

LA CALIDAD DE SERVICIO COMO EJE: LINEAMIENTOS Y DATOS PARA UNA REFORMA A LA DISTRIBUCIÓN

JUNIO 2026

SERIE
INFORME
ECONÓMICO
334

AUTOR: JUAN IGNACIO GÓMEZ CORVALÁN

ISSN 0717-1536

AUTOR: **JUAN IGNACIO GÓMEZ CORVALÁN**

Abogado de la Universidad Adolfo Ibáñez y Magíster en Regulación Económica de la misma casa de estudios. Se ha desempeñado como Coordinador Legislativo del Ministerio de Energía, Coordinador para el Congreso Nacional y del Programa Legislativo en LyD. Actualmente es Director Ejecutivo de la Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR). El autor agradece especialmente los comentarios y contribuciones de Sebastián Bernstein y Macarena García, siendo, sin embargo, los errores o imprecisiones de exclusiva responsabilidad del autor.

CONTENIDO

1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. REFORMA A LA DISTRIBUCIÓN: UN ANHELO	6
3. EL MERCADO ELÉCTRICO Y EL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN EN LA REGULACIÓN CHILENA	8
4. LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	16
5. ANTECEDENTES DE LA REFORMA A LA DISTRIBUCIÓN	23
6. CALIDAD DE SERVICIO COMO EJE DE LA REFORMA	29
7. LINEAMIENTOS Y PROPUESTAS PARA LA REFORMA	50
8. CONCLUSIONES	54
9. BIBLIOGRAFÍA	56

1. RESUMEN EJECUTIVO

Chile discute hace al menos una década la reforma al segmento de distribución eléctrica. Este documento sostiene que, antes que un anhelo –como la esperada “ley larga”–, la reforma debe partir de un problema de política pública racionalmente formulado. Se necesitan reformas específicas –normalizar los estándares de calidad de suministro a lo largo del país– y generales, referidas a la estructura del segmento y su remuneración, comprendiendo antes cómo interactúan las capas del proceso tarifario: ley, reglamento y bases técnicas.

El marco vigente descansa en una relación indisoluble entre normativa técnica y tarifas: la distribución es un servicio público concesionado cuya remuneración –el Valor Agregado de Distribución (VAD)– corresponde al costo eficiente de cumplir el estándar que fija el regulador, calculado mediante una empresa modelo diseñada desde cero. Su virtud mayor: inmuniza al cliente frente a inversiones y costos ineficientes e impone

incentivos competitivos a un monopolio natural. Pero puede desincentivar inversiones estructurales de largo plazo –expuestas a obsolescencia y a no ser reconocidas en procesos sucesivos– y las asimetrías de información han crecido con el tiempo.

La discusión no parte de cero. Cuatro trabajos recientes –el estudio del ISCI para el Ministerio de Energía (2020), las Recomendaciones Regulatorias del ISCI y la Universidad Adolfo Ibáñez (2025), el ciclo Crecer con Energía (UAI-ICARE) y el Informe Final del Comité de Expertos (2026)– convergen en dos frentes: el esquema de remuneración y la persistencia de niveles desiguales de calidad; el Comité prioriza elevar los estándares de calidad y seguridad del suministro.

La evidencia empírica, construida sobre los registros de interrupciones de la SEC (2019-2025) y la IX Encuesta de Presupuestos Familiares, muestra cuatro

hechos. Primero, 2024 y 2025 son años anómalos: los incendios y el temporal de 2024, y el apagón del 25 de febrero de 2025 (F25), llevaron el SAIDI nacional¹ (total) de 13,6 horas (2023) a 27,6 (2024), el peor registro. Esas cifras no describen el estado estructural de las redes ni deben fundar, por sí solos, la política pública. Segundo, bajo esos datos persiste un núcleo estructural: catorce comunas –rurales, del centro-sur y sur– permanecen en el peor quintil de SAIDI los siete años, y la calidad se ordena sistemáticamente según la densidad de la red: en años normales la mediana va de unas 6,5 horas en los pares comuna-empresa de densidad alta a 25,4 horas en los de extremadamente baja (una brecha cercana a 3,9 veces). Las economías de densidad son un determinante estructural de la continuidad. Tercero, la atribución de las interrupciones no es un dato neutro, sino un parámetro de diseño regulatorio: la fracción de horas por caída de árboles calificada como fuerza mayor subió de 13% (2020) a 33% (2025). Cuarto, la calidad tiene una dimensión social: la electricidad es un consumo esencial, pero regresivo (absorbe 3,3% del gasto del hogar en el quintil² I (QI) y 1,4% en el QV), y la Macrozona Sur combina la mayor carga energética (7,3% del presupuesto; 12,1% en su QI) con el peor SAIDI: donde la energía pesa más, el servicio es peor.

De allí los lineamientos de política pública. Primero, sincerar el costo del servicio en zonas de baja densidad y abordar la equidad mediante subsidios directos: una política tarifaria sana exige tarifas que reflejen el costo real de prestar el servicio de distribución y ayudas focalizadas a quienes lo requieran. Segundo, atacar los problemas estructurales comunes: efectos de terceros explican en torno a un cuarto del SAIDI en años normales –choque de vehículos a postes del tendido

eléctrico es la primera causa individual–, el robo de cables casi triplicó sus horas desde 2020-2021, y la vegetación exige soluciones normativas, como facultar la poda ante inacción de municipios o propietarios. Tercero, corregir los incentivos a la inversión de largo plazo –chequeo de rentabilidad por empresa y premios por desempeño– sin renunciar a las virtudes de la empresa modelo.

Estos tres elementos buscan aumentar la calidad de servicio y su homogeneidad como ejes estructurantes de la reforma, considerando que la energía, antes que insumo del crecimiento, es condición del desarrollo humano.

1. System Average Interruption Duration Index, o tiempo medio de interrupción por cliente.

2. Un quintil de ingreso es una división de la población en cinco grupos de igual tamaño (20% cada uno), ordenados desde los hogares o personas de menor ingreso (QI) hasta los de mayor ingreso (QV).

2. REFORMA A LA DISTRIBUCIÓN: UN ANHELO

Se ha hablado tanto y por tantos años de la reforma al segmento de la distribución eléctrica que su sentido se ha terminado perdiendo. Como toda política pública, una reforma –total o parcial– al segmento de distribución debe obedecer a un problema de política pública claro y definido. De otro modo, las propuestas carecen de sustento: ¿cómo se puede legitimar una política pública si ella solo responde a un anhelo de los regulados, del regulador o de ambos, en vez de atender un problema racionalmente formulado?

La idea de anhelo –de deseo vehemente, según define la Real Academia Española– debe ser opuesta a la decisión racional. Mientras los anhelos se encuentran en el plano del deseo, de aquellas cosas que se cree que

deben ser, de aquellas razones que hemos tomado de otros porque tienen sentido para nosotros, o simplemente porque nos han sido encomendadas por quienes nos precedieron, la decisión racional obedece a un método de análisis que identifica problemas y propone soluciones.

Las políticas públicas, en este sentido, necesitan una coherencia interna que permita estructurarlas tanto técnica como políticamente: en cuanto soluciones técnicas, las políticas públicas deben ser capaces de responder adecuadamente a los problemas que las motivan; desde lo político, tienen el doble desafío de hacerse parte de narrativas mayores, donde deben resultar convincentes para los tomadores de decisiones para

entrar en la agenda y, a la vez, precisamente porque responden a un problema, ser capaces de legitimarse ante la opinión pública como soluciones no solamente adecuadas, sino también justas.

La principal razón para reformar la regulación que rige al segmento de distribución eléctrica, si tratamos de condensar varios y muy diversos motivos, es el cambio tecnológico que supone mejoras sustantivas para el cliente regulado final, pero que no pueden implementarse –ya sea en todo o en parte– porque diversas barreras regulatorias lo impiden: algunas pueden ser legales, otras reglamentarias, y muchas, quizás, a nivel de normas técnicas; y hay otras económicas, derivadas del marco regulatorio, que podrían llevar a los concesionarios de servicio público a no invertir todo lo necesario para cumplir con la calidad de servicio fijada.

La regulación de la distribución, particularmente, debe ser de aquellas de mayor densidad y complejidad. Por ello, la anhelada “ley larga” es una tarea que, por sí misma, representa un doble desafío: técnico, porque requiere armonizar una mirada con toda la legislación vigente; y político, para hacer comprensible fórmulas, técnicas y objetivos de política pública que no son fáciles de comprender.

El presente texto busca aportar en la discusión de la reforma a la distribución bajo la premisa de que se necesitan reformas específicas y otras, generales: mientras las primeras deben orientarse a la normalización de los estándares de calidad de suministro a lo largo del país, las segundas abordan transformaciones estructurales del segmento de distribución y su remuneración, pero advirtiendo que, antes de modificar los elementos legales, es menester determinar qué otras capas incidentes en el proceso tarifario existen, cómo interactúan entre ellas y, especialmente, cómo se relacionan con el marco legal vigente a partir de las últimas reformas al proceso tarifario de distribución.

Hoy, después de años de discusión y reflexión, la reforma a la distribución parece tener más respuestas que preguntas; pero los intentos anteriores de cambio aconsejan que, antes que el anhelo –como la esperada “ley larga”–, prime la reflexión racional sobre los aspectos que es necesario modificar, buscando siempre la difícil intersección entre el mejor servicio y el menor precio: el esquivo lugar donde reside la eficiencia.



3. EL MERCADO ELÉCTRICO Y EL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN EN LA REGULACIÓN CHILENA

El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres segmentos o sub-mercados, cada uno con características económicas y jurídicas propias: los segmentos de generación, transmisión y distribución. Se trata, en su totalidad, de un mercado constituido por empresas privadas y, en distribución, también cooperativas eléctricas. El hecho de que la distribución de electricidad tenga característica de monopolio natural es lo que justifica regulaciones profundas, tales como la determinación del precio de la regulación, que se expresa en la componente del Valor Agregado de Distribución (VAD). Adicionalmente, el mercado eléctrico en su conjunto debe operar bajo regulación por un simple hecho: para que cualquier sistema eléctrico funcione, tanto la demanda, como la oferta de electricidad de-

ben encontrarse en equilibrio permanente. De ello se sigue que, aun en los segmentos competitivos, existen justificaciones regulatorias para limitar, por ejemplo, el derecho a inyectar energía libremente, cuestión que se funda, a su vez, en la existencia de diversos encargados de la coordinación de la operación en los diversos tipos de sistemas eléctricos que existen; que se regule la calidad del producto –la electricidad– que se entrega en sus diversas dimensiones físicas y así, una sucesión de regulaciones que atraviesan prácticamente todo el espectro de dimensiones en este mercado.

De lo anterior se sigue una cuestión fundamental al modelo que subyace a nuestra regulación: la decisión de adoptar, para el sector energía y el subsector eléc-

trico en particular, una estrategia coherente con la política general de desarrollo económico y social del país: maximizar el bienestar de la comunidad mediante el establecimiento de condiciones de eficiencia –entendida como una óptima asignación de recursos, en referencia directa al óptimo de Pareto– dentro de un marco de subsidiariedad del Estado. Conforme a este principio, el Estado se abstiene de ejercer actividades empresariales en la medida en que entidades privadas puedan desarrollarlas, reservándose, no obstante, la tarea de asegurar una cobertura apropiada de servicios a los sectores de menores ingresos. Esta opción se materializó a través de un conjunto de mecanismos convergentes: la clara separación entre los roles normativo y empresarial del Estado –radicado el primero en la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada en 1978, y en ODEPLAN, y sometida la gestión de las empresas estatales al control de CORFO, que condujo su reorganización, filialización y privatización–; la coordinación de las grandes decisiones de inversión, luego sustituida por una planificación indicativa una vez privatizado el sector; los ajustes institucionales y legales destinados a equiparar el régimen de las empresas estatales al de las privadas y a abrir espacios a la participación privada; la evaluación de recursos energéticos sujeta a criterios estrictos de rentabilidad socioeconómica; y, como elemento decisivo, el establecimiento de un sistema de precios realista y eficiente, fiel reflejo del valor de oportunidad de los productos energéticos (Bernstein, 1991).

3.1. EL SEGMENTO DE GENERACIÓN

El segmento de generación y suministro eléctrico mayorista de electricidad está compuesto por todos los actores que poseen activos de generación eléctrica, así como por los comercializadores que compran y venden energía para abastecer consumidores, y que luego la inyectan en alguno de los diversos sistemas eléctricos del país, sujetos al régimen legal y económico que les sea aplicable³. A nivel de generación, el mercado más significativo es el que existe en el Sistema Eléctrico Nacional –que comprende a prácticamente todo el país, con excepción de las regiones de Aysén y Magallanes, y algunas zonas específicas, como Cochamó, Hornopirén, San Pedro de Atacama y la Isla de Pascua. En él, la generación y comercialización opera como un mercado competitivo, con libre entrada y salida de oferentes, sin regulación de precios y sujeto solamente a las restricciones técnicas asociadas.

3.2. EL SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

Por su parte, el segmento de transmisión de electricidad corresponde al “conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución”, según dispone el inciso primero del artículo 73° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). La transmisión es un segmento que se regula

3. Conforme al Título I bis de la Ley General de Servicios Eléctricos (arts. 10-1 a 10-6, incorporados por la Ley N°21.804 de 2026), se distinguen el sistema eléctrico nacional y, entre los sistemas no interconectados, tres categorías: el sistema mediano (artículo 10°-2), el sistema aislado para pequeños consumidores (artículo 10°-3) y el sistema para procesos productivos (artículo 10°-4). El sistema eléctrico nacional es el sistema interconectado único, destinado a cubrir la mayor parte de la demanda de clientes regulados y libres del país y que permite conformar un mercado eléctrico común (artículo 10°-1). El sistema mediano es aquel con capacidad instalada de generación superior a 1.500 kW que se encuentra desconectado del sistema nacional y está destinado a suministrar energía a clientes libres y regulados, sujeto a estándares regulatorios y normativos específicos (artículo 10°-2, en relación con el artículo 173° inc. 3°). El sistema aislado para pequeños consumidores es aquel con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1.500 kW, también desconectado del sistema nacional, destinado esencialmente a abastecer consumos domiciliarios o comerciales de localidades en que, por su ubicación, nivel de demanda u otras características, no resulta pertinente ni favorable aplicar los estándares de un sistema mediano (artículo 10°-3). Las diferencias esenciales radican, así, en: (i) la interconexión –el nacional es el único sistema interconectado, mientras que los medianos y aislados están desconectados de él–; (ii) la capacidad instalada de generación –superior a 1.500 kW en los medianos e igual o inferior a 1.500 kW en los aislados–; y (iii) el destino y los estándares regulatorios aplicables. Con todo, un sistema aislado que supere los 1.500 kW se mantiene en esa categoría mientras la Comisión Nacional de Energía establezca y ejecute el plan respectivo (artículo 10°-3 inc. 2°, en relación con el artículo 10°-6), correspondiendo a dicha Comisión categorizar los sistemas no interconectados cada cinco años (artículo 10°-5).

como monopolio natural, y cuyo desarrollo es planificado de manera central por la CNE, mediante el procedimiento que establecen los artículos 87° y siguientes de la LGSE. En lo medular, se trata de un proceso de planificación vinculante, donde es el Estado aquel llamado a definir, sobre la base de criterios de eficiencia y seguridad, las obras nuevas y las ampliaciones que deben realizarse. El servicio de transmisión es provisto por empresas privadas, que son propietarias y operadoras de sus instalaciones. En este esquema, las empresas solamente son “tomadoras” de obras decretadas por la autoridad, pudiendo participar solamente en las etapas del procedimiento que se han establecido al efecto.

A este esquema de desarrollo centralmente planificado corresponde un régimen de remuneración igualmente regulado, contenido en el Título III de la LGSE, que fue incorporado por la Ley N°20.936, y desarrollado, en cumplimiento del mandato del artículo 73° de la ley, por el Decreto Supremo N°10, de 2019, del Ministerio de Energía, que establece el Reglamento de Calificación, Valorización, Tarifación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión. La unidad sobre la cual se estructura la remuneración es el valor anual de la transmisión por tramo (V.A.T.T.), que las empresas transmisoras de los sistemas nacional, zonal y para polos de desarrollo perciben anualmente y que constituye el total de su remuneración anual (artículo 135 del reglamento). Por regla general, el V.A.T.T. corresponde a la suma de la anualidad del valor de inversión (A.V.I.), los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.) y un ajuste por efectos de impuestos a la renta (A.E.I.R.), componentes que la CNE determina cada cuatro años mediante estudios de valorización contruados sobre la base de una empresa eficiente, considerando la vida útil de las instalaciones (artículo 104° de la LGSE) y la tasa de descuento del artículo 118° del mismo cuerpo legal. En coherencia con el sistema planificado de su desarrollo, las obras nuevas se remuneran durante sus primeros cinco periodos tarifarios según el valor

resultante de la licitación de sus derechos de ejecución y explotación, y las obras de ampliación según el valor de inversión adjudicado en la licitación de su construcción (artículo 46 del reglamento).

La recaudación de esta remuneración proviene de dos fuentes complementarias. La primera son los ingresos tarifarios reales, esto es, la diferencia que resulta de aplicar los costos marginales de la operación real del sistema a las inyecciones y retiros de energía y potencia en cada tramo, calculada mensualmente por el Coordinador Eléctrico Nacional (artículos 5 y 148 del reglamento). La segunda son los cargos únicos por uso, establecidos de modo que su recaudación constituya el complemento necesario para enterar el V.A.T.T. de cada tramo (artículo 138 del reglamento). Dichos cargos son asumidos por los consumidores finales, libres y regulados (artículo 151); la CNE los calcula y fija semestralmente con ocasión de la determinación de los precios de nudo de corto plazo (artículo 143 del reglamento); los recaudan los suministradores en las boletas o facturas de sus clientes (artículos 145 y 146 del reglamento), y se traspasan a las empresas transmisoras a prorrata de sus respectivos V.A.T.T., con una revisión anual y reliquidaciones a cargo del Coordinador que aseguran que todas perciban igual proporción de sus valores anuales (artículos 147, 164 y 165 del reglamento). Escapan parcialmente a este régimen los sistemas dedicados, cuyo transporte se rige por los contratos privados celebrados entre usuarios y propietarios (artículo 136 del reglamento), remunerándose mediante cargo único solo la proporción de tales instalaciones utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios (artículos 137 y 139 del reglamento).

3.3. EL SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Finalmente, la distribución de electricidad posee características de monopolio natural, pero se encuentra regulada de manera distinta a la transmisión: en lo esencial, y según veremos más adelante, opera como

una concesión de servicio público para suministrar electricidad a los consumidores ubicados en su área de servicio, con obligación de conectar a su red a cualquier consumidor ubicado dentro de su área de concesión que así lo solicite.

Conviene, además, realizar una distinción central en lo que sigue: la LGSE distingue dos clases de clientes eléctricos según la magnitud de su potencia conectada, que es una forma de referirse al volumen de su consumo: aquellos clientes con potencias iguales o inferiores a 5.000 kW, que a ojos de la ley no constituyen un poder de compra significativo, no pueden negociar libremente su suministro de energía, debiendo asumir el precio regulado de la energía y, en consecuencia, deben adquirirla del concesionario de distribución con una calidad de servicio determinada. A estos clientes se les llama comúnmente “clientes regulados”, por estar sometidos a regulaciones de precio y calidad. Por otro lado, aquellos clientes con potencias superiores a 5.000 kW –y, por tanto, consumos altos– pueden negociar libremente su energía, en condiciones competitivas, con el concesionario de distribución, con generadores o comercializadores, recibiendo la calidad de servicio que se pacte en el contrato. Precisamente porque esta última categoría de clientes no se encuentra sometida a regulación de precios, es que se les denomina clientes “libres”. La distinción tiene una finalidad protectora: en clientes de bajo volumen de consumo, el suministrador puede ejercer poder de mercado y aprovechar asimetrías de información y costos de transacción a su favor, cuestión que en consumidores de volúmenes altos se atenúa de manera directamente proporcional al consumo.

En lo esencial, la distinción tiene tres consecuencias relevantes: la primera, si se está o no sometido a regulación de precios; la segunda, si se está o no sometido a la calidad de servicio que fija el regulador; y tercero, que, si el cliente libre está conectado a la red de distribución, debe pagar su uso mediante la componente de peaje de distribución.

En consecuencia, la distribución a clientes sometidos a regulación de precios descansa sobre la relación entre normativa técnica y tarifas: las segundas deben reflejar el costo de prestar el servicio de acuerdo a las primeras. De esta manera, la tarea del regulador no solo es fijar oportuna y adecuadamente las tarifas, sino que determinar la calidad de servicio en el segmento de distribución y, por tanto, su costo.

La actividad del segmento de distribución es realizada por organismos privados: hay empresas de distribución y cooperativas eléctricas. Y si bien hay ciertas diferencias regulatorias que se han establecido, a fin de evitar cargas regulatorias demasiado gravosas para estas últimas, en lo medular, tanto las empresas, como las cooperativas operan bajo la forma jurídica de “concesionarios de servicio público de distribución”. Hay, entonces, que aclarar dos conceptos que se relacionan: qué es el servicio público de distribución y, asimismo, por qué dicho servicio opera bajo concesión.

En el marco regulatorio de la distribución –ahondaremos en esto más adelante– el regulador no tiene, y no debe tener, injerencia en la determinación de las inversiones de los concesionarios por una razón muy sencilla: la brecha de la asimetría de información que existe entre el regulador y el regulado es demasiado profunda. Por eso, nuestra regulación descansa en una idea sencilla: las tarifas que se fijan para la remuneración de la distribución deben guardar relación con la normativa técnica vigente. De esa normativa se desprende la obligación básica del distribuidor: atender con sus redes y abastecer de energía toda la demanda de electricidad de los consumidores regulados ubicados en su zona de concesión, y proveer servicio de red a los consumidores no regulados que se conecten a su red, independientemente de quién les suministre la energía que consumen. Todo ello con la calidad de servicio que esa misma normativa establece. Ciertamente, existe una fuerte relación entre la calidad de servicio exigida y la inversión en la red de distribución, de tal forma que la

calidad de servicio determinada por la norma técnica es la medida de la tarifa: una mayor calidad requerirá, de una u otra forma, mayores inversiones. Sin embargo, como expondremos en la sección sexta, la relación no es siempre directamente proporcional: la geografía y las economías de densidad resultan fundamentales en esta dimensión.

3.3.1. El Servicio Público de Distribución

El servicio público de distribución está definido en los incisos primero y segundo del artículo 7° de la LGSE, los cuales, en lo pertinente, prescriben:

“Artículo 7°.- Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público.”

Desde un punto de vista normativo, para la LGSE el objeto del servicio público de distribución o servicio público eléctrico, a secas, es el suministro eléctrico a la población. Pero no cualquier suministro eléctrico, sino aquel que es realizado dentro del área de concesión respectiva: los suministros a usuarios ubicados fuera del área de concesión que no se conectan a las instalaciones de la concesionaria no están sujetos a su regulación.

En lo que toca al *servicio público eléctrico*, este satisface necesidades colectivas, de manera regular y continua,

tal como los *servicios públicos* que se definen en el inciso primero del artículo 28° del decreto con fuerza de ley N°1-19.653 de 13 de diciembre de 2000, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado N°18.575 (LOCBGAE), cuyo texto, en lo pertinente, prescribe:

“Artículo 28°.- Los servicios públicos son órganos administrativos encargados de satisfacer necesidades colectivas, de manera regular y continua. Estarán sometidos a la dependencia o supervigilancia del Presidente de la República a través de los respectivos ministerios, cuyas políticas, planes y programas les corresponderá aplicar, sin perjuicio de lo dispuesto en los Artículos 22°, inciso tercero, y 30°.”

Ahora bien, como ya hemos enunciado anteriormente, a diferencia del régimen tradicional del *servicio público* de la LOCBGAE, en la distribución eléctrica la satisfacción de las necesidades de la comunidad no ha sido encomendada a un organismo administrativo, sino a organismos privados que están llamados a aplicar políticas, planes y programas, en este caso, del Ministerio de Energía. Como ha notado Vergara Blanco, lo que hay en este caso es una *publicatio*, es decir, la publicación de una actividad económica: se reconoce en el suministro eléctrico la necesidad de que el Estado regule su ejercicio, dada la relevancia que adquirió en la sociedad⁴, aunque en distintas épocas la intensidad de la regulación haya variado significativamente (2004).

En suma, el servicio público de distribución puede definirse como la actividad económica en cuya virtud se atiende una necesidad colectiva, regular y continua, consistente en la provisión a clientes finales de suminis-

4. “Sin recurrir a antecedentes históricos en nuestras sociedades, y en especial en la chilena, a partir de la primera mitad del siglo XX se desplazaron sobre el Estado/Administración tareas y responsabilidades hasta entonces inexistentes, pues parecía difícil pensar que actividades económicas relativas a grandes abastecimientos (como es el caso de la *electricidad*) pudiesen no estar asumidos y organizados bajo la dirección del Estado/Administración.” Vergara Blanco, p. 65.

tro eléctrico. De esta noción, entonces, se concluye que la regulación debe comprender a aquellos suministros que constituyen servicio público; pero en los casos en que desaparece la razón de publicación, debe seguirse el criterio de regulación económica de nuestra Constitución: se garantiza el derecho “a desarrollar cualquiera actividad económica que no sea contraria a la moral, al orden público o a la seguridad nacional, respetando las normas legales que la regulen”, según prescribe el primer párrafo del numeral 21 de su artículo 19°.

3.3.2. La concesión de servicio público

En la medida en que el suministro eléctrico es una actividad económica publicada, ha sido sustraída por la ley de la libre iniciativa económica, reservándose a para el Estado. Cabe señalar que esta restricción no pugna con las normas constitucionales sobre libre iniciativa económica, pues el párrafo primero del numeral 21° del artículo 19° de la Constitución Política de la República, ya citado, exige que las actividades económicas se realicen **“respetando las normas legales que la regulen”**⁵. Como puede apreciarse, la Constitución distingue entre actividades ilícitas, es decir, que no pueden realizarse (aquellas que son contrarias a la moral, al orden público o a la seguridad nacional) y aquellas lícitas –todas las demás– las cuales deben ceñirse a lo que disponga el legislador, que está llamado a ponderar qué actividades, por su naturaleza, requieren de mayor, menor o nula regulación.

Para el caso de la actividad de distribución de electricidad que califica como servicio público, los artículos 16° y 18° de la LGSE constituyen los límites legales al libre emprendimiento en esta actividad. Conviene transcribir dichas normas para su análisis:

“Artículo 16°.- Las concesiones de servicio público de distribución otorgan el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender lí-

neas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución en la zona de concesión. La distribución de electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución, con las siguientes excepciones:

- 1.- Los suministros a usuarios no sometidos a regulación de precios, indicados en los artículos 147° y 149° de la presente ley;
- 2.- Los suministros que se efectúan sin utilizar bienes nacionales de uso público;
- 3.- Los suministros que se efectúan utilizando bienes nacionales de uso público mediante permisos otorgados previamente al establecimiento de una concesión, y
- 4.- Todo otro suministro que se efectúe mediante un contrato que acuerden directamente las partes, incluidos los concesionarios.”

“Artículo 18°.- Las cooperativas de abastecimiento de energía eléctrica que operen como concesionarias de servicio público de distribución, podrán distribuir sin limitaciones de volumen electricidad a quienes no tengan la calidad de socios, en su zona de concesión.

En la explotación de tales concesiones, las cooperativas de que trata este artículo no gozarán de franquicias tributarias o de otras de cualquier índole, que tuvieren por su condición de cooperativas.”

Conviene recordar que la concesión de servicio público de distribución es una de las concesiones del artículo 2° N°2 de la LGSE (las que permiten “establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución”). Su objeto, como vimos en la sección anterior, está definido en el inciso primero del artículo 7° (definición de servicio público) y con las restricciones de su inciso segundo. El ámbito territorial –la zona

5. El destacado es nuestro.

de concesión— lo fija el decreto de concesión definitiva (artículo 30° de la LGSE), con un mínimo de una franja de 100 metros circundante a las líneas existentes. Sobre ese marco, los artículos 16° y 18° precisan el alcance de la concesión.

El artículo 16°, en lo que interesa:

a) Permite el uso de bienes nacionales de uso público (inciso primero, primera parte). La concesión otorga “el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución en la zona de concesión”. El núcleo del derecho concesional es, entonces, el uso de los bienes nacionales de uso público (calles, caminos, etc.) para emplazar la red de distribución dentro de la zona, en concordancia con el artículo 30° (delimitación de la zona) y con el destino exclusivo del inciso segundo del artículo 7°.

b) La regla de exclusividad y sus límites (inciso primero, segunda parte). “La distribución de electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución”. Esta es la reserva legal coherente con la restricción que autoriza la Constitución y es el núcleo del régimen concesional: **para abastecer a usuarios situados dentro de una zona de concesión se requiere, por regla general, ser titular de una concesión de distribución, pero hay excepciones**, a saber:

- **Suministros a usuarios no sometidos a regulación de precios**, “indicados en los artículos 147° y 149°”. El artículo 147° N°1 sujeta a fijación de precios a los usuarios finales con potencia conectada igual o inferior a 5.000 kW ubicados en zonas de concesión; quedan exentos de la fijación de precios⁶ los de potencia conectada superior a 5.000 kW y permite que opten a este último régimen aquellos cuya potencia conectada se encuentra entre 300 kW y 5.000 kW⁷. Por su parte, el artículo 149° reitera que “los suministros de energía eléctrica no indicados en el artículo 147° no estarán afectos a ninguna de las regulaciones” del Título V de la LGSE (“De las Tarifas”), es decir, a sus regulaciones de precios; la posibilidad de pactar calidades especiales para estos suministros deriva, a su vez, del artículo 147°, letra b), en relación con el artículo 130°;

- **Suministros que se efectúan sin utilizar bienes nacionales de uso público**, pues indicaría que se trata de un suministro particular y, por tanto, no habría necesidad de publicar dicha actividad económica;

- **Suministros que se efectúan utilizando bienes nacionales de uso público mediante permisos otorgados previamente al establecimiento de una concesión**, es decir, los permisos del artículo 2°, N°3, regulados en el Capítulo III, artículos 35° a 38°⁸, de la LGSE;

6. A estos clientes se les permite negociar directamente y libremente el suministro de energía. De ahí que a los clientes eléctricos no regulados se les llame también “clientes libres”.

7. El artículo 147° fija ese umbral de opción en 500 kW; sin embargo, la Resolución Exenta N°58 de 2024 rebajó ese límite a 300 kW, en atención al procedimiento que, de conformidad a la ley, se sustanció para ese efecto ante el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (rol NC-525-2023).

8. Los permisos a que alude esta excepción son permisos municipales: el título que la ley contempla para que las líneas de transporte y distribución de electricidad no sujetas a concesión puedan usar o cruzar calles, otras líneas eléctricas y demás bienes nacionales de uso público. Se solicitan y otorgan por la municipalidad respectiva —salvo los que correspondan al Ministerio de Obras Públicas conforme al DFL N°206 de 1960—, previa consulta a la Superintendencia sobre las concesiones de distribución existentes en el área; se conceden por un plazo fijado por la municipalidad que no puede exceder de treinta años, renovable, y pueden ser suspendidos o dejados sin efecto mediante decreto municipal fundado cuando su ejercicio infrinja la ley o sus reglamentos.

- Todo otro suministro que se efectúe mediante un contrato que acuerden directamente las partes, incluidos los concesionarios.

De este modo, la concesión aparece como el requisito habilitante para realizar la actividad económica de distribución de electricidad, en un doble sentido: uno regulatorio, pues constituye el título que habilita el ejercicio de la actividad; y otro práctico, porque la calidad de concesionario trae aparejado el derecho al uso de los bienes nacionales de uso público, como calles y caminos, para atender la necesidad colectiva del suministro eléctrico. Sin embargo, como hemos visto, la concesión no comprende toda actividad de suministro ni es absoluta dentro del área de concesión. Cabe destacar que la LGE no prohíbe que en una misma zona opere más de un concesionario (la concesión no es exclusiva). Aunque ello es poco frecuente, existen algunas zonas de traslape.

El artículo 18° de la LGSE regula a las cooperativas que actúan como concesionarias de distribución. Conviene referirse brevemente a él, pues constituye una excepción al régimen general del artículo 16°.

Su inciso primero dispone que las cooperativas de abastecimiento de energía eléctrica que operen como concesionarias de servicio público de distribución “podrán distribuir sin limitaciones de volumen electricidad a quienes no tengan la calidad de socios, en su zona de concesión”. De esta manera, una vez que la cooperativa es titular de una concesión, puede abastecer a terceros no socios dentro de su zona sin topes de volumen, con el mismo alcance que cualquier concesionario de distribución respecto del público de su zona.

Por su parte, su inciso segundo prescribe que, en la explotación de esas concesiones, dichas cooperativas “no gozarán de franquicias tributarias o de otras de cualquier índole, que tuvieren por su condición de cooperativas”. Es decir, en el ejercicio de la concesión quedan sin los beneficios derivados de su carácter cooperativo.

En cuanto a su alcance, finalmente, el artículo 18° hace aplicable el régimen de la concesión de distribución a las cooperativas que la detentan: sirven al público –socios o no– en su zona, sin las limitaciones de volumen propias de la lógica cooperativa (inciso primero) y sin franquicias por esa condición (inciso segundo).

Es posible concluir, entonces, que siendo el servicio público de distribución una actividad económica publicitada, es decir, reservada para sí por el Estado mediante ley, para poder realizarse por agentes económicos particulares debe mediar una concesión, institución que opera como título habilitante para desarrollar el servicio público de distribución en nombre del Estado. De ahí que la concesión implique la traslación de la actividad desde el Estado hacia el privado; y precisamente porque este último la realiza en su nombre, es que debe sujetarse a las disposiciones sobre calidad que este le fije, así como al régimen de remuneración de su actividad.

4. LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Dado que la calidad del servicio le es impuesta al concesionario de distribución de forma heterónoma e imperativa, y que además se trata de un monopolio natural, la remuneración de su actividad se encuentra directamente vinculada al costo de cumplir sus obligaciones: tener capacidad disponible en sus redes, ampliarlas en la medida en que la demanda así lo requiera, y operarlas cumpliendo el estándar técnico exigido de calidad de servicio. Todo ello por una razón sencilla: para cumplir ese estándar, el concesionario debe contar con los recursos suficientes para invertir tanto cuanto sea necesario, dada la particularidad de la zona de concesión y, además, obtener una utilidad que compense el costo alternativo del capital invertido. En nuestra re-

gulación eléctrica, la remuneración se realiza mediante una componente del precio final denominada “Valor Agregado de la Distribución” (VAD), la cual se determina mediante el mecanismo de empresas modelo.

4.1. FUNDAMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA DE LA REGULACIÓN POR EMPRESA MODELO

Siguiendo en esto a Bustos y Galetovic (2002), la regulación por empresa modelo surge a principios de la década de 1980 como respuesta a tres problemas de las empresas públicas chilenas: la insatisfacción con la regulación por tasa de retorno⁹ y sus defectos conocidos: sobreinversión (el efecto Averch-Johnson¹⁰) y

9. La regulación por tasa de retorno pertenece a la familia de esquemas de *cost plus* (o de costo del servicio, *cost-of-service*): la tarifa se construye reconociendo los costos en que la empresa incurre y agregando, por encima de ellos, un margen de utilidad. Su lógica se opone a la de los esquemas de incentivos, como la regulación por precios tope (*price cap*) o la propia empresa eficiente, en los que la remuneración se desacopla de los costos efectivos para estimular su reducción. El rasgo definitorio de la tasa de retorno dentro de esa familia es que el “plus” no es un porcentaje de los costos, sino una rentabilidad calculada sobre la base de capital invertido (*rate base*): la empresa recupera sus costos operativos como un traspaso directo y obtiene, por separado, un retorno sobre sus activos. De ahí su principal defecto, doble: al reconocerse los costos efectivos, se debilita el incentivo a contenerlos; y al remunerarse el capital sobre la base de activos, se incentiva a inflarla (el efecto Averch-Johnson). En ambos casos la ineficiencia tiende a trasladarse a las tarifas en lugar de ser absorbida por la empresa.

10. El “efecto Averch-Johnson”, formulado por Harvey Averch y Leland Johnson en 1962, describe una distorsión propia de la regulación por tasa de retorno: cuando la rentabilidad permitida sobre el capital excede el costo del capital para la empresa, esta tiene incentivos a sobreinvertir en activos —a sustituir capital por otros factores más allá de lo eficiente—, porque ampliar la base de activos sobre la cual se calcula su retorno le permite aumentar sus utilidades. El resultado es una combinación de factores productivos ineficiente, sesgada hacia una intensidad de capital superior a la que minimizaría costos. Texto disponible en <https://www.jstor.org/stable/1812181>.

escaso estímulo a contener costos, ya consignados en El Ladrillo¹¹; una larga historia de fijación populista de precios que había desalentado la inversión privada, vuelto a las empresas estatales demandantes crónicas de subsidios y generado problemas fiscales recurrentes; y la ausencia de capacidad técnica estatal para regular monopolios que eran a la vez productores y reguladores. En especial, para la CNE de la época, las razones fundamentales para cambiar el antiguo sistema eran tres. La primera, dar una señal de precio eficiente: la tarificación basada en la rentabilidad sobre activos depreciados, más la inversión actual y los costos de operación y mantenimiento (COMA) reales, no reflejaban el costo eficiente de la actividad de distribución (el activo depreciado podía ser muy pequeño, la inversión exagerada por lo ya señalado y el COMA real difícilmente controlable); por ello se buscó tarificar con estándares de redes y COMA eficientes derivados de áreas típicas definidas por su densidad, no necesariamente por empresa. La segunda, evitar la captura del regulador por el regulado, debido a la incapacidad del regulador de objetar los datos provistos por la empresa regulada. Y la tercera, la necesidad de dar una señal tarifaria mediante fórmulas simples, con cláusulas de reajuste, por un período de cuatro años.

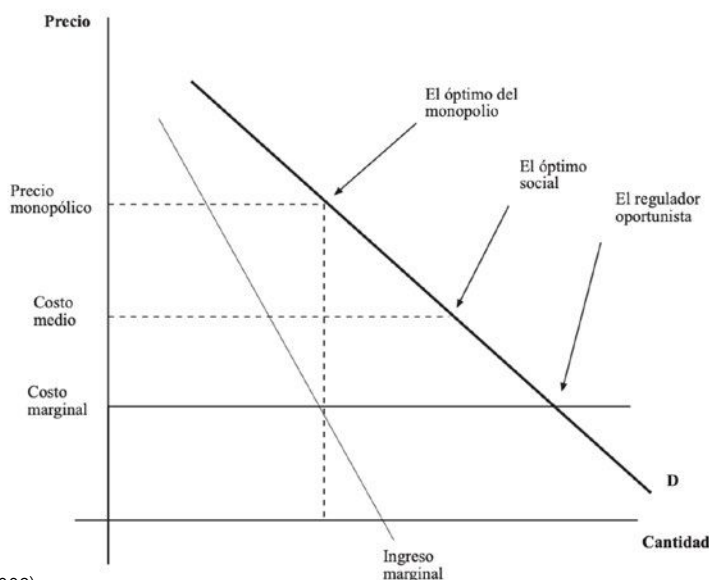
La respuesta combinó dos mecanismos. Para alcanzar eficiencia y acotar el poder de mercado, el regulador fijaría tarifas según los costos de una empresa “modelo” diseñada desde cero: la empresa real obtendría rentabilidad normal solo si lograba un nivel equivalente de eficiencia, trasladando el costo de la ineficiencia a sus dueños y no a usuarios ni contribuyentes. Por otro

lado, para neutralizar la discrecionalidad y la politización, se estableció un procedimiento reglado que predetermined metodología, periodicidad y procedimiento de las fijaciones tarifarias. Ese andamiaje, anclado en una empresa ficticia, permitía además regular a las propias empresas estatales aun sin la cooperación de sus técnicos¹².

El rasgo distintivo del diseño es que se construyó sobre un problema de agencia (un principal estatal que ignora qué hacen sus gerentes), no sobre cómo regular a un privado. Esta cuestión resulta decisiva: en una empresa privada cada peso de tarifa se traduce en utilidad, mientras que quienes controlan una empresa pública no capturan utilidades vía dividendos, sino rentas del control a través de ineficiencias que elevan los costos reales (p.e. sobredotación, sueldos sobre el mercado). Sumado a que el problema histórico chileno había sido fijar tarifas bajo los costos, el énfasis no se puso en reducir la asimetría de información, sino en evitar que tarifas y costos fueran gruesamente ineficientes. Si bien este esquema permitió tecnificar intensivamente la regulación nacional y permitió la posterior privatización de la industria, con el tiempo las asimetrías con el regulador comenzaron a ocurrir, pues necesariamente la modelación de la empresa eficiente debe partir de una empresa real y, entonces, los precios fijados pueden terminar difiriendo del óptimo que es el costo medio de largo plazo, derivando hacia precios más cerca del monopolístico (si persiste la asimetría de información) o hacia precios populistas y tarifas por debajo de los costos medios de largo plazo (figura N°1).

11. “La política de asegurar un nivel “razonable” de utilidades (*cost plus*) o garantizar un porcentaje de utilidad fija sobre la inversión o sobre los costos, incluida la depreciación, es inadecuada, pues fomenta la ineficiencia al garantizar que los costos de dicha ineficiencia –mayor número de empleados que el necesario, oficinas fastuosas, viajes de ejecutivos, gastos de representación excesivos, remuneraciones excesivas, etc.– se traspasarán automáticamente al consumidor.” En “El Ladrillo. Bases de la Política Económica del Gobierno Militar Chileno”, Centro de Estudios Públicos, p.88-89. Texto disponible en https://static.cepchile.cl/uploads/cepchile/2022/09/libro_elladrillo_cep.pdf.

12. Bernstein (1991) recuerda que uno de los principales problemas de la regulación a comienzos de la década de 1980 era la dificultad de control de las empresas públicas, pues “si bien las empresas eléctricas eran prácticamente todas estatales, de hecho, no existía un control efectivo sobre el sector; más aún, a nivel del sector energía como conjunto, se carecía de los elementos de coordinación adecuados entre los diversos subsectores. En la práctica, el poder de las grandes empresas estatales era superior al de los entes gubernamentales encargados de regularlas.”

Figura 1 La regulación como un choque de intereses contrapuestos

Fuente: Galetovic y Sanhueza (2002).

4.2. ESQUEMA DE REGULACIÓN POR EMPRESA MODELO

La empresa modelo o empresa eficiente es una forma de fijar la remuneración de los concesionarios de servicio público de distribución mediante la determinación de costos eficientes de una empresa que opera con una tecnología y una política de inversiones eficientes, que le permite cumplir los estándares de servicio que exige la normativa, operando en el país. Para alcanzar esa eficiencia, su diseño se realiza desde cero, es decir, sin considerar las inversiones de las empresas reales ni diseños de empresas modelo previas. De esta manera, se asegura que las ineficiencias de la empresa no se traspasen a los clientes.

4.2.1. Esquema normativo del cálculo del valor agregado de distribución (VAD)

El VAD se materializa en un decreto supremo que

es dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República” (art. 151° y 190° LGSE). Para dicho decreto, es necesario que sea calculado por la CNE de acuerdo con el procedimiento establecido en la ley y en el reglamento¹³. Cabe hacer presente que resulta insoslayable la dictación del decreto supremo respectivo, pues de acuerdo al artículo 32° N°6 de la Constitución Política de la República, corresponde al Presidente de la República la “facultad de dictar los demás reglamentos, decretos e instrucciones que crea convenientes para la ejecución de las leyes”, tal que el decreto tarifario es la forma de ejecutar lo prescrito por la ley en lo relativo a la fijación de tarifas.

Tal como señala el artículo 151° de la LGSE, corresponde a la CNE el cálculo de los precios máximos¹⁴, los cuales se calcularán mediante un estudio de costos encargado por dicho organismo a una empresa consultora (art. 183°).

13. A pesar de no encontrarse adecuado a las últimas reformas legales, especialmente a las de la ley N°21.194, el decreto N°327, que fija el reglamento de la LGSE, aún contiene numerosas disposiciones sobre la forma en que deben realizarse los procedimientos de determinación del VAD.

14. El VAD es un precio máximo, en tanto las empresas pueden cobrar un valor menor al fijado, pero no más alto que aquel.

De lo anterior se desprende que hay tres niveles normativos que afectan el cálculo del VAD: la ley, el reglamento y las bases técnicas del estudio de costos.

4.2.2. Elementos con rango de ley (LGSE)

- El VAD se calcula mediante un esquema de empresa modelo (art. 182°);
- Las componentes del VAD están señaladas en la ley: (1) costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo; (2) pérdidas medias de potencia y energía; y (3) los costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada (art. 182°);
- Adicionalmente, los costos anuales de inversión (en relación a los costos estándares de inversión)

se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)¹⁵ de instalaciones adaptadas a la demanda (es decir, de una red de distribución “modelo”), su vida útil y una tasa de actualización calculada mediante un modelo CAPM¹⁶ señalado en el artículo 182° bis (art. 182°);

- Las componentes del VAD se deben calcular por áreas típicas, fijadas por la CNE (art. 183°);
- Las componentes (del VAD) para cada área típica de distribución se calcularán *sobre la base*¹⁷ de un estudio de costos (1) encargado a una empresa consultora por la CNE, (2) el cual se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y (3) en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. Su elaboración se sujetará al procedimiento dispuesto en el artículo 183° bis y en el reglamento (art. 183°);

15. VNR es el Valor Nuevo de Reemplazo. Se deben distinguir dos tipos de VNR. El primero es el señalado en el numeral 3 del artículo 182° de la LGSE: el VNR que determina el consultor que realiza el estudio de costos para definir el diseño de la red eficiente o “modelo”. El segundo es el señalado en el artículo 193° de la LGSE: el VNR “real” de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, entendido como “el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución”, considerando todas las instalaciones requeridas para prestar el servicio público de distribución –se encuentren dentro o fuera de la zona de concesión– e incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, gastos e indemnizaciones pagados para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles (gastos de organización, con tope del 2% del valor de los bienes físicos) y el capital de explotación (equivalente a un doceavo de las entradas de explotación); se excluyen los derechos concedidos por el Estado a título gratuito y los pagos efectuados en concesiones obtenidas mediante licitación. El VNR se calcula cada cuatro años, en el año previo a la fijación de fórmulas tarifarias, y se reajusta según el IPC entre una fijación y otra (art. 195°), empleándose exclusivamente para el estudio de las tarifas de distribución, sin efectos tributarios (art. 196°). En la determinación del VAD, los costos anuales de inversión se calculan precisamente a partir del VNR de instalaciones adaptadas a la demanda (art. 182° N°3).

16. En la determinación del valor agregado de distribución, la tasa de actualización es el parámetro que permite expresar como costo anual la inversión en instalaciones –valorizadas a su VNR y consideradas su vida útil–, conforme al artículo 182° N°3 de la LGSE. El artículo 182° bis fija el método para determinarla siguiendo la estructura del modelo de valoración de activos de capital (CAPM): la CNE la calcula cada cuatro años, después de impuestos, como la suma de la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado ponderado por el riesgo sistemático de la actividad de distribución, entendido este último como la sensibilidad de los ingresos de una empresa modelo eficiente frente a las fluctuaciones del mercado. La tasa libre de riesgo se obtiene de la rentabilidad de instrumentos reajustables del Banco Central de Chile o de la Tesorería General de la República, y el premio por riesgo, de la diferencia entre la rentabilidad de una cartera de mercado diversificada y dicho instrumento. En todo caso, la propia norma dispone que la tasa resultante no podrá ser inferior al 6% ni superior al 8%.

17. El dictamen N°25.852 de 9 de julio de 2002, estableció que el informe de estudio de costos encargado a una empresa consultora por la CNE, según lo estipulado en el entonces artículo 107° (183) del DFL N°1/82 (LGSE), posee carácter preceptivo y vinculante para la determinación de los valores agregados de distribución para cada área típica. Este procedimiento es reglado, y la ley impone la existencia de dicho informe como un trámite necesario; de hecho, la ausencia del estudio sitúa la determinación de los valores en una posición de ilegalidad. El estudio debe pronunciarse sobre el valor que corresponde asignar a las componentes del valor agregado de distribución establecidas en el entonces artículo 106° de la LGSE (hoy 182). Dado que se trata de una apreciación técnica por mandato normativo, la CNE está obligada a acoger el parecer propuesto por el consultor y el estudio es esencial para fundamentar suficientemente la decisión final sobre las tarifas básicas preliminares (Art. 108, hoy 185). Si la CNE no está de acuerdo con el resultado, puede solicitar al consultor que revise su informe si estima que se aparta de lo establecido en la LGSE, de las bases o de los criterios que la propia Comisión determinó para la metodología de cálculo.

- Respecto del supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora que opera en el país, la ley establece que se tendrá en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real que sirva de referencia¹⁸ para determinar la empresa modelo en, **al menos**, los siguientes aspectos: (1) la distribución de los clientes en cuanto localización y demanda, así como la normativa que la empresa deba cumplir para prestar el servicio público de distribución, en particular los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica exija; (2) el trazado de calles y caminos para el desarrollo de las redes, y los obstáculos físicos para el mismo; (3) la velocidad de penetración de nuevas tecnologías para la materialización de la red de distribución; (4) la consideración de cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes; y (5) la consideración de existencia de vegetación, su interacción con las redes y las actividades para su control. **Estas consideraciones deben ser recogidas por las bases técnicas** (art. 183°);

- Adicionalmente, el hecho de que, para efectos del cálculo del valor nuevo de reemplazo (VNR) se considere que las instalaciones se encuentran adaptadas a la demanda (art. 182°) así como el supuesto de eficiencia en la política de inversiones (art. 183°), implica necesariamente rediseñar la red como un proyecto optimizado, independiente de la trayectoria histórica de la concesionaria real. Es decir, la red debe diseñarse de manera óptima, cada vez, “desde cero”;

- En relación con las bases técnicas, la ley señala que deberán contener (1) la metodología de cálculo

de cada uno de los parámetros relevantes, (2) los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo eficiente, y (3) todo otro aspecto que se considere necesario definir en forma previa a la realización del estudio (art. 183° bis, inciso octavo).

4.2.3. Normativa con rango reglamentario (decreto N°327, que fija reglamento de la LGSE)¹⁹

En primer lugar, cabe hacer presente que el reglamento de la LGSE no se encuentra adecuado a las disposiciones de la ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, por lo cual la mayor parte de sus disposiciones en materia de determinación del VAD se encuentran, de hecho, tácitamente derogadas en aquello que sea contrario a la normativa legal vigente. Los artículos 294° a 296°, sin embargo, resultan elementales para abordar la regulación del diseño de la empresa modelo y, en lo medular, reiteran las disposiciones de la ley, con las siguientes excepciones:

a) El inciso final del artículo 294° establece que “los valores agregados de distribución deberán calcularse para satisfacer la calidad de servicio que establece este reglamento”. Pese a que las normas de calidad de servicio se encuentran contenidas en normas técnicas, la disposición no deja de tener valor para (1) su enmienda; y (2) servir de fundamento reglamentario para la relación efectiva entre tarifas y calidad de servicio que pueda determinar la norma técnica respectiva;

b) Respecto del estudio de costos, el artículo 296° establece los supuestos que debe considerar el estudio de costos. De ellos, que en su mayoría rei-

18. Por cada área típica se determina una “empresa de referencia”, la cual corresponde a una empresa real que sirve de base para la construcción de la empresa modelo respectiva.

19. Disponible en <https://bcn.cl/2jxwp>.

teran lo dispuesto en el artículo 183°, cabe destacar el literal b): “que sus instalaciones se encuentran adaptadas a la demanda del momento del estudio”.

4.2.4. Las bases técnicas

La LGSE distingue entre las bases administrativas y las bases técnicas. Mientras que las primeras se refieren a los aspectos formales de la licitación del estudio de costos (al menos, los requisitos, antecedentes y la modalidad de presentación de ofertas), las bases técnicas abordan los aspectos sustantivos del diseño de la empresa modelo que deberá costearse en dicho estudio.

El inciso octavo del artículo 183° bis de la LGSE señala el contenido de las bases técnicas: “las bases técnicas deberán contener la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes, los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo eficiente, y todo otro aspecto que se considere necesario definir en forma previa a la realización del estudio”.

De lo anterior se sigue que la CNE tiene amplias facultades para determinar los elementos que se han de incorporar en las bases técnicas, dentro de los parámetros que la ley y el reglamento señalan. En especial, respecto del supuesto de eficiencia de la empresa modelo, la CNE deberá considerar en las bases técnicas una serie de restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real que sirva de referencia para determinar la empresa modelo, señaladas en el inciso segundo del artículo 183°. Tales restricciones están enunciadas en la norma como restricciones mínimas, pues la norma señala que el supuesto de eficiencia tendrá en consideración **al menos** los aspectos ahí indicados, pero permitiendo que puedan incorporarse por la CNE otros, diversos, con tal de que no sean contrarios a los elementos señalados en la ley y en el reglamento.

4.3. LA RELACIÓN ENTRE NORMATIVA TÉCNICA DE CALIDAD Y TARIFAS: EL VALOR AGREGADO DE LA DISTRIBUCIÓN COMO COSTO EFICIENTE DE CUMPLIR EL ESTÁNDAR TÉCNICO

El VAD no remunera costos cualesquiera, sino el costo eficiente de prestar el servicio con la calidad que impone la normativa técnica. Ese vínculo está incorporado en el propio diseño legal del VAD. Por ello, el artículo 181° estructura el precio a nivel de distribución (el precio final a un cliente regulado) sumando los precios de nudo como costo de la energía, los cargos de transmisión (arts. 115° y 116°), el cargo por servicio público (art. 212°-13) y el VAD. Es decir, el precio final que paga un cliente regulado refleja, respecto de su consumo, el costo real de todo el sistema de haberle prestado el servicio conforme a la normativa.

Desde la perspectiva de la composición del VAD, ya expusimos que el artículo 182° define que el VAD “se basará en empresas modelo” y que deben considerarse los (i) costos fijos de administración, facturación y atención del usuario; (ii) pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y (iii) costos estándares de inversión, mantención y operación, donde los costos anuales de inversión se calculan a partir del VNR²⁰ “de instalaciones adaptadas a la demanda”, su vida útil y la tasa de actualización del artículo 182° bis. Las nociones de “empresa modelo” e “instalaciones adaptadas a la demanda” constituyen la relación entre remuneración y calidad: la red de distribución que se valoriza es aquella modelada de manera eficiente y que sirve la demanda cumpliendo las exigencias normativas.

Como hemos venido diciendo, la calidad de servicio está dada por el Estado, por medio de los reguladores. Antes, la normativa de calidad estaba contenida en el reglamento de la LGSE (decreto N°327 de 1997); pero a partir de 2016, la LGSE entregó a la CNE la potes-

20. Véase la nota N°15.

tad de fijar, mediante resolución exenta, “las normas técnicas que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento” del sector eléctrico (artículo 72°-19). Para la distribución, en particular, el artículo 130° dispone que la calidad de servicio –tensión, frecuencia, disponibilidad y otros– corresponderá a estándares normales con límites máximos de variación “que serán los que determinen el reglamento y las correspondientes normas técnicas”. Cabe señalar que, aunque el reglamento conserva disposiciones sobre calidad (p. ej., su artículo 243°), en la práctica ellas han sido desplazadas por las normas técnicas dictadas conforme al artículo 72°-19.

La relación entre la normativa técnica y la tarifa como su correlato necesario está dada por el artículo 183°. Las componentes del VAD (artículo 182°), como vimos en su momento, se calculan, por áreas típicas, sobre la base de un estudio de costos construido bajo “un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país”. Y la ley precisa que ese supuesto de eficiencia “tendrá en consideración las restricciones que enfrenta la empresa distribuidora real”, entre ellas –y esto es lo decisivo– “la normativa que la empresa deba cumplir para prestar el servicio público de distribución. En particular, el cumplimiento de los niveles de seguridad y calidad que la normativa técnica exija” (artículo 183° N°1). A ello se suma el N°4, que ordena considerar “cambios normativos en estándares de calidad del servicio que puedan incidir en inversiones relevantes”. **De este modo, la normativa técnica no es un dato externo al cálculo: es una restricción que la empresa modelo debe satisfacer y, por tanto, un determinante de los costos que el VAD reconoce.**

El traspaso de ese vínculo al cálculo tarifario concreto se **canaliza por las bases técnicas del estudio de cos-**

tos, que deben contener “la metodología de cálculo de cada uno de los parámetros relevantes” y “los criterios para la determinación de los costos de la empresa modelo eficiente” (artículo 183° bis); y las propias bases “incorporarán la forma en que se aplicarán estas restricciones” (artículo 183°, parte final). Así, las exigencias de seguridad y calidad se traducen en supuestos de dimensionamiento, materiales, redundancias y prácticas de operación y mantención que el consultor²¹ debe modelar, y cuyo costo eficiente queda capturado en el VNR de instalaciones adaptadas a la demanda y en los costos estándares de operación y mantención.

21. La ley se refiere a una “empresa consultora” (art. 183°) y al “consultor” adjudicatario del estudio (art. 183° bis). Véase también la nota 17 de este documento sobre la obligatoriedad de realizar el estudio mediante estudio licitado.

5. ANTECEDENTES DE LA REFORMA A LA DISTRIBUCIÓN

La discusión sobre la reforma a la distribución no parte de una página en blanco. Antes de las preguntas que este texto procura formular, ha habido respuestas –o, cuando menos, intentos de respuesta– que conviene revisar, no como mero inventario, sino porque permiten reconstruir la manera en que el problema de política pública ha sido sucesivamente diagnosticado y la forma en que se ha pretendido resolverlo. En lo que sigue se examinan cuatro trabajos que, en los últimos seis años, han delineado tanto un diagnóstico, como un repertorio de propuestas: el estudio que el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) elaboró para el Ministerio de Energía en 2020; las recomendaciones regulatorias que el mismo ISCI, junto con la Universidad Adolfo Ibáñez, publicó en diciembre de 2025; el ciclo Crecer con Energía, convocado por la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez e ICARE; y, como corolario, el Informe Final del Comité de Expertos convocado por el propio Ministerio de Energía, de marzo de 2026, que recoge y sistematiza los anteriores. Bajo formulaciones diversas, los cuatro

reconducen el problema regulatorio a dos frentes que este texto ya ha venido anticipando: el esquema de empresa modelo como mecanismo de remuneración y la persistencia de niveles desiguales de calidad de servicio.

El primero de estos antecedentes es el **Estudio para la Elaboración de una Propuesta de Modificación Regulatoria de la Distribución de Energía Eléctrica**, cuyo Informe Final Definitivo fue entregado por el ISCI al Ministerio de Energía el 2 de enero de 2020. Concebido como una propuesta de detalle destinada a sustentar un eventual proyecto de ley –la anhelada “ley larga”–, el estudio se construyó sobre un diagnóstico de la regulación vigente elaborado por el propio Ministerio y sobre la revisión crítica de tres mercados de referencia: Australia, California y el Reino Unido. Su diagnóstico se ordena en torno a una tensión entre la estructura actual del segmento y una visión de futuro. Mientras la primera concentra en la empresa distribuidora los roles de inversión, operación, mantenimiento y comercialización a clientes regulados –sin

reconocer explícitamente la figura del comercializador ni los nuevos roles asociados a la gestión de recursos distribuidos, los servicios energéticos o la información de medidores—, la segunda anticipa un sistema descentralizado, con flujos bidireccionales, alta penetración de generación variable y recursos energéticos distribuidos, en que aquellos actores y roles, bajo su definición vigente, carecerían de los incentivos, las atribuciones y la información necesarios para mejorar la eficiencia global del sistema. A ese diagnóstico estructural el estudio añade dos constataciones que este texto ya ha adelantado: la de niveles desiguales de seguridad y calidad de servicio a lo largo del territorio y la de un esquema de valorización por empresa modelo que, reconstruido desde cero en cada cuatrienio, no reconoce el legado ni los activos reales de las concesionarias.

Sobre esa base, el estudio distribuye sus propuestas en tres dimensiones. En la organización y estructura del segmento, mantiene en la distribuidora las actividades de red bajo giro único y abre a la competencia, mediante un régimen de licencias administrado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), los roles de comercialización a clientes libres, agregación de recursos distribuidos y gestión de servicios energéticos; crea, además, las figuras del comercializador puro²², del agregador y de un gestor de información de medidores único a nivel nacional, y propone elevar a instalaciones bajo 66 kV el límite de tensión que define la distribución. En la remuneración —y el punto es decisivo para lo que sigue— conserva la valorización por empresa modelo, pero le introduce perfeccionamientos orientados a reducir el riesgo de obsolescencia de las inversiones: un estudio único de VAD por área típica, encargado a un consultor independiente y discrepable ante el Panel de Expertos, en reemplazo del esquema de dos estudios ponderados²³; esque-

mas de incentivo por cumplimiento de metas; obras y criterios vinculantes para inversiones estratégicas de calidad y seguridad; y el monitoreo de la rentabilidad real de cada empresa, en lugar del chequeo global de la industria. En la coordinación de la planificación y la operación, propone instancias de participación y realimentación de los planes de desarrollo, la coordinación con las redes colindantes y la integración ordenada de nuevos recursos distribuidos mediante llamados periódicos a declarar la intención de conexión, junto con una definición regulatoria de las responsabilidades del operador de la red de distribución, que permanecen radicadas en la concesionaria al descartarse, por el momento, la figura de un operador independiente.

El segundo antecedente, cinco años posterior, exhibe un diagnóstico considerablemente más severo sobre el mismo mecanismo. Las **Recomendaciones Regulatorias para la Distribución Eléctrica en Chile**, publicadas en diciembre de 2025 por el ISCI —a través de su Centro de Energía Enlace— y el Centro de Transición Energética de la Universidad Adolfo Ibáñez, fueron elaboradas a lo largo de un año con la participación de asociaciones gremiales, la CNE, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el Ministerio y organizaciones de la sociedad civil. Su diagnóstico sostiene que el marco vigente, diseñado en los años ochenta para expandir la cobertura y contener los costos, cumplió ese propósito histórico —más del 99% de los hogares cuentan hoy con electricidad—, pero ha quedado rezagado frente a un escenario radicalmente distinto. El núcleo de la crítica recae sobre la empresa modelo: al reconstruirse en cada proceso como una empresa teórica diseñada desde cero —en modalidad *greenfield*—, habría perdido correspondencia con los costos y los riesgos reales, abriendo una brecha estructural y persistente respecto de la empresa real, que no puede reconocer el

22. El comercializador puro corresponde a un suministrador de electricidad que carece de activos de generación, dedicándose, en consecuencia, a la intermediación entre generadores y clientes finales.

23. Esta propuesta se consagró con rango legal mediante las diversas modificaciones a la LGSE que introdujo la ley N°21.194.

legado de activos ni los retiros anticipados que gatillan la integración de generación distribuida, el hurto de conductores o los eventos climáticos. A ese reproche se suman una estructura tarifaria que arrastra subsidios cruzados y señales ajenas a los costos horarios; la ausencia de actores capaces de coordinar los recursos distribuidos (el operador del sistema de distribución y los agregadores); y, sobre todo, una brecha de calidad que las cifras vuelven elocuente: el SAIDI nacional habría pasado de 13,6 horas anuales por usuario en 2023 a 27,6 en 2024²⁴, muy por encima del orden de magnitud –cercano a una hora al año– que la Política Energética de Largo Plazo fija como meta hacia 2050. De no mediar corrección, advierte el informe, la distribución amenaza con convertirse en el eslabón rezagado de la transición energética.

Coherente con la gravedad de su diagnóstico, la propuesta es de mayor calado que la de 2020 y se ordena en cuatro ejes. En remuneración e inversión, su recomendación central es abandonar la lógica *greenfield* y transitar hacia un esquema de empresa modelo

*brownfield*²⁵, que reconozca una base regulada de activos valorizada a valor real, con inversiones ejecutadas como obras libres dentro de un presupuesto indexado y obras mandatadas por la autoridad, complementadas con pagos y penalizaciones por desempeño, mecanismos de manejo de incertidumbre (reliquidaciones y tránsito desde un esquema de *price cap* a uno de *revenue cap*²⁶) y una herramienta abierta de planificación y valorización. En tarificación, propone una mayor diferenciación temporal mediante tarifas horarias, un balance más equilibrado entre cargos fijos y variables, un tratamiento simétrico de los cargos de conexión entre consumos e inyecciones, y la sustitución de los subsidios cruzados –como la equidad tarifaria– por subsidios directos y focalizados en los clientes vulnerables. En materia de recursos energéticos distribuidos, recomienda incorporarlos a la planificación de la red, redefinir a las distribuidoras hacia un modelo de operador de sistema de distribución, habilitar la figura del agregador o planta virtual de energía, crear un gestor de la información, incentivar la medición inteligente y establecer pilotos y *sandboxes* regulato-

24. Es necesario precisar que esta comparación es incorrecta pues, como se verá más adelante, el año 2024 es un año atípico en las series SAIDI por la ocurrencia de incendios y eventos climáticos que incrementaron el índice sin mediar relación con la infraestructura de redes de distribución.

25. Los conceptos *greenfield* y *brownfield* se utilizan para distinguir dos tipos de proyectos de inversión, especialmente en infraestructura, industria y minería. La inversión *greenfield* se desarrolla desde cero, en un terreno o emplazamiento donde no existía previamente una instalación productiva. Requiere construir toda la infraestructura, por lo que implica mayores costos iniciales, plazos más largos y un mayor riesgo de ejecución, pero ofrece la ventaja de diseñar el proyecto con la tecnología y eficiencia más modernas; además, crea nueva capacidad productiva, genera empleo durante la construcción y expande la actividad económica hacia nuevas zonas. La inversión *brownfield*, en cambio, se realiza sobre una instalación o activo existente, ya sea mediante ampliaciones, modernizaciones o reutilización de infraestructura. Generalmente demanda menores costos y tiempos de implementación, ya que aprovecha activos ya disponibles, aunque puede enfrentar restricciones derivadas del diseño o estado de las instalaciones existentes; favorece la reinversión, decisiones de inversión más rápidas y un uso más eficiente del capital ya instalado. En suma, los proyectos *greenfield* suelen estar asociados a la expansión de la frontera productiva, mientras que los *brownfield* buscan principalmente incrementar la productividad y el rendimiento de la capacidad existente.

26. *Price cap* y *revenue cap* son dos mecanismos de regulación económica utilizados en monopolios naturales (como electricidad, agua o gas), pero generan incentivos distintos. En *price cap* (tope de precios) el regulador fija un precio máximo que la empresa puede cobrar por cada unidad del servicio. La empresa aumenta sus ingresos si logra vender más volumen, por lo que tiene incentivos a expandir la demanda y a reducir costos, ya que conserva las ganancias derivadas de una mayor eficiencia durante el período regulatorio. Ese mismo estímulo a recortar costos puede, sin embargo, deteriorar la calidad del servicio si no existen estándares exigibles; de ahí que este esquema suela acompañarse de una regulación de calidad. En *revenue cap* (tope de ingresos) el regulador fija un ingreso máximo total que la empresa puede obtener en un período. Si la demanda aumenta, el precio unitario debe disminuir para no superar ese límite. Este esquema reduce el incentivo a incrementar las ventas –lo que lo hace especialmente adecuado cuando se busca evitar que la empresa promueva un mayor consumo de un recurso escaso (por ejemplo, agua o energía) o cuando la demanda es muy incierta– y evita que la empresa obtenga rentas extraordinarias por aumentos inesperados de la demanda, dando estabilidad a sus ingresos, aunque puede implicar precios unitarios más variables para los consumidores. En suma, el *price cap* regula el precio por unidad e incentiva la expansión de la demanda, mientras que el *revenue cap* regula los ingresos totales y reduce el incentivo a incrementar el consumo.

rios²⁷ de carácter permanente. Y en comercialización, retoma y profundiza la apertura ya esbozada en 2020: reconocer la figura del comercializador puro y abrir gradualmente el segmento regulado mediante una hoja de ruta que contempla una tarifa por defecto, un comercializador de último recurso, la educación de los consumidores, un mecanismo de suficiencia y la reducción progresiva del umbral de potencia que separa a los clientes libres de los regulados.

El tercer antecedente es de naturaleza distinta. El ciclo **Crece con Energía: Estrategia compartida para activar el potencial de Chile**, convocado por el Centro de Soluciones Empresariales para el Desarrollo de la Escuela de Negocios de la Universidad Adolfo Ibáñez junto con ICARE, no es un estudio regulatorio de detalle, sino el producto de un conjunto de mesas de trabajo desarrolladas bajo las reglas de Chatham House²⁸, cuyo alcance comprende todo el sector eléctrico. En lo que concierne a la distribución, su diagnóstico coincide en lo esencial con los anteriores: el modelo basado en una empresa modelo y en estándares promedio de desempeño no ha asegurado una calidad de suministro homogénea; el marco vigente no contempla redes compatibles con la generación distribuida ni con los flujos bidireccionales; y las tarifas volumétricas con que se recuperan los costos fijos de red producen subsidios cruzados regresivos. A ello agrega que la relación comercial con los clientes regulados, concentrada

en las distribuidoras, no permite al usuario elegir su suministrador. Sus propuestas, formuladas en clave de lineamientos antes que de articulado, apuntan a migrar desde la empresa modelo hacia un mecanismo basado en desempeño que vincule inversiones y remuneraciones a indicadores de continuidad, atención y conexión²⁹; a integrar los recursos distribuidos en la planificación, habilitando plantas virtuales de energía y tarifas más costo-reflectivas; y a permitir la entrada gradual de comercializadores puros, con una tarifa regulada por defecto y un comercializador de último recurso.

Lo propio de este trabajo, sin embargo, no es tanto el catálogo de propuestas –en buena medida coincidente con el de los informes técnicos– sino en cuanto su jerarquización en clave de economía política. El ciclo sitúa la reforma a la distribución orientada a la calidad de servicio como la primera prioridad, sosteniendo que la integración de los recursos distribuidos debe abordarse dentro de esa misma reforma y no por separado; relega, en cambio, la apertura de la comercialización a clientes regulados, que no considera prioritaria a la luz de una evidencia internacional que califica de mixta; y formula la reforma al diseño institucional como condición necesaria de las demás reformas. Esa distinción entre lo prioritario y lo postergable, con la calidad de servicio como primer frente, sería recogida poco después por la instancia que cierra estos antecedentes.

27. Un *sandbox* regulatorio (o entorno regulatorio de pruebas) es un mecanismo mediante el cual una autoridad reguladora permite que empresas prueben productos, servicios o modelos de negocio innovadores en un entorno controlado y por un tiempo limitado, aplicando ciertas flexibilidades regulatorias y bajo supervisión. Su objetivo es facilitar la innovación sin comprometer la protección de los consumidores ni la estabilidad del mercado y resulta especialmente útil en casos de introducción de nuevas tecnologías o testeo de nueva regulación.

28. Cuando una reunión, o parte de ella, se celebra conforme a la Regla de Chatham House, los participantes tienen libertad para utilizar la información recibida, pero no podrá revelarse ni la identidad ni la afiliación del orador (o de los oradores), como tampoco la de ningún otro participante.

29. Este esquema es muy semejante al esquema inglés, denominado "RIIO". Los controles de precios de las redes de energía en el Reino Unido se conocen como RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs; es decir, Ingresos = Incentivos + Innovación + Resultados). Bajo este marco, los "ingresos" corresponden a cuánto dinero puede obtener una empresa de redes de energía; los "incentivos" la animan a buscar nuevas formas de mejorar su servicio; la "innovación" supone que encuentre nuevas maneras de proveer una red segura, confiable y sostenible, ofreciendo a la vez una buena relación calidad-precio; y los "resultados" comprenden la seguridad, la preservación del medio ambiente, la satisfacción del cliente, las obligaciones sociales, las conexiones a la red, la confiabilidad y la disponibilidad. Los controles de precios RIIO buscan incentivar a las empresas de redes de energía a apoyar la transición de Gran Bretaña hacia una energía baja en carbono, y se aplican a la transmisión de gas y electricidad, la distribución de gas y la distribución de electricidad.

El más reciente de los trabajos –y, en rigor, el que recoge y ordena a los anteriores– es el **Informe Final del Comité de Expertos para Proponer Reformas al Marco Regulatorio Vigente del Sector Eléctrico**, convocado por el Ministerio de Energía y entregado el 5 de marzo de 2026. Integrado por diez comisionados provenientes de los ámbitos académico, regulatorio y gremial –varios de ellos ex integrantes del Panel de Expertos o ex secretarios ejecutivos de la CNE–, el Comité sesionó entre diciembre de 2025 y marzo de 2026 y, aunque su encargo inicial era una revisión general del mercado eléctrico, acotó deliberadamente su análisis al segmento de distribución por estimarlo el ámbito más rezagado y el que exige transformaciones de mayor envergadura y urgencia, tomando como insumos los propios estudios del ISCI –de 2020 y 2025– y el ciclo Crecer con Energía, además de un diagnóstico anterior de la Pontificia Universidad Católica y la Comisión Nacional de Energía de 2017³⁰. Su diagnóstico no innova respecto de los trabajos que lo preceden, pero agrega un dato de historia legislativa revelador: la Ley 21.194, de 2019, que rebajó la rentabilidad de las distribuidoras y perfeccionó el proceso tarifario, comprometió una reforma estructural que habría de dividirse en tres proyectos de ley –portabilidad eléctrica, calidad de servicio y generación distribuida–, de los cuales solo el primero llegó a presentarse, en 2020, sin prosperar en su tramitación. El dato ilustra por qué la reforma de la distribución ha sido, hasta ahora, un propósito más reiterado que consumado.

En cuanto a sus propuestas, el rasgo que distingue al Comité es su articulación en dos vías. Por una parte,

un conjunto de reformas legales ordenado en cinco materias: la instalación obligatoria de un sistema de medición inteligente –entendido no como el mero medidor, sino como un sistema de medición, monitoreo y control que es lo que verdaderamente hace inteligente a una red–, con estándares de interoperabilidad y gobernanza de datos; una tarificación costo-reflectiva, con mayor diferenciación temporal (esquemas Time of Use, Critical Peak Pricing o Real Time Pricing³¹), reconocimiento del uso de la red por los recursos distribuidos y rediseño focalizado de la protección tarifaria a los clientes vulnerables; una reforma a la remuneración; la integración de los recursos energéticos distribuidos mediante la figura del operador de red de distribución y un gestor de información; y una revisión de la estructura institucional y la gobernanza del sector, cuya urgencia el Comité vincula a los episodios de 2025 –el apagón del 25F y los errores detectados en ciertos cálculos tarifarios– que expusieron problemas de coordinación entre el Ministerio, la CNE, la SEC y el CEN. Por otra parte –y en esto reside su aporte más característico–, un conjunto de medidas administrativas, de rango infralegal, que los propios organismos del sector podrían adoptar en el corto plazo mientras se tramita la reforma legal: la incorporación de tarifas flexibles en el proceso de valorización 2024-2028, la habilitación de pilotos y *sandboxes* regulatorios por la vía de los “proyectos especiales” de la SEC, y ciertos avances acotados en materia de libre elección de suministrador.

Dos definiciones del Comité merecen destacarse por su relación con los antecedentes ya reseñados. En ma-

30. El estudio está disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/09/Informe-Resumen-de-Diagnostico-CNE-PUC-dic2017.pdf>.

31. Los tres corresponden a esquemas de tarificación con diferenciación temporal (o de “respuesta de la demanda”), que entregan al usuario señales de precio variables en el tiempo para incentivar el desplazamiento del consumo hacia las horas de menor exigencia del sistema. Se distinguen por el grado de variabilidad del precio y por la antelación con que este se conoce: en la tarifa Time of Use (ToU) los precios se fijan por bloques horarios predefinidos y estables –por ejemplo, día/noche o punta/valle–, conocidos por el usuario con anticipación; en el Critical Peak Pricing (CPP) se mantiene una tarifa base sobre la que se aplica un precio considerablemente más alto durante un número acotado de horas o “eventos críticos”, notificados con escasa antelación; y en el Real Time Pricing (RTP) el precio varía de forma continua siguiendo el costo real del sistema en cada momento, trasladando al usuario su variabilidad efectiva. El Informe del Comité de Expertos los menciona como ejemplos de opciones tarifarias que reflejan las variaciones temporales del precio, mientras que el informe del ISCI y la UAI (2025) recomienda avanzar hacia tarifas del tipo ToU, partiendo por bloques básicos día/noche que evolucionen hacia una mayor granularidad.

teria de remuneración, la propuesta con mayor adhesión coincide con la línea del informe de 2025 –reconocer explícitamente el legado de activos reales de las distribuidoras para reducir la brecha estructural entre empresa real y empresa modelo, mediante un registro de activos valorizado a valor real y un esquema de obras libres y obras mandatadas–, aunque el Comité deja constancia de que no hubo unanimidad y recoge el disenso del comisionado Rodrigo Iglesias, partidario de mantener el esquema de empresa modelo, por las señales económicas eficientes que entrega a la decisión descentralizada de inversión, y de limitar la intervención del regulador a la verificación de proyectos específicos de gran envergadura. En materia de comercialización, el Comité se aparta de la mayor ambición de los informes técnicos y, en línea con la priorización de Crecer con Energía, no considera prioritario avanzar en el corto plazo hacia la portabilidad eléctrica ni hacia la figura del comercializador puro, sin perjuicio

de sugerir avances administrativos en la libre elección de suministrador y una eventual rebaja del umbral de potencia. Con todo, el hilo que atraviesa el informe –y que el Comité coloca desde su objetivo declarado– es la prioridad de elevar los estándares de calidad y seguridad del suministro: el mismo eje sobre el cual se ordena la sección siguiente.

6. CALIDAD DE SERVICIO COMO EJE DE LA REFORMA

6.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS PRESUPUESTOS FAMILIARES Y ELECTRICIDAD

De acuerdo a la IX Encuesta de Presupuestos Familiares, en las capitales regionales del país, el gasto promedio mensual de un hogar asciende a \$1.451.782 en pesos corrientes, excluyendo el arriendo imputado. Esta cifra resume el presupuesto que una familia representativa destina cada mes al conjunto de bienes y servicios de su vida cotidiana, y ofrece el marco para situar el peso que tiene la energía dentro de esa estructura.

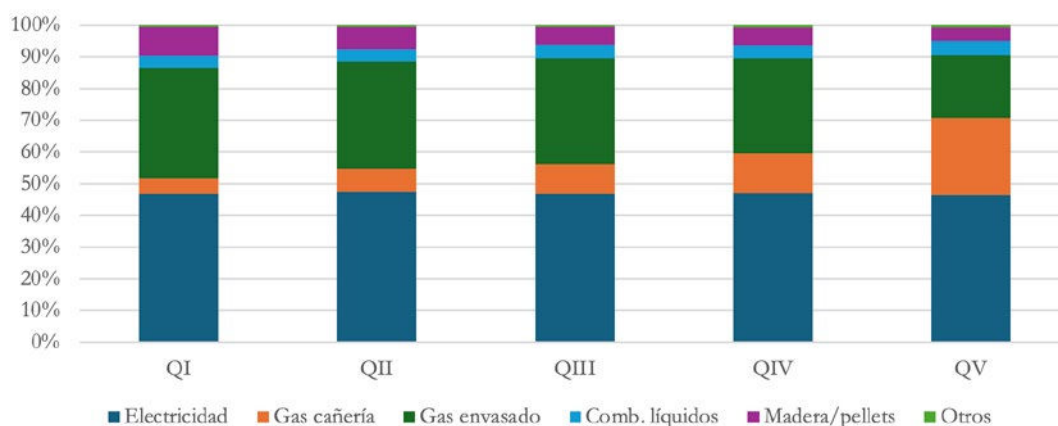
El presupuesto está encabezado por la alimentación y las bebidas no alcohólicas, que concentran el 21,2% del gasto total (\$307.947): es el único rubro que por sí solo supera la quinta parte del presupuesto. En segundo lugar, se ubica la división de vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles, con un 16,0% (\$232.879), seguida muy de cerca por el transporte, con un 15,0% (\$217.905). Entre estos tres rubros se explica más de la mitad del gasto de los hogares.

Por debajo se despliega un bloque intermedio –salud (7,9%), información y comunicación (6,7%), restaurantes y alojamiento (6,1%) y muebles y equipamiento

del hogar (6,1%)– y un tramo final de menor participación, compuesto por seguros y servicios financieros (4,5%), recreación (4,4%), educación (4,0%), cuidado personal (3,7%), vestuario y calzado (2,8%) y, al fondo, bebidas alcohólicas y tabaco (1,5%). Es dentro de la segunda división –la de vivienda– donde se aloja el gasto en energía, y allí se dirige el análisis.

El grupo de electricidad, gas y otros combustibles (grupo 04.5 de la Encuesta de Presupuestos Familiares, EPF) representa un gasto mensual de \$63.249 por hogar, equivalente al 4,4% del presupuesto total en el promedio de las capitales regionales. Es una fracción modesta, pero de carácter esencial: se trata de servicios difícilmente sustituibles o postergables, lo que otorga a este gasto una rigidez que otros rubros no tienen.

Al abrir ese 4,4% por tipo de fuente, la electricidad domina la canasta energética con cerca del 47% del gasto del grupo. Le siguen el gas envasado (29,2%), el gas natural por cañería (13,1%), la leña y los pellets (6,0%) y un remanente de combustibles líquidos y otras fuentes (4,8%). Pero esta foto promedio esconde lo más relevante: la composición no es la misma en todos los hogares, y cada fuente se comporta de manera distinta según el nivel de ingreso.

Figura 2 Composición del gasto en energéticos por quintil (porcentaje)

Fuente: elaboración propia con datos del INE, IX Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF).

Al observar cómo cambia la participación de cada fuente entre el quintil de menores ingresos (QI) y el de mayores ingresos (QV), emergen tres patrones nítidos: uno estable, uno progresivo y dos regresivos (figura N°2). Esta distinción es la clave para caracterizar el gasto energético, porque revela que detrás de un promedio aparentemente neutro conviven realidades opuestas.

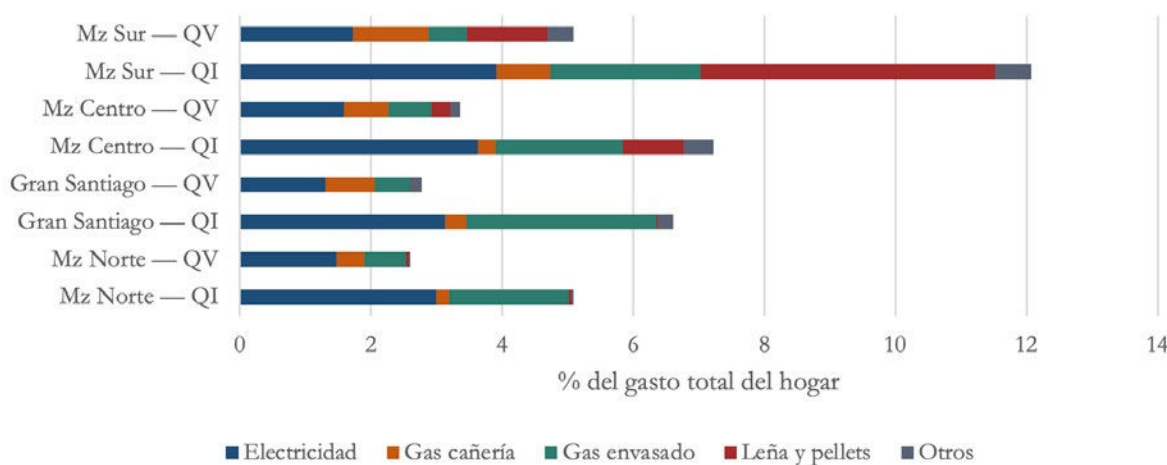
La electricidad encarna el patrón estable: mantiene una participación en torno al 47% del gasto energético en todos los quintiles (rango 46,6%–47,4%). Es el único producto cuyo peso dentro de la canasta no depende del ingreso. Sin embargo, medida contra el presupuesto total del hogar, la electricidad es claramente regresiva: el QI le destina el 3,3% de su gasto y el QV solo el 1,4%, una razón de 2,4 veces. En términos absolutos el QV gasta 1,8 veces lo que gasta el QI, pero al reordenar los hogares por ingreso per cápita la brecha se reduce a apenas 1,2 veces, lo que indica que el consumo eléctrico por persona es notablemente homogéneo y que buena parte de la diferencia responde al tamaño de los hogares.

El gas natural por cañería representa el patrón pro-

gresivo en su forma más extrema: su participación en la canasta energética salta del 4,8% en el QI al 24,3% en el QV, y en términos absolutos el quintil de más ingresos gasta 9,4 veces lo que gasta el de menos ingresos –la mayor brecha socioeconómica de todos los productos energéticos–. Este comportamiento no refleja una preferencia, sino un acceso diferencial condicionado por la infraestructura: la red de gas por cañería está concentrada en zonas de mayor ingreso.

En el extremo opuesto se sitúan los componentes regresivos de la canasta: el gas envasado (el balón de gas) y la leña y los pellets. El gas envasado reduce su participación del 34,8% en el QI al 19,7% en el QV, y la leña cae del 9,1% al 4,2%. Son las fuentes características de los hogares de menores ingresos –de acceso inmediato, sin necesidad de infraestructura de red, pero de mayor costo unitario y menor eficiencia–. Su peso decreciente a medida que sube el ingreso es la contracara del avance del gas por cañería.

Leídos en simultáneo, estos patrones describen una transición energética a lo largo de la escala de ingresos: a medida que los hogares ascienden de quintil, migran desde el gas envasado y la leña hacia el gas natural

Figura 3 Estructura del gasto en energéticos – QI vs. QV por macrozona (% del gasto total del hogar)

Fuente: elaboración propia con datos del INE, IX Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF).

por cañería, mientras la electricidad conserva su peso como columna vertebral del consumo. No es un crecimiento proporcional del gasto, sino una sustitución de fuentes gobernada por el acceso a infraestructura. La estructura del propio grupo 04.5 de la EPF, medida como porcentaje del presupuesto total es, a su vez, regresiva: pasa del 7,0% en el QI al 3,0% en el QV –2,3 veces– confirmando que la energía grava con más fuerza los presupuestos más estrechos.

A la desigualdad de consumo por ingreso se superpone una brecha geográfica de magnitud comparable. La Macrozona Sur gasta 1,9 veces más en energéticos que la Macrozona Norte y dedica el 7,3% de su presupuesto a este grupo, frente al 3,6% del norte (figura N°3). El caso más agudo es el QI del sur, donde el gasto energético alcanza el 12,1% del presupuesto del hogar –casi el triple del promedio nacional. De hecho, los tres primeros lugares del ranking de carga energética corresponden a los quintiles I, II y III de la Macrozona Sur, un patrón territorial y socioeconómicamente concentrado.

El gasto en energéticos de los hogares combina así una

dimensión invariante y una dimensión variable. La invariante es la electricidad, que mantiene su peso dentro de la canasta energética en todos los quintiles y actúa como bien de demanda transversal y esencial. La variable es la composición del resto de las fuentes, que se reorganiza con el ingreso –del balón de gas y la leña hacia el gas por cañería– y con la geografía –con la Macrozona Sur como caso extremo–. Ingreso y zona geográfica operan como dos ejes independientes que, sumados, definen la carga energética real de cada hogar; y sobre ambos se proyecta el rasgo distributivo central: por más estable que sea en su composición, la energía pesa proporcionalmente más sobre los presupuestos de los hogares de menos ingresos.

A partir de estos datos la calidad de servicio toma una dimensión fundamental: desde la política pública la pregunta que cabe formular es de qué manera se pueden incentivar inversiones de forma tal que la electricidad pueda desplazar energéticos menos eficientes y más contaminantes, tales como la leña. La confiabilidad del servicio y los precios accesibles son variables que deben tenerse presentes. Sobre este punto volveremos al final de la sección.

6.2. CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO

En Chile, la calidad del servicio eléctrico en distribución se rige por la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (NTD), cuya versión vigente –abril de 2024– conserva de sus antecesoras (diciembre de 2017 y diciembre de 2019) la definición de calidad de servicio y la formulación de los indicadores, aunque ajusta sus reglas de cómputo y desagrega la clasificación de redes. La norma define la calidad de servicio como el “conjunto de propiedades y estándares que son inherentes a la actividad de distribución de electricidad, y que constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse”, y precisa que ella “se determina conjuntamente” por tres componentes: la calidad de producto, la calidad de suministro y la calidad comercial (NTD, artículo 1°-4).

Cada componente atiende una dimensión distinta del servicio. La calidad de producto califica “el producto entregado por la Empresa Distribuidora”, caracterizado por “la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro”; se ocupa, en otras palabras, de los atributos de la onda de voltaje. La calidad comercial califica el servicio comercial y la atención prestada al cliente –plazos de restablecimiento, información, medición y facturación, y la atención y conexión de nuevos suministros–. Y la calidad de suministro, que es la dimensión que interesa a este trabajo, califica “el suministro entregado por la Empresa Distribuidora” y se caracteriza “por la frecuencia, la profundidad y la duración de las Interrupciones de Suministro”. Mide, en definitiva, la continuidad: cuán a menudo y por cuánto tiempo el cliente queda sin electricidad.

6.2.1. Indicadores SAIDI y SAIFI

Dentro de la calidad de suministro, la NTD establece los indicadores globales de continuidad en su Artículo 4°-2, “Indicadores Globales de Interrupción de Suministro” (denominado “Interrupciones de Suministro Globales” en las versiones de 2017 y 2019), definidos por área de control sobre un periodo de evaluación de doce meses consecutivos. Los dos indicadores centrales, de uso internacional, son el SAIFI y el SAIDI.

El SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), o frecuencia media de interrupción por cliente, mide cuántas veces se interrumpe el suministro al cliente promedio en el año: se obtiene acumulando, sobre todas las interrupciones del periodo, los clientes afectados por cada una, y dividiendo ese total por el número medio de clientes conectados. El SAIDI (System Average Interruption Duration Index), o tiempo medio de interrupción por cliente, mide cuántas horas acumula sin suministro el cliente promedio en el año: su cálculo es análogo, pero ponderando cada interrupción por su duración, de modo que el numerador corresponde a las horas-cliente de interrupción y el denominador, nuevamente, al número medio de clientes conectados.

En ambos casos se computan únicamente los clientes que sufrieron una interrupción de suministro mayor a tres minutos producto de las fallas o desconexiones ocurridas en el periodo. El denominador mencionado anteriormente –los clientes conectados– es el promedio de la cantidad total de clientes conectados al sistema de distribución en el área de control durante los doce meses del periodo de evaluación, de modo que el SAIDI expresa las horas de interrupción que acumula el cliente promedio en un año, y el SAIFI, el número de interrupciones que ese cliente promedio sufre³².

32. Formalmente, el Artículo 4-2 de la NTD define ambos indicadores, para cada área de control j , como

$$SAIFI_j = \frac{\sum_i^N Client_{fsi,j}}{Client_{inst,j}} \text{ y } SAIDI_j = \frac{\sum_i^N Client_{fsi,j} \cdot t_{i,c}}{Client_{inst,j}},$$

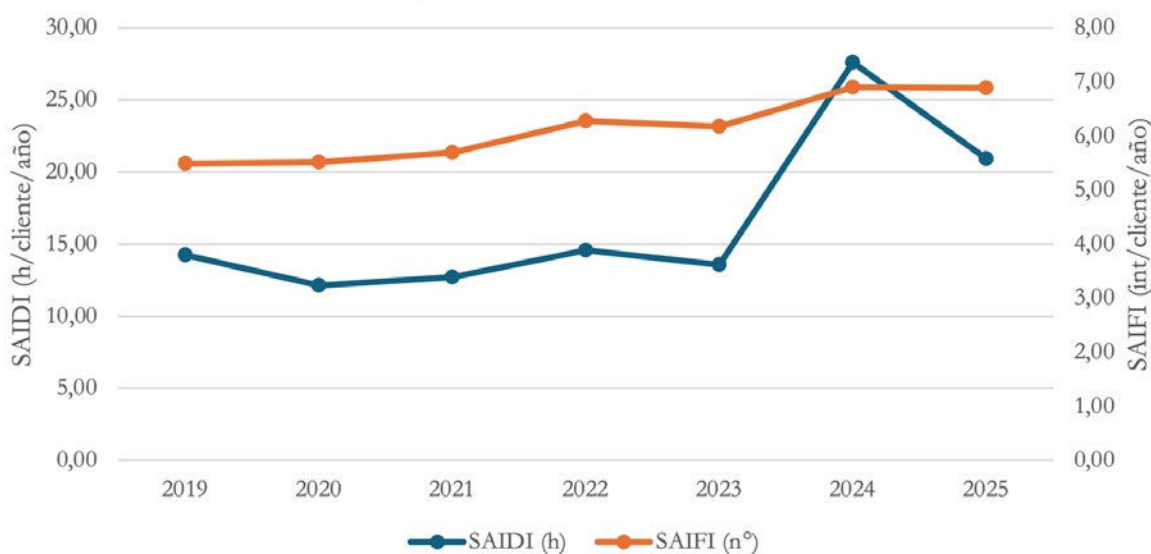
donde $Client_{fsi,j}$ corresponde a la cantidad total de clientes conectados al sistema de distribución en el área de control j que sufrieron una interrupción de suministro mayor a tres minutos producto de la falla o desconexión i ; $Client_{inst,j}$, al promedio de la cantidad total de clientes conectados al sistema en dicha área durante el periodo de evaluación de doce meses consecutivos; N , al número total de interrupciones del periodo que afectaron a clientes del área de control j ; y $t_{i,c}$, al tiempo total en que el cliente c se vio afectado por una interrupción mayor a tres minutos producto de la falla o desconexión i .

De esta construcción se desprende qué mide cada indicador y cómo se vinculan. Ambos son promedios por cliente y consideran las interrupciones sostenidas –superiores a tres minutos– que experimenta el cliente. Conviene precisar que la serie que este trabajo presenta y analiza corresponde al SAIDI total, esto es, incluye todas las interrupciones cualquiera sea su atribución –comprendidas las de fuerza mayor, las de causa externa y las ocurridas en Estado Anormal del sistema, como el apagón del 25F–. La exclusión de los estados anormales, de la fuerza mayor y de las demás causales normativas queda reservada para el indicador de cumplimiento del Artículo 4°-2 de la NTD, que mide la responsabilidad exigible a la distribuidora y que se aborda más adelante en la sección de atribución. El SAIFI captura la frecuencia de las interrupciones (cuántos cortes) y el SAIDI su duración total acumulada

(cuántas horas). La relación entre ambos expresa la duración media por interrupción. Leídos en conjunto, permiten distinguir si un deterioro de la continuidad obedece a cortes más frecuentes o a cortes más prolongados.

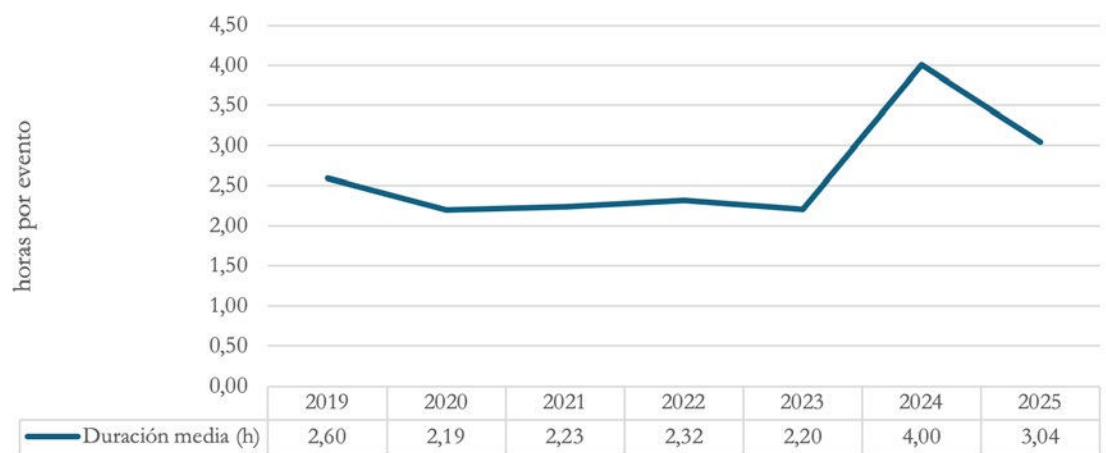
Si se observa la evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI entre 2019 y 2025 (figura N°4) se puede apreciar que los años 2024 y 2025 presentan valores especialmente anómalos en el primero, mientras que el segundo refleja un alza leve, pero significativa en términos relativos. Las causas del incremento del SAIDI para 2024 y 2025 son conocidas: en 2024, los incendios en las ciudades de Viña del Mar y Quilpué en febrero, por una parte, y por la otra, el temporal que afectó a la Región Metropolitana en agosto. Asimismo, el SAIDI de 2025 está fuertemente afectado por el apagón de febrero de dicho año.

Figura 4 SAIDI y SAIFI nacional (2019–2025)



Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

Figura 5 Duración media por interrupción (SAIDI/SAIFI)



Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

La duración media de las interrupciones, por su parte, corresponde al cociente SAIDI/SAIFI y mide cuánto dura –en promedio– un corte individual desde la perspectiva del cliente: las horas totales sin suministro del cliente promedio (SAIDI) divididas por el número de cortes que sufre (SAIFI) dan las horas por corte.

Lo que captura es la extensión o severidad de cada evento, con independencia de su frecuencia. Es la variable que separa el “cuánto tiempo” del “cuántas veces”: dos sistemas con el mismo SAIDI pueden tener perfiles muy distintos –muchos cortes breves (duración media baja) o pocos cortes largos (duración media alta)–, y la duración media es justo lo que los distingue. Sube cuando la reposición del suministro toma más tiempo (localización de la falla, despacho de cuadrillas, capacidad de reconfigurar la red para re-alimentar) y baja cuando la restauración es rápida.

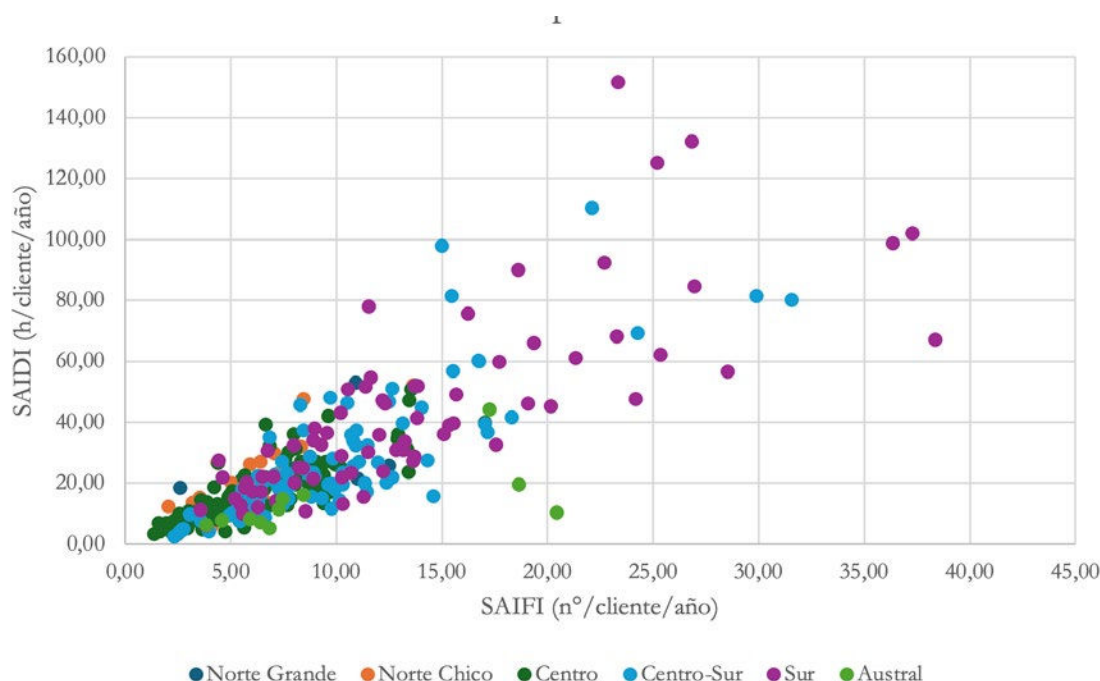
En los años normales (2019–2023), y tal como muestra la figura N°5, la media nacional fue de 2,3 horas por interrupción; los valores anómalos se concen-

tran, nuevamente, en 2024 y 2025 por las razones ya esbozadas. De esta forma, tanto 2024 como 2025 no son años que permitan, naturalmente, servir de comparación o fundamento para políticas públicas que tengan la pretensión de abordar problemas más o menos estructurales.

Sin embargo, los promedios, como suele ocurrir, enmascaran movimientos que, desagregados, resultan de interés para el análisis. Las figuras N°6, N°7 y N°8 muestran cómo en un año normal (2019) los índices SAIDI/SAIFI se relacionan con años atípicos como 2024 o 2025.

Las figuras recién mencionadas son diagramas de dispersión que ubican a cada comuna del país según su SAIFI (número de interrupciones por cliente al año, eje horizontal) y su SAIDI (horas de interrupción por cliente al año, eje vertical), diferenciando por color las seis macrozonas en que se dividen para facilitar su visualización. Las cifras promedio que se presentan a continuación corresponden a promedios comunales simples³³. En 2019, el conjunto

33. Se trata de promedios comunales simples: la media aritmética de los valores de cada comuna, sin ponderar por su número de clientes. Difieren de las figuras N°4 y N°5, cuyos indicadores nacionales corresponden a promedios ponderados por clientes; por ello sus niveles no son directamente comparables con los de estos gráficos.

Figura 6 Calidad de servicio por comuna – 2019

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

de 327 comunas³⁴ mostraba un SAIDI promedio de 25,7 horas y un SAIFI promedio de 8,9 interrupciones, con una relación muy estrecha entre ambos indicadores (correlación de 0,83): las comunas con más cortes tendían también a acumular más horas sin suministro. La dispersión estaba dominada por localidades del sur –Lumaco (152 h), Lonquimay (132 h) y Curarrehue (125 h)– frente a comunas urbanas de la zona central como Penco, Macul y Las Condes, todas bajo 3,5 horas. Por macrozona, el Sur (43 h promedio) y el Centro-Sur concentraban la peor calidad, mientras que la Austral (13,7 h) y Centro (15,6 h) exhibían el mejor desempeño.

En 2024 el panorama se deteriora de forma generalizada: el SAIDI promedio sube a 36,7 horas y el SAIFI a 10,1, y la nube de puntos se desplaza hacia arriba y a la derecha. La correlación entre cortes y horas se debilita (0,60), señal de eventos de larga duración concentrados en comunas puntuales más que de un aumento parejo de la frecuencia. Los peores casos ya no provienen solo del extremo sur: aparecen Lampa (143 h) en la zona central –cuyo registro extremo responde al temporal de agosto, según veremos enseguida–, Tirúa (139 h), Cobquecura y La Higuera (125 h cada una). El Sur sigue siendo la macrozona más afectada (48,9 h), pero destaca el empeoramiento del Centro

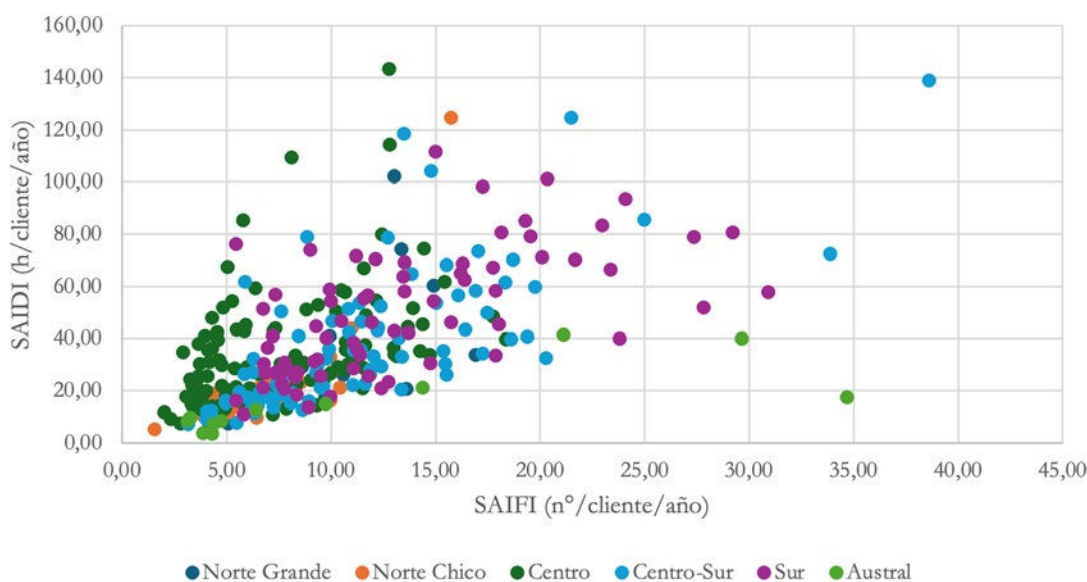
34. Cabe tener presente que existen en Chile comunas y localidades cuyo suministro proviene de sistemas eléctricos categorizados como aislados, esto es, sistemas con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1.500 kW que se encuentran desconectados del sistema eléctrico nacional y que el artículo 10-3 de la Ley General de Servicios Eléctricos, incorporado por la Ley N° 21.804, denomina "sistemas aislados para pequeños consumidores". Atendida su reducida escala, estos sistemas quedan al margen del régimen general de calidad de servicio, pues el propio artículo 10-3 declara que, por su ubicación, nivel de demanda u otras características particulares, "no resulta pertinente ni favorable someterlos a los estándares normativos de un sistema mediano"; en consecuencia, en dichas comunas no se mide el indicador SAIDI, que da cuenta de la duración promedio de las interrupciones de suministro que experimentan los usuarios.

(32,9 h, más del doble que en 2019). Austral mantiene el mejor promedio (15,6 h), con Cabo de Hornos y Porvenir entre las comunas de mejor servicio.

Dos eventos excepcionales de 2024 ayudan a explicar por qué el deterioro se concentró también en comunas urbanas normalmente bien evaluadas, desalineando la lectura territorial habitual. El primero fueron los incendios forestales de febrero en la Región de Valparaíso, que afectaron gravemente a Viña del Mar y Quilpué³⁵. El segundo fue el sistema frontal de comienzos de agosto que azotó la zona central: con ráfagas de hasta 124 km/h registradas en la Región Metropolitana, derribó cerca de 800 postes y unos 2.000 árboles en la zona de concesión de Enel

Distribución –dejando más de 12 kilómetros de red de media tensión en el suelo– y mantuvo sin suministro a más de un millón de personas, al punto de que el Gobierno inició el procedimiento de caducidad de la concesión³⁶. Ambos episodios, de carácter catastrófico y acotado en el tiempo, afectan los promedios de 2024 en la macrozona Centro y en el Gran Santiago –Lampa entre ellas– y explican buena parte de la desalineación de las zonas urbanas (en verde) respecto de su patrón histórico. Asimismo, por el efecto ponderado de la medición anual, al haberse visto afectadas zonas muy densamente pobladas, el 2024 es el año con peor SAIDI del registro; pero de ello, como vemos, no se puede concluir que haya un problema a nivel de redes de distribución.

Figura 7 Calidad de servicio por comuna – 2024



Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

35. Informe de daños. Incendios 02 y 03 de febrero de 2024, Viña del Mar (Región de Valparaíso). Fase de Rehabilitación y Reconstrucción. Disponible en bibliotecadigital.ciren.cl.

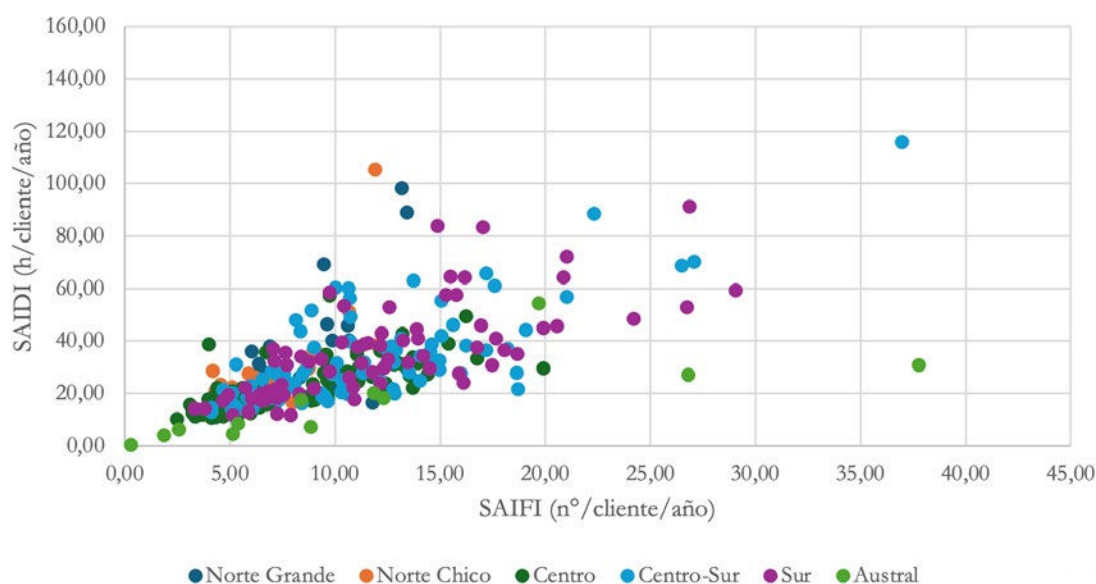
36. Nicolás Durante, «El oscuro momento de Enel: 12 km de red en el suelo...», Diario Financiero (DF MAS), 10 de agosto de 2024. Disponible en <https://www.df.cl/df-mas/por-dentro/el-oscuro-momento-de-enel-12-km-de-red-en-el-suelo-la-amenaza-del>. Cabe señalar que este año, el Gobierno dio por terminado el procedimiento de caducidad, manteniéndose, en consecuencia, la concesión. Véase <https://www.emol.com/noticias/Economia/2026/04/30/1198804/gobierno-mantendra-concesion-enel-caducidad.html>.

En 2025 se observa una recuperación parcial: el SAIDI promedio baja a 28,8 horas y el máximo cede a 115,8 h (Tirúa), aunque sin retornar a los niveles de 2019. La correlación intermedia (0,68) refleja un comportamiento mixto. El cambio más llamativo es territorial: el Norte Grande pasa a ser la macrozona con peor SAIDI promedio (44,8 h), superando incluso al Sur (35,7 h), mientras el Centro mejora notablemente (20,5 h) y Austral se mantiene como el mejor (16,5 h, con Torres del Paine prácticamente sin interrupciones). En los tres años, una fracción cercana a la mitad de las comunas graficadas tiene 10.000 clientes o menos: más de la mitad en 2019 y cerca de la mitad en 2025 (189 y 154, respectivamente); son estas localidades pequeñas, rurales y aisladas las que explican los valores extremos.

El deterioro de 2025 está marcado, además, por el apagón del 25 de febrero de ese año: cerca de las 15:16 horas, la apertura de los dos circuitos de la línea de

500 kV Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar – originada en una falla de los sistemas de protección y telecomunicaciones de ISA InterChile, sin que mediara un cortocircuito– se propagó a todo el Sistema Eléctrico Nacional y provocó un apagón generalizado que interrumpió el suministro desde Arica hasta la Región de Los Lagos. El subsistema eléctrico de la zona centro-sur del país colapsó unos 4,5 segundos después del inicio de la falla y, minutos más tarde, cayó el subsistema norte, dejando sin electricidad a gran parte del país. El informe técnico concluyó que el colapso total podría haberse evitado si las unidades de generación no se hubiesen desconectado anticipadamente y si los esquemas de control de contingencia hubiesen operado según lo instruido³⁷. Aquí la dispersión vuelve a tomar una forma parecida a 2019: a diferencia de los hechos de 2024, el evento de 2025 solo incrementó las horas de interrupción, pero de manera equitativa para todas las comunas que se vieron afectadas.

Figura 8 Calidad de servicio por comuna – 2025



Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

37. Universidad de Chile para el CEN, «Informe final. Asesoría análisis sistémico del evento del 25/02/2025», Santiago, julio de 2025. Disponible en https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/08/InformeCEN_FINAL.pdf.

Vistos en conjunto, los tres años analizados permiten extraer varias lecturas que trascienden la fotografía de cada corte anual. La primera es que la frecuencia y la duración de las interrupciones pueden desacoplarse: aunque el número de cortes (SAIFI) y las horas sin suministro (SAIDI) tienden a moverse juntos –en 2019 su correlación era alta (0,83)–, la serie muestra que llegan a separarse, pues en 2024 la correlación cayó a 0,60 y el tiempo promedio (simple) por interrupción subió de 2,9 a 3,6 horas por evento, para regresar a 2,9 en 2025³⁸. El deterioro de 2024 fue, entonces, esencialmente de duración y no de frecuencia: no hubo tantos más cortes, sino cortes más largos concentrados en comunas puntuales por eventos de naturaleza excepcional.

Un segundo elemento es que lo observado en el norte en 2025 responde a un evento sistémico y no a una tendencia estructural. Ese año el Norte Grande pasa a exhibir el peor SAIDI promedio por macrozona (44,8 horas), pero el salto está dominado por el apagón nacional del 25F: según la asesoría de la Universidad de Chile para el Coordinador Eléctrico Nacional, la contingencia provocó una interrupción total del suministro desde Arica hasta la región de Los Lagos, se originó en la línea Nueva Maitencillo–Nueva Pan de Azúcar 500 kV, en el Norte Chico, y se propagó a todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El dato no debe leerse, por tanto, como un desplazamiento estructural del problema hacia el norte, sino como la huella de una contingencia puntual de alcance nacional, de modo que cualquier comparación entre macrozonas en 2025 debería controlar por la geografía de ese apagón.

En esa misma línea, la macrozona Austral no resulta directamente comparable con el resto del país. Aysén y Magallanes presentan el SAIDI más bajo y estable de toda la serie (13,7 / 15,6 / 16,5 horas), pero ope-

ran en sistemas medianos aislados, fuera del Sistema Eléctrico Nacional, con generación local, redes cortas y sin exposición a las grandes líneas de transmisión ni a eventos como el 25F. Su buen desempeño obedece a una arquitectura eléctrica y a factores de riesgo distintos –y, probablemente, a marcos regulatorios y de medición propios– más que a una mejor gestión sobre un mismo sistema, de manera que conviene interpretarlo como una referencia separada y no como el “líder” de un ranking común; incluirlo sin distinción en los agregados nacionales termina por contaminar la comparación.

Más allá de estas particularidades territoriales, la serie revela un núcleo estructural de comunas con mala calidad persistente. Veintinueve de las 327 comunas permanecen en el quintil más desfavorable de SAIDI –las 65 comunas de peor indicador de cada año– en los tres años analizados –dieciocho de ellas, incluso, dentro del 15% peor–, un núcleo predominantemente rural que se concentra en las macrozonas Sur y Centro-Sur (Araucanía, Biobío y Los Ríos), con casos como Tirúa, Lumaco, Cunco, Melipeuco, Lonquimay, Ercilla o Saavedra. El patrón apunta a causas estructurales: aislamiento geográfico, alta exposición climática y extensas redes rurales. En contraste, comunas del norte que también registran valores altos, como La Higuera (de 47 a 125 y luego a 105 h) o Pica (de 52 a 102 y a 98 h), corresponden a deterioros recientes de 2024-2025 ligados al entorno del 25F y no a una cronicidad de largo plazo.

Ese núcleo se explica, en buena medida, por una brecha urbano-rural marcada. Son, como anticipamos, localidades pequeñas, rurales y aisladas las que generan casi todos los valores extremos, mientras los grandes centros urbanos mantienen un orden de magnitud por debajo: en los años normales, las comunas de más de cien mil clientes exhiben SAIDI medianos en

38. Misma situación que señala la nota N°33.

torno a 6-8 horas –y las comunas de mejor desempeño de 2019, como Penco, Macul y Las Condes, estaban bajo 3,5 horas–, frente a comunas rurales críticas que llegan a superar las 100 horas. El promedio nacional queda así fuertemente arrastrado por la mala calidad de muchas comunas rurales, lo que sugiere que las políticas de mejora deberían focalizarse en ese segmento.

En conclusión, entre 2019 y 2025 la calidad del suministro se volvió más frágil y no ha recuperado su línea base: el sistema es hoy más vulnerable, sobre todo en la duración de los eventos y en su dispersión rural. Buena parte de la aparente reconfiguración territorial de 2025 –el norte “empeorando” y el extremo sur “mejorando”– es un espejismo, pues el norte refleja un apagón sistémico puntual y la zona Austral simplemente quedó fuera de él por tratarse de un sistema aislado. Descontados esos efectos, lo que persiste es un patrón estable y estructural: un grupo acotado de comunas rurales del centro-sur y sur del país concentra crónicamente la peor calidad, mientras los grandes centros urbanos gozan de un servicio muy superior. La lectura de política pública debe ser priorizar la resiliencia frente a eventos mayores y focalizar la inversión en las comunas rurales, tratando por separado a los sistemas aislados.

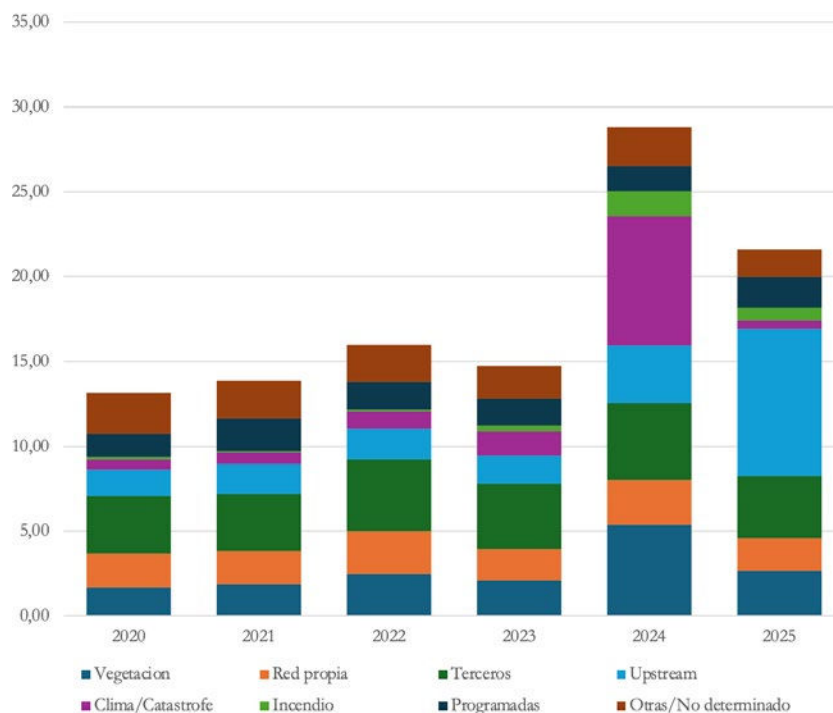
6.2.2. SAIDI y SAIFI con relación a las causas y atribuciones de origen

Los indicadores de continuidad admiten dos lecturas complementarias que conviene no confundir. Una es la causa que produjo la interrupción: un árbol sobre la línea, la falla de un equipo, un evento climático, una desconexión aguas arriba. La otra es su atribución, esto es, la calificación que la SEC asigna a cada interrupción según dónde se origina y a quién resulta imputable: “Interna” cuando ocurre en instalaciones de la empresa distribuidora por causas que no son de fuerza mayor; “Externa” cuando ocurre en insta-

laciones que no son suyas –típicamente los segmentos de generación o transmisión–; y “Fuerza Mayor” cuando, ocurriendo en sus instalaciones, obedece a un caso fortuito. Causa y atribución responden a preguntas distintas –el qué y el a quién– y no coinciden de manera mecánica. El aporte de esta sección es cruzarlas, observar cómo se distribuyen entre las comunas según su nivel de servicio, y seguir su evolución en el tiempo.

La figura N°9 descompone el SAIDI nacional según la causa de las interrupciones entre 2020 y 2025. Lo primero que revela es que no hay una causa única ni permanente: la que domina cambia de un año a otro. En los años normales (2020–2023) el mayor aporte proviene sistemáticamente de terceros –choques de vehículos, robo o intervención de instalaciones–, en torno a una cuarta parte del SAIDI. En 2024 ese primer lugar lo desplaza el clima y los eventos catastróficos, que pasan a explicar en torno al 27% del total; y en 2025 la posición dominante la ocupa, de manera abrupta, la causa externa de generación y transmisión, que alcanza el 40%. La vegetación –caída de árboles y contacto de ramas– ocupa a lo largo de todo el período una posición intermedia (entre 12% y 19%, nunca la mayor), y el defecto de la red propia y las desconexiones programadas completan el cuadro en proporciones menores.

Esta descomposición, construida directamente sobre los registros de la SEC, corrobora con dato primario lo que la sección anterior atribuía a episodios concretos: el salto de 2024 coincide con los incendios de febrero en Valparaíso y con el temporal de agosto en la zona central –de ahí el peso simultáneo de clima y vegetación–, y el de 2025 con el apagón del 25F, un evento originado en la transmisión que la clasificación de causa recoge íntegramente como externo de generación y transmisión. No se trata, entonces, de una inferencia sobre los eventos, sino de su huella en la propia estructura de los datos.

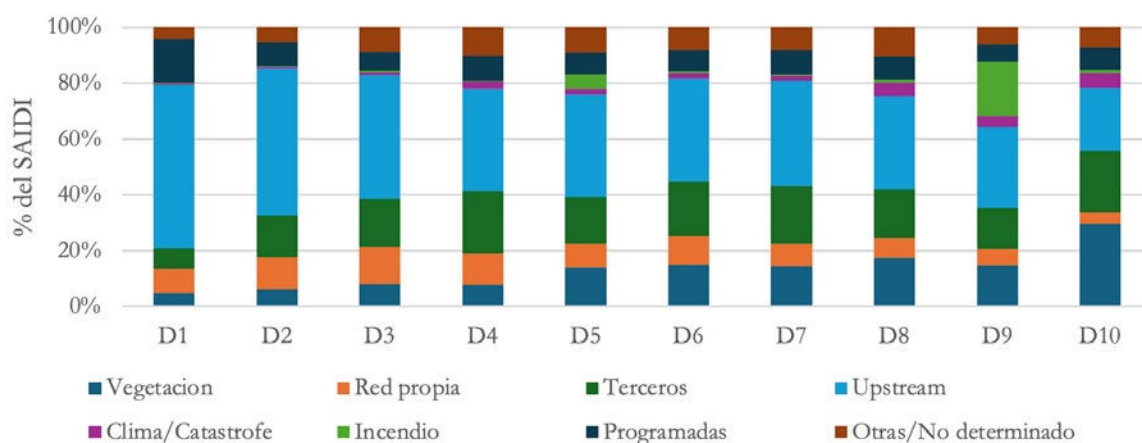
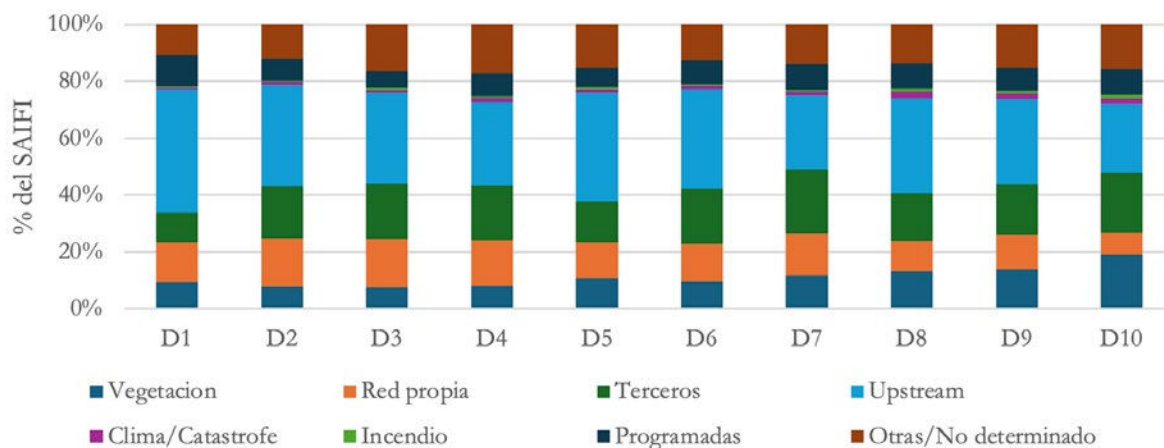
Figura 9 SAIDI nacional por causa (magnitud)

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.³⁹

Los promedios nacionales, sin embargo, ocultan una estructura que solo emerge al desagregar por comuna. La figura N°10 ordena las comunas por su nivel de SAIDI, de mejor a peor desempeño, y muestra de qué se compone ese SAIDI en cada tramo. La lectura de izquierda a derecha –de la mejor a la peor calidad– es nítida: a medida que el servicio se degrada, crece el peso de las causas ambientales (clima, vegetación e incendio) y de la fuerza mayor, y disminuye el de las causas propiamente de red –el defecto de material o de mantenimiento– y el de terceros. **Dicho de otro modo, las peores comunas no lo son, principalmente, por fallas de sus equipos, sino por su exposición al entorno.**

El mismo ejercicio revela que el SAIDI y el SAIFI no cuentan la misma historia. Una causa puede pesar mucho en la duración total (SAIDI) y poco en la frecuencia (SAIFI), o a la inversa. El caso más claro es el de las externas de generación y transmisión: en las comunas con mejor desempeño de 2025 explican cerca del 59% del SAIDI, pero solo el 43% del SAIFI, señal de que producen cortes largos, aunque poco frecuentes (consistente con un evento sistémico como un apagón). Leídos en conjunto, ambos indicadores permiten distinguir si una causa deteriora el servicio por la vía de cortes más numerosos o de cortes más prolongados.

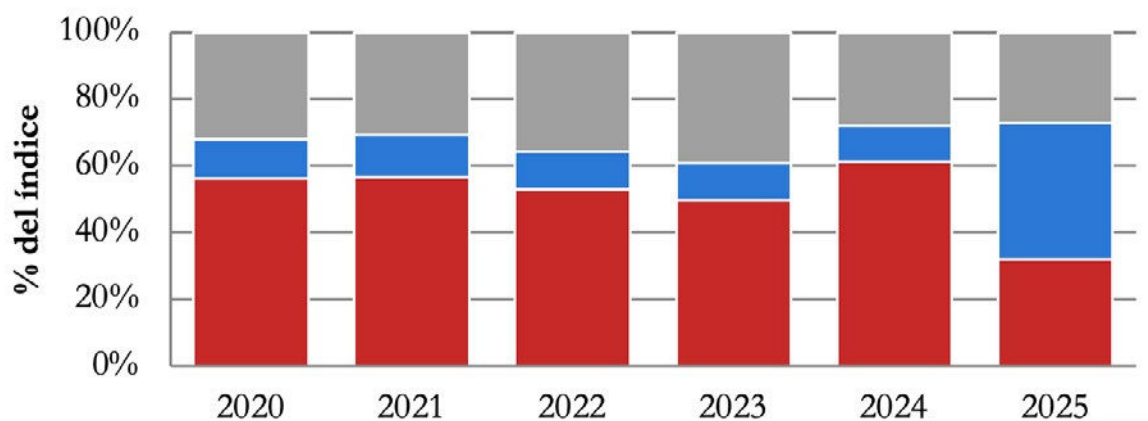
39. Upstream se refiere a las fallas originadas fuera del sistema de distribución, es decir, a nivel de generación o transmisión.

Figura 10 2025 · SAIDI por causa**Figura 11** 2025 · SAIFI por causa

Al pasar del eje de la causa al de la atribución, la figura N°12 descompone el SAIDI nacional según la calificación de la SEC (interna, externa o fuerza mayor).

En 2024, pese a tratarse de un año de eventos climáticos, la mayor parte del SAIDI se calificó con causa “interna”, es decir, imputable a la concesionaria,

en cerca del 61% de las horas de interrupción: buena parte del daño por temporal y vegetación se atribuyó a la empresa, bajo el estándar de que la poda y el reforzamiento de la red son de su cargo. En 2025, en cambio, la irrupción de la causa externa (con cerca del 41%) está asociada al apagón, originado fuera de la distribución.

Figura 12 SAIDI por atribución

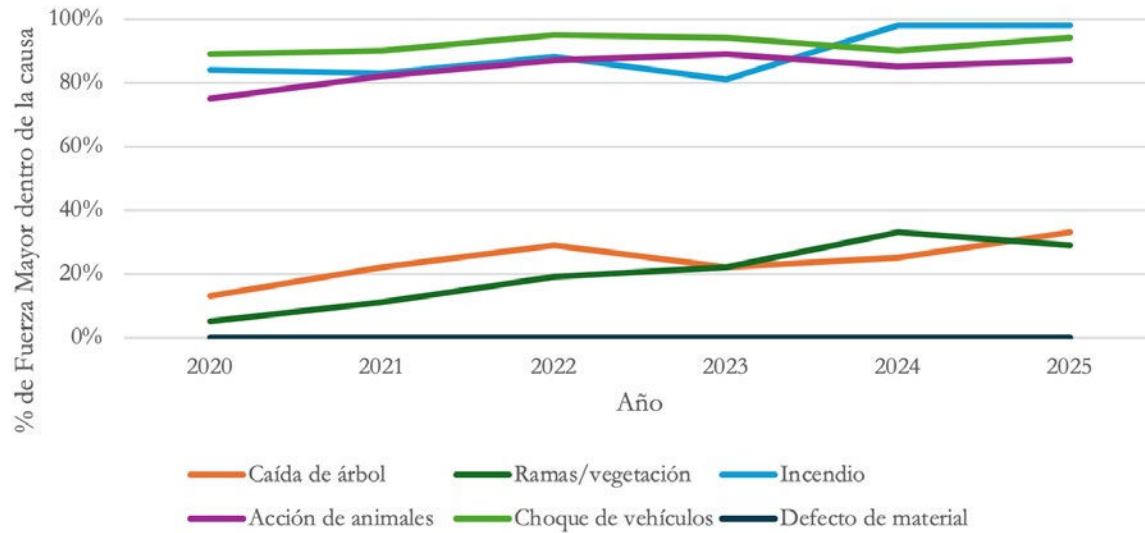
Composición del SAIDI nacional por atribución (Externa/Interna/Fuerza Mayor).

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

Esta distinción tiene una consecuencia de la mayor relevancia para una discusión regulatoria: la serie que hemos venido presentando corresponde al SAIDI total, es decir, a todas las interrupciones que experimenta el cliente, cualquiera sea su atribución. Pero el indicador contra el cual la norma técnica mide el cumplimiento de los estándares es más angosto: el Artículo 4°-2 de la NTD excluye del cómputo las interrupciones solicitadas por el propio usuario, las calificadas por la Superintendencia como fuerza mayor o caso fortuito, las Desconexiones de Emergencia efectuadas conforme al procedimiento normativo y las asociadas a un Estado Anormal o a un Estado Anormal Agravado del par comuna-empresa respectivo. El SAIDI total mide la calidad experimentada; el SAIDI de cumplimiento (o normativo) mide la responsabilidad exigible. Ambos son legítimos, pero responden a preguntas distintas, y confundirlos –comparar, por ejemplo, el SAIDI total contra los límites normativos– conduce a error.

Otra observación llamativa es la forma en que un mismo evento físico es tratado normativamente. La deriva más nítida es la de la vegetación: en 2020, apenas el

13% de las horas de interrupción por caída de árboles se calificó como fuerza mayor; en 2025, el 33%. En el contacto de ramas, la proporción subió del 5% al 29% (figura N°13). Un mismo tipo de evento físico se atribuye, así, cada vez menos a la concesionaria y cada vez más a la fuerza mayor. No es un fenómeno exclusivo de la vegetación: en el incendio, las horas calificadas como fuerza mayor pasaron del 84% al 98% entre 2020 y 2025, y en la acción de animales, del 75% al 87%. Estos datos admiten dos hipótesis: una reclasificación normativa –el mismo evento físico pasa a calificarse como fuerza mayor por un cambio de criterio– o un cambio real de circunstancias (un árbol que cae durante un temporal es, legítimamente, fuerza mayor). Discriminar entre ambas no es directo: los datos con los que hemos trabajado son los ya recalificados por la SEC, de modo que se observa la atribución neta y no el proceso de recalificación. Con todo, el aumento es una tendencia sostenida a lo largo de todo el período –la tasa de fuerza mayor en la caída de árboles ya se había más que duplicado hacia 2022– y no un salto puntual en un año con catástrofes, lo que inclina la lectura hacia la hipótesis de la reclasificación.

Figura 13 % de Fuerza Mayor dentro de cada causa (2020–2025)

Porcentaje de las horas de interrupción (cliente-horas) calificadas como fuerza mayor dentro de cada causa.

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

Tabla 1 Comunas con peor calidad de servicio persistente (SAIDI)

Comuna	Macrozona	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tirúa	Centro-Sur	80,1	61,5	120,9	97,5	79,5	138,8	115,8
La Higuera	Norte Chico	47,5	45,2	47,5	122,1	125,9	124,6	105,3
Lumaco	Sur	151,6	67,6	50,9	57,6	53,8	71,1	91,2
Contulmo	Centro-Sur	81,3	41,9	67,7	109,8	86,7	72,5	70,2
Vichuquén	Centro-Sur	97,8	67,0	41,0	47,8	128,8	59,7	65,7
Pica	Norte Grande	52,0	43,0	48,0	54,5	91,5	102,2	98,1
Melipeuco	Sur	84,6	36,2	41,7	89,8	50,5	101,2	72,0
Cunco	Sur	92,2	32,9	28,9	59,2	38,1	111,6	83,9
Cobquecura	Centro-Sur	69,2	55,6	51,0	46,9	48,1	124,8	44,0
Toltén	Sur	101,8	50,0	50,6	62,0	41,6	78,8	48,3
Saavedra	Sur	98,6	38,9	42,6	49,7	46,0	57,7	59,3
Carahue	Sur	62,0	35,0	49,4	61,8	43,7	70,1	57,6
Collipulli	Sur	49,0	35,1	42,8	36,0	34,1	70,5	64,3
Teodoro Schmidt	Sur	67,1	27,8	36,3	48,0	34,4	67,3	45,0

Comunas que permanecen en el 20% más desfavorable de SAIDI –las 65 comunas de peor indicador de cada año– en los siete años, de 327 comunas comparables. Ordenadas por SAIDI promedio de mayor a menor.

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

El cruce entre causa y atribución permite, en definitiva, separar dos planos que el promedio confunde. Por una parte, un deterioro atípico y exógeno, concentrado en 2024 y 2025 y explicado por eventos –los incendios y el temporal, el apagón– cuya causa reside, en buena medida, fuera de la red de distribución o en el terreno de la fuerza mayor. Por otra, un problema estructural y persistente, que no depende de esos episodios: la peor calidad se concentra, año tras año y con notable estabilidad, en las mismas comunas (Tabla N°1). Esta distinción no es menor para el diseño de la reforma. Sugiere que la normalización de los estándares de calidad debe construirse sobre el componente estructural, y no sobre eventos de especial intensidad, que por definición no son representativos ni gobernables por la sola inversión de la distribuidora. Y advierte, además, que la atribución misma –qué se cuenta como imputable y qué como fuerza mayor– no es un dato neutro, sino un parámetro de diseño regulatorio: de dónde se traza esa línea depende cuánto de la calidad observada se convierte en responsabilidad exigible. La dimensión estructural de esta brecha –su relación con la densidad de la red– es el objeto de la sección siguiente.

6.2.3. Densidad de red como vector de calidad

El análisis anterior dejó planteado que las peores comunas no lo son, en lo esencial, por fallas de sus equipos, sino por su exposición al entorno. Ello apunta a un determinante estructural del servicio que la teoría de las redes reguladas conoce bien: la densidad. En distribución eléctrica no rigen tanto las economías de escala –asociadas al tamaño total de la empresa–, como las economías de densidad, esto es, las que dependen de cuántos clientes se concentran por kilómetro de red. Una red urbana densa sirve a miles de clientes con tramos cortos y mallados, que permiten aislar fallas y reponer el suministro con rapidez; una red rural dispersa, en cambio, extiende líneas largas y radiales para alcanzar a pocos clientes, lo que multiplica la exposición de la red a la vegetación y al clima por cada

usuario conectado, alarga los tiempos de reposición y la priva de caminos alternativos de alimentación. Cabe entonces preguntarse si la brecha de calidad observada responde, en efecto, a la densidad de la red.

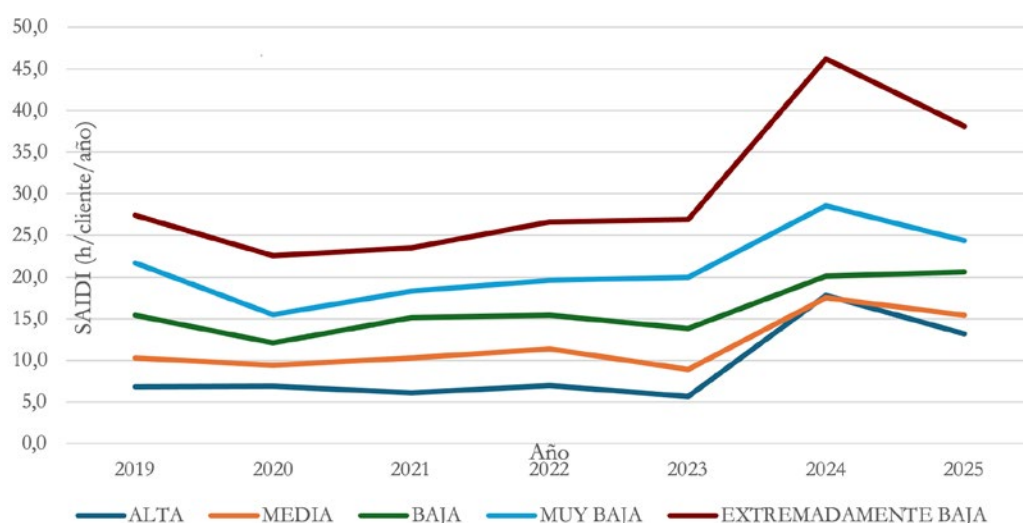
Para responderlo se requiere una medida de densidad. La natural –clientes por kilómetro de red– exige conocer con fiabilidad la extensión de las redes, dato que los registros de interrupciones no proporcionan, por lo que se prefirió emplear la clasificación oficial de densidad que establece la propia Norma Técnica: su Artículo 1°-6 y el Anexo “Clasificación de Redes” asignan a cada par comuna-empresa del país una categoría de densidad –alta, media, baja, muy baja o extremadamente baja–, construida por la CNE a partir del número de clientes y del largo de las líneas, y que la propia norma técnica utiliza para graduar sus exigencias según densidad. Los pares existentes no clasificados en el anexo se consideran de densidad alta, y los nuevos, de densidad baja (Art. 1-6). Es, por tanto, una medida normativa y verificable.

La relación entre densidad y calidad resulta nítida. La Figura N°14 presenta la mediana del SAIDI de los pares comuna-empresa según su clase de densidad, año a año. En los años normales (2019–2023) ese SAIDI asciende de cerca de 6,5 horas anuales por cliente en los pares de densidad alta –urbanos– a unas 10 horas en los de densidad media, 14 en los de densidad baja, 19 en los de muy baja y 25,4 en los de extremadamente baja –rurales–: una brecha cercana a 3,9 veces entre los extremos. El SAIFI reproduce el mismo patrón, con una brecha en torno a tres veces (Figura N°15). Y el orden es persistente: en SAIFI se cumple, sin excepción, en cada uno de los siete años observados; en SAIDI, en seis de los siete. Los eventos de 2024 y 2025 elevan el nivel de todas las clases –el SAIDI de los pares de extremadamente baja densidad llega a superar las 46 horas en 2024– y, en ese año, los eventos catastróficos que golpearon las redes urbanas hicieron que los pares de densidad alta superaran transitoriamente y por escaso

margen a los de densidad media (17,8 contra 17,5 horas), sin alterar el contraste estructural entre los extremos (17,8 contra 46,2 horas). La densidad no explica

los picos, pero sí explica el piso: el patrón es un rasgo estructural del sistema, estable a través del tiempo.

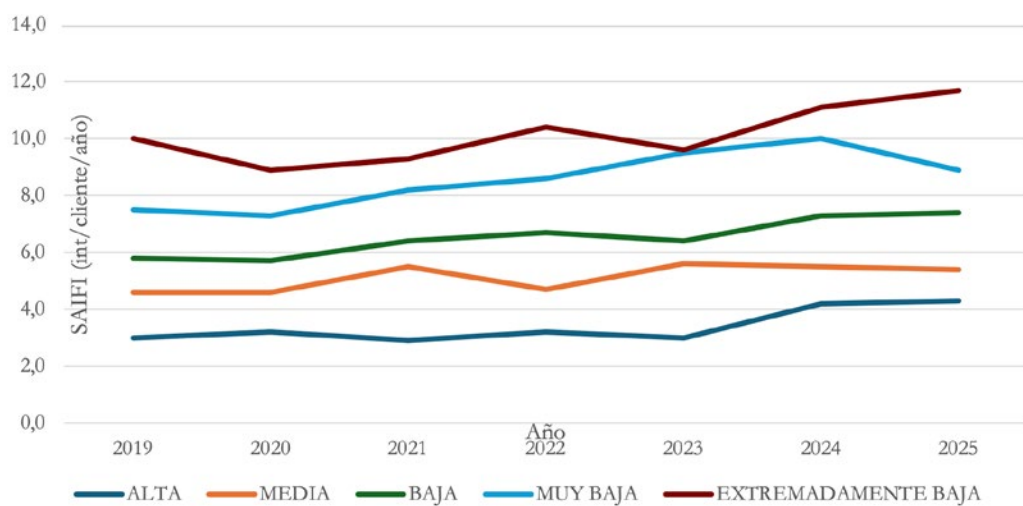
Figura 14 SAIDI (h/cliente/año) por clase de densidad, 2019–2025



SAIDI medianos por clase de densidad de red (NTD).

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC y la clasificación de densidad de la NTD (anexo de abril de 2024).

Figura 15 SAIFI (int/cliente/año) por clase de densidad, 2019–2025



SAIFI medianos por clase de densidad de red (NTD).

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC y la clasificación de densidad de la NTD (anexo de abril de 2024).

Podría objetarse que ese patrón no refleja la densidad sino la geografía, pues las comunas de baja densidad son, además, las más australes o expuestas. Los datos permiten descartar esa lectura en lo esencial: en las macrozonas Centro y Sur –las únicas donde las cinco clases están representadas con masa suficiente para comparar (el Norte Grande las tiene, pero con muy pocos pares), y que concentran cerca del 90% de los pares comuna-empresa comparables– las comunas de menor densidad exhiben consistentemente peor SAI-DI a igual posición norte-sur, con la misma excepción del pico ya anotada. El contraste no es evaluable en el Norte Chico ni en la zona Austral –carecen de pares de alta densidad– y en el Norte Grande el patrón se aplanar: sus ciudades densas también registran mala calidad. No se trata, entonces, de un efecto puramente norte-sur, sino de la densidad misma, con la salvedad del extremo norte (tabla N°2).

El hallazgo debe leerse con la cautela debida. Es evidencia de economías de densidad en la dimensión de la calidad: las redes rurales dispersas son estructuralmente más difíciles de gestionar adecuadamente y cabe esperar que su costo medio de largo plazo sea significativamente más oneroso que el de zonas urbanas, cuestión que pone la atención sobre cómo el proceso tarifario –y el

regulador– fijan tarifas cercanas al óptimo social y no al costo marginal. Pero se trata de una asociación, no de una relación causal. La baja densidad empaqueta varios riesgos –más línea expuesta por cliente, mayores distancias para el despacho de cuadrillas, ausencia de redundancia para reconfigurar la alimentación– que operan de manera conjunta y que estos datos no permiten separar. Y describe el lado de la calidad de las economías de densidad, no el del costo, cuya cuantificación exigiría información de inversión y operación de la que aquí no se dispone. Con todo, la robustez del patrón –estable en el tiempo y presente en las macrozonas donde el contraste entre clases es evaluable, que reúnen cerca del 90% de las comunas– sugiere que la densidad es un determinante estructural de la continuidad, y no un artefacto de los años atípicos ni de la latitud.

Esta constatación tiene dos consecuencias para el diseño de la reforma. La primera es que la propia regulación ya reconoce, en su arquitectura, el papel de la densidad: el cálculo del valor agregado de distribución por empresa modelo debe considerar, entre las restricciones que enfrenta la empresa de referencia, “la distribución de los clientes en cuanto localización y demanda” (artículo 183°), y se organiza por áreas típicas precisamente para no promediar realidades de densidad dispares. El pa-

Tabla 2 Mediana de SAIDI por clase de densidad de red y zona (horas por cliente al año)

Clase de densidad	Centro 2019–2023	Centro 2024–2025	Centro (N° comunas)	Sur 2019–2023	Sur 2024–2025	Sur (N° comunas)
Alta	6,1	14,1	27	7,7	16,6	5
Media	9,1	15,9	28	7,1	13,5	9
Baja	15,1	20,6	35	12,9	20,0	17
Muy baja	20,5	26,9	45	17,9	27,2	33
Extremadamente baja	20,5	32,9	43	26,3	48,3	104

Mediana de SAIDI por clase de densidad de red y zona (horas por cliente al año): años normales (2019–2023) y años pico (2024–2025). Zonas de esta tabla: Centro = Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins y Maule; Sur = Ñuble, Biobío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos (agrupación propia de esta tabla, distinta de las macrozonas de las figuras N°6 a N°8). Mediana sobre observaciones par comuna-empresa por año; el N° de comunas corresponde a comunas únicas con al menos un par de la clase y con datos SAIDI; clases de densidad según la NTD (anexo de abril de 2024).

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

trón aquí documentado le confiere contenido empírico a ese reconocimiento: no puede exigirse el mismo estándar de calidad, al mismo costo, a una red rural dispersa que a una urbana densa, porque la dificultad de prestar el servicio es estructuralmente distinta.

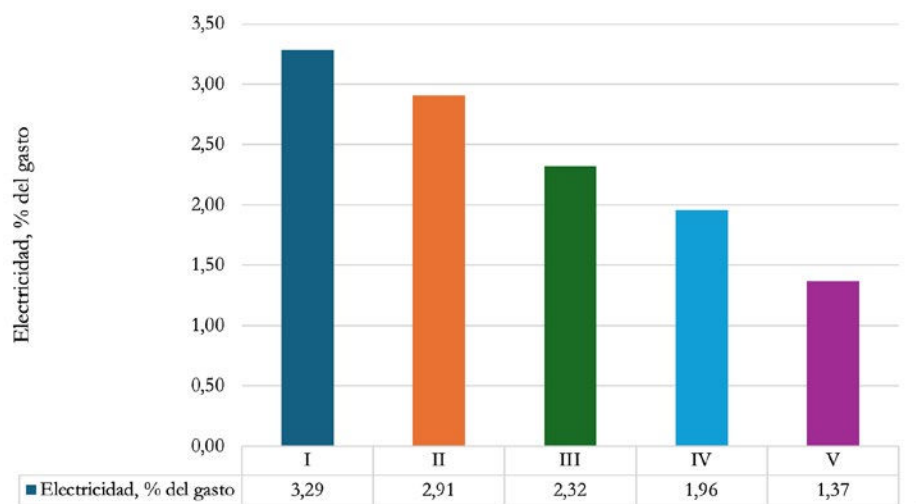
La segunda consecuencia es distributiva, y cierra el arco con la caracterización del gasto de los hogares. Aquellos que ya destinan una fracción mayor de su presupuesto a la energía –los quintiles de menores ingresos, y de manera aguda los de la Macrozona Sur– son, en buena medida, los mismos que habitan las comunas de menor densidad y que, según se ha visto, reciben la peor continuidad del suministro. La brecha de calidad se superpone así a la brecha de costo: quienes pagan proporcionalmente más respecto de su ingreso reciben, además, un peor servicio. Una reforma que aspire a normalizar los estándares de calidad a lo largo del territorio deberá hacerlo con plena conciencia de que el costo de alcanzarlos es estructuralmente mayor donde la densidad es baja y de que allí se concentra, además, la población más vulnerable.

6.3. RELACIÓN CALIDAD DE SERVICIO CON EL INGRESO FAMILIAR

Los apartados anteriores han mostrado que la calidad del suministro es profundamente desigual en las distintas comunas y que esa desigualdad tiene una raíz estructural en la densidad de la red. Resta preguntarse qué significa esa desigualdad en términos sociales, y para ello conviene volver sobre el lugar que la electricidad ocupa en el presupuesto de los hogares.

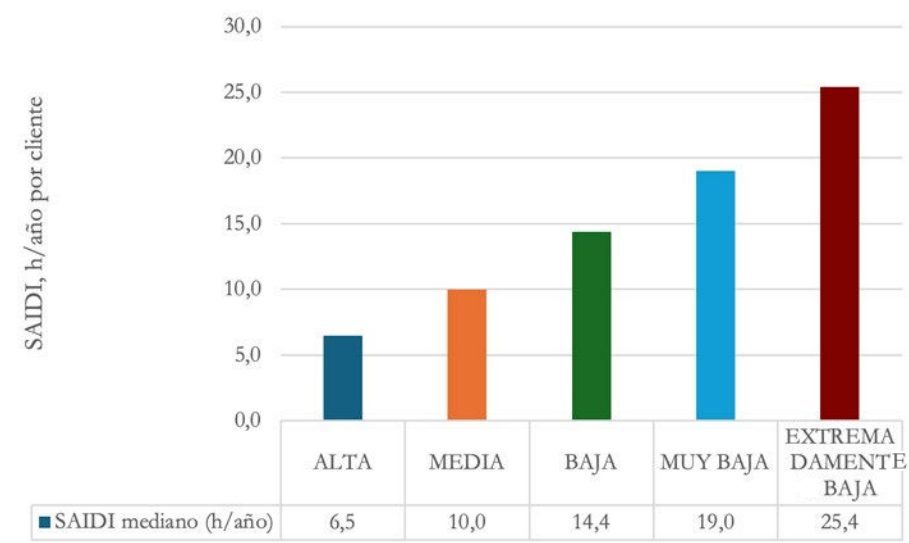
Como vimos, la electricidad es, ante todo, un bien esencial y de consumo notablemente parejo. Según la IX Encuesta de Presupuestos Familiares, su consumo por persona apenas varía a lo largo de la escala de ingresos y su peso dentro de la canasta energética se mantiene estable en todos los quintiles. Tal como se expuso anteriormente, la electricidad es lo más cercano a una necesidad básica uniforme. Precisamente por eso su costo es regresivo: al tratarse de un gasto fijo e ineludible, pesa mucho más sobre los presupuestos estrechos. La electricidad absorbe el 3,28% del gasto del hogar en el QI y solo el 1,37% en el QV –una razón de 2,4 veces– (figura N°16a).

Figura 16a Dimensión social: regresividad por ingreso



Quintiles de ingreso ordenados de menor (I) a mayor (V).

Fuente: elaboración propia con datos de la IX EPF (INE).

Figura 16b Dimensión territorial: calidad por densidad

Relación SAIDI/densidad de los pares comuna-empresa, agrupados por densidad.

Fuente: elaboración propia con datos de la SEC. La clasificación de densidad corresponde a la NTD (anexo de abril de 2024).

Cuando se cruza con el hallazgo territorial, aparece el punto central: se trata de dos patrones regresivos que recaen sobre el mismo servicio esencial (figura N°16a y N°16b). Por un lado, el costo de la electricidad grava con más fuerza a los hogares de menos ingresos; por otro, su calidad –el SAIDI– se degrada casi cuatro veces desde las comunas de red densa a las de baja densidad. La electricidad es uniforme en lo que las personas consumen, pero desigual tanto en lo que les cuesta respecto de su ingreso, como en la continuidad con que la reciben. La calidad del suministro no es, entonces, un asunto puramente técnico: tiene una dimensión social, en la medida en que la peor continuidad se suma a la mayor carga presupuestaria sobre la población más vulnerable.

Conviene leer esta convergencia con cautela (figura N°17). Vista por macrozonas, el gasto en energéticos de los hogares –caracterizado en la sección 6.1– coincide con la calidad en los extremos: la Macrozona Sur reúne a la vez la mayor carga presupuestaria –7,3% del gasto– y el peor SAIDI, mientras que el Gran Santiago mues-

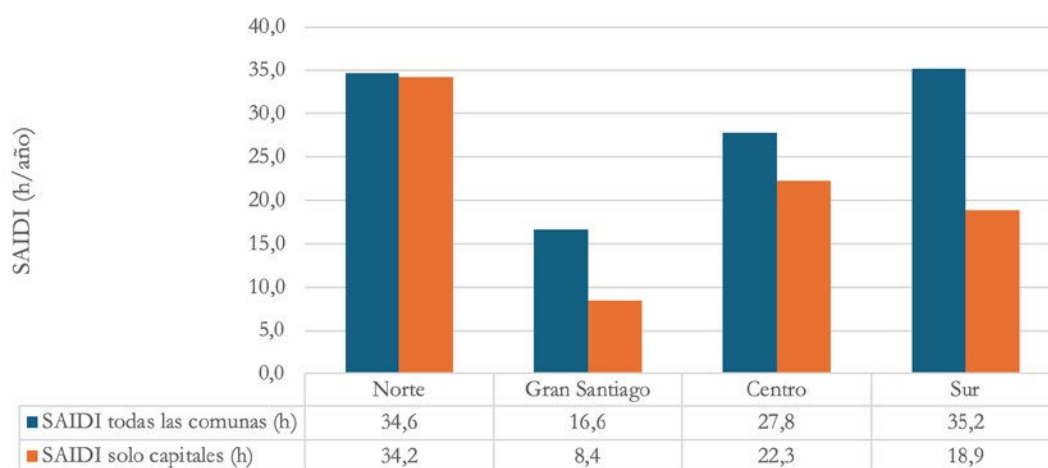
tra lo contrario. Pero la relación no es mecánica, por dos razones. Primero, esa carga es sobre todo calefacción –leña y gas en el sur–, no electricidad. Segundo, la encuesta solo cubre capitales regionales, que son urbanas. Si medimos el SAIDI únicamente en esas comunas, el Sur baja de 35 a 19 horas, porque su mala calidad está concentrada en las comunas rurales que la encuesta no mide. Así, que la pobreza y la mala calidad se superpongan es plausible, ambas se agravan en el mundo rural de baja densidad, pero no es algo que hayamos podido medir hogar por hogar.

Aun con ese resguardo, la conclusión del capítulo se sostiene con holgura. La calidad del suministro eléctrico es desigual de un modo que no es socialmente neutro: la continuidad más deficiente recae sobre un servicio básico, de consumo uniforme y costo regresivo, y sobre los territorios –rurales, de baja densidad– donde además la energía consume la mayor porción del presupuesto familiar. Normalizar los estándares de calidad a lo largo del país no es, desde esta perspectiva, una aspiración me-

ramente técnica sino una cuestión de equidad: significa cerrar una brecha que hoy hace convivir, en los mismos hogares, la energía más cara en términos relativos con el

servicio menos confiable. Es sobre esta doble constatación –estructural y social– que se construyen las propuestas de reforma que siguen.

Figura 17 SAIDI por macrozona: todas las comunas vs. solo capitales (cobertura EPF)



Fuente: elaboración propia con datos de la SEC.

7. LINEAMIENTOS Y PROPUESTAS PARA LA REFORMA

Tal como vimos, la calidad de servicio es la medida de la tarifa que se cobra y, si bien la norma técnica de distribución reconoce que no es lo mismo prestar el servicio de distribución en áreas menos densas que en aquellas más densas, el problema estructural asociado a la densidad parece irresoluble si solo se considera como un dato en la normativa técnica de calidad de servicio en sistemas de distribución. Este es el punto donde comienza a ser necesario distinguir lo urgente de lo importante y asumir que una reforma estructural a la distribución en tanto segmento requiere abordar primero el problema de la densidad no desde el punto de vista de la calidad, sino desde su consecuencia: ¿cuánto cuesta prestar el servicio de distribución en zonas con densidades bajas o muy bajas?

7.1. SINCERAR EL COSTO DE LA DISTRIBUCIÓN EN ZONAS DE BAJA DENSIDAD

Si el regulador se encuentra tensionado entre tarificar al costo monopólico y al costo marginal, debiendo en-

contrar el punto medio que corresponde al costo medio de largo plazo (figura N°1), dicha tensión se agrava sobremanera en zonas de baja densidad cuando la normativa no distingue de manera precisa la calidad. El problema de la calidad desde esta perspectiva toma una óptica social e incluso constitucional en función de la igualdad y plantea la pregunta legítima de si zonas con costos altos para prestar el servicio público de distribución deben ver mermada su calidad de servicio respecto de zonas más densas para lograr tarifas que sean asequibles. La apuesta por una calidad de servicio relativamente homogénea requiere la intervención de la política social mediante subsidios, pues el eje de toda política pública sana en materia de tarificación es que la tarifa debe reflejar el costo real de prestar el servicio.

7.2. PROBLEMAS ESTRUCTURALES DE LA DISTRIBUCIÓN

Resuelto el problema de cómo abordar el costo de la distribución en zonas de baja densidad –que es una

forma de controlar, por el lado de la tarifa, las exigencias relativamente homogéneas de calidad de servicio–, corresponde abordar aquellos factores que son relativamente estructurales y comunes a todas las densidades.

Por ejemplo, si se observa la figura N°9, una cantidad importante del SAIDI anual corresponde a terceros, es decir, a agentes externos que afectan las redes de distribución y causan interrupciones, como es el caso de los choques a postes. Entre 2020 y 2023, las causas asociadas a terceros –choques de vehículos, robo o hurto de elementos, intervención de terceros e impacto de objetos por acciones de terceros– explicaron de manera estable entre un 23,3% y un 25,4% de las horas de interrupción del país, participación que solo disminuye (a un 15–16%) en 2024–2025 por los megaeventos de esos años. El choque de vehículos fue, por sí solo, la mayor causa individual en cada año entre 2020 y 2023 (17,7% a 18,5% del SAIDI total anual) y concentra el 42,1% de todas las horas calificadas como fuerza mayor del período 2020–2025. Visto desde las causas que conforman los indicadores SAIDI y SAIFI, no es evidente qué inversiones pequeñas puedan corregir un problema que probablemente tiende a corregirse ex post: el efecto de los terceros en las redes de distribución implica que cada concesionaria debe aprender a lidiar con ellos, buscando soluciones de carácter adaptativo a su propia realidad.

Otra realidad crecientemente compleja es el robo de cables. Los datos confirman esa trayectoria: las horas-cliente perdidas por robo o hurto de elementos se multiplican por 2,8 entre 2020–2021 (en torno a 1,6 millones anuales) y 2022–2025 (entre 3,7 y 5,7 millones anuales, con máximo en 2024), y en torno a un 90% de ellas queda calificado como fuerza mayor, esto es, fuera del control de la concesionaria. Se trata de un delito especialmente problemático en zonas donde resulta difícil controlar su ocurrencia, reponer la infraestructura y mantener la continuidad del servicio –en 2023–2025 se concentró en Biobío (19,8%), la Región

Metropolitana (15,9%), La Araucanía (14,6%) y Valparaíso (14,4%)–. Estos problemas no van a ser abordados por la distribuidora de manera sencilla, pues no dependen de sus inversiones; y si bien medidas como el soterramiento de los cables pueden disminuir la ocurrencia, en zonas de baja densidad el soterramiento se vuelve una opción poco probable, con el marco actual, por el alto costo que implicaría reflejarlo en la tarifa. Una nota adicional que conviene relevar es que la tendencia a enfocar el control de este delito desde el aumento de penas no es útil por dos motivos: el primero, porque del aumento de la pena no se sigue una mayor persecución efectiva del delito; y segundo, porque el robo de cables ocurre por el valor del objeto robado –el material conductor, típicamente cobre– para una cadena de producción ilícita que incluye fundiciones, transporte y exportación. Así, debe asumirse que parte importante de los desafíos de mejora en la calidad de servicio dependen tanto de las medidas de prevención que pueda tomar la concesionaria, como de la acción del Ministerio Público y de las policías.

Con diferente grado de importancia según el año, la vegetación es sistemáticamente un problema estructural: entre un 12,1% y un 18,7% del SAIDI total anual 2020–2025 corresponde a caída de árboles, contacto de ramas u otra vegetación y poda o tala, y dentro de la componente imputable a las concesionarias la vegetación –excluida la poda o tala– explica un 18,1% de las horas internas del período. Respecto de ella, si bien la responsabilidad está delimitada entre el concesionario, la municipalidad respectiva y el propietario del predio particular desde donde se proyecta la vegetación hacia las líneas de distribución, una solución normativa sería facultar a la distribuidora para realizar la poda que resulte necesaria cuando acredite que requirió a la municipalidad o al propietario y que estos no realizaron ninguna acción dentro de un plazo prudente.

Un último elemento estructural corresponde a la red propia, es decir, a fallas en los diversos elementos que

componen la red de distribución: defecto de material o equipo, sobrecarga, diseño o construcción y mantenimiento explican entre un 8,7% y un 15,6% del SAIDI total según el año, y el defecto de material o equipo es la primera causa interna de carácter estructural del período (14,2% de las horas imputables 2020–2025; solo lo supera el daño en infraestructura por eventos catastróficos de la naturaleza, un 15,5% concentrado en el temporal de agosto de 2024). En este punto resulta central determinar la naturaleza de las fallas, a fin de que las empresas puedan, nuevamente con criterio adaptativo, aprender de ellas y programar su política de inversiones para neutralizar sus causas. Los datos muestran dos obstáculos para ese aprendizaje: un 10,8% de las horas internas del período queda registrado con “origen no determinado” (con máximo de 15,1% en 2023), y el problema interno es persistente y localizado –el decil de alimentadores con más horas internas concentra entre un 41,6% y un 50,9% de ellas cada año, y 52 alimentadores permanecieron en el decil de peor SAIDI interno durante los seis años 2020–2025–. Es probable que, junto con conductas oportunistas, existan también incentivos estructurales de la regulación a no realizar ciertas inversiones que podrían no ser remuneradas en procesos tarifarios posteriores, por la lógica de la empresa modelo de comenzar de cero cada cuatro años.

7.3. INCENTIVOS A LA INVERSIÓN

La pregunta ineludible en una reforma a la distribución es cómo remunerar de manera racional inversiones que mejoren la calidad de servicio. La respuesta necesariamente implica un equilibrio delicado entre fomentar, por una parte, la inversión en una base de activos mayor y/o más costosa y, por la otra, cautelar que dicha inversión sea eficiente, al punto de entregar certezas en el largo plazo a los inversionistas. Especialmente entendiendo que las inversiones en el largo plazo pueden no resultar eficientes si se miran con un horizonte de corto plazo, como es un periodo tarifario

de cuatro años, por el riesgo de obsolescencia tecnológica: la inversión se hace en el día uno, pero puede tardar algunas décadas en recuperarse y, durante el camino, haberse vuelto obsoleta y no ser remunerada

Si bien se han planteado soluciones que recogen ideas semejantes al modelo inglés (RIIO, véase la nota 29), abordar esquemas de remuneración de activos reales tiene problemas significativos especialmente en la asimetría de información que tiene el regulador respecto del regulado y de la capacidad real del primero de poder fiscalizar oportunamente una base de activos que puede extenderse por miles de kilómetros en una misma región. Ello implica que hay un desafío creciente para los reguladores tanto en tecnología, como en personal capaz de poder procesar los análisis de los inventarios de activos de distribución. Abandonar la tarificación por empresa modelo implicaría, para los clientes finales, perder la certeza de que no serán objeto de traspasos de costos ineficientes.

Sin embargo, es plausible que el esquema de empresa modelo desincentive inversiones estructurales de largo plazo, pues ellas pueden no ser consideradas en periodos tarifarios sucesivos como inversiones eficientes por su obsolescencia tecnológica, por cambios de trazados de redes u otras circunstancias que, con el paso del tiempo, pueden determinar que una determinada inversión resulte o no eficiente y no sea incluida en el respectivo conjunto de la infraestructura que conforma el VNR. De esta manera, debe distinguirse la necesidad de abordar inversiones de largo plazo, de aquellas de corto plazo que no presentan problemas de cobertura por la forma en que se fija el VAD.

Una forma alternativa de abordar esta materia es entregar puntos de rentabilidad adicionales por sobre los que resultan de la tasa de actualización a que se refiere el artículo 182° bis de la LGSE. Ello supone, como condición previa, modificar la forma actual del chequeo de rentabilidad que se practica hacia el final del

proceso tarifario, de modo que deje de efectuarse sobre el conjunto agregado de la industria –según hoy lo ordena el artículo 185°, que manda calcular la tasa de rentabilidad económica tratando a todas las instalaciones de distribución “como si fueran una sola”– y pase a realizarse por empresa. Solo bajo un chequeo individualizado por concesionaria resulta posible reconocer rentabilidad diferenciada y, por tanto, tarifas más altas a aquellas empresas que en el cuatrienio anterior hayan cumplido los estándares de calidad de servicio exigidos por la normativa. Incluso podría contemplarse que tales premios operen cuando se hayan alcanzado objetivos distintos del mero cumplimiento de la normativa de calidad de servicio, tales como recambios masivos de elementos de la red de distribución, como medidores inteligentes, transformadores o soterramiento de líneas.

De manera complementaria, y previo análisis de eficiencia de largo plazo, la SEC podría autorizar que ciertas inversiones de alcance, magnitud o impacto y de costo económico significativos reciban un tratamiento especial y se consideren, a todo evento, dentro del VNR real de la concesionaria, esto es, el definido en el artículo 193° y fijado por la SEC conforme a los artículos 194° y 195° de la LGSE. Conviene precisar el efecto de esta medida para no sobreestimar su alcance: el VNR real no es el valor VNR sobre el que se construye el componente de inversión del VAD –que se calcula, según el artículo 182°, sobre el VNR de instalaciones adaptadas a la demanda, es decir, sobre una “red modelo”–, sino que interviene únicamente en el chequeo de rentabilidad (artículo 185° N°3) y en la corrección por aportes de terceros (artículo 186°). En consecuencia, asegurar la inclusión de una inversión en el VNR real no la incorpora de manera directa a la tarifa, sino que, al aumentar la base de activos sobre la que se mide el retorno, puede desplazar la tasa de rentabilidad hacia el límite inferior de la banda del artículo 185° y gatillar el ajuste proporcional al alza de los valores agregados. Por lo mismo, esta figura solo asegura remuneración a la empresa que realizó la in-

versión en la medida en que opere conjuntamente con el chequeo por empresa antes propuesto, pues bajo el control agregado vigente su efecto se diluiría en el conjunto de la industria. Debe tenerse presente, por último, que la incorporación “a todo evento” supone excepcionar la facultad que el artículo 194° confiere a la Superintendencia para rechazar fundadamente los aumentos del VNR que estime innecesarios o excesivos, lo que resulta coherente en cuanto sería la propia SEC la que, tras el análisis de eficiencia, calificaría previamente la inversión.

De esta manera, ambas propuestas buscan entregar mayores certezas a las concesionarias, tal que se soslayen los riesgos de efectuar inversiones que, por su naturaleza, son intensivas en capital y requieren plazos de remuneración extensos.

8. CONCLUSIONES

En el debate político habitualmente se cuestiona el esquema de empresa modelo. Hay quienes lo cuestionan por el tiempo que consume el proceso tarifario; otros, por los desincentivos a la inversión de largo plazo que puede generar. Sin embargo, no puede perderse de vista la mayor virtud que posee el esquema: protege al cliente final frente a las inversiones y los costos ineficientes, trasladando todo su peso a la empresa que los causa; genera incentivos competitivos a un monopolio natural, porque este debe competir con la empresa modelo para obtener su rentabilidad, es decir, que la empresa real solo obtiene la rentabilidad de la empresa modelo si logra ser igual o más eficiente que ella. Pero como vemos, y como ocurre con prácticamente todo en el mundo real, cada esquema de tarificación tiene sus luces y sombras.

La tarificación por empresa modelo implica una relación indisoluble entre la calidad de servicio que el regulador determina y la tarifa que por ella se cobra: primero es la calidad de servicio que determina el re-

gulador y luego la tarifa que remunera dicha calidad de servicio. Cuando se advierte que, en general, los componentes de calidad de servicio asociados a causas internas imputables a las distribuidoras son fallas de activos y la vegetación, cabe preguntarse si esto se soluciona con grandes inversiones o si en realidad obedece a problemas de gestión derivados de redes cuya operación sigue siendo analógica en gran medida. Asimismo, inversiones en soterramiento pueden contribuir a disminuir algunos de estos problemas, pero ello probablemente requiera de inversiones de largo plazo, para las cuales los incentivos hoy no están bien puestos con la regulación actual.

Finalmente, conviene recordar la importancia de la calidad de servicio como eje estructurante de cualquier reforma a la distribución: no se entiende el sistema de distribución ni cualquier elemento del mercado eléctrico si no es porque ellos sirven a la demanda, a los clientes finales regulados o no regulados conectados en distribución. Por ello no es trivial que las zonas

con peor calidad de servicio sean además aquellas zonas donde proporcionalmente el gasto de la familia es mayor en energéticos, dando cuenta de que la reforma a la distribución no solo es un perfeccionamiento de mercado que permita mejorar la calidad comercial que se recibe, mejorar la gestión de las empresas y la calidad del producto que se entrega –a saber, la energía eléctrica–, sino que también posee una dimensión fuertemente social, porque la mala calidad del suministro se superpone territorialmente con la mayor carga energética de los hogares de menores ingresos. A partir de esto es que para cualquier reforma y en general para el diseño de políticas públicas no debe olvidarse jamás

que la energía es un habilitador del crecimiento, pero incluso antes es un elemento cada vez más esencial en la vida de las personas y no solo posibilita su desarrollo económico, sino también su desarrollo humano.

9. BIBLIOGRAFÍA

Águila, D., Flores, Á., Moreno, R., Mujica, C., Muñoz, F., & Severino, B. (2025). *Recomendaciones regulatorias para la distribución eléctrica en Chile*. Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería y Universidad Adolfo Ibáñez, Santiago.

Averch, H., & Johnson, L. (Diciembre de 1962). Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint. *The American Economic Review*, 52(5), 1052-1069.

Bernstein, S. (1991). Sector Eléctrico. En C. Larroulet, *Soluciones Privadas a Problemas Públicos*. Chile: Libertad y Desarrollo.

Bustos, Á., & Galetovic, A. (2002). Regulación por empresa eficiente: ¿quién es realmente usted? *Estudios Públicos* (86).

Centro de Estudios Públicos. (1992). *El Ladrillo: Bases de la Política Económica del Gobierno Militar*. Recuperado el junio de 2026, de https://static.cepchile.cl/uploads/cepchile/2022/09/libro_elladrillo_cep.pdf

Centro de Soluciones Empresariales para el Desarrollo (SEDE) e ICARE. (2025). *Crecer con energía: Estrategia compartida para activar el potencial de Chile*. Santiago.

Comité de Expertos para Proponer Reformas al Marco Regulatorio Vigente del Sector Eléctrico. (2026). *Informe Final*. Santiago: Ministerio de Energía.

Durante, N. (10 de agosto de 2024). El oscuro momento de ENEL: 12 km de red en el suelo, la amenaza del término de la concesión y la escalada de la crisis a Italia. Obtenido de *Diario Financiero*: <https://www.df.cl/df-mas/por-dentro/el-oscuro-momento-de-enel-12-km-de-red-en-el-suelo-la-amenaza-del>

Galetovic, A., & Sanhueza, R. (2002). Regulación de servicios públicos: ¿Hacia dónde debemos ir? *Estudios Públicos* (85).

Guerra, I. (30 de abril de 2026). Gobierno descarta revocar la concesión a Enel pese a apagones de 2024: “No se cumplen las condiciones”. Obtenido de emol.com: <https://www.emol.com/noticias/Economia/2026/04/30/1198804/gobierno-mantendra-concesion-enel-caducidad.html>

Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería. (2020). *Estudio para la elaboración de una propuesta de modificación regulatoria de la distribución de energía eléctrica: Informe final definitivo* (ID 584105-32-LQ18). Santiago.

Martínez, C., León, J., Qüense, J., Román, R., González, L., Bonet, M., . . . López, P. (2024). *Informe de daños. Incendios 02 y 03 de febrero de 2024, Viña del Mar (Región de Valparaíso). Fase de Rehabilitación y Reconstrucción*. Santiago, Chile: CIGIDEN (Centro de Investigación para la Gestión Integrada del Riesgo de Desastres).

Rahmann, C., Álvarez, R., Muñoz, J., Cerda, J. P., & Jiménez, O. (2025). *Informe final. Asesoría análisis sistémico del evento del 25/02/2025*. Santiago: Universidad de Chile (preparado para el Coordinador Eléctrico Nacional).

Vergara Blanco, A. (2004). *Derecho Eléctrico*. Santiago: Editorial Jurídica de Chile.