

Recomendaciones Regulatorias para la Distribución Eléctrica en Chile

Diciembre 2025



Contacto: rmorenovieyra@uchile.cl

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería
República 695
Santiago, Chile
www.isci.cl

energia.isci.cl

Recomendaciones Regulatorias para la Distribución Eléctrica en Chile

Diciembre 2025

Autores

Daniel Águila, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería - Centro de Energía Enlace

Ángela Flores, Universidad de Chile - Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Rodrigo Moreno, Universidad de Chile - Centro de Energía Enlace - Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Cristóbal Mujica, Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería - Centro de Energía Enlace

Francisco Muñoz, Universidad Adolfo Ibáñez - Centro de Transición Energética

Bernardo Severino, Universidad Adolfo Ibáñez - Centro de Transición Energética

Consejo Asesor

Ronald Fischer, Universidad de Chile - Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería

Alejandro Navarro, Universidad de Chile - Systep

Mauricio Riveros, Experto en Transición Energética

Francisco Sánchez, SCE Ingeniería & Regulación

Participantes

Sebastián Novoa, Daniel Canales, Eduardo Andrade, ACEN

Javier Bustos, ACENOR

Felipe Gallardo, Cristián Herrera, ACERA

Darío Morales, Danilo Jara, ACESOL

Sara Larraín, Gonzalo Melej, Chile Sustentable

Sergio Barrientos, Patricio Caro, CIGRE Chile

Mauricio Funes, Danilo Zurita, Martín Osorio, Comisión Nacional de Energía

Jaime Misraji, Coordinador Eléctrico Nacional

Juan Meriches, Andrés Vicent, Empresas Eléctricas

Patricio Molina, Felipe Zuloaga, FENACOPEL

Johanna Monteiro, Jaime Gallegos, Itziar Aránguiz, Felipe Guzmán, Ministerio de Energía

Instituciones Participantes



Índice

1. Introducción	06
1.1. Motivación y Objetivos	06
1.2. Organización del Documento	10
1.3. Metodología de Trabajo y Destinatario de este Informe	12
2. Remuneración e Inversión	14
2.1. Transitar a Esquema de Empresa Modelo <i>Brownfield</i>	16
2.1.1. Definición de una Base Regulada de Activos	19
2.1.2. Planificación y Clasificación de Nuevos Activos	19
2.1.3. Valorización de los Activos	22
2.1.4. Reconocimiento de Costos de Operación y Mantenimiento Eficientes	23
2.2. Establecer Mecanismos de Incentivos para Mejorar Indicadores de Desempeño	24
2.3. Incorporar Mecanismos de Incertidumbre que Actualicen el Presupuesto para Obras Libres dentro del Periodo Tarifario y Reliquidaciones	26
2.4. Contar con una Herramienta Abierta de Planificación y Valorización	26
3. Tarificación	28
3.1. Avanzar hacia una Mayor Diferenciación Temporal	30
3.2. Establecer una Estructura Tarifaria más Balanceada entre Componentes Fijas y Variables	31
3.3. Migrar a un Tratamiento Simétrico en Cargos de Conexión para Consumidores y Generadores	32
3.4. Considerar Subsidios Directos y Focalizados	33

4. Medios Energéticos Distribuidos	34
4.1. Planificación y Facilitación de Conexiones	35
4.1.1. Incluir a los MED en la Planificación de Redes de Distribución	36
4.1.2. Considerar Aumentos de Capacidad en Transmisión Zonal en Función de los MED	36
4.1.3. Mejorar los Procesos de Conexión y Visualización de Capacidad de Red	36
4.2. Tarificación de MED	37
4.3. Gestión Activa y Nuevos Actores	37
4.3.1. Redefinir el Rol de las Distribuidoras hacia un Modelo DSO	37
4.3.2. Habilitar la Figura del Agregador o Planta Virtual de Energía (VPP)	37
4.3.3. Establecer un Gestor de la Información	38
4.3.4. Incentivar la Adopción de Medidores Inteligentes	38
4.4. Pilotos y Sandbox Regulatorios	38
5. Comercialización de Energía	40
5.1. Incorporar la Figura del Comercializador Puro	41
5.2. Avanzar Gradualmente hacia la Apertura de los Clientes Regulados	42

1.1

Motivación y Objetivos

Chile se ha
comprometido a
alcanzar la
carbono neutralidad
al año 2050

Chile se ha comprometido a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, meta que exige transformar en profundidad la forma en que producimos, distribuimos y consumimos energía. El país ha avanzado con éxito en la descarbonización de su sistema eléctrico: más del 70% de la generación proviene hoy de fuentes renovables y se proyecta el retiro total del carbón antes de 2040^{1 2}. El próximo gran paso consiste en reducir las emisiones del resto de la economía, donde cerca del 70% del consumo energético aún depende de combustibles fósiles. En esta nueva etapa, la electrificación del transporte, la calefacción y ciertos procesos industriales será el principal motor de la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes locales.

¹ Ember. (2025, 10 de enero). Chile surpasses 40% wind and solar for the first time in December. Ember. <https://ember-energy.org/latest-updates/chile-surpasses-40-wind-and-solar-for-the-first-time-in-december/>

² International Energy Agency. (2021). Coal phase-out and/or reconversion of coal units – Chile [Policy database entry]. International Energy Agency. <https://www.iea.org/policies/13500-coal-phase-out-andor-reconversion-of-coal-units>



El proceso de electrificación es una oportunidad para el país. Es la posibilidad de construir ciudades más limpias y sanas, donde la mala calidad del aire deje de ser un riesgo para la salud; es la oportunidad de reducir la vulnerabilidad frente a combustibles fósiles importados y capturar el beneficio estructural de aprovechar energía renovable abundante, barata y local. Si Chile consolida un sistema eléctrico renovable, competitivo y moderno podríamos aspirar a tener algunas de las tarifas eléctricas más bajas de América Latina y transformar la energía en bienestar concreto para las familias y en ventaja comparativa para la industria.

En esta línea Chile ya ha definido algunas metas de electrificación y modernización de las redes de distribución. En electromovilidad, se ha establecido que el 100% de las ventas de vehículos livianos nuevos serán de cero emisiones al 2035, y que el transporte público urbano migrará completamente a flotas eléctricas al 2040. En distribución, se busca digitalizar el 100% de la red hacia 2040 y reducir la duración promedio anual de interrupciones (SAIDI) a menos de 4 horas por cliente al 2035 y 1 hora al 2050. A ello se suma la meta de alcanzar más de 7 TWh por año de generación distribuida al 2050³. Cumplir estos compromisos requerirá no solo inversión en infraestructura, sino también una regulación capaz de anticipar y acompañar el cambio estructural que implican.

El marco regulatorio vigente de la distribución fue diseñado en los años ochenta, en un contexto donde el objetivo era expandir la cobertura del servicio y contener los costos de suministro. Esa arquitectura cumplió su propósito histórico: hoy, más del 99 % de los hogares del país cuenta con electricidad. Sin embargo, el escenario actual es radicalmente distinto. El sistema enfrenta nuevos desafíos tecnológicos, ambientales y sociales que exigen transitar hacia una regulación que promueva eficiencia, innovación, resiliencia y flexibilidad. Las redes de distribución ya no son simples canales de entrega de energía, sino plataformas donde convergen generación distribuida, almacenamiento, electromovilidad y gestión activa de la demanda.

³ Ministerio de Energía. (2022). Transición energética de Chile: Política energética nacional. Actualización 2022 (PEN 2050). Ministerio de Energía. <https://energia.gob.cl/documentos-e2050/pen-2050-actualizado-marzo-2022>

Pese a su éxito pasado, el modelo regulatorio actual presenta deficiencias que limitan su capacidad para responder a esta nueva realidad. La remuneración basada en una empresa modelo teórica ha perdido correspondencia con los costos reales y los riesgos que enfrentan las distribuidoras. La estructura tarifaria contiene subsidios cruzados y señales económicas distorsionadas que no reflejan los costos horarios. A su vez, la falta de reconocimiento de nuevos actores, como operadores de sistema de distribución (DSO) y agregadores, impide la coordinación eficaz de los recursos energéticos distribuidos. En conjunto, estas brechas amenazan con transformar a la distribución en el eslabón rezagado de la transición energética.

Superar estas limitaciones requiere una modernización integral del marco regulatorio, que alinee los incentivos de inversión, operación y tarificación con los objetivos de descarbonización, calidad de servicio, eficiencia y equidad. Ello implica avanzar hacia una regulación con señales costo-reflectivas, que reconozca el valor de niveles eficientes de digitalización y flexibilidad, e integre activamente los recursos energéticos distribuidos.

En este contexto, este informe busca contribuir a ese proceso, ofreciendo una base conceptual y propuestas concretas para una nueva regulación pensando en los desafíos de largo plazo, que permita redes modernas, tarifas justas y un sistema de distribución al servicio del bienestar, la sostenibilidad y la competitividad del país. Las propuestas contenidas en este documento se organizan en torno a cuatro áreas clave que estructuran el análisis y las recomendaciones: Remuneración e Inversión, Tarificación, Medios Energéticos Distribuidos y Comercialización de Energía. Estas líneas de trabajo se resumen en la Figura 1. ♦

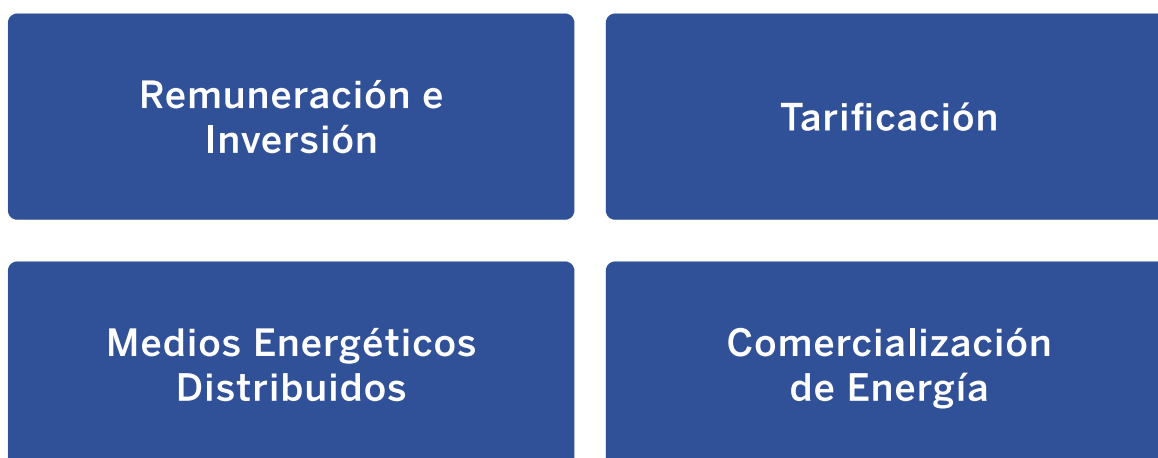


Figura 1: Líneas de Trabajo.



1.2

Organización del Documento

Capítulo 2: Remuneración e Inversión

Este capítulo propone modernizar el esquema remunerativo de distribución para alinearlos con los requerimientos de electrificación, flexibilidad y resiliencia. Se plantea transitar desde una empresa modelo *greenfield* hacia un enfoque *brownfield* que reconozca el legado de activos, complemente la remuneración con un mecanismo de incentivos (pagos o penalizaciones por desempeño) y gestione incertidumbre mediante indexación y reliquidaciones.

Capítulo 3: Tarificación

Este capítulo propone avanzar hacia tarifas más costo-reflectivas, con mayor diferenciación temporal y un mejor balance entre componentes fijas y variables, de modo de entregar señales que orienten el uso de la red y habiliten flexibilidad desde la demanda. Asimismo, se plantea avanzar hacia un tratamiento simétrico entre consumos e inyecciones en los cargos de conexión, y reemplazar subsidios cruzados por subsidios directos focalizados.

Capítulo 4: Medios Energéticos Distribuidos

Este capítulo aborda el rol creciente de los MED, como la generación distribuida, el almacenamiento y la respuesta a la demanda. Se presentan propuestas para su adecuada integración técnica, económica y regulatoria, asegurando que su expansión aporte valor al sistema y no genere costos indebidos para terceros.

Capítulo 5: Comercialización de Energía

Se analiza el marco actual de comercialización y se proponen mejoras para permitir mayor competencia, transparencia y servicios al usuario final. Las propuestas incluyen la separación entre funciones de red y comercialización, nuevos modelos de relación con clientes y el rol potencial de agregadores y comercializadores independientes. ♦



1.3

Metodología de Trabajo y Destinatario de este Informe

Este informe contiene un conjunto de recomendaciones regulatorias para el Ministerio de Energía de Chile. Fue elaborado por investigadores del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), un instituto basal alojado en la Universidad de Chile, y expertos del Centro de Transición Energética (CENTRA) de la Universidad Adolfo Ibáñez.

El proceso de elaboración, cuya duración fue de un año, incluyó una activa interacción con representantes de las autoridades del sector y *stakeholders* relevantes, representados mediante sus asociaciones gremiales. También se incluyó a una ONG como representante de la ciudadanía. La participación en el proceso fue cerrada (por invitación) debido a la naturaleza técnica del trabajo, que requiere un alto nivel de expertise y experiencia en materias altamente técnicas del sector eléctrico.

Las sesiones de trabajo contemplaron:

- Sesiones conjuntas de presentación y discusión, que incluyeron tanto al equipo de elaboración del informe (autores) como a los participantes.
- Sesiones de retroalimentación, donde los participantes pudieron presentar propuestas complementarias.
- Consultas directas sobre el documento de trabajo, lo que permitió refinar el resultado final.

Es importante mencionar que la autoría y, por lo tanto, la responsabilidad de las propuestas recae exclusivamente en el equipo de autores, mientras que el conjunto de participantes colaboró con insumos y retroalimentación a lo largo de todo el proceso de elaboración. Además, el equipo de autores contó con la asesoría de renombrados *advisors*, quienes participaron discutiendo varias de las problemáticas y recomendaciones de este informe. Los nombres de autores y participantes se presentan al inicio de este informe. ♦



2

Remuneración e Inversión

La regulación de la remuneración busca dos objetivos. Por una parte, asegurar que la empresa pueda recuperar sus costos y mantener viabilidad económica en el tiempo. Por otra parte, debe entregar incentivos adecuados para operar, mantener y desarrollar la red de manera eficiente. En la práctica, estos objetivos pueden entrar en conflicto. Si el incentivo se orienta en exceso a la reducción de costos de corto plazo, pueden postergarse inversiones necesarias, afectando la calidad de servicio en el mediano plazo. Y, en sentido inverso, si las señales favorecen la expansión de infraestructura sin una evaluación rigurosa de beneficios y costos, puede derivarse en inversiones superiores a las socialmente eficientes.

Pensando en el rol de la distribución como habilitador de la electrificación de consumos finales y de la provisión de servicios desde la demanda, se vuelve necesario alinear el mecanismo de remuneración con las capacidades que se espera que la red entregue en el futuro. Niveles adecuados de calidad de suministro serán determinantes para electrificar el transporte y la climatización, lo que a su vez es condición necesaria para descarbonizar estos sectores. Esa calidad debe lograrse a costos eficientes, de modo que la electricidad sea asequible y la electrificación masiva sea viable. Además, el cambio climático exige redes más resilientes, capaces de resistir y recuperarse con rapidez frente a eventos meteorológicos cada vez más severos⁴. Al mismo tiempo, el despliegue creciente de recursos energéticos distribuidos requerirá redes capaces de integrarlos de forma segura y eficiente, evitando congestiones locales y aprovechando su aporte a la flexibilidad del sistema. Finalmente, el marco de remuneración deberá entregar señales estables y predecibles que viabilicen inversiones oportunas en modernización, digitalización y expansión, y habilitar la prestación de servicios desde la demanda para responder a la creciente necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico.

Actualmente, el esquema remunerativo se basa en una empresa modelo construida desde cero en cada proceso tarifario, lo que no reconoce el legado de activos reales. Esto puede derivar en exigencias de desempeño difíciles de alcanzar incluso para compañías eficientes, y las señales que se generan no necesariamente promueven mejoras continuas en calidad de servicio, resiliencia⁵ o incorporación de nuevas tecnologías. El diseño vigente tampoco recoge adecuadamente la penetración creciente de PMGD y otros re-

cursos distribuidos, ni los potenciales ahorros de inversión que estos pueden generar. En este sentido, el marco actual no se alinea con los requerimientos de la transición energética descritos anteriormente.

La experiencia reciente confirma la existencia de brechas relevantes en calidad de servicio. El modelo regulatorio vigente no ha logrado asegurar una calidad de suministro adecuada y homogénea entre territorios. En 2023, el SAIDI nacional fue de 13,6 h/año por usuario, de las cuales 6,7 horas correspondieron a eventos internos de distribución, con comunas que superaron las 30 h/año. En 2024, el SAIDI nacional aumentó a 27,6 h/año y 16,9 horas fueron atribuibles a causas propias de la red. Estas cifras evidencian que el sistema actual no está entregando señales suficientes para corregir rezagos persistentes. Esto cobra mayor relevancia considerando que la Política Energética de Largo Plazo plantea converger hacia niveles cercanos a una hora de interrupciones promedio al año hacia 2050, en línea con estándares de países OCDE de alto desempeño. Este nivel de calidad es consistente con las metas de electrificación masiva de transporte y climatización, así como con la integración de PMGD y otros recursos distribuidos.

Por lo anterior, se propone migrar desde el esquema de empresa modelo *greenfield* hacia un esquema *brownfield*, complementado con incentivos explícitos basados en desempeño y mecanismos que permitan gestionar la incertidumbre de parámetros relevantes para la inversión. El objetivo es contar con señales más estables, que permitan un desarrollo oportuno y costo-eficiente de las redes. ♦

⁴ M. Pantelli, P. Mancarella (2015) The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience. IEEE Power and Energy Magazine

⁵ La resiliencia del sistema eléctrico corresponde a la capacidad de anticipar, resistir y recuperarse con rapidez frente a eventos disruptivos excepcionales, de baja probabilidad y alto impacto, manteniendo funciones críticas y reduciendo la magnitud y duración del servicio degradado. En contraste, la gestión de fallas recurrentes o condiciones adversas propias de la operación normal, se abordan mediante criterios convencionales de confiabilidad.

2.1

Transitar a esquema de Empresa Modelo *Brownfield*

Como se mencionó anteriormente, el mecanismo actual se basa en valorizar los ingresos permitidos de la empresa real en base a una empresa modelo que se construye desde cero en cada periodo de control (cada cuatro años). En este esquema, la empresa modelo puede reconfigurarse íntegramente, reemplazando, o eliminando activos entre un período tarifario y otro o adoptando nuevas tecnologías, y capturando economías de escala propias de un diseño optimizado *greenfield*.

La empresa real debe respetar decisiones históricas de inversión y operar bajo restricciones intertemporales como capacidad instalada y trazados existentes, lo que condiciona sus opciones futuras. En contextos de crecimiento de demanda o rápida adopción tecnológica, esta asimetría se amplifica porque la empresa modelo puede elegir equipamiento de mayor capacidad (aprovechando economías de escala) o distintas tecnologías en el momento óptimo, mientras que la red real solo puede complementar lo exis-

tente. Como consecuencia, la empresa modelo alcanza costos inferiores a la empresa real aun cuando esta última sea eficiente.

Este efecto se ilustra en la Figura 2, donde se comparan los costos de dos empresas hipotéticas abasteciendo la misma zona, ambas diseñadas eficientemente con el mismo software y datos. La Empresa A planifica óptimamente toda su historia de 17 etapas, mientras que la Empresa B se diseña desde cero recién en la etapa catorce sin reconocer legado. Al partir desde cero, la Empresa B puede instalar equipos de mayor tamaño con menores costos por kW, mientras que la Empresa A debe ajustar sus decisiones a las capacidades existentes sin poder capturar economías de escala. El resultado es una brecha de costos persistente aun cuando la empresa B es eficiente. En la práctica esta brecha sería mayor, porque las inversiones reales se toman bajo incertidumbre, por ejemplo en demanda, mientras que la empresa modelo se construye retrospectivamente con información perfecta.

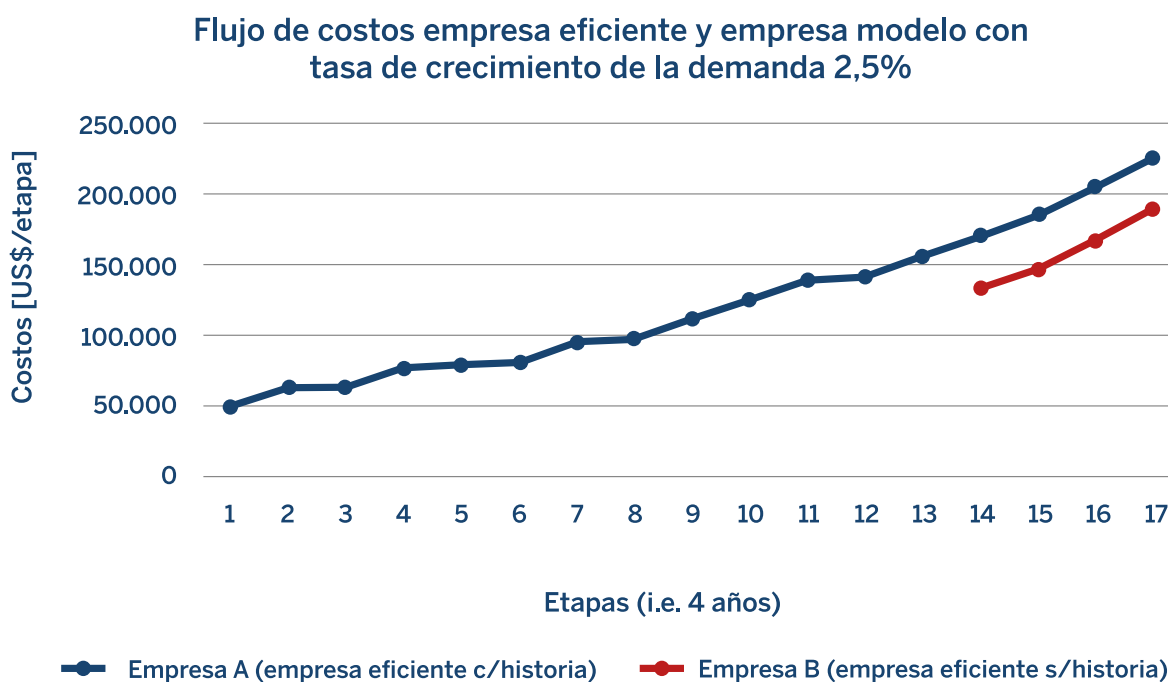


Figura 2: Flujo de costos de una empresa óptimamente diseñada, considerando y no el legado⁶.

⁶ R. Fischer, R. Moreno (2022), Remuneración de Redes de Distribución en Chile por Empresa Modelo: Principios, Problemas y Recomendaciones.

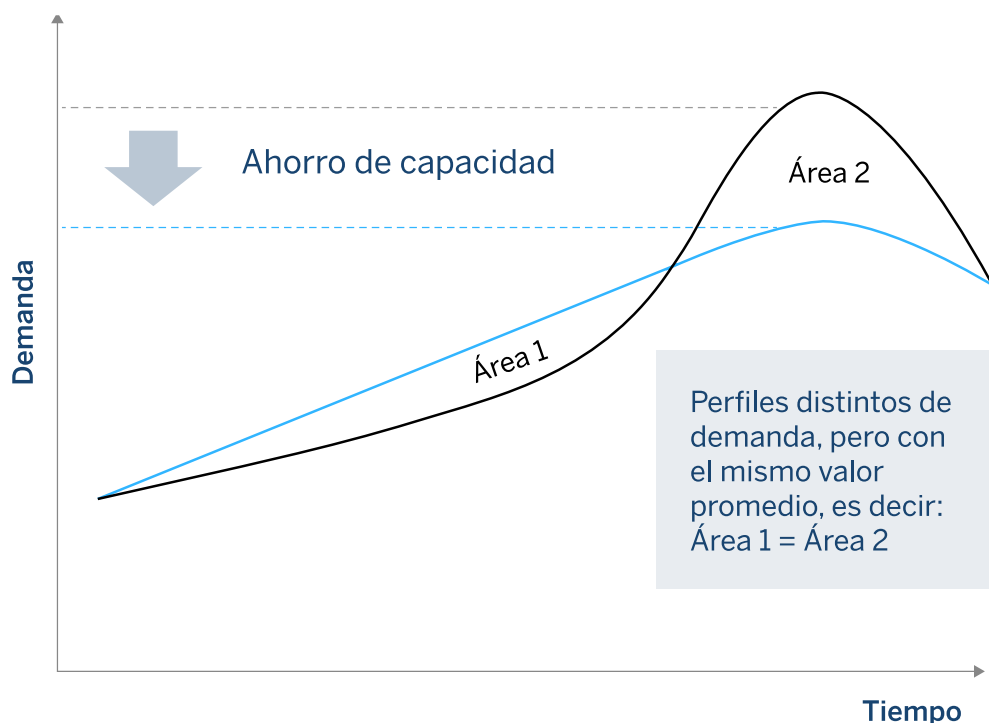


Figura 3: Reducción de demanda para reducir capacidad de red, conservando la misma cantidad de energía consumida⁷.

En la Figura 3 se muestra el ahorro en capacidad que puede proveer la demanda flexible. Con esta tecnología, la demanda se puede modular desde la curva negra a la curva azul, haciendo que la empresa modelo disminuya el requerimiento actual de capacidad de red e incluso justificando la eliminación de capacidad que ya ha sido instalada. En contraposición, la empresa real sólo podría adoptar estas tecnologías para disminuir el requerimiento de capacidad futura.

Además, la empresa modelo no reconoce la posibilidad de retiros o reemplazos tempranos que modifican la vida útil efectiva de los activos respecto de lo previsto al momento de fijar el ingreso permitido. En consecuencia, la tarifa resultante no cubre el costo de reponer la infraestructura antes de lo esperado. Estos retiros se pueden gatillar por factores como integración de PMGD, hoy con 3,4 GW instalados, incrementos en las exigencias normativas, hurto de energía, hurto de conductores, que en 2024 afectó a 540

mil clientes, y eventos climáticos extremos que pueden inutilizar activos en plazos significativamente menores a los considerados en la empresa modelo.

De este modo, se propone transitar hacia un esquema basado en una empresa modelo *brownfield*, que reconozca la historia de la empresa real y sus costos eficientes de operación y mantenimiento. Bajo este enfoque, las inversiones se ejecutarían bajo la modalidad de obras libres, sujetas a una revisión proporcional de la autoridad, destinada a asegurar su pertinencia y costo eficiencia, sobre una red que incorpora el legado, con la posibilidad de que el regulador mandate obras específicas cuando las condiciones lo justifiquen. Para ello, se definiría una base regulada de activos, valorizada a valor real para los activos que se incorporen luego del cambio de régimen, y bajo un tratamiento especial para los activos preexistentes al momento de la transición. Además, se considerarían costos eficientes de operación y mantenimiento, como se describe a continuación.

⁷ R. Fischer, R. Moreno (2022), Remuneración de Redes de Distribución en Chile por Empresa Modelo: Principios, Problemas y Recomendaciones.

2.1.1. Definición de una Base Regulada de Activos

Se propone establecer un registro de obras reales que conformen una base regulada de activos⁸ fijos, sobre la cual se proyecta la planificación futura. La base integrará tanto activos existentes antes del inicio del nuevo régimen como activos nuevos que se incorporan una vez se ha iniciado el nuevo régimen. Los activos nuevos se incorporarán a la base regulada una vez las obras sean autorizadas por la autoridad y sean ejecutadas. Los activos incluidos en la base serán valorizados en el largo plazo sobre la base del valor real de las obras y no sobre costos teóricos, reduciendo la brecha estructural entre empresa real y empresa modelo.

2.1.2. Planificación y Clasificación de Nuevos Activos

A partir del nuevo régimen, las inversiones nuevas se ejecutarán bajo la modalidad de obras libres, planificadas por la propia empresa y preaprobadas sobre la configuración existente de la red (*brownfield*) y sujetas a una revisión por parte de la autoridad, destinada a validar su pertinencia y eficiencia sin requerir procesos exhaustivos de aprobación caso a caso. De manera complementaria, la autoridad tendrá la facultad de mandar obras específicas cuando no hayan sido consideradas en las obras libres y las condiciones sistémicas así lo justifiquen. Ambas modalidades (libres y mandadas) se evalúan sobre el legado de la red, pero difieren en su mecanismo de planificación y aprobación.



⁸ Se entiende que esta base de activos deberá tener una granularidad aceptable, manteniendo un carácter práctico, de igual forma que otras experiencias internacionales como el proceso RIIO en Reino Unido. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2010/10/riio_handbook_0.pdf

Las obras libres son definidas por la empresa distribuidora dentro de un presupuesto anual máximo fijado por la autoridad como porcentaje del AVNR⁹ e indexado a variables que impactan las necesidades de inversión (número de usuarios, demanda, penetración de MED/PMGD, entre otras), como se explicará en la Sección 2.3. Las obras que se encuentren dentro del presupuesto quedan automáticamente preaprobadas y, para su incorporación a la base regulada

de activos, la empresa deberá justificarlas conforme a criterios preestablecidos y la autoridad verificará su coherencia y necesidad. Se podrán considerar también obras fuera del presupuesto, las que requerirán estudios de mayor profundidad que demuestren su beneficio para la posterior aprobación de la autoridad. El proceso de planificación de obras libres se ilustra en la Figura 4.

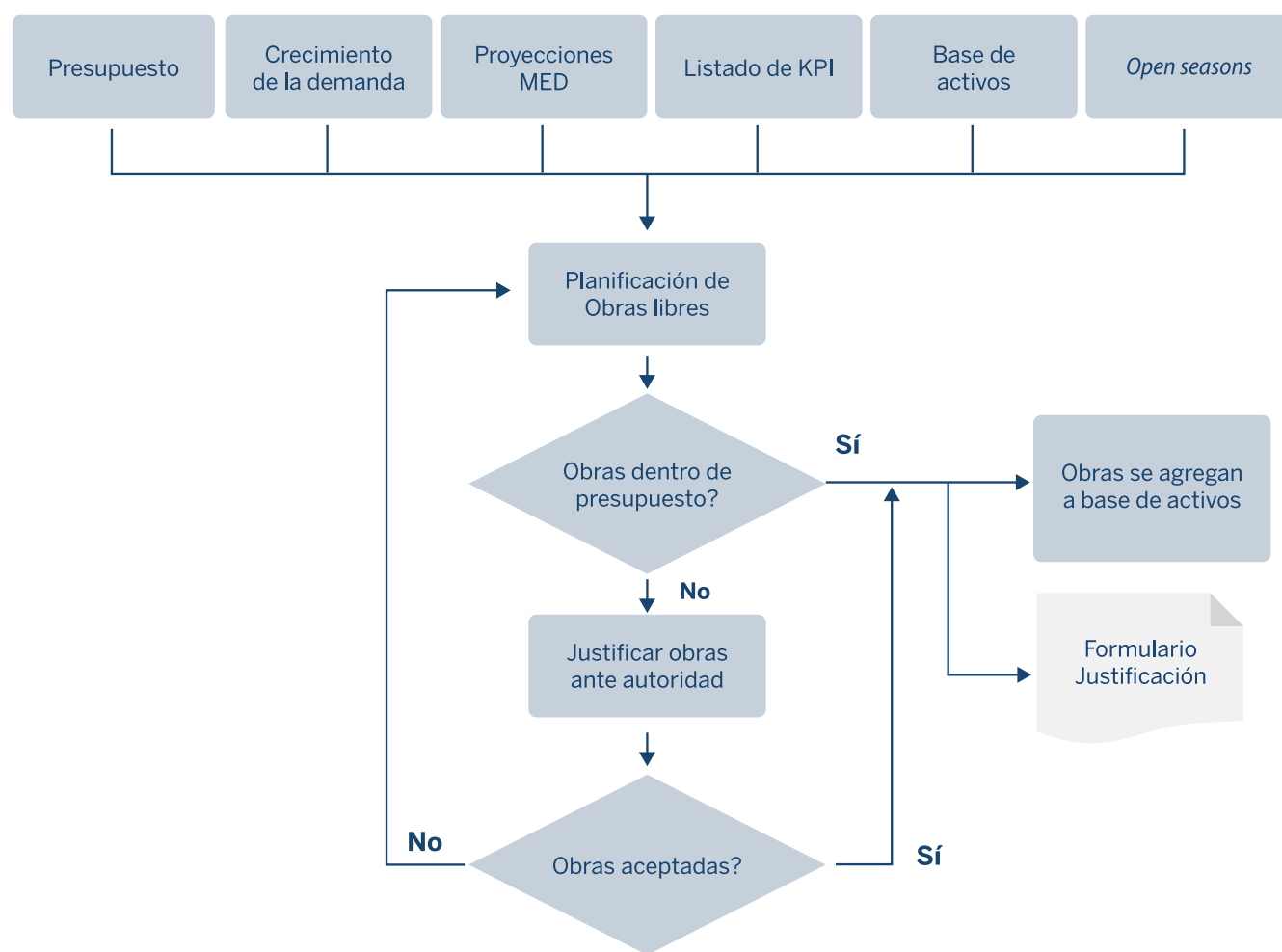


Figura 4: Proceso de planificación de obras libres¹⁰.

⁹ Anualidad del valor nuevo de reemplazo

¹⁰ Fuente: ISCI

En aquellos casos en que la autoridad estime necesario mandar una obra que no haya sido considerada dentro de las obras libres, dicha inversión será determinada y aprobada por la propia autoridad en el marco de una planificación en base análisis costo-beneficio sistémico, considerando la base de activos, proyecciones de demanda, penetración de MED/PMGD, entre otros¹¹. Este proceso de obras mandadas podrá recibir propuestas de distintos *stakeholders*, incluyendo distribuidoras, empresas de transmisión y actores territoriales, pero su determinación final será responsabilidad de la autoridad. Una vez ejecutadas, estas obras se incorporan a la base regulada de activos. Los beneficios que justificarían las obras pueden incluir criterios como calidad de servicio, reducción de pérdidas, coordinación transmisión-distribución, integración de nuevos entrantes, eficiencia económica sistémica, innovación o resolución

de congestiones específicas. En la Figura 5 se muestra un esquema que seguiría el proceso de planificación de obras mandadas.

Además, para robustecer la planificación de la red y mejorar la identificación temprana de necesidades de inversión, se propone incorporar procesos de *open seasons* convocados por la autoridad. Estas instancias permitirán levantar de manera transparente y competitiva el interés de conexión y los planes de desarrollo de nuevos proyectos, grandes consumos, recursos distribuidos y expansiones relevantes en zonas específicas. La información recopilada podrá utilizarse como un insumo para actualizar proyecciones de demanda, anticipar cuellos de botella y priorizar obras libres dentro del presupuesto, así como sustentar, cuando corresponda, la necesidad de obras mandadas.

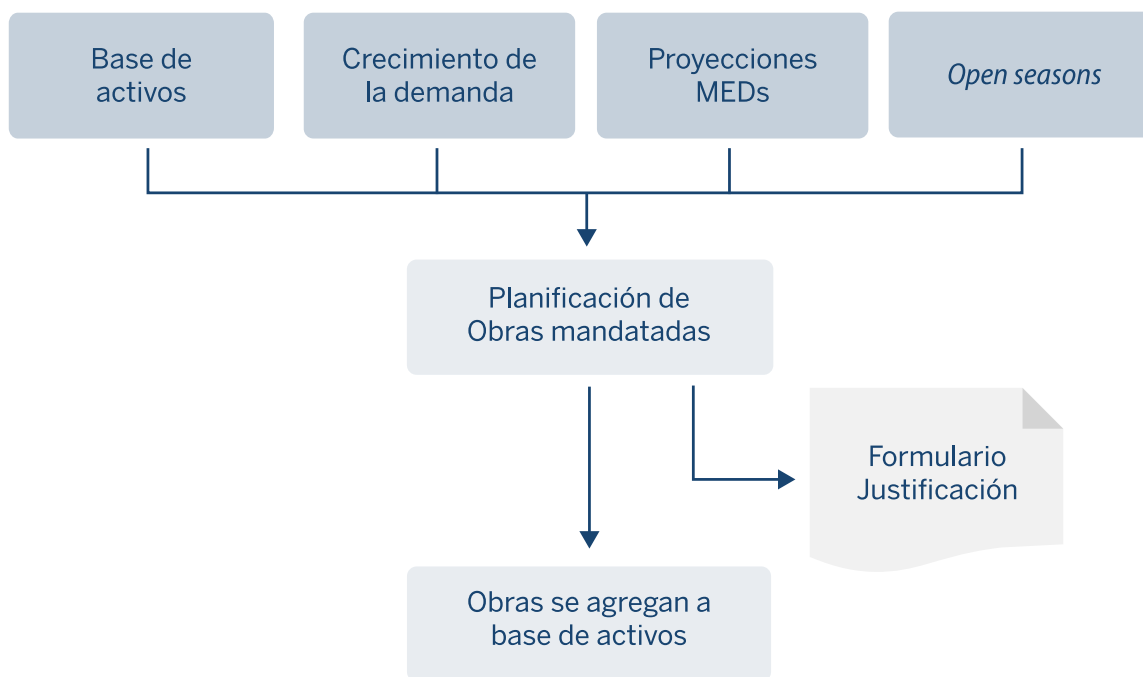


Figura 5: Proceso de planificación de obras mandadas¹².

¹¹El proceso propuesto es similar al utilizado en la planificación de la transmisión.

¹² Fuente: ISCI

2.1.3. Valorización de los Activos

Los activos nuevos reconocidos en la base regulada se valorizan a valor real y se remuneran sobre su vida útil económica. Para evitar la sobreinversión (*"gold plating"*), el valor real podrá ser determinado por mecanismos como: (i) licitación de construcción para obras mayores, o (ii) una lista regulada de unidades constructivas. La remuneración de un activo nuevo se define como¹³:

$$\beta \times AVI + COMA$$

donde $\beta=1$ mientras el activo no haya agotado su vida útil, y $\beta<1$ cuando la supere. Este pago residual reduce incentivos a reemplazar activos que aún funcionan. En caso de retiros tempranos por riesgos exógenos no gestionables (choque de poste, robo de conductores, etc.), se deberá mantener la anualidad o, alternatively, considerar seguros que compensen dichos eventos.

En el caso de los activos existentes al momento del nuevo régimen, se propone que su valorización se haga de modo tal de suavizar cualquier shock tarifario, a través de dos alternativas:

- Considerar un periodo de transición, donde los activos existentes se valorizan según un promedio ponderado entre la valorización derivada de la empresa modelo y el VNR declarado, con un parámetro $\alpha(t)$ que decae hasta cero a lo largo del periodo de transición, como se muestra en la siguiente expresión:

$$\alpha(t) \times (VNR \text{ empresa modelo}) + (1-\alpha(t)) \times (VNR \text{ empresa real}) + COMA$$

- Valorizar los activos al VNR declarado a la SEC desde la entrada en vigor del nuevo régimen, ajustando vidas útiles para cumplir criterios como que las proyecciones de valores presentes de los ingresos bajo los distintos modelos sean iguales o que los volúmenes a remunerar bajo distintos modelos sean iguales.

¹³ Donde AVI se entiende como anualidad del valor de la inversión y COMA como costos de operación, mantenimiento y administración





2.1.4. Reconocimiento de Costos de Operación y Mantenimiento Eficientes

Se propone definir al inicio del período tarifario, y en base al COMA real de cada empresa, una trayectoria de COMA eficiente que sirva como referencia para comparar el rendimiento en el tiempo¹⁴. Si la empresa logra un mejor desempeño que la trayectoria prefijada, internaliza un porcentaje de esos ahorros como ganancia, traspasando el resto a tarifa. Si, por el contrario, presenta un peor desempeño, internaliza una parte de los sobrecostos como pérdida, traspasando el resto a tarifa. Este mismo tratamiento puede extenderse a otros costos operacionales como las pérdidas, considerando explícitamente que existe un volumen no gestionable, especialmente en pérdidas no técnicas, de modo que los incentivos se apliquen sobre la fracción efectivamente gestionable y se preserve la señal de eficiencia. Con ello, la trayectoria proporciona un punto de referencia objetivo y los mecanismos de reparto aseguran que mejoras y desvíos se reflejen de manera equilibrada en los ingresos de la empresa y en la tarifa. ♦

¹⁴ La trayectoria de COMA eficiente se determina a partir del cálculo de la nueva empresa modelo *brownfield*. Asimismo, la autoridad definirá una banda muerta sin premios ni penalizaciones, de forma análoga al tratamiento de los KPI (ver Figura 6).

2.2

Establecer Mecanismos de Incentivos para Mejorar Indicadores de Desempeño

El modelo actual de distribución en Chile presenta incentivos limitados para guiar las decisiones de más allá del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro y el incentivo a la reducción de costos propio de la empresa modelo. En un contexto donde se requiere una gestión más proactiva, orientada a mejorar la calidad de servicio, agilizar nuevas conexiones e incorporar nuevas tecnologías, resulta necesario avanzar hacia esquemas que alineen mejor las decisiones de las empresas con los requerimientos de la transición energética.

En particular, la incorporación de mecanismos de pagos por desempeño permite introducir señales económicas que reconozcan los esfuerzos de mejora o, por el contrario, penalicen desempeños deficientes. Esta lógica ha sido utilizada con éxito en otros segmentos del sector eléctrico y en otros países (como Reino Unido y Australia), y su aplicación en la distribución puede contribuir a una operación más eficiente, equitativa y centrada en el usuario. Para avanzar en esta dirección, se propone que la autoridad defina, en cada período tarifario, un conjunto de indicadores de desempe-

ño, metas de mejora y plazos para su cumplimiento, junto con la implementación de premios o penalizaciones asociadas. El objetivo de este mecanismo es trasladar a las empresas parte del beneficio social generado o perdido como resultado de sus decisiones, alineando así su gestión con la maximización del bienestar social.

Los indicadores podrían incluir métricas relacionadas con la calidad del servicio (tanto técnica como comercial), la eficiencia en la ejecución de nuevas conexiones y aspectos de sustentabilidad y cuidado del entorno, todo ello bajo reglas claras de evaluación y liquidación durante el período definido. La Figura 6 ilustra el funcionamiento general del esquema de incentivos. En este esquema, la autoridad establecería un objetivo para el KPI y una banda de neutralidad dentro de la cual no se aplican ni premios ni penalizaciones. Si una empresa mejora la métrica más allá del umbral superior, recibiría un pago en reconocimiento a ese desempeño. En cambio, si el desempeño cae por debajo del umbral inferior, la empresa debería enfrentar una penalización proporcional al deterioro observado.

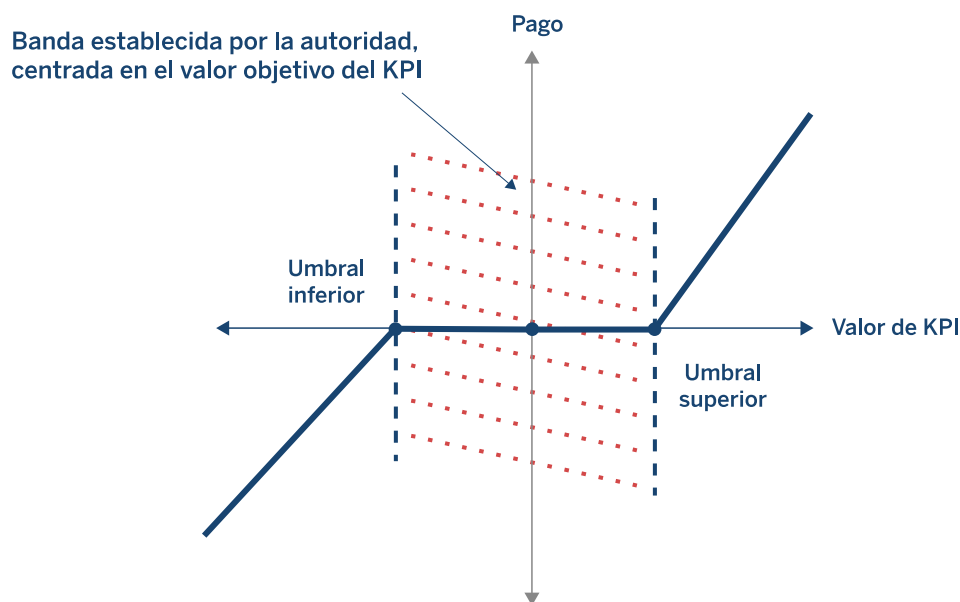


Figura 6: Esquema de premios y penalizaciones por desempeño¹⁵.

¹⁵ Fuente: ISCI

2.3. Incorporar Mecanismos de Incertidumbre que Actualicen el Presupuesto para Obras Libres dentro del Periodo Tarifario y Reliquidaciones

El esquema remunerativo actual considera mecanismos de indexación que ajustan las tarifas principalmente según variaciones de índices de precios como el IPC nacional, el CPI de Estados Unidos, o precios de insumos energéticos relevantes como el gas, el carbón o el diésel. Sin embargo, estos ajustes no recogen otras variables fundamentales que inciden de forma directa en los costos de inversión y operación de una empresa eficiente de distribución, tales como la evolución de la demanda, los máximos de potencia demandada o contratada, y la penetración de medios de generación distribuida. La omisión de estos factores en la fórmula tarifaria genera desajustes entre los ingresos regulados y los costos eficientes dentro del período tarifario, los que pueden beneficiar o perjudicar a la empresa de distribución y a los consumidores, sin reflejar necesariamente cambios en el desempeño de las empresas.

En este contexto, se propone definir fórmulas tarifarias que reconozcan el impacto en los costos de inversión, operación y mantenimiento asociado a variaciones en parámetros relevantes, como la demanda, la evolución de los máximos de potencia, o la integración de generación y almacenamiento distribuido. Estas fórmulas se construirían a partir de un análisis de sensibilidad sobre el ejercicio de planificación de la red, identificando el impacto de la evolución de dichos parámetros sobre los requerimientos de inversión eficientes. El objetivo no es alinear los ingresos con los costos reales ex-post, sino reflejar de manera anticipada (ex-ante) y proporcional cómo ciertos cambios estructurales afectan los costos eficientes dentro del mismo período regulatorio.

Complementariamente, se sugiere establecer un mecanismo de reliquidación que incluya en la tarifa del período siguiente la diferencia entre la recaudación real y el ingreso permitido del período anterior, de manera de que la remuneración pase de un esquema de *price cap* a uno de *revenue cap*¹⁶. De este modo, se podría reflejar oportunamente en

los ingresos permitidos los determinantes de costos operativos y de inversión que enfrenta la distribución, reduciendo la exposición a riesgos exógenos no gestionables, disminuyendo los descalces no imputables a gestión, y viabilizando a menor costo de capital las inversiones necesarias para la transición energética.

Complementariamente, para abordar los retiros anticipados de activos provocados por eventos catastróficos, se propone permitir el uso de seguros que cubran daños extraordinarios en la infraestructura de distribución, siempre que su contratación resulte más costo-efectiva que realizar inversiones preventivas o reforzar la red. En este caso, el régimen tarifario podrá reconocer el costo del seguro solo cuando dicho mecanismo represente una alternativa eficiente frente a la reposición o al robustecimiento anticipado de los activos.

2.4. Contar con una Herramienta Abierta de Planificación y Valorización

La metodología de diseño de la empresa modelo no exige que el modelo matemático o *software* utilizado por el consultor cumpla con un estándar de calidad ni que sea conocida su forma de operar, lo que impide entender el origen de las diferencias entre los costos propuestos por el consultor y los observados por las empresas con otros modelos.

Para abordarlo, se propone contar con una herramienta de cálculo base para la expansión óptima de redes de distribución (obras mayores) y su valorización, que sirva de apoyo a la toma de decisiones sobre las obras mandadas. No todas las obras mandadas serán determinadas por el modelo de planificación. Sin embargo, contar con la herramienta es beneficioso en términos de eficiencia de las decisiones y transparencia del proceso. La herramienta, idealmente de código abierto, debe ponerse a disposición de todos los interesados, de modo que puedan verificar resultados o realizar análisis complementarios, e incorporar procesos de mejora continua. ♦

¹⁶ Un régimen *price cap* fija el precio máximo que se puede cobrar a los usuarios, por lo que los ingresos quedan sujetos a fluctuaciones de demanda. En cambio, un régimen *revenue cap* fija los ingresos totales permitidos por la empresa distribuidora.



3

Tarificación

La tarificación en distribución establece cómo se recuperan, desde las tarifas aplicadas a los usuarios, los ingresos definidos por el mecanismo remunerativo y, al mismo tiempo, entrega señales económicas a los usuarios sobre el uso de la red. Existe consenso en la literatura y en experiencias regulatorias comparadas respecto de los principios que orientan su diseño¹⁷. Entre ellos destacan: (i) asegurar la sostenibilidad económica, permitiendo financiar la actividad regulada, (ii) promover la costo-reflectividad, de modo que los cargos incentiven decisiones de uso eficiente, (iii) resguardar la equidad, donde usuarios equivalentes enfrentan cargos equivalentes, (iv) asegurar transparencia, con metodologías y resultados verificables, y (v) mantener aditividad tarifaria, resguardando la trazabilidad entre los cargos y los costos que buscan recuperar. En la práctica estos principios pueden entrar en conflicto entre sí, como se ilustra en la Figura 7, por lo que su implementación requiere equilibrar dichos objetivos.

¹⁷ I. Pérez-Arriaga. (2013), *Monopoly regulation, Regulation of the power sector*, Springer.

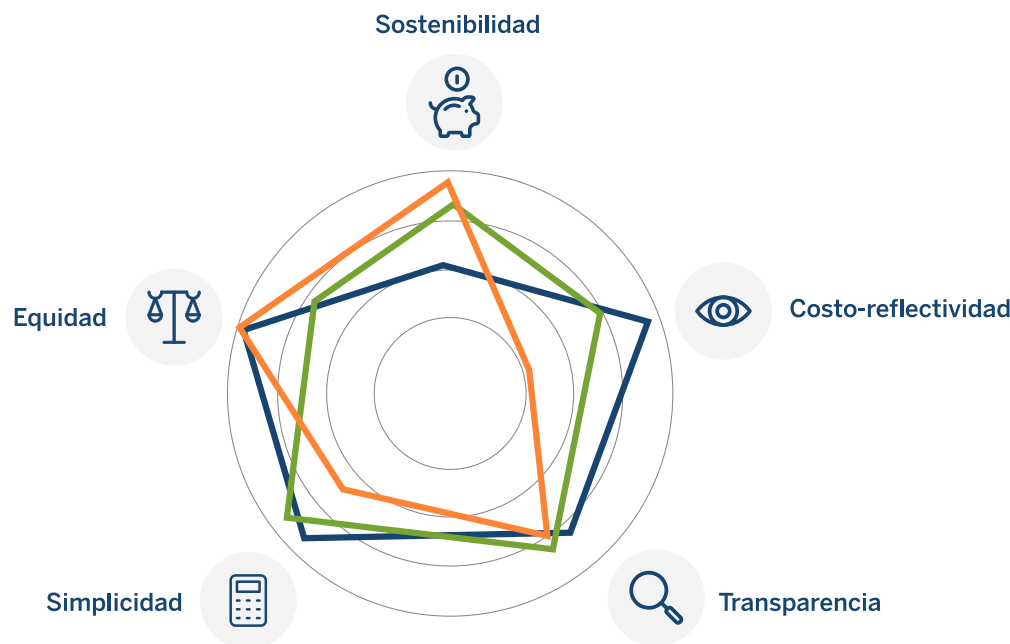


Figura 7: *Trade-offs* entre los principios de diseño de tarifa.

En un contexto de transición energética, con mayor penetración de generación renovable variable, generación distribuida, almacenamiento y consumos flexibles como la electromovilidad, la tarificación debe evolucionar para entregar señales que permitan aprovechar estos recursos de manera costo-eficiente y coherente con la operación y el desarrollo futuro del sistema. Por lo tanto, se requiere que las tarifas, tanto de energía como de uso de la red, reflejen adecuadamente el valor relativo de consumir en distintos períodos del día, así como contar con una estructura que permita reflejar los costos que cada usuario impone sobre la red.

A nivel internacional, la evidencia muestra que estructuras tarifarias basadas en cargos volumétricos, como la tarifa residencial BT1, pueden inducir patrones de consumo que refuerzan la demanda en punta y encarecen la expansión de infraestructura. En diversos países se ha avanzado hacia esquemas con mayor granularidad horaria, tanto en la componente energía como en los cargos por uso de la red, de

modo que los precios reflejen mejor los costos en las horas donde el sistema es más exigido. La evidencia disponible indica que, cuando las señales son más costo-reflectivas, los cambios de conducta son apreciables. En Francia, el esquema Tempo logró reducciones cercanas a 4% en la demanda punta¹⁸, mientras que, en España, la adopción residencial de tarifas horarias como esquema por defecto ha permitido reducir la demanda punta en hasta un 10 %¹⁹. Asimismo, pilotos con tarifas horarias reportan reducciones significativas. En el Reino Unido, se documentan disminuciones cercanas a 28% del consumo en punta y 47% para clientes con vehículos eléctricos bajo tarifas dinámicas²⁰.

En línea con lo anterior, se propone avanzar hacia una tarificación más costo-reflectiva, incorporando una mayor diferenciación temporal de modo de entregar señales más adecuadas a usuarios que serán crecientemente responsables al precio. También se propone una estructura que equilibre de mejor forma las componentes fijas y variables. Asi-

¹⁸ ENEFIRST. (2022) *Using Time-of-Use Tariffs to Engage Customers and Benefit the Power System*.

¹⁹ Enrich, J., Li, R., Mizrahi, A., & Reguant, M. (2024). *Measuring the impact of time-of-use pricing on electricity consumption: Evidence from Spain*. *Journal of Environmental Economics and Management*, 123, 102901.

²⁰ Octopus Energy. (2020). *Agile Octopus: Findings from the UK's first half-hourly agile tariff trial*. Octopus Energy.

mismo, se plantea dar un tratamiento más simétrico entre generación y demanda en la determinación de cargos de conexión, y reemplazar esquemas de subsidios cruzados por mecanismos de apoyo directo y focalizado para clientes vulnerables.

3.1. Avanzar hacia una Mayor Diferenciación Temporal

Actualmente, el esquema de tarificación de la red de distribución presenta una modulación temporal limitada. En la tarifa residencial BT1 no existe diferenciación horaria en los cargos por uso de la red y, en otras tarifas, se aplica un cargo por capacidad que diferencia entre horas de punta definidas entre 18:00 y 22:00 entre abril y septiembre y horas fuera de punta. No obstante, estos períodos se determinan ex-ante y no necesariamente coinciden con los momentos de mayor exigencia real de la red, por lo que la señal tarifaria puede no reflejar con precisión cuándo el consumo o la inyección de los usuarios contribuye a la necesidad de refuerzo de infraestructura, reduciendo los incentivos a modular el consumo de manera eficiente. Además, si el cargo en horas de punta se sobreestima, algunos clientes podrían responder reduciendo su consumo desde la red, pero reemplazándolo por generación propia, lo que no necesariamente corresponde a una modulación eficiente, ya que puede generar costos más altos desde el punto de vista sistémico y mayores emisiones locales. Asimismo, esta limitada modulación

temporal se observa también en los cargos por energía, lo que reduce el incentivo a prestar flexibilidad desde el lado de la demanda.

Ante esto, se propone avanzar de manera gradual hacia una mayor diferenciación temporal tanto en los cargos por uso de la red como en el componente de energía. El objetivo es incentivar una gestión más activa de la demanda y apoyar un uso más eficiente del sistema eléctrico, particularmente en un contexto de creciente penetración de generación renovable variable. Se recomienda implementar tarifas del tipo *time-of-use*, como se muestra en la Figura 8. Como primera etapa, se propone partir con bloques básicos día/noche, que puedan evolucionar progresivamente hacia mayor granularidad en la medida que aumente la disponibilidad de medición inteligente y la adopción de recursos energéticos distribuidos.

Respecto del esquema de implementación, se plantea que el nuevo régimen tarifario sea aplicable a todas las nuevas conexiones y a los clientes residenciales que realicen modificaciones relevantes en sus instalaciones. Para clientes industriales, aquellos con autogeneración, se considera un período de transición que permita una adopción gradual de la nueva estructura. Por su parte, los clientes residenciales pasivos podrán migrar de manera voluntaria al nuevo esquema tarifario.

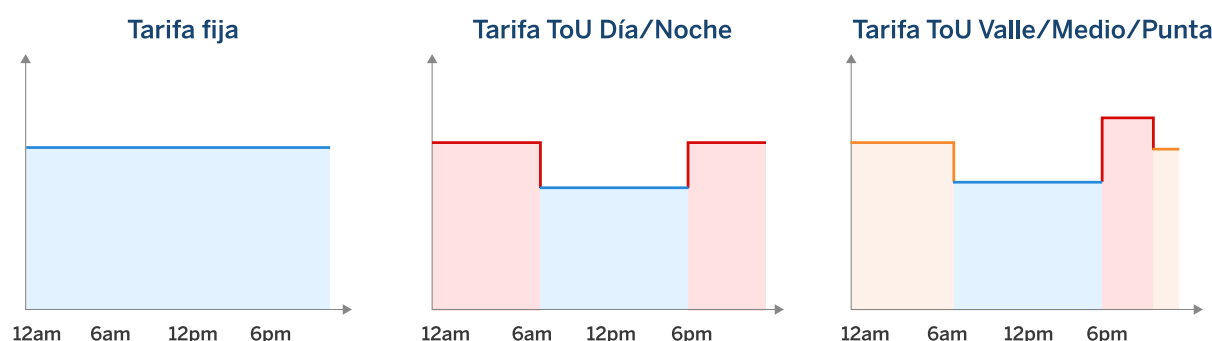


Figura 8: Ejemplos de tarifas con diferenciación horaria. a) Esquema fijo, b) Time of Use con bloque día/noche y c) Time of Use con tres bloques.

3.2. Establecer una Estructura Tarifaria Más Balanceada entre Componentes Fijas y Variables

Actualmente la tarifa se determina mediante un esquema de costos medios, donde el costo total se reparte entre componentes con criterios definidos ex-ante. Este enfoque busca cierto grado de costo-reflectividad, pero no permite identificar cuánto aporta cada cliente a la necesidad de nuevas inversiones, porque los criterios de asignación no distinguen si el consumo o la inyección ocurren en momentos en que la red está efectivamente exigida. En los clientes residenciales BT1, por ejemplo, el cobro por uso de red es volumétrico, dependiendo de la energía consumida, aun cuando las inversiones en distribución se explican principalmente por requerimientos de capacidad en horas de mayor demanda y no por la energía total. En el resto de los clientes, los cargos por capacidad se calculan en función de períodos punta definidos ex-ante, que no necesariamente coinciden con los momentos reales donde se presentan restricciones de red. En consecuencia, la señal que reciben los usuarios no se alinea con el costo efectivo que su uso de la red impone, lo que limita la capacidad de la tarifa para orientar decisiones y favorecer un desarrollo más eficiente de la infraestructura.

Por ejemplo, clientes residenciales que instalan generación propia reducen significativamente la energía consu-

mida desde la red y, por lo tanto, pagan menos por uso de la infraestructura de distribución. Sin embargo, siguen utilizando la red para abastecerse en horarios en que su generación no está disponible o es insuficiente, generando requerimientos de infraestructura similares a los de un cliente sin generación. La Figura 9 ilustra esta situación: el Cliente B reduce su energía medida gracias a la autogeneración durante el día, por lo que paga un cargo menor que el Cliente A, pese a que ambos utilizan la red en magnitud comparable durante las horas de punta. Esto implica subsidios cruzados desde clientes sin generación residencial hacia aquellos con generación propia, quienes pagan una menor fracción del costo de mantener y expandir la red aun cuando siguen requiriendo su disponibilidad.

Adicionalmente, una estructura fuertemente basada en cargos volumétricos expone los ingresos de la empresa de distribución a variaciones de la demanda respecto de las proyecciones utilizadas en el proceso tarifario. Dependiendo de cómo evolucione la demanda real, este desalineamiento puede resultar en sobre o sub-recuperación de costos regulados. Esto introduce incertidumbre en la remuneración de la distribuidora y, en la práctica, reduce los incentivos a promover medidas que reduzcan el consumo desde la red, como eficiencia energética o autogeneración residencial, aun cuando estas medidas sean deseables desde una perspectiva sistémica.

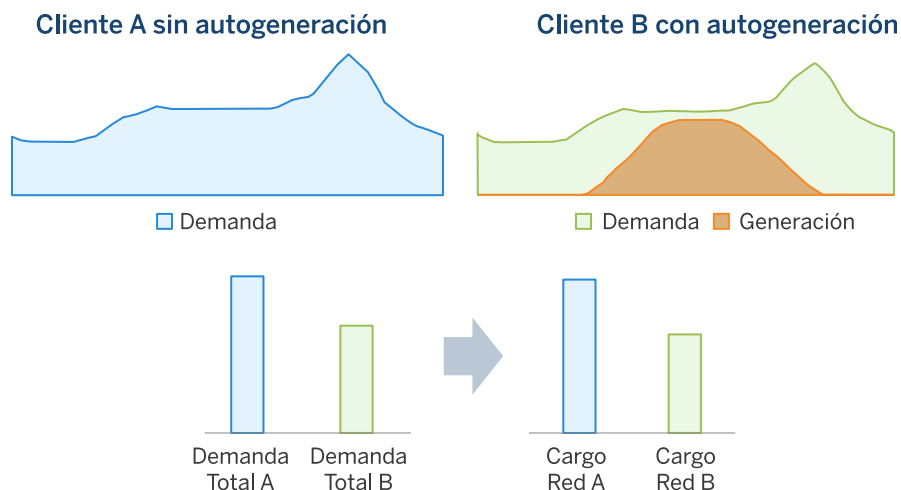


Figura 9: Ejemplo ilustrativo de subsidios cruzados en una estructura tarifaria basada mayoritariamente en cargos volumétricos: un cliente con autogeneración reduce su energía medida y paga menos por uso de red, aun cuando su requerimiento de infraestructura en horas de mayor exigencia es comparable al de un cliente sin generación.



Ante este diagnóstico, se propone avanzar hacia una estructura tarifaria más balanceada entre componentes fijas y variables. El objetivo es que los cargos por uso de la red reflejen de mejor manera los costos que generan los usuarios, de modo que exista mayor consistencia entre los factores que impulsan la inversión y la señal económica que reciben. Esto permitiría guiar de mejor manera las decisiones de inversión y de operación de los usuarios.

En este esquema, la componente variable capturaría el costo asociado a la operación y expansión de la red atribuible al consumo de un usuario tipo, y se calcularía sobre la base de costos incrementales de desarrollo, con diferenciación según zona geográfica (a nivel de comuna), nivel de tensión y bloques horarios definidos. Para ello, la autoridad determinaría, durante el proceso tarifario, el costo asociado a un aumento marginal de inyección o retiro en cada zona, nivel de voltaje y bloque horario, a partir de ejercicios de sensibilidad sobre el plan de expansión eficiente de la red.

Dado que el enfoque de costos incrementales no permite recaudar completamente los costos de la empresa, se propone asignar los costos residuales a una componente fija mensual proporcional a la potencia contratada. Además, se mantiene una componente fija uniforme por usuario, destinada a cubrir costos que no dependen del consumo eléctrico, tales como medición, facturación y servicios comerciales.

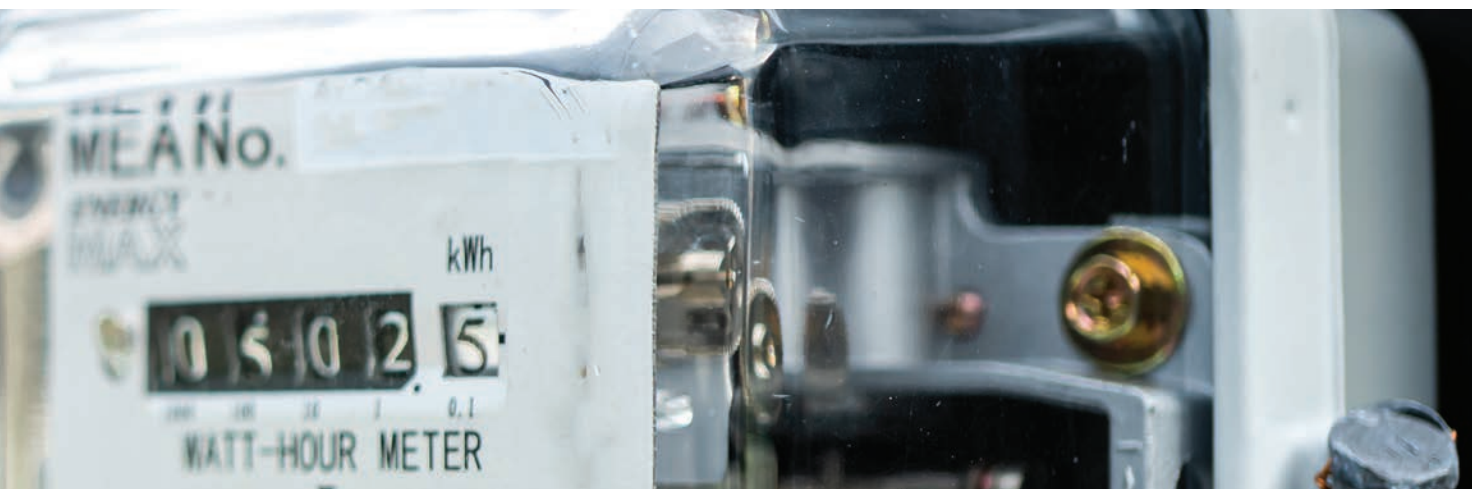
En cuanto a su implementación, y en concordancia con la propuesta de mayor granularidad, el nuevo esquema tarifario aplicaría a nuevas conexiones y a clientes que modifiquen sus instalaciones. Los clientes no residenciales y residenciales con autogeneración que no hayan modificado sus instalaciones accederían a un período de transición. Por último, para los clientes residenciales sin autogeneración y sin consumos provenientes de cargas flexibles como vehículos eléctricos que decidan mantenerse en el sistema anterior, los costos residuales se traspasarían a través del cargo volumétrico.

3.3. Migrar a un Tratamiento Simétrico en Cargos de Conexión para Consumidores y Generadores

Actualmente existe un tratamiento asimétrico en los esquemas de conexión. Los consumos se rigen por un modelo *shallow*²¹, donde el usuario solo financia las obras externas de conexión, mientras que los refuerzos internos de la red se recuperan vía el cargo por uso de la red. De este modo, nuevas conexiones de demanda con impacto significativo socializan los costos que imponen entre todos los usuarios ubicados en la misma zona. En cambio, los generadores distribuidos (como PMGD o usuarios con autogeneración) enfrentan un modelo *deep*²², que les exige financiar el costo total de las obras adicionales necesarias para habilitar su conexión. Si el proyecto no requiere refuerzos, puede conectarse sin aportar al financiamiento de infraestructura

²¹ Esquema donde el usuario financia solo las obras externas a la red necesarias para su conexión, mientras que los refuerzos internos de la red necesarios para habilitar su consumo o inyección se socializan vía cargos de uso de la red.

²² El usuario financia tanto las obras externas a la red como todos los refuerzos que su proyecto haga necesarios, internalizando el costo total incremental que impone al sistema.



común, lo que desplaza parte de esos costos al resto de los usuarios. Cuando sí se requieren refuerzos, deben ser financiados por adelantado, lo que puede constituir una barrera de entrada aun cuando la conexión resulte eficiente desde la perspectiva del sistema.

En este contexto, se propone avanzar hacia un esquema tarifario *shallowish*²³ aplicable tanto a consumos como a inyecciones. Este enfoque busca entregar señales de localización más coherentes con los costos que cada proyecto puede gatillar. De este modo, se favorecen decisiones de conexión que aporten mayor valor sistémico y se evitan diferencias arbitrarias entre tipos de usuarios.

En este marco, una parte de las obras necesarias para permitir nuevas conexiones, ya sean de consumo o de generación, sería remunerada vía cargos de conexión para proyectos con impacto significativo, definidos según criterios como tamaño del proyecto, ubicación en la red y nivel de tensión correspondiente. La parte restante se remuneraría mediante la tarifa de uso de la red. Para ello, se propone incorporar tanto a las inyecciones (PMGD, almacenamiento distribuido y generación y almacenamiento residencial) como a los retiros dentro del mismo proceso tarifario y de planificación descrito anteriormente, de modo que la autoridad determine cargos de uso de la red aplicables tanto a inyecciones como a retiros bajo una metodología común.

3.4. Considerar Subsidios Directos y Focalizados

En el contexto actual, la regulación incorpora mecanismos como la Equidad Tarifaria, cuyo objetivo es reducir diferencias en las tarifas eléctricas entre zonas geográficas mediante subsidios cruzados entre usuarios. Si bien este esquema logra moderar las diferencias territoriales, también puede generar redistribuciones no deseadas, donde clientes de menor ingreso terminan financiando parte del costo del suministro de zonas que no necesariamente corresponden a segmentos vulnerables.

Por lo tanto, se propone considerar subsidios directos focalizados a clientes vulnerables, tomando como referencia el modelo aplicado al subsidio al pago del consumo de agua potable²⁴. Este nuevo esquema estaría financiado con recursos fiscales y contemplaría un límite de consumo. Los subsidios directos permiten asegurar el acceso mediante un volumen básico a un precio asequible. También tienen un efecto acotado sobre las decisiones de consumo eficiente porque en el margen el cliente observa la señal de costo completa. Además permiten fijar tarifas costo-reflectivas para el resto de los usuarios. En la medida que este nuevo mecanismo demuestre efectividad, se plantea avanzar hacia la eliminación progresiva de los subsidios cruzados como la Equidad Tarifaria. ♦

²³ El usuario financia las obras externas a la red y una fracción de los refuerzos adicionales que su proyecto induce, mientras el resto se recupera vía cargos de red, equilibrando señales de localización y barreras de entrada.

²⁴ Subsidio estatal focalizado, administrado por municipalidades, que financia parte de la boleta de agua potable y alcantarillado para hogares vulnerables. El porcentaje de cobertura varía según el nivel socioeconómico (aprox. 25 %–85 %).

4

Medios Energéticos Distribuidos

El despliegue de los medios energéticos distribuidos (MED), como la generación solar fotovoltaica, el almacenamiento con baterías, la electromovilidad, la climatización eléctrica y la gestión flexible de la demanda, representa un cambio relevante en la forma en que los sistemas eléctricos se desarrollan y operan. Estas tecnologías están cambiando la lógica tradicional de redes unidireccionales, donde un conjunto de grandes generadores abastece a millones de consumidores pasivos, hacia redes activas y descentralizadas en las que los usuarios participan directamente en la generación, el almacenamiento y la gestión de energía. A nivel internacional, esta transición ha sido impulsada por menores costos de tecnologías habilitantes, procesos de electrificación en consumo final y una digitalización creciente de las redes de distribución. Estas tendencias han permitido que los MED pasen desde ser nichos tecnológicos a componentes estructurales de los sistemas eléctricos modernos.

En Chile el despliegue ha sido heterogéneo. Los PMGD crecieron sostenidamente en los primeros años favorecidos por precios estabilizados, aunque ese ritmo se moderó cuando el esquema evolucionó hacia precios por bloques horarios y se redujeron los ingresos esperados en horas solares. A junio de 2025 los PMGD alcanzaron cerca de 3,4 GW instalados, mayoritariamente solares, equivalentes a 9,8 por ciento de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional²⁵. La generación residencial bajo *netbilling* avanzó más lentamente, con aproximadamente 405 megawatts en unas 35 mil instalaciones²⁶. Tras el apagón nacional de febrero de 2025 aumentó el interés por sistemas fotovoltaicos con baterías, lo que sugiere que la resiliencia comienza a ser un atributo más valorado en las decisiones de inversión de los hogares²⁷. La electromovilidad sigue siendo incipiente, pero muestra una trayectoria clara. Santiago cuenta con más de dos mil quinientos buses eléctricos y se proyecta superar los tres mil quinientos hacia 2025, en línea con la Estrategia Nacional de Electromovilidad que establece metas ambiciosas para el 2050.

Para que los MED se integren y operen adecuadamente se requieren redes de distribución modernas, capaces de integrar millones de fuentes y cargas distribuidas sin comprometer la seguridad ni la eficiencia del sistema. Para que esto ocurra, las redes deben pasar de una lógica de expansión reactiva centrada en respuestas caso a caso, hacia una lógica de planificación anticipatoria y gestión activa, donde los MED se conciben como parte integral de la infraestructura.

Esto requiere nuevas herramientas de planificación, digitalización profunda²⁸, interoperabilidad y una gobernanza que entregue a las distribuidoras un rol operativo más profundo.

A nivel internacional, la experiencia muestra que, si este proceso no se gestiona de manera adecuada, los riesgos pueden ser significativos. El caso de Pakistán^{29 30} ilustra

cómo la falta de coordinación e institucionalidad adecuada llevó a una adopción masiva de sistemas solares residenciales sin integración ni gestión centralizada. En ese caso, junto con otros factores estructurales, la instalación desordenada de estos recursos debilitó financieramente a distribuidoras y fragmentó el sistema, configurando una respuesta individualizada frente a fallas sistémicas y altos precios. Esta situación demuestra que es necesario contar con un marco de gobernanza y planificación capaz de coordinar adecuadamente la expansión de los recursos distribuidos y de la red.

Si bien la realidad chilena es distinta, el país está a tiempo de gestionar proactivamente esta transición, evitar un escenario de fragmentación y asegurar que el despliegue de recursos distribuidos se integre de manera ordenada y sostenible. Los MED pueden aportar flexibilidad operativa, beneficios en eficiencia y reducción de costos sistémicos si se integran bajo reglas claras y modelos de negocio adecuados. También pueden contribuir a metas sociales relevantes, como acceso a energía limpia en zonas aisladas y reducción de contaminación urbana. En ese sentido, las propuestas que se presentan buscan preparar al sistema de distribución para la expansión distribuida habilitando su incorporación segura, costo-eficiente y orientada a valor. Estas recomendaciones se organizan en torno a cuatro ejes: planificación y facilitación de conexiones, tarifación costo-reflectiva, gestión activa y nuevos actores, y pilotos y *sandbox* regulatorios. El objetivo es avanzar desde una lógica observacional y reactiva hacia una lógica anticipatoria, donde los recursos distribuidos sean una parte estratégica de la infraestructura eléctrica del país.

4.1. Planificación y Facilitación de Conexiones

El crecimiento de los medios energéticos distribuidos (MED) ha ocurrido de forma descoordinada, con una regulación que

²⁵ Coordinador Eléctrico Nacional - Unidad de Monitoreo de la Competencia. (2025, noviembre). Informe semestral monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/11/INFORME-SEMESTRAL-UMC-2025a.pdf>

²⁶ Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. (ACERA). (2025, octubre). Estadísticas: Sector de generación de energía eléctrica renovable. Octubre 2025. ACERA. <https://cdn.acera.cl/wp-content/uploads/2025/11/2025-10-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>

²⁷ The Clinic. (2025, marzo 4). Los costos de instalar paneles solares en casa: la alternativa de energía ante los cortes de luz que van desde los \$4 hasta \$11 millones. The Clinic. <https://www.theclinic.cl/2025/03/04/los-costos-de-instalar-paneles-solares-en-casa-la-alternativa-de-energia-ante-los-cortes-de-luz-que-van-desde-los-4-hasta-9-millones/>

²⁸ Corresponde a la integración sistemática y avanzada de tecnologías de monitoreo, control, automatización y gestión de datos en toda la red de distribución, permitiendo visibilidad en tiempo real, operación activa, análisis predictivo y coordinación eficiente de recursos energéticos distribuidos.

²⁹ Tom Kenning. (2025, enero). Disco death spiral looms amid Pakistan's 'perfect storm' of rooftop solar domination. <https://www.pv-tech.org/disco-death-spiral-looms-amid-pakistans-perfect-storm-of-rooftop-solar-domination/>

³⁰ Bloomberg. (2024, noviembre). Surprise Solar Boom in Pakistan Helps Millions, But Harms Grid. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-11-22/surprise-solar-boom-in-pakistan-helps-millions-but-harms-grid>

no anticipa ni planifica su integración. En particular, las redes de distribución no consideran en su planificación el aumento proyectado de generación y almacenamiento distribuido, lo que retrasa su incorporación y genera congestiones locales. A esto se suma que no existen mecanismos formales para declarar la intención de conexión de proyectos de alto impacto, impidiendo anticipar las obras necesarias en distribución o transmisión zonal. Además, las evaluaciones de conexión se realizan caso a caso, sin posibilidad de compartir obras ni costos entre desarrollos cercanos. La información sobre capacidad de alojamiento no se publica regularmente, lo que genera asimetrías que desincentivan inversiones eficientes. Finalmente, los procesos de conexión son largos, variables y poco transparentes, sin indicadores de desempeño y con plataformas digitales de seguimiento acotadas al seguimiento del propio proyecto, lo cual trae efectos adversos en la inversión. Para superar estas brechas se requiere avanzar hacia mecanismos de planificación proactiva, con mayor coordinación entre actores y reglas claras que habiliten nuevas conexiones de manera más eficiente. Las propuestas que se presentan a continuación apuntan en esa dirección.

4.1.1. Incluir a los MED en la Planificación de Redes de Distribución

Se propone que las distribuidoras, o la autoridad competente, integren proyecciones de conexión futura de MED en el proceso de planificación de red descrito en la Sección 2.1. Los proyectos con impacto potencialmente significativo deberán poder declarar su intención de conexión mediante mecanismos periódicos de manifestación de interés (*open seasons*) donde actores podrán proponer una diversidad de obras que permitan identificar tempranamente necesidades de reforzamiento u otras (por ejemplo, se podrían realizar licitaciones de puntos de conexión por parte de la distribuidora). A los proyectos que formalicen su intención y acepten las condiciones técnicas y económicas, se les ga-

rantizará el derecho de acceso en los términos acordados, con mecanismos de garantía o cargos por desistimiento para evitar especulación. Los proyectos que no participen podrán tramitarse de forma individual por ventanilla abierta o integrarse en procesos de obras menores liderados por la distribuidora.

Además, se propone habilitar que las distribuidoras puedan implementar ciertos tipos de MED dentro de sus propias redes, permitiendo que estos sean remunerados como infraestructura de red. La incorporación de estos recursos deberá justificarse exclusivamente por su contribución a mejorar la calidad de suministro o por sustituir infraestructura convencional, y no podrán destinarse a la prestación de otros servicios ni a actividades comerciales distintas de la función regulada.

4.1.2. Considerar Aumentos de Capacidad en Transmisión Zonal en Función de los MED

Se recomienda permitir que se evalúen y ejecuten obras de transmisión zonal motivadas por la conexión de MED, siempre que se demuestre un beneficio sistémico. Estas inversiones deberán basarse en herramientas de planificación que cuantifiquen sus beneficios técnicos y operacionales, priorizando aquellas con beneficios netos claros para el sistema en términos de eficiencia, seguridad y resiliencia. Para viabilizar estas inversiones, será necesario adecuar el esquema de pagos de la transmisión zonal, permitiendo que la generación distribuida contribuya proporcionalmente al financiamiento de las obras que habilitan su conexión.

4.1.3. Mejorar los Procesos de Conexión y Visualización de Capacidad de Red

Se plantea incorporar, en el marco del nuevo esquema de remuneración propuesto en la Sección 2.1, indicadores de



desempeño (KPI) en la remuneración de las distribuidoras, vinculados al tiempo entre la solicitud y la conexión efectiva de los MED, con metas de reducción progresiva. Las empresas deberán ejecutar oportunamente las obras menores requeridas para conectar proyectos residenciales, incluyendo mejoras de calidad cuando corresponda. Además, se propone habilitar un mecanismo de conexión conjunta que permita evaluar y ejecutar proyectos coordinadamente en una misma zona, compartiendo los costos de obras adicionales. Finalmente, se recomienda avanzar hacia una plataforma digital que automatice la evaluación técnica de solicitudes y requiera la publicación periódica, verificable y auditada de estimaciones de capacidad de alojamiento³¹.

4.2. Tarifificación de MED

Actualmente el proceso tarifario no incorpora a la generación distribuida ni a la autogeneración en la definición de cargos por uso de red. Adicionalmente, cuando estas instalaciones requieren obras para habilitar su conexión, deben financiar íntegramente dichos refuerzos, a diferencia de consumos equivalentes que operan bajo un esquema *shallow*, lo que genera un tratamiento asimétrico. A esto se suma la falta de costo-reflectividad descrita en la Sección 3, por lo que aun si los MED fueran incorporados en el proceso tarifario, la señal económica seguiría siendo insuficiente para orientar decisiones eficientes de conexión y operación. En este contexto, las propuestas presentadas en la Sección 3 buscan avanzar en tres líneas complementarias aplicables a MED: señales de localización guiadas mediante costos de conexión *shallowish* con tratamiento simétrico para consumos e inyecciones, incorporación explícita de generación y almacenamiento distribuido en la determinación de cargos de red y una mayor diferenciación temporal que incentive un uso más eficiente del sistema.

4.3. Gestión Activa y Nuevos Actores

El marco regulatorio vigente concibe las redes de distribución como infraestructuras pasivas, sin mandato para gestionar activamente la operación ni coordinar recursos distribuidos. Las distribuidoras carecen de atribuciones y herramientas tecnológicas para optimizar los flujos de potencia en tiempo real, y no existe una institucionalidad capaz de capturar el valor sistémico de los MED ni gestionar los impactos de

su integración masiva. Esta falta de coordinación limita el desarrollo de esquemas de flexibilidad que podrían reducir costos y mejorar la calidad de servicio. Además, la gestión de datos es fragmentada y poco estandarizada, y la baja penetración de medidores inteligentes restringe la observabilidad fina de la red. Para superar estas limitaciones, se requiere una modernización institucional que habilite gestión activa y nuevos roles especializados, con capacidad real de coordinar recursos distribuidos, operar la red en tiempo real y articular información de manera estandarizada y trazable. Las propuestas siguientes apuntan precisamente a habilitar esa transición.

4.3.1. Redefinir el Rol de las Distribuidoras hacia un Modelo DSO

Se propone avanzar hacia un modelo de Operador de Sistema de Distribución (DSO por su sigla en inglés), con atribuciones para gestionar en tiempo real la operación de las redes, establecer restricciones operacionales y contratar servicios de flexibilidad con Plantas Virtuales de Energía (VPP por su sigla en inglés) o clientes. El DSO deberá contar con sistemas avanzados de monitoreo, control y análisis que garanticen una operación segura y eficiente de la red en presencia de recursos energéticos distribuidos.

En una primera etapa, se propone que esta función sea asumida por las propias empresas de distribución, dado que ya poseen la experiencia técnica, la infraestructura y el conocimiento operativo del territorio necesarios para desempeñar este rol de manera eficaz. Sin embargo, en el mediano y largo plazo se recomienda evaluar la conveniencia de separar esta función en una entidad independiente, que actúe con neutralidad plena y especialización técnica.

4.3.2. Habilitar la figura del Agregador o Planta Virtual de Energía (VPP)

Se propone crear una figura regulada para los Agregadores o Plantas Virtuales de Energía (VPP), capaces de representar y coordinar múltiples MED como una sola entidad operativa ante el DSO o el mercado. Estas entidades podrán ofrecer servicios de despacho, control de carga, inyección gestionada, servicios complementarios y resiliencia local. El marco regulatorio deberá definir requisitos técnicos y económicos,

³¹ La capacidad de alojamiento es la máxima cantidad de potencia de recursos energéticos distribuidos (como generación fotovoltaica, baterías o cargas flexibles) que puede integrarse en un punto, zona o sistema de una red eléctrica sin que se vulneren los criterios técnicos de operación, confiabilidad y calidad de servicio establecidos por la normativa, y sin requerir refuerzos significativos en la infraestructura existente.

esquemas de compensación por los servicios prestados, mecanismos de interacción con el DSO y asegurar la competencia justa mediante el acceso equitativo a la información.

4.3.3. Establecer un Gestor de la Información

Se recomienda crear un Gestor de la Información encargado de centralizar, estandarizar y actualizar los datos recolectados por los DSO, agregadores o VPP. Este gestor debe garantizar un acceso equitativo, seguro y no discriminatorio a la información, asegurando trazabilidad, interoperabilidad y cumplimiento de estándares de privacidad y ciberseguridad. Además, deberá realizar análisis de interés sistémico, como estimaciones de capacidad de alojamiento o desempeño de flexibilidad, y mantener un registro único de usuarios que facilite la portabilidad entre agregadores, VPP o comercializadores.

En una primera etapa, esta función podría ser asumida por las propias empresas de distribución o DSO, en coordinación con el regulador, aprovechando su infraestructura y experiencia en gestión de datos operativos. Sin embargo, en el mediano plazo se debería evaluar la creación de un ente independiente o unidad especializada, encargado de operar la plataforma de datos bajo principios de neutralidad y transparencia, especialmente si aumenta la participación de nuevos comercializadores, agregadores o VPP.

4.3.4. Incentivar la Adopción de Medidores Inteligentes

Incentivar la adopción de medidores inteligentes resulta beneficioso ya que mejora la visibilidad de la red y la gestión de fallas, contribuye a elevar la calidad de servicio y habilita la participación de los clientes en esquemas de gestión de demanda y servicios de flexibilidad. Adicionalmente, facilita la integración de recursos distribuidos y una operación más eficiente del sistema. Así, se propone que la adopción de medidores inteligentes (MI) sea optativa para los clientes residenciales pasivos³², pero que su nivel de penetración se incorpore como indicador (KPI) en la remuneración de las distribuidoras, en el marco del nuevo esquema de remuneración propuesto en la Sección 2.1. En nuevas conexiones o modificaciones significativas, la instalación de MI será obligatoria. Los esquemas tarifarios horarios o diferenciados por bloque requerirán su presencia. Además, con el fin de

incentivar su adopción, se sugiere la creación de un sistema de compensaciones automáticas³³ para los usuarios con MI cuando la calidad del servicio esté fuera de norma, y permitir un sistema automatizado de atención ante fallas que actúe proactivamente sin intervención del usuario.

4.4. Pilotos y Sandbox Regulatorios

Chile no cuenta con un mecanismo institucionalizado para testear y evaluar innovaciones tecnológicas, operativas o de mercado en condiciones reales. La rigidez del marco regulatorio dificulta la adaptación a los cambios tecnológicos y limita el aprendizaje regulatorio. Esta ausencia de espacios controlados para innovación impide probar nuevas soluciones, generar evidencia y acelerar la modernización del sistema de distribución.

En este contexto, se propone establecer de manera permanente un mecanismo de experimentación controlada dentro del marco regulatorio, que permita probar innovaciones tecnológicas, operativas, tarifarias o de mercado en entornos acotados y evaluables. La regulación deberá incorporar formalmente la figura de pilotos y sandboxes, habilitando excepciones temporales sujetas a evaluación. Las convocatorias deberán ser periódicas y transparentes, con criterios de selección claros y foco en desafíos estratégicos de modernización. Los proyectos deberán definir indicadores de éxito, metodologías de evaluación y criterios de escalabilidad, de modo que los aprendizajes obtenidos se traduzcan en ajustes regulatorios e institucionales permanentes.

En este contexto, se propone establecer de manera permanente un mecanismo de experimentación controlada dentro del marco regulatorio, que permita probar innovaciones tecnológicas, operativas, tarifarias o de mercado en entornos acotados y evaluables. La regulación deberá incorporar formalmente la figura de pilotos y *sandboxes*, habilitando excepciones temporales sujetas a evaluación. Las convocatorias deberán ser periódicas y transparentes, con criterios de selección claros y foco en desafíos estratégicos de modernización. Los proyectos deberán definir indicadores de éxito, metodologías de evaluación y criterios de escalabilidad, de modo que los aprendizajes obtenidos se traduzcan en ajustes regulatorios e institucionales permanentes. ♦

³² Este régimen optativo se podrá reevaluar en base a un análisis costo-beneficio en el futuro.

³³ Prayas (Energy Group). (2021, mayo). Smart metering of electricity consumers in India: getting it right. <https://energy.prayasgroup.org/images/pdf/gettingitright-ppp.pdf>



5

Comercialización de Energía

La comercialización de energía eléctrica consiste en la adquisición de energía en el mercado mayorista o directamente de generadores para su posterior venta a clientes finales, administrando contratos, precios, facturación, cobros y los riesgos asociados al suministro, sin operar necesariamente infraestructura propia. Su función central es diseñar y ofrecer planes tarifarios y condiciones comerciales para distintos tipos de clientes y gestionar su relación contractual. En los sistemas y/o segmentos donde esta actividad no está abierta a la competencia, la venta de energía forma parte del servicio regulado de suministro prestado por la empresa distribuidora, que actúa como proveedor exclusivo bajo tarifas definidas por la autoridad; en cambio, cuando la regulación permite la entrada de comercializadores competitivos (*retailers*), la venta de energía se separa de la distribución y pasa a ser una actividad competitiva, ejercida por empresas que compiten por los clientes mediante diferentes esquemas tarifarios y servicios adicionales, mientras la operación de la red permanece como una función regulada y monopólica.

En Chile, quién ejerce la función de comercialización depende del tipo de cliente. En el segmento libre, solo pueden celebrar contratos de suministro las empresas con activos propios de generación, por lo que en este grupo la comercialización se ejerce a través de generadores. El umbral para acceder a esta categoría es una potencia contratada superior a 300 kW, límite que hasta 2024 era de 500 kW. En este contexto, existen empresas con activos propios que cumplen formalmente la condición de generadores, pero cuyo foco principal es la comercialización y no la generación en sí misma. Esto ha configurado en la práctica comercializadores en el segmento libre, sin que exista aún un marco regulatorio dedicado que defina las obligaciones, responsabilidades y estándares aplicables a actores cuyo negocio principal es intermediar energía para clientes finales.

Para los clientes regulados, en cambio, las empresas distribuidoras ejercen la función de comercialización y adquieren la energía mediante licitaciones públicas de largo plazo (entre 15 y 20 años) organizadas por la autoridad. Estas licitaciones agrupan grandes bloques de demanda, lo que incentiva la competencia entre generadores y permite, en principio, obtener mejores precios. Asimismo, al ser contratos de largo plazo, ha contribuido a la suficiencia del sistema al viabilizar el financiamiento de nuevas inversiones necesarias para abastecer la demanda futura. No obstante, el esquema actual presenta rigideces frente a la irrupción tecnológica y a nuevas preferencias de los usuarios. Al haber ausencia de competencia, las licitaciones reguladas cumplen un rol clave en el aseguramiento de precios competitivos. Por otra parte, la evolución reciente de precios entre contratos regulados y contratos para clientes libres contribuyó a que se evaluara una reducción del umbral de potencia para acceder al régimen libre, de modo de ampliar las alternativas disponibles para ciertos segmentos de consumo.

La apertura gradual de la comercialización para los clientes regulados se presenta como una oportunidad para habilitar mayor diversidad de productos y servicios, por ejemplo, tarifas verdes o gestión de demanda, además de potencialmente reducir los precios. Sin embargo, la experiencia internacional muestra resultados mixtos. La liberalización puede

ampliar opciones y dinamizar productos, pero también ha evidenciado episodios de quiebras de comercializadores y traspaso de volatilidad del mercado mayorista a clientes minoristas cuando no existen coberturas ni mecanismos de protección adecuados. Por ejemplo, en Reino Unido, la salida masiva de comercializadores obligó a activar mecanismos de último recurso para reasignar clientes, y en Estados Unidos, algunos esquemas indexados expusieron a usuarios a alzas abruptas para los clientes ante eventos climáticos extremos.

En este contexto, las propuestas buscan habilitar la apertura a la competencia en la comercialización, resguardando que los usuarios obtengan precios competitivos, mejores servicios y protección frente a riesgos. En una primera etapa, resulta clave reconocer formalmente la figura del comercializador puro dentro de la regulación, permitiendo la entrada de nuevos actores en igualdad de condiciones frente a las empresas generadoras que hoy concentran las funciones comerciales. Posteriormente, se podría avanzar hacia una apertura progresiva del segmento regulado mediante la reducción gradual del límite de potencia para acceder a la condición de cliente libre, buscando un equilibrio entre mayor competencia minorista y los beneficios que entregan los contratos de largo plazo adjudicados por licitación, que permiten agrupar demanda de usuarios que no son necesariamente atractivos para los comercializadores. Para ello es necesario resguardar y evaluar condiciones de competencia efectiva, transparencia, protección al consumidor y la existencia de una tarifa regulada por defecto que asegure competitividad a quienes no deseen migrar.

5.1. Incorporar la Figura del Comercializador Puro

Tal como se describió en el diagnóstico anterior, hoy no existe una figura regulatoria explícita para el comercializador puro y la actividad en el segmento libre se canaliza mediante generadores que celebran contratos con clientes finales. Por lo tanto, se propone formalizar la figura del comercializador puro en la regulación eléctrica chilena, reconociendo expresamente una actividad que hoy opera sin marco normativo. Esto supone eliminar la exigencia de contar con activos de generación y establecer un conjunto de requisitos financieros, contractuales, operativos y de transparencia



que aseguren la continuidad del servicio y la protección del consumidor. Entre ellos se incluyen garantías de pago en el mercado mayorista, estándares de atención y mecanismos de reemplazo en caso de incumplimiento. Los clientes que sean suministrados por un comercializador no tendrán una relación contractual con la empresa de distribución.

La incorporación de esta figura permitirá abrir el mercado a nuevos actores, dinamizar los servicios ofrecidos y fomentar la innovación comercial y tecnológica. Con un marco claro y reglas simétricas, será posible avanzar hacia un mercado más competitivo, con productos diferenciados, energía renovable certificada o servicios de gestión de la demanda, manteniendo al mismo tiempo la suficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico chileno.

5.2. Avanzar Gradualmente hacia la Apertura de los Clientes Regulados

El segmento regulado, que concentra a la mayoría de los usuarios residenciales y pequeñas empresas, permanece cerrado a la competencia. Si bien el sistema de licitaciones ha permitido contratos de largo plazo a precios competi-

tivos, impide que los consumidores elijan su proveedor o accedan a productos diferenciados. Esto restringe la innovación comercial y limita la posibilidad de ofrecer servicios adaptados a distintas preferencias.

La digitalización del sector, la instalación de medidores inteligentes y la mayor disponibilidad de datos habilitan la posibilidad de un mercado más flexible y participativo. Sin embargo, una apertura apresurada puede generar riesgos de volatilidad de precios y entradas de comercializadores sin capacidades suficientes. Además, si una fracción significativa de la demanda migra hacia ofertas libres, el volumen a licitar podría disminuir, lo que a su vez reduciría la capacidad de obtener buenas condiciones en licitaciones futuras para quienes permanezcan en el régimen regulado. Por ello, la transición debe ser gradual y acompañada de reglas que resguarden estabilidad, suficiencia y protección al consumidor.

Una hoja de ruta clara puede entregar certidumbre a los actores y permitir que los ajustes se implementen de manera progresiva. En este marco se proponen las siguientes etapas:



1. Tarifa por defecto: Establecer una tarifa regulada de referencia aplicable a clientes sin contrato vigente con un comercializador, garantizando continuidad de suministro y evitando exposiciones súbitas a precios volátiles. Esta tarifa funcionará como un *precio de transición* mientras el cliente selecciona su proveedor.

2. Comercializador de último recurso: Definir un actor responsable de atender a los clientes cuyos comercializadores enfrenten insolvencia o cesen operaciones. Este rol puede ser adjudicado mediante licitación pública entre agentes habilitados, asegurando continuidad de suministro y estabilidad del sistema.

3. Educación y empoderamiento de los consumidores: Implementar herramientas de comparación de ofertas, como plataformas web simples y gratuitas, y campañas de educación energética que fortalezcan la capacidad de decisión de los usuarios y que reduzcan la asimetría de información.

4. Mecanismo de suficiencia: Evaluar periódicamente el impacto de la apertura sobre la suficiencia del

sistema y ajustar los mecanismos que aseguran inversiones en generación y respaldo. En caso necesario, se deberán introducir instrumentos complementarios, como pagos por capacidad o contratos de largo plazo por potencia firme.

5. Hacia un equilibrio entre comercialización y licitaciones de suministro: A medida que avance la apertura del mercado y se consolide una competencia efectiva, se propone reducir gradualmente el umbral de potencia que define a los clientes libres, hasta alcanzar un punto de equilibrio que combine competencia en comercialización con la estabilidad y suficiencia que proveen las licitaciones de suministro. Este equilibrio permitirá aprovechar los beneficios de la competencia sin comprometer la protección de los clientes de menor atractivo comercial ni la obtención de precios competitivos en licitaciones de largo plazo. ♦

Recomendaciones Regulatorias para la Distribución Eléctrica en Chile

Diciembre 2025

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería
República 695
Santiago, Chile
www.isci.cl

