatorial (Alagoas y Maranhão) – “Projeto minha energia”: tarifa horo-estacional local

- Tarifas que varían según la hora del día;
- Tarifas que varían a lo largo de los meses del año, con el objetivo de ajustar los precios según el volumen de utilización del sistema de distribución en diferentes períodos del año.
- Duración: 31 meses, autorizado en abril/2023

Energisa (ESS, ETO y EPB) – “Conta Inteligente”: tarifa horaria – Time Of Use (ToU), Dinámica y Prepago

- Tarifas mejor hora, valores diferentes para el consumo a lo largo del día;
- Tarifas dinámicas trimestrales sin impacto de las banderas tarifarias;
- Plan prepago
- Duración: 44 meses, autorizado en abril/2023, con inicio de la fase de campo en noviembre/2024

COPEL – “Hora certa COPEL”: tarifa binomial, tarifa multipartes y factura digital para el grupo B

- Tarifas multipartes con foco en implementar tarifas más dinámicas con medidores inteligentes;
- Componentes fijos de demanda y por franja horaria;
- Transición hacia la emisión de facturas digitales
- Duración: 26 meses, autorizado en junio de 2024.

a) COPEL – “Tarifa Mobiflex Copel”

- Tarifa más barata durante la madrugada para quienes tienen vehículos eléctricos
- Duración: 30 meses, autorizado en junio de 2024.

Energisa Mato Grosso do Sul – “Projeto Fatura Fixa”

- Facturación fija por hasta 12 meses con ajustes periódicos.
- Duración: 36 meses, autorizado en junio de 2024.

Permissionárias do Sul – Estrategias para el mercado libre de energía

- Prueba de apertura del mercado para baja tensión
- Duración: 12 meses, autorizado en agosto/2024, con inicio de la fase de campo en enero/2025.

Light – “Light Controle”: modalidad de facturación fija asociada a mecanismos de incentivos no tarifarios

- Modelo de cuenta con valores fijos;
- Descuento en la tarifa y cashback para residentes de áreas con mayor vulnerabilidad económica y operativa.
- Duración: 42 meses, autorizado en septiembre/2024.

Tomando como base la experiencia brasileña, a través de la divulgación y promoción del conocimiento realizada en ADELAT, ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina) impulsó una propuesta para el uso de *sandboxes* en **Argentina**. En el segundo semestre de 2025, la Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A. (Edesa), trabajó en conjunto con la Enresp (Entidad Reguladora de los Servicios Públicos de Salta) para estructurar e implementar el modelo de *sandbox* regulatorio. Como resultado, Salta se convirtió en la primera provincia argentina en institucionalizar esta herramienta mediante una norma específica.

El 30 de diciembre de 2025, la ENRESP publicó la Resolución n.º 2965/25, mediante la cual estableció, entre otras medidas, la autorización para la implementación de un *sandbox* regulatorio, destinado a probar herramientas técnicas y tarifarias mediante la aprobación previa del órgano regulador, además de reconocer la inversión en redes para barrios en proceso de regularización como una necesidad prioritaria, permitiendo el uso del *sandbox* para explorar modelos alternativos aplicables a ese problema. Actualmente, se encuentran en ejecución los siguientes proyectos piloto: Normalización de barrios populares con tarifa reducida y régimen de calidad diferenciado; y Proyecto de Resiliencia y fortalecimiento de la red.

ENFOQUES REGULATORIOS INTERNACIONALES Y MEJORES PRÁCTICAS

Las secciones anteriores establecieron el marco conceptual de la remuneración y el diseño tarifario, y caracterizaron el estado de ambos en América Latina a partir del benchmarking realizado por ADELAT. Este capítulo examina lo que la experiencia internacional enseña. Su propósito es identificar, a partir de los marcos regulatorios más avanzados, las prácticas que han demostrado capacidad para reconocer adecuadamente las inversiones, enviar señales de precio eficientes, proteger a los usuarios vulnerables y sostener la innovación, de modo que sirvan como referencia para la evolución de los esquemas latinoamericanos. Estas prácticas provienen mayoritariamente de mercados con condiciones institucionales, niveles de inversión y trayectorias regulatorias distintos de los de la región. No constituyen, por tanto, modelos para trasplantar sin más, sino puntos de referencia cuya lógica de diseño conviene comprender para adaptarla a las realidades locales.

5.1. MODELOS DE REMUNERACIÓN BASADOS EN DESEMPEÑO

La transformación más profunda en el contexto internacional de la regulación de la distribución en las últimas dos décadas ha sido el tránsito desde la regulación por costo de servicio hacia la **regulación basada en desempeño** (*performance-based regulation*, PBR). El cambio de fondo es de naturaleza conceptual: mientras la regulación tradicional controla los *insumos* —cuánto invierte y gasta la empresa, y con qué rentabilidad se le reconocen esos costos—, la regulación por desempeño desplaza el eje hacia los *resultados* —qué productos y resultados entrega la distribuidora a los usuarios y al sistema— y vincula su remuneración a la calidad de ese desempeño. La empresa deja de ser retribuida por acumular activos y pasa a serlo por cumplir objetivos de servicio, eficiencia e innovación. Su expresión más completa y madura es el marco RIIO del regulador británico, cuyo acrónimo sintetiza la fórmula: los ingresos resultan de la combinación de incentivos, innovación y productos (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*).





Fig. 6. Funcionamiento del marco RIIO.

Antes que un modelo único, la regulación por desempeño debe entenderse como un conjunto de componentes que pueden adoptarse en distintas combinaciones y que, lejos de sustituir a la regulación por costo de servicio, la complementan. El marco RIIO articula varios de estos bloques. En su núcleo opera un **control de ingresos plurianual** que fija una senda de ingresos permitidos para un período prolongado, dotando a la empresa de un horizonte estable de planificación. Sobre él se define un **conjunto de productos (outputs)** que la distribuidora se compromete a entregar —confiabilidad y calidad del suministro, satisfacción del cliente, conexiones, desempeño ambiental, seguridad—, cuyo cumplimiento se premia o penaliza mediante **incentivos financieros y reputacionales**. La asignación de gasto se establece sobre una base de **gasto total (TOTEX)**, de modo que la empresa elija libremente la combinación más eficiente entre inversión y operación, y las desviaciones respecto de esa base —ahorros o sobrecostos— se reparten entre la empresa y los usuarios a través de un **factor de reparto (sharing factor)** que preserve el incentivo a la eficiencia sin trasladar todo el riesgo a una sola parte. A ello se añade un **incentivo al plan de negocio**, que recompensa a las distribuidoras cuyos planes representan un valor superior

y aportan información útil al regulador para fijar el control de precios, así como la exigencia de un **involucramiento de los actores y consumidores** en la elaboración de esos planes. Finalmente, **mecanismos de ajuste por incertidumbre (uncertainty mechanisms o re-openers)** permiten revisar parámetros ante cambios de costos o circunstancias imprevisibles, evitando que el carácter plurianual del control se traduzca en rigidez frente a lo inesperado (Ashurst, 2025).

Dos parámetros ilustran cómo se calibra el sistema en la práctica. Por una parte, la **tasa de retorno reconocida** se fija en niveles coherentes con el riesgo efectivo del negocio —del orden del 5,5 % al 6 % para las redes—, reflejando la lógica de alinear la remuneración del capital con el riesgo regulatorio. Por otra, el sistema incorpora un **reto de eficiencia continua**, del orden de un 1 % anual sobre la base de gasto total, que traslada a la tarifa las mejoras de productividad esperadas. La combinación de estos elementos produce un esquema en el que la empresa puede obtener mayores ingresos si supera sus objetivos de desempeño y entrega sus productos de manera más eficiente, y los pierde si no lo hace. Este enfoque no es exclusivo del Reino Unido: en Estados Unidos, numerosas jurisdicciones han ampliado el

uso de la regulación por incentivos, incorporando métricas e indicadores de desempeño (*performance incentive mechanisms*) que recompensan la satisfacción del cliente, facilitan la transformación hacia un sistema más limpio y distribuido, y enfocan crecientemente la remuneración en los resultados antes que en los insumos (Joskow, 2024).

La virtud principal de la regulación por desempeño es que **alinea los intereses de la distribuidora con los objetivos públicos** que la transición energética ha tornado prioritarios: la calidad del servicio, la integración de recursos distribuidos, la resiliencia y la innovación dejan de ser cargas u obligaciones para convertirse en fuentes de ingreso. Al centrarse en los resultados, este enfoque neutraliza además el sesgo hacia el capital y abre espacio para soluciones no convencionales. Pero su adopción requiere una capacidad regulatoria robusta para definir productos medibles, fijar metas realistas y procesar grandes volúmenes de información de desempeño; una gobernanza transparente que dé legitimidad a la fijación de objetivos; y un cuidado especial en el diseño para evitar comportamientos oportunistas o la manipulación de los indicadores. La experiencia británica muestra que la calibración de parámetros sensibles —en particular la tasa de retorno— es objeto de intenso escrutinio y de apelaciones por parte de las empresas, lo que remite a la importancia de las instancias técnicas independientes que se analiza en la Sección 5.6.

Para América Latina, la regulación por desempeño ofrece un marco de referencia especialmente pertinente. Los esquemas de empresa modelo eficiente predominantes en la región ya incorporan un fuerte incentivo a la eficiencia de costos, pero lo hacen desde una lógica centrada en los insumos y, según mostró el benchmarking, conviven con esquemas de incentivos de calidad mayoritariamente asimétricos —que penalizan el incumplimiento pero no premian el desempeño superior—. La regulación por desempeño no exige sustituir de raíz los mode-

los vigentes, sino que permite incorporar de manera gradual sus bloques constitutivos: incentivos simétricos de calidad y pérdidas, productos medibles vinculados a la integración de recursos distribuidos, factores de reparto que equilibren riesgo e incentivo, e involucramiento de los usuarios en la planificación. Adoptados de forma selectiva y adaptada a la capacidad institucional de cada país, estos componentes ofrecen una vía para que la remuneración de la distribución latinoamericana evolucione desde la contención de costos hacia la entrega de los resultados que la transición energética demanda.

5.2. RECONOCIMIENTO DE INVERSIONES, INNOVACIÓN Y ACTIVOS NO CONVENCIONALES

El reto que las distribuidoras que participaron en el benchmarking ADELAT identificaron con mayor claridad —que los marcos vigentes reconocen con dificultad las inversiones en digitalización, almacenamiento y recursos distribuidos, y que tienden a favorecer la solución en activos físicos sobre la solución operativa— ha sido objeto en el plano internacional de un conjunto de respuestas regulatorias. Estas respuestas comparten un mismo propósito: neutralizar el sesgo hacia el capital, valorar adecuadamente las soluciones no convencionales y crear vías para financiar la innovación. De su examen se desprenden cuatro líneas de buena práctica relevantes para la región.

La primera y la más consolidada, es la adopción del enfoque **TOTEX**, cuya expresión más desarrollada es el marco RIIO del regulador británico (Ofgem). En lugar de fijar partidas separadas de gasto de capital y de operación —cada una con su propio tratamiento e incentivo—, RIIO establece una asignación única de gasto total sobre la cual la empresa obtiene rentabilidad, dejando que sea la propia distribuidora la que elija la combinación más eficiente entre invertir y operar. El efecto sobre la innovación es directo: al

desaparecer la ventaja contable del activo físico, soluciones antes desplazadas pasan a competir en igualdad de condiciones. El enfoque se completa con un **mecanismo de reparto** (*totex incentive mechanism*) que distribuye entre la empresa y los usuarios las desviaciones respecto del gasto previsto, preservando el incentivo a la eficiencia. Italia ofrece una variante reciente de interés —el enfoque ROSS— que combina objetivos de gasto total prospectivo con proporciones fijas entre operación y capital, buscando capturar las ventajas del TOTEX sin renunciar por completo a la previsibilidad de las partidas (Jenkins *et al.*, 2024). Lo común a estos diseños es que sustituyen el control del *input* —cuánto se invierte y en qué— por el control del *output* —qué resultados se entregan—, dejando a la empresa la libertad y la responsabilidad de elegir los medios.

La segunda línea consiste en **valorar las soluciones no asociadas a la red** (*non-network o non-wire solutions*) como alternativas a la expansión física. La flexibilidad de la demanda y el almacenamiento pueden recortar la punta y diferir o evitar refuerzos costosos de red, trasladando la inversión a un futuro en que el capital es más barato y la incertidumbre menor. Para que esta opción se materialice, los marcos avanzados han habilitado la **contratación de servicios de flexibilidad** por parte de las distribuidoras y han comenzado a desarrollar mercados locales de flexibilidad, una práctica que las instituciones europeas recomiendan como solución de ahorro de costos y complemento natural del enfoque de gasto total. La clave regulatoria es que el marco trate la flexibilidad contratada y el almacenamiento no como gastos a minimizar, sino como alternativas evaluables frente a la inversión tradicional, de modo que la distribuidora no pierda ingreso por elegir la opción más eficiente.

La tercera línea es el **reconocimiento explícito de la innovación** mediante mecanismos dedicados de financiamiento, separados del proceso ordinario de remuneración. La ex

periencia británica vuelve a ser ilustrativa: junto al marco general, Ofgem ha mantenido instrumentos específicos de financiamiento de la innovación que permiten a las redes ensayar tecnologías y enfoques cuyo retorno es incierto, sin comprometer por ello su asignación regular. Este reconocimiento puede articularse como un fondo, como una asignación adicional condicionada a resultados o como un incentivo reputacional y financiero ligado a la entrega de productos (*output delivery incentives*). La lógica de fondo es que la innovación tiene un perfil de riesgo distinto del de la inversión convencional y que, si se la somete a los mismos criterios de prudencia y eficiencia *ex post*, simplemente no ocurre; de ahí la conveniencia de dotarla de un espacio regulatorio propio.

La cuarta línea aborda directamente los **activos no convencionales** —software, sistemas de gestión de datos, plataformas de control de recursos distribuidos (DERMS), sensores y capacidades digitales— cuya naturaleza no encaja en las categorías de la infraestructura física. La práctica internacional resuelve esta tensión, de nuevo, desplazando el eje del reconocimiento desde la categoría del activo hacia el resultado que produce: si una inversión digital permite cumplir mejor los productos exigidos —calidad, capacidad de integración de recursos distribuidos, resiliencia—, se remunera por esa contribución, con independencia de que se trate de un activo tangible o intangible. Programas de transformación del modelo de distribución como el de Nueva York han avanzado en esta dirección, concibiendo a la distribuidora como una plataforma que integra recursos distribuidos y reconociendo las inversiones en inteligencia de red y gestión de la flexibilidad como parte central de su función, no como un añadido marginal.

Para América Latina, donde predominan los esquemas de empresa modelo eficiente y la separación estricta entre capital y operación, estas prácticas señalan una agenda de evolución gradual. No se trata de migrar a un TOTEX pleno,

sino de **neutralizar el sesgo hacia el capital** —de modo que las soluciones operativas y de flexibilidad no resulten penalizadas frente a la inversión física—, de **crear vías explícitas de reconocimiento** para los activos digitales, el almacenamiento y las inversiones relacionadas con recursos distribuidos que hoy quedan en un vacío regulatorio, de **habilitar la contratación de flexibilidad** como alternativa evaluable a la expansión de red, y de **dotar a la innovación de un espacio de financiamiento propio**.

5.3. DISEÑO TARIFARIO MODERNO: TARIFAS DIFERENCIADAS Y CARGOS POR CAPACIDAD

La práctica internacional ha avanzado hacia tarifas que reflejan con mayor fidelidad el costo que cada usuario impone al sistema y que envían señales capaces de orientar su comportamiento. Dos familias de instrumentos concentran esa evolución —las tarifas diferenciadas en el tiempo y los cargos por capacidad—, y su despliegue ofrece a la región un conjunto de lecciones que van mucho más allá de la simple existencia de la señal.

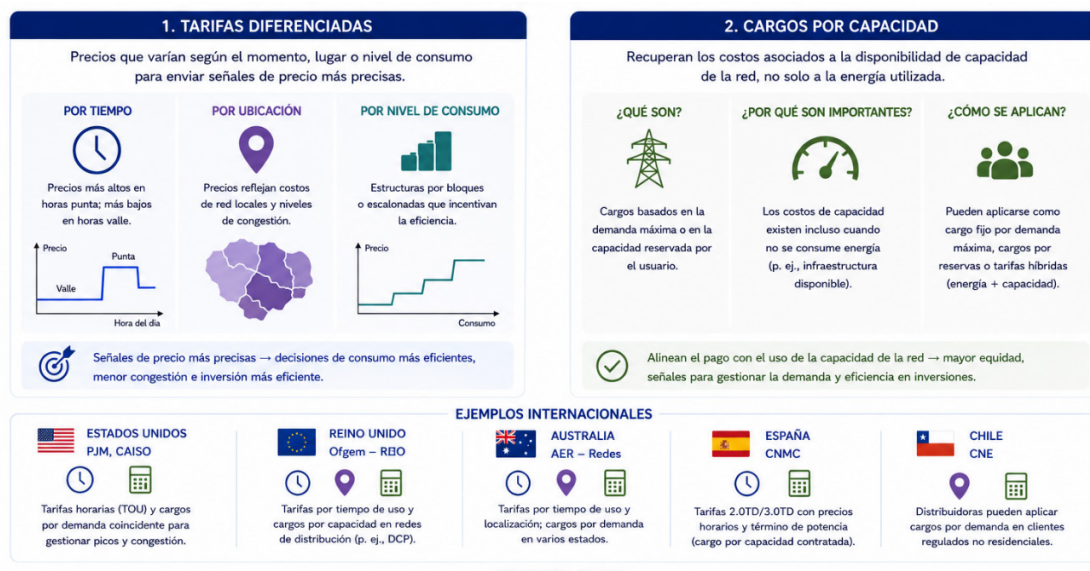


Fig. 7. Tarifas diferenciadas y cargos por capacidad: ejemplos internacionales

La primera familia corresponde a un espectro de sofisticación creciente. En su forma más sencilla, las tarifas por **tiempo de uso** (*time-of-use*) fijan precios distintos para bloques horarios predefinidos —punta, valle y, a veces, llano—; en un escalón superior, la **tarificación de punta crítica** (*critical peak pricing*) encarece de forma pronunciada un número acotado de horas críticas anunciadas con antelación; y en su expresión más avanzada, la **tarificación dinámica o en tiempo real** traslada al usuario la variación efectiva del precio mayorista hora a hora. La evidencia internacional sobre su efectividad es robusta, con matices. La tarifa Tempo francesa, un esquema de punta crítica en operación desde la década de 1990, ha reducido la punta nacional en torno a un 4 %, con desplazamientos del orden de 6 GW de carga diaria; y los ensayos de Hydro-Québec en Canadá mostraron reducciones promedio cercanas al 6 % en los eventos de punta crítica. Al mismo tiempo, la investigación advierte que las tarifas por tiempo de uso y de punta crítica capturan solo una fracción modesta —en torno al 10 %— de las ganancias de eficiencia que lograría la tarificación en tiempo real; pero la evidencia también subraya que la mayor parte del beneficio se obtiene ya con un esquema simple de apenas dos bloques, lo que convierte a la tarifa por tiempo de uso en la opción más razonable por su relación entre eficiencia, simplicidad y viabilidad. La Unión Europea ha llevado esta orientación al plano normativo: su Paquete de Energía Limpia consagra el derecho de todo cliente final a contratar un precio dinámico de electricidad con su comercializador.

Un aprendizaje central es que el **modo de adopción condiciona el resultado** tanto como el diseño del precio. Los esquemas voluntarios (*opt-in*) tienden a alcanzar tasas de participación bajas y a atraer sobre todo a usuarios que ya se benefician del cambio, mientras que los esquemas por defecto (*opt-out*) —en los que el usuario queda inscrito en la tarifa diferenciada salvo que decida lo contrario— logran coberturas mucho

mayores y, con ellas, un impacto sistémico significativo. Por eso la buena práctica combina la tarifa diferenciada por defecto con salvaguardas para los usuarios con menor capacidad de respuesta: períodos de transición, comparadores de factura, mecanismos de protección para hogares vulnerables y la posibilidad de optar por una tarifa plana. La sofisticación de la señal, en suma, debe acompañarse de un diseño cuidadoso de la transición para no penalizar a quienes no pueden desplazar su consumo.

La segunda familia de instrumentos aborda una limitación estructural de las tarifas puramente volumétricas: el costo de la red se determina en buena medida por la **capacidad** que debe estar disponible en los momentos de máxima demanda, no por la energía total consumida. Australia constituye el referente más desarrollado en la introducción de **cargos por demanda o capacidad** en el segmento residencial. Allí, las Reglas Nacionales de Electricidad obligan a las distribuidoras a aproximar gradualmente sus tarifas al costo real de servir a cada cliente, y el regulador (AER) ha hecho de la reforma tarifaria de redes una iniciativa estratégica. Las distribuidoras del área metropolitana de Sídney —Ausgrid y Endeavour Energy— han avanzado en cargos por demanda que cobran al usuario por su potencia máxima registrada, incluyendo diseños de tipo *ratchet* que escalan el cargo cada vez que el hogar alcanza un nuevo máximo, con el propósito de incentivar la moderación de la demanda y aliviar la presión sobre la red. La literatura destaca que los cargos por demanda son la forma más cost-reflectiva de recuperar los costos de red, pero también que su diseño debe atender consideraciones de equidad y de comprensión por parte del usuario, y que su efectividad depende de medir la demanda en coincidencia con la punta del sistema y no simplemente la punta individual del hogar.

La frontera del diseño tarifario apunta ya hacia la **diferenciación locacional y prospectiva**. Mecanismos como la tarificación

marginal locacional en distribución (*distribution locational marginal pricing*) exponen a los usuarios al costo real de entrega de energía según el estado de la red en su ubicación, anticipando un futuro en el que la congestión provocada por los recursos distribuidos exigirá señales granulares e incluso bidireccionales que cobren a los usuarios responsables de los costos en cada punto. La diferenciación locacional de los cargos de red es todavía poco frecuente —incluso en la Unión Europea—, pero la agencia europea de reguladores (ACER) ha recomendado evaluar la incorporación de modelos de costo incremental o prospectivo en el horizonte próximo, y organismos especializados promueven el concepto de “tarifas de red inteligentes” que combinan señales temporales, de capacidad y locacionales. Estos desarrollos marcan la dirección de largo plazo, aun cuando su implementación masiva siga siendo incipiente (ACER, 2023).

Subyace a todo este abanico una condición habilitante ineludible: ninguna de estas señales es viable sin **medición avanzada**. La lentitud en el despliegue de medidores inteligentes ha sido uno de los principales frenos a la difusión de las tarifas dinámicas, incluso en Europa. De ahí que la experiencia internacional sugiera para América Latina una secuencia ordenada más que un salto: consolidar primero la infraestructura de medición, introducir después tarifas por tiempo de uso —preferentemente por defecto y con protecciones de transición—, incorporar cargos por capacidad allí donde la electrificación y los recursos distribuidos hacen más valiosa la señal de potencia, y reservar los diseños dinámicos y locacionales para una fase posterior, idealmente ensayada en entornos controlados antes de su generalización. Es una hoja de ruta que permite capturar pronto la mayor parte de los beneficios sin asumir de golpe la complejidad y los riesgos de equidad de los esquemas más avanzados.

5.4. FOCALIZACIÓN DE SUBSIDIOS Y PROTECCIÓN A USUARIOS VULNERABLES

La experiencia internacional en focalización de subsidios eléctricos converge en torno a una idea: **separar la protección social del diseño de la tarifa**. Frente a los esquemas que subsidian el precio del kilovatio-hora —distorsionando la señal de consumo y trasladando la carga a los usuarios no subsidiados o a la distribuidora—, las mejores prácticas trasladan el apoyo fuera de la factura, hacia instrumentos focalizados que protegen la capacidad de pago del hogar sin alterar el precio que percibe. De esta aproximación general se desprenden cuatro lecciones concretas que ofrecen una hoja de ruta para la región.

La primera es que **focalizar exige medir**. Las jurisdicciones más avanzadas construyeron primero una definición de vulnerabilidad energética y los indicadores para identificarla. El Reino Unido evolucionó desde un umbral simple —el hogar que debía destinar más del 10 % de su ingreso a energía— hacia un indicador combinado que pondera simultáneamente el gasto energético, la distancia del ingreso respecto de la línea de pobreza y la eficiencia energética de la vivienda, de modo que solo se clasifica como vulnerable a quien efectivamente lo es (Office for National Statistics, 2023). La Unión Europea desarrolló observatorios e indicadores comunes para identificar a los consumidores vulnerables a través de los Estados miembros. La lección es que la focalización por condición real del hogar solo es viable si se apoya en una métrica objetiva de vulnerabilidad y en la información para aplicarla; sin ella, cualquier esquema termina recurriendo a aproximaciones gruesas como el estrato o el consumo.

La segunda lección, y la más transversal, es **desacoplar el subsidio de la tarifa** mediante transferencias monetarias o bonos dirigidos al hogar. El Marco de Evaluación de la

Reforma de Subsidios Energéticos (ESRAF) del Banco Mundial sintetiza el consenso internacional: las medidas focalizadas de protección a los pobres deben reconocer las disyuntivas entre cobertura, generosidad y ahorro fiscal, y apoyarse preferentemente en programas sociales y registros de beneficiarios preexistentes. La virtud de este enfoque es doble: preserva intacta la señal de precio —el hogar sigue percibiendo el costo real de la energía y conserva el incentivo a consumir de forma eficiente— y traslada el financiamiento al presupuesto público focalizado, liberando a la tarifa de una función redistributiva para la que es un instrumento imperfecto. Experiencias de reforma acompañadas de transferencias monetarias focalizadas muestran, además, efectos colaterales positivos sobre las tasas de recaudo y la eficiencia del gasto (Banco Mundial, 2017).

La tercera lección la aportan los **instrumentos concretos** que ya operan en Europa, y que ilustran distintos grados de desacople. El bono social español (Real Decreto 897/2017) define categorías graduadas de vulnerabilidad —vulnerable, vulnerable severo y en riesgo de exclusión social— con criterios legales precisos, y aplica un descuento acotado a un límite de consumo sobre los componentes de energía y de potencia; sigue operando dentro de la factura, pero con focalización verificada por condición del hogar. El *chèque énergie* francés representa el desacople pleno: en 2017 Francia reemplazó las tarifas sociales de gas y electricidad por un bono asignado a partir de la información tributaria y de renta, independiente de la fuente de energía utilizada, que llega directamente al hogar sin contaminar la señal de precio ni discriminar entre energéticos. El Warm Home Discount británico, por su parte, focaliza un descuento en la factura eléctrica mediante la recepción de prestaciones sociales sujetas a comprobación de medios (*means-tested benefits*), apoyándose en la infraestructura del sistema de protección social para identificar a los beneficiarios (House of Commons Library, 2025). Estos tres diseños comparten un mismo princi-

pio rector: la elegibilidad se determina por la condición real del hogar, verificada contra registros sociales o tributarios.

La cuarta lección es que la protección al usuario vulnerable **trasciende el precio** y abarca la continuidad del suministro. La normativa europea obliga a los Estados miembros a proteger a los consumidores vulnerables frente a la desconexión, y el reciente Paquete de Energía para la Ciudadanía refuerza estos objetivos junto con la reducción de la factura y el combate a la pobreza energética. Las salvaguardas frente al corte, la protección reforzada en períodos críticos y la atención prioritaria configuran una arquitectura de protección que combina la dimensión económica con la garantía de servicio para quienes dependen críticamente de él, y que conecta con el tratamiento de los clientes electrodependientes.

En conjunto, estas prácticas trazan para América Latina una transición articulada en tres movimientos: apoyarse en **registros sociales** para identificar a los hogares vulnerables por su condición real; **desacoplar el subsidio de la tarifa**, sustituyendo los subsidios cruzados y las reducciones de precio por transferencias o bonos focalizados; y garantizar mecanismos de financiamiento y reintegro **oportunos y predecibles** que no trasladen el riesgo de cartera a la distribuidora. Es, en lo esencial, la dirección que las propias distribuidoras de la región anticiparon al plantear la migración hacia un subsidio basado en la condición socioeconómica real del hogar.

5.5. MECANISMOS DE EXPERIMENTACIÓN REGULATORIA (SANDBOXES)

Modificar la regulación para acomodar cada innovación es un proceso lento, costoso y arriesgado: el regulador debe legislar sobre tecnologías y modelos de negocio cuyo comportamiento real aún desconoce, lo que genera un dilema entre frenar la innovación

a la espera de certezas o habilitarla de forma generalizada antes de comprender sus efectos. El *sandbox* regulatorio —o entorno controlado de pruebas— ha surgido como una respuesta a este dilema, y constituye hoy una de las prácticas internacionales más relevantes para experimentar con nuevos diseños tarifarios sin comprometer la estabilidad del marco general.

La experiencia internacional ofrece varios referentes. El Reino Unido fue pionero al lanzar, a través de su regulador de energía (Ofgem), el *Innovation Link* y el *Energy Regulation Sandbox* a partir de 2016, un esquema que permite realizar ensayos en un entorno energético real —involucrando a consumidores o interactuando con las reglas de mercado y el sistema físico— mediante orientación específica y exenciones temporales de reglas concretas. Los Países Bajos avanzaron en una dirección pertinente para el diseño tarifario: su decreto de “Experimentos de Producción Eléctrica Descentralizada y Sostenible”, en vigor desde 2015, habilitó a asociaciones de vecinos y cooperativas energéticas a desarrollar proyectos prohibidos por la regulación vigente, permitiéndoles organizar el suministro entre pares y fijar sus propias tarifas dentro del entorno controlado (Florence School of Regulation, 2020). A estos casos se suman los *sandboxes* de la Autoridad del Mercado Energético de Singapur, concebido para incorporar nuevas tecnologías y modelos de negocio con flexibilidad regulatoria, y los esquemas de Austria, Francia, Italia, Australia y Estados Unidos, que conforman ya un cuerpo internacional de experiencia documentada, incluyendo aplicaciones vinculadas a tarifas de distribución dinámicas combinadas con el intercambio local de energía.

De esta experiencia la literatura ha destilado un conjunto de principios que distinguen a los *sandboxes* efectivos. El primero es la **delimitación clara del alcance**: la prueba debe acotarse en tiempo, escala y número de participantes, con criterios de entrada y salida definidos y con salvaguardas que

protejan a los consumidores involucrados, de modo que el experimento sea reversible y sus riesgos, contenidos. El segundo es la **capacidad de aprendizaje regulatorio**: el valor del *sandbox* no reside en el ensayo en sí, sino en la información que genera, por lo que su diseño debe prever mecanismos de monitoreo, evaluación y retroalimentación hacia el proceso normativo. El tercero es el **carácter intersectorial**: muchas innovaciones energéticas relevantes —vinculadas a datos, telecomunicaciones o servicios financieros— cruzan las fronteras del sector eléctrico, y los *sandboxes* más útiles permiten esa transversalidad. El cuarto, especialmente subrayado para las economías en desarrollo, es la **adaptación al contexto**: el diseño debe atender los riesgos y prioridades específicas de cada jurisdicción —electrificación, atracción de inversión privada, capacidad institucional del regulador— en lugar de trasplantar mecánicamente modelos de mercados maduros. Organismos como el Banco Mundial y la CEPAL han producido guías prácticas sobre cómo construir *sandboxes* regulatorios, reflejo del creciente interés por esta herramienta como vía para incorporar recursos energéticos distribuidos, movilizar inversión y promover la innovación sin desestabilizar el marco regulatorio (Banco Mundial, 2020) (CEPAL, 2024).

Para América Latina, el *sandbox* representa una de las brechas más nítidas que el Benchmarking realizado por ADELAT puso de manifiesto. Esta situación es paradójica, porque es justamente la región la que enfrenta una agenda más cargada de innovaciones por habilitar —tarifas horarias, señales de capacidad, integración de generación distribuida y almacenamiento, esquemas de prepago— y la que más se beneficiaría de un mecanismo que permita probarlas de manera acotada antes de comprometer reformas de gran escala. La lección de la experiencia internacional es que el *sandbox* ofrece a los reguladores latinoamericanos una vía pragmática para reducir el riesgo de la reforma tarifaria: en lugar de elegir entre la parálisis y el salto al vacío, permite aprender haciendo,

generando evidencia local sobre cómo se comportan los nuevos diseños en las condiciones particulares de cada sistema antes de elevarlos a norma general.

5.6. ESTABILIDAD E INDEPENDENCIA INSTITUCIONAL DEL MARCO TARIFARIO

Las dimensiones técnicas del diseño remuneratorio—el modelo de remuneración, la valoración de activos, las señales de precio o los incentivos— solo producen los resultados esperados si descansan sobre un marco institucional creíble y estable. La regulación tarifaria opera, en última instancia, como un contrato implícito de largo plazo entre el Estado, la distribuidora y los usuarios: la empresa compromete inversiones cuya recuperación se extiende durante décadas, confiando en que las reglas con las que se remunerará ese capital se mantendrán en el tiempo. Cuando esa confianza se erosiona —porque las tarifas se utilizan como instrumento de política coyuntural, porque las decisiones técnicas quedan supeditadas al ciclo político o porque las metodologías cambian de forma impredecible—, el efecto no es neutro: el riesgo regulatorio y político se incorpora directamente como una prima en el costo de capital, encareciendo el financiamiento de la red y, en los casos extremos, frenando la inversión que la transición energética exige. La estabilidad e independencia institucional no son, por tanto, un complemento accesorio del diseño tarifario, sino una de sus condiciones habilitantes fundamentales, y una de las que la propia región ha identificado como prioritaria.

La práctica internacional ha consolidado un cuerpo de **principios sobre la gobernanza de los reguladores** que ofrece una referencia clara. La OCDE ha sistematizado estos principios en torno a la independencia de las agencias reguladoras, identificando cinco dimensiones que determinan la independencia efectiva de un regulador: **la claridad de su rol, la transparencia y rendición de**

cuentas, la independencia financiera, la independencia de su liderazgo, y una cultura institucional en su personal. A ellas se asocian siete principios de buena práctica que abarcan la prevención de la influencia indebida, la estructura del órgano decisor, la rendición de cuentas, el relacionamiento con los actores, el financiamiento estable y la evaluación de desempeño. El propósito de fondo de este andamiaje es que las decisiones regulatorias se perciban como objetivas e imparciales, que se prevenga la toma de decisiones motivada políticamente y que se señalice un compromiso con objetivos de largo plazo que trascienden los ciclos electorales. No es casual que, en los países de la OCDE, el 87 % de los reguladores de energía tenga estatus independiente, ni que los sectores de energía y telecomunicaciones exhiban los arreglos de gobernanza más sólidos: la naturaleza intensiva en capital y de largo horizonte de estas industrias hace que la credibilidad regulatoria sea especialmente valiosa (OCDE, 2014, 2016).

El modelo europeo ofrece la expresión normativa más exigente de estos principios. La Directiva (UE) 2019/944 obliga a los Estados miembros a garantizar la independencia de las autoridades reguladoras nacionales, que deben constituir una entidad jurídica propia, disponer de autonomía presupuestaria y de recursos suficientes, y no recibir instrucciones directas del gobierno ni de ningún interés de mercado en el ejercicio de sus funciones regulatorias. Este blindaje de la potestad metodológica es significativo, porque traslada la decisión tarifaria desde la arena política hacia un órgano técnico cuya legitimidad descansa en su competencia y en la transparencia de sus procedimientos, no en su sintonía con la coyuntura.

Junto con la independencia, la experiencia internacional muestra que la estabilidad del marco depende de mecanismos concretos que doten de credibilidad al compromiso regulatorio y, a la vez, ofrezcan vías ordenadas para corregir errores. El problema de fondo es la inconsistencia temporal: una vez reali

zada la inversión en la red, el regulador o el poder político enfrentan la tentación de reducir las tarifas por debajo del nivel que indujo esa inversión, capturando un beneficio de corto plazo a costa de la inversión futura. La forma de neutralizar esa tentación es construir compromisos creíbles. La existencia de una base regulatoria de activos protegida, con metodologías de remuneración predecibles y reglas de indexación explícitas, funciona como un contrato de largo plazo que reduce el riesgo percibido y, con él, el costo de capital. A ello se añade, en los marcos más maduros, la existencia de instancias de apelación independientes. El caso británico es ilustrativo: las decisiones de control de precios del regulador (Ofgem) bajo el marco RIIO pueden ser apeladas por las empresas ante la autoridad de competencia (*Competition and Markets Authority*). Este mecanismo refuerza la estabilidad del sistema: somete las decisiones a un escrutinio técnico, acota la discrecionalidad y otorga a los inversionistas la garantía de que existe un recurso ordenado y previsible ante eventuales errores, en lugar de la incertidumbre de la judicialización o la presión política.

Para América Latina, estos principios encierran lecciones particularmente pertinentes, porque es precisamente en la dimensión institucional donde la región exhibe sus mayores brechas. Las evaluaciones internacionales de gobernanza regulatoria del sector eléctrico en países en desarrollo —como el Índice Global de Regulación Eléctrica (GERI) del Banco Mundial— han documentado que la falta de independencia regulatoria es una deficiencia transversal a casi todos los países evaluados, con puntajes especialmente bajos en la independencia respecto de los actores del sector y en la independencia financiera, y con una ausencia de marcos que garanticen la renovación escalonada de los órganos directivos —un mecanismo para aislar al regulador del ciclo político— (Banco Mundial, 2022). Esta brecha se traduce en mayor riesgo regulatorio, en un costo de capital más alto y, en definitiva, en tarifas más elevadas o en inversión insuficiente. El

benchmarking realizado por ADELAT recogió esta preocupación entre las prioridades de reforma expresadas por las distribuidoras de la región, que plantearon la necesidad de blindar el esquema tarifario frente a su uso político e incluso de crear instancias técnicas independientes para dirimir las controversias entre las distribuidoras y el regulador. La buena práctica internacional sugiere que avanzar en esa dirección requiere actuar simultáneamente sobre las cinco dimensiones de la independencia efectiva: dotar al regulador de autonomía financiera y de gestión, establecer mandatos fijos y escalonados que lo aíslen del calendario electoral, reservar a su competencia la potestad metodológica, garantizar la transparencia y la rendición de cuentas como contrapeso de esa autonomía, y disponer de instancias de apelación o arbitraje técnico que ofrezcan previsibilidad sin sacrificar la posibilidad de corregir errores. Estas condiciones, más que cualquier refinamiento puntual del diseño tarifario, son las que determinan si el marco remuneratorio podrá sostener en el tiempo las inversiones que la transición energética demanda de la distribución eléctrica.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A lo largo de este documento se ha sostenido que el modelo de remuneración y el esquema tarifario constituyen el núcleo económico de la distribución eléctrica, y de su diseño depende que el sector pueda invertir, modernizarse y sostener un servicio suficiente y equitativo en medio de la transición energética. Las siguientes conclusiones identifican patrones compartidos y puntos donde la transición energética tensiona de manera recurrente a los esquemas vigentes en América Latina.

La primera conclusión es que, bajo la diversidad de etiquetas, la región comparte una pregunta de fondo: **quién asume el riesgo de que los costos reales se aparten de los reconocidos**. El precio tope articulado en torno al Valor Agregado de Distribución, calculado sobre una empresa modelo eficiente y con activos valorados a costo de reposición, es el paradigma claramente predominante, con Colombia desplazado hacia el ingreso máximo y los sistemas de empresa pública (Costa Rica, Ecuador, Paraguay) hacia el servicio al costo. Esta convergencia significa que los desafíos también tienden a ser comunes, y que las soluciones ensayadas en un país son, con las debidas adaptaciones, relevantes para los demás.

La segunda conclusión, y la más consecuente para la transición, es que **los marcos vigentes reconocen las inversiones de manera tardía, parcial y sesgada**. La separación estricta entre CAPEX y OPEX inclina la balanza hacia el activo físico y penaliza las soluciones operativas y de flexibilidad, precisamente las que la transición vuelve más eficientes. A ello se suma que, en los esquemas de empresa modelo más rígidos, la inversión no anticipada por el modelo no se remunera hasta la

revisión siguiente, con la consiguiente pérdida del valor del dinero en el tiempo que las propias distribuidoras subrayan; y que los activos no convencionales —digitalización, automatización, almacenamiento, recursos distribuidos— solo encuentran cabida estrecha y caso a caso, porque la mayoría de los marcos valora un activo por su categoría y no por la función que cumple. La actualización anual de la base que practica Colombia muestra que el problema del reconocimiento diferido tiene solución dentro del propio paradigma regional.

La tercera conclusión es que, de manera predominante, **la regulación castiga, pero no incentiva**. Los esquemas de calidad y pérdidas son mayoritariamente asimétricos: penalizan el incumplimiento mediante sanciones o compensaciones al usuario, pero no retribuyen el desempeño superior. Solo Colombia y Brasil aplican esquemas simétricos —el ajuste del ingreso por SAIDI/SAIFI en Colombia, la componente de calidad del Factor X brasileño, que mueve los ingresos entre -2% y +2%—, y la resiliencia y la digitalización, objetivos urgentes del nuevo paradigma, carecen casi por completo de señal económica. La eficiencia que el modelo sí premia es la estática que ya trae incorporada, no la dinámica que la transición demanda.

La cuarta conclusión se refiere al diseño tarifario: **las señales de precio son débiles y poco diferenciadas**. Casi toda la región emplea una estructura de cargo fijo más cargo variable, pero con un fuerte predominio volumétrico; el cargo por potencia para usuarios residenciales es prácticamente inexistente —Chile lo aplica de forma indirecta, vía factores de carga; el resto lo reserva a medianas y grandes demandas—, y la diferenciación horaria residencial es marginal, con Brasil (Ta

rifa Branca) y Perú como excepciones, mientras Colombia mantiene tarifa plana para el usuario regulado. La transparencia del peaje de distribución en la factura es igualmente desigual: explícita en Brasil, Colombia y El Salvador, integrada e invisible en Chile, Guatemala y Argentina para el pequeño usuario. El resultado es que la tarifa rara vez comunica al usuario el costo real que su consumo impone a la red.

La quinta conclusión es que **los subsidios están deficientemente focalizados, y se canalizan a través de la tarifa**. Conviven cuatro arquetipos de financiamiento —subsidio cruzado, mixto, fondo sectorial y presupuesto estatal—, pero todos comparten una misma debilidad: la asignación se basa en el estrato del predio (Colombia) o el nivel de consumo (Perú, Bolivia, Guatemala, Brasil), antes que en la condición socioeconómica real del hogar, generando errores de inclusión y exclusión. Además, varios esquemas trasladan a la distribuidora el riesgo de cartera cuando los reintegros estatales se demoran. El peso del problema es considerable: en Brasil los subsidios representan en promedio cerca del 20% de la tarifa residencial, una magnitud que motivó el techo a la CDE introducido en 2025.

La sexta conclusión se refiere a la existencia de **brechas de protección e innovación**. La protección a los clientes electrodependientes es robusta solo en Chile y Argentina —que combinan beneficio económico, no corte y respaldo técnico—, mientras en el resto se limita a la no suspensión del servicio o no existe regulación específica. El prepago tiene base regulatoria en la mayoría de los países, pero su adopción es marginal, frenada por el costo de los medidores y la baja viabilidad económica. Y la experimentación regulatoria es casi inexistente: Brasil y Salta (Argentina) son los únicos lugares con *sandboxes* tarifarios formales y operativos, Colombia avanza en su reglamentación, y el resto carece de un mecanismo formal para probar nuevos diseños.

La séptima conclusión es transversal: **la suficiencia de la remuneración depende menos de la tasa de retorno que de la estabilidad y previsibilidad de las reglas**. El Benchmarking muestra tasas que, leídas sobre una misma base, son heterogéneas, y responden a un principio de coherencia tasa-riesgo que algunos marcos aplican activamente. Pero una tasa bien fijada se diluye si las inversiones se reconocen tarde, si las tarifas se congelan por razones políticas o si las metodologías cambian de forma imprevista. La estabilidad institucional es, por ello, la condición habilitante de todo lo demás.

Una conclusión final, de carácter propositivo: **Brasil emerge de forma consistente como el referente regional de innovación tarifaria** —único país que combina tarifa horaria residencial, *sandboxes* operativos, incentivos simétricos de calidad y separación regulatoria explícita de componentes—, lo que sugiere que varias de las prácticas que la región discute ya tienen un banco de pruebas dentro de América Latina, y no solo en mercados distantes.



El modelo de remuneración y el esquema tarifario constituyen el núcleo económico de la distribución eléctrica

6.1. RECOMENDACIONES REGULATORIAS

Las recomendaciones que siguen se organizan en seis ejes y distinguen lo estructural —el modelo de remuneración— de lo tarifario —el diseño de la señal de precio—, sin perder de vista que ambos forman parte de un mismo sistema. No constituyen un modelo único a trasplantar, sino una orientación que cada jurisdicción puede graduar según su marco legal, su capacidad institucional y su punto de partida.



La regulación
castiga, pero no
incentiva



Fig. 8. Recomendaciones para reguladores y formuladores de política.

- **Modernizar el reconocimiento de inversiones y neutralizar el sesgo hacia el capital.** El eje estructural más urgente es lograr que el marco reconozca de forma oportuna y completa la inversión que la transición exige. Ello supone eliminar la penalización de las soluciones operativas y de flexibilidad frente a la inversión física; agilizar el reconocimiento mediante actualizaciones más frecuentes de la base de activos y esquemas mixtos *ex ante/ex post* como el colombiano, que incorporan la inversión ejecutada sin esperar al siguiente ciclo; y crear vías explícitas para los activos no convencionales y digitales, reconociéndolos por la función que cumplen —calidad, integración de recursos distribuidos, resiliencia— y no por su categoría contable. Conviene asimismo dotar a la innovación de un espacio de financiamiento propio, con un perfil de riesgo distinto del de la inversión ordinaria.
- **Transitar de incentivos asimétricos a incentivos simétricos orientados a resultados.** La región debería avanzar desde la lógica de “castigo sin premio” hacia esquemas en los que el desempeño mueva los ingresos en ambos sentidos, tomando como referencia los modelos de Colombia y Brasil en calidad (SAIDI/SAIFI, Factor X) y en gestión de pérdidas. Más ampliamente, la regulación por desempeño (PBR) ofrece un conjunto de bloques —productos medibles, factores

- de reparto, involucramiento de los usuarios— que pueden incorporarse de forma selectiva y adaptada a la capacidad de cada regulador, incluyendo señales económicas para la resiliencia y la digitalización.
- **Fortalecer las señales de precio del diseño tarifario.** Avanzar hacia tarifas más costo-reflectivas mediante una secuencia ordenada: consolidar primero la medición avanzada como prerequisite; introducir después tarifas horarias —preferentemente por defecto y con protecciones de transición para los usuarios con menor capacidad de respuesta—; incorporar cargos por capacidad allí donde la electrificación y los recursos distribuidos hagan más valiosa la señal de potencia; y reservar los diseños dinámicos y locacionales para una fase posterior. En paralelo, conviene mejorar la transparencia del peaje de distribución en la factura, condición para que cualquier señal de precio sea efectivamente percibida por el usuario.
- **Desacoplar los subsidios de la tarifa y focalizarlos por condición real del hogar.** La protección social debería separarse del diseño tarifario, sustituyendo los subsidios cruzados y las reducciones de precio por transferencias o bonos que preserven la señal de precio; focalizar por la condición socioeconómica real del hogar apoyándose en registros sociales, en lugar del estrato o el consumo; y asegurar mecanismos de financiamiento y reintegro oportunos que no trasladen el riesgo de cartera a la distribuidora. A esta agenda se suma cerrar las brechas de protección: establecer un marco para clientes electrodependientes en los países que carecen de él, y revisar la viabilidad económica del prepago como opción y no como imposición.
- **Habilitar la experimentación regulatoria mediante *sandboxes*.** Dado el carácter incipiente de muchos de los rediseños
- propuestos, se recomienda adoptar mecanismos formales de experimentación que permitan ensayar nuevas estructuras tarifarias en un entorno acotado, con exenciones temporales y evaluación sistemática, antes de generalizarlas. Los *sandboxes* tarifarios de Brasil y Salta (Argentina) ofrecen un referente regional directo, y la reglamentación en curso en Colombia muestra que el camino ya está abierto. Este mecanismo permite reducir el riesgo de la reforma: aprender haciendo, con evidencia local, en vez de elegir entre la parálisis y el salto al vacío.
- **Reforzar la estabilidad y la independencia institucional del marco regulatorio** Como condición transversal, ninguna de las recomendaciones anteriores rendirá sus frutos sin un marco institucional creíble y estable. Ello implica fortalecer la autonomía financiera y de gestión del regulador, establecer mandatos fijos y escalonados que lo aislen del ciclo político, reservar a su competencia técnica la potestad metodológica, garantizar la transparencia como contrapeso de esa autonomía, disponer de instancias de apelación o arbitraje técnico que ofrezcan previsibilidad, y asegurar la coherencia entre la **tasa de retorno** reconocida y el riesgo regulatorio efectivo. La estabilidad de las reglas es, en última instancia, lo que determina el costo de capital y la disposición a invertir.

Estas recomendaciones conforman una agenda articulada, no una lista de medidas independientes. El modelo de remuneración, la determinación de costos, el tratamiento del capital y la operación, los incentivos, el diseño tarifario, los subsidios y el marco institucional son piezas de un mismo sistema, y su reforma debe abordarse con esa mirada de conjunto: de poco sirve sofisticar la señal de precio si el subsidio sigue distorsionándola, o reconocer mejor las inversiones si la tasa no refleja el riesgo o las reglas no son estables. La transición energética ha convertido al diseño remuneratorio y tarifario

en un determinante de primer orden del futuro de la distribución eléctrica en América Latina. La buena noticia es que la región no parte de cero: dispone de referentes propios —Brasil y Colombia a la cabeza en varias dimensiones—, de un diagnóstico compartido y de una agenda de reforma convergente expresada por las propias distribuidoras. El desafío es traducir ese consenso en marcos concretos, adaptados a cada realidad nacional, que acompañen la transformación del sistema.



Los marcos
vigentes reconocen
las inversiones
de manera tardía,
parcial y sesgada



Administración Nacional de Electricidad de Paraguay - ANDE (2026.). Tarifas vigentes. Recuperado de https://www.ande.gov.py/tarifas_vigentes.php.

Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía - ACER (2023). ACER recommendations on the cost data and tariff methodologies for electricity distribution. Recuperado de <https://www.acer.europa.eu>.

Agência Nacional de Energia Elétrica de Brasil - ANEEL (2026). Sandboxes tarifários. Gov. br. Recuperado de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios>.

Ashurst. (2025). RIIO-3: Ofgem's final determinations at a glance. Recuperado de <https://www.ashurst.com/en/insights/riio-3-ofgems-final-determinations-at-a-glance/>.

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica – ARESEP (2026). Tarifas vigentes de electricidad. Recuperado de <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas/>.

Banco Mundial. (2017). The Energy Subsidy Reform Assessment Framework (ESRAF): Good practice notes. Recuperado de <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/418ae592-0448-516d-a0bc-6289c8290288/content>.

Banco Mundial. (2020). How to build a regulatory sandbox: A practical guide for policy makers (I. Jeník y S. Duff). <https://documents1.worldbank.org/curated/en/126281625136122935/pdf/How-to-Build-a-Regulatory-Sandbox-A-Practical-Guide-for-Policy-Makers.pdf>.

Banco Mundial (2022). How solid are regulatory frameworks for the power sector in developing countries? <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-solid-are-regulatory-frameworks-power-sector-developing-countries>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia - CREG (2023). Estructura tarifaria. <https://creg.gov.co/publicaciones/7820/estructura-tarifaria/>.

Comisión Económica para América Latina y el Caribe - CEPAL. (2024). Regulatory sandboxes in developing economies: An innovative governance approach. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/960a7e7d-ab60-4c3e-b4b2-c7a302e2ea16/content>.

Comisión Nacional de Energía de Chile - CNE (2026). Opciones tarifarias a usuarios finales. Recuperado de 2026, de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>.

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. (2019). Diario Oficial de la Unión Europea, L 158, 125–199. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>.

Energy Regulation Quarterly. (2020). Time of use rates: An international perspective. Recuperado de <https://energyregulationquarterly.ca/articles/time-of-use-rates-an-international-perspectives>.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad - ENRE (2026). Tarifas. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas>.

Florence School of Regulation. (2020). Regulatory sandboxes in the energy sector – the what, the who and the how. Recuperado de <https://fsr.eui.eu/regulatory-sandboxes-in-the-energy-sector-the-what-the-who-and-the-how/>.

House of Commons Library. (2025). The Warm Home Discount (WHD). Recuperado de <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-10366/>

Jenkins, C., y otros. (2024). Combining forward-looking expenditure targets and fixed OPEX–CAPEX shares for a future-proof infrastructure regulation: The ROSS approach in Italy. Current Sustainable/Renewable Energy Reports. <https://link.springer.com/article/10.1007/s40518-024-00239-4>.

Joskow, P. L. (2024). The expansion of incentive (performance-based) regulation of electricity distribution and transmission in the United States. Review of Industrial Organization. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11151-024-09973-x>.

Office for National Statistics. (2023). How fuel poverty is measured in the UK. <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/housing/articles/howfuelpovertyismeasure-dintheuk/march2023>.

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico - OCDE (2014). The governance of regulators: OECD best practice principles for regulatory policy. OECD Publishing. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2014/07/the-governance-of-regulators_g1g3fcdb/9789264209015-en.pdf.

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico – OCDE (2016). Being an independent regulator: The governance of regulators. OECD Publishing. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2016/07/being-an-independent-regulator_g1g66e65/9789264255401-en.pdf.

