Oscar Cabello A.
Ingeniero Civil Electricista

Israel Mandler S.
Economista

Mario Bravo R.
Abogado

Propuesta de Licitación de un Bloque B Especial (diurno) para Reducir las Tarifas Eléctricas de los Clientes Regulados

Informe Técnico-Regulatorio

Santiago, 4 de noviembre de 2026

Eduardo Cruz Coke 389, Piso 3, Teléfono +56 22 361 0361, Santiago, Chile

Tabla de Contenido

1. Resumen ejecutivo ... 4
2. Diagnóstico del mercado eléctrico ... 6
2.1 Algunos conceptos previos ... 6
2.2 Principales datos técnicos del SEN ... 7
2.3 El exceso de oferta diurna ... 7
2.4 Los efectos de la tarifa plana que pagan los clientes regulados ... 9
2.5 El creciente peso de los Costos Sistémicos y la ausencia de asignación de su causalidad ... 11
2.6 La espiral de la muerte del sistema ... 13
3. Marco regulatorio de las licitaciones de suministro eléctrico ... 15
4. Propuesta de modificación normativa ... 16
4.1 Objetivo central ... 16
4.2 Premisas regulatorias ... 16
5. Propuesta de licitación de un Bloque B Especial (diurno) ... 17
5.1 Elemento 1: Licitación del Bloque B Especial (diurno) ... 17
5.2 Elemento 2: Plazo del contrato de 2 a 5 años ... 18
5.3 Elemento 3: Inicio del suministro en 12 meses ... 19
5.4 Elemento 4: Mecanismo tarifario de traslado inmediato al cliente regulado ... 20
5.5 Elemento 5: Exención de pago de Costos Sistémicos para el consumo en el Bloque B ... 22
5.6 Resumen del paquete de modificaciones a las bases de licitación ... 24
6. Desafíos normativos ... 25
7. Evaluación de impactos ... 29
7.1 Impacto estimado en el cliente regulado ... 29
7.2 Impacto en el sistema ... 30
7.3 Riesgos y mitigaciones ... 30
8. Hoja de ruta para la implementación ... 31
9. Conclusiones ... 32
Anexo 1
Principales acrónimos empleados en este informe ... 34
Anexo 2
Principales conceptos empleados en este informe ... 35
A2.1 El Sistema Eléctrico Nacional y sus componentes ... 35
A2.2 Clientes libres y regulados ... 37
A2.3 Costos Sistémicos ... 38

Anexo 3

Análisis del marco regulatorio de las licitaciones de suministro eléctrico 39

A3.1 Ley General de Servicios Eléctricos 39

A3.2 DS 106/2015 - Reglamento de Licitaciones de Suministro 42

A3.3 DS 86/2012 – Reglamento del Precio de Nudo Promedio 42

A3.4 RE 164/2010 de la CNE – Aplicación del artículo 148 de la LGSE 43

A3.5 Informe de Licitaciones de la CNE 43

A3.6 Bases de licitación de la CNE 43

Anexo 4

Memoria de cálculos 45

Anexo 5

Propuesta de reforma estructural para el sector eléctrico 47

Oscar Cabello A.
Ingeniero Civil Electricista

Israel Mandler S.
Economista

Mario Bravo R.
Abogado

Propuesta de Licitación de un Bloque B Especial (diurno) para Reducir las Tarifas Eléctricas de los Clientes Regulados

Informe Técnico-Regulatorio

1. Resumen ejecutivo

El presente informe, solicitado por la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (Conadecus), propone licitar un Bloque B Especial (diurno) con el objeto de reducir las elevadas y crecientes tarifas que pagan hoy los clientes regulados de las empresas eléctricas[1].

Por diversos motivos, que se reseñan en la sección 2.3 del presente informe, en la actualidad existe un exceso estructural de generación renovable en el país, principalmente solar, de modo que una parte importante de la misma se vierte (se pierde), sin que el bajo o nulo costo de la energía en esos horarios —consecuencia de que no consumen combustibles y de ese vertimiento— pueda ser empleado para reducir las tarifas eléctricas.

Con el objeto de aprovechar ese exceso durante el bloque diurno (Bloque B, entre las 08:00 y las 18:00), el presente informe propone establecer bases especiales de licitación de suministro eléctrico para clientes regulados, corrigiendo así las distorsiones normativas que hoy les impiden acceder a menores tarifas durante el día.

El Sistema Eléctrico Nacional[2] enfrenta hoy una paradoja: mientras la generación solar y las demás formas de generación renovable producen excedentes significativos durante el horario diurno, lo que ocasiona vertimientos masivos de energía eléctrica y precios iguales o cercanos a cero en el mercado mayorista, los clientes regulados —que están aguas abajo, en el mercado minorista o de venta al detalle— continúan pagando elevadas tarifas planas, que no distinguen los horarios de consumo. Esta señal tarifaria del mercado minorista, completamente desalineada de lo que ocurre en el mercado mayorista, incentiva la instalación de paneles solares en hogares y empresas —que les permiten a éstos

[1] En el anexo 2 se explica qué son los clientes regulados y los clientes libres.
[2] En el anexo 2 se explica brevemente qué es el Sistema Eléctrico Nacional.

independizarse parcial o totalmente de la red eléctrica pública—, reduce la demanda precisamente en las horas en las que hay una sobreoferta de energía eléctrica, y traslada una creciente proporción de los costos de la red pública a aquellos clientes que no tienen la posibilidad de instalar paneles solares. Este último efecto no sólo perjudica a los clientes regulados sino también a las propias empresas eléctricas, y por lo mismo se suele denominar "la espiral de la muerte".

Para resolver este problema y reducir las tarifas de los clientes regulados, el presente informe propone desarrollar la licitación de un Bloque B Especial, separada del resto del suministro eléctrico, con contratos de corta duración —entre 2 y 5 años— e inicio de suministro en un plazo máximo de 12 meses desde la adjudicación. Esta licitación especial permitiría que las generadoras participen de manera competitiva, de modo que los clientes regulados interesados puedan acceder a tarifas más bajas durante el día, reflejando de mejor forma el costo real de la energía diurna en el mercado mayorista y evitando que ese costo se diluya en el promedio de los contratos de suministro vigentes (contratos con los que las empresas distribuidoras compran energía eléctrica a las empresas generadoras para abastecer a los clientes regulados).

La propuesta se complementa con la creación de una tarifa diurna especial, de carácter voluntario, orientada a clientes regulados con medidores de consumo eléctrico que permitan medición horaria. Bajo esta modalidad, el consumo de energía realizado por el cliente regulado dentro del Bloque B Especial que supere un umbral predeterminado accedería a un precio diferenciado resultante de la correspondiente licitación, mientras que el resto del consumo mantendría el tratamiento tarifario vigente. La propuesta también considera eximir total o parcialmente al consumo diurno de aquellos Costos Sistémicos[3] cuya causalidad no provenga de dicho consumo, especialmente respecto de los cargos que hoy benefician a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), mínimos técnicos y reservas, pero manteniendo sí aquellos cargos vinculados al uso efectivo de la infraestructura eléctrica, como los cargos de transmisión y de distribución.

Los impactos esperados son relevantes, tanto para los clientes regulados como para el sistema. Para los clientes adscritos a la tarifa diurna resultante de la licitación del Bloque B Especial, el ahorro podría ser significativo en la fracción diurna de su consumo, especialmente si se combinan los menores precios de la energía con una asignación más eficiente de los Costos Sistémicos. Para el sistema, la medida permitiría aprovechar una parte significativa del actual vertimiento renovable, reducir los incentivos a la innecesaria

[3] En el anexo 2 se explica qué son los Costos Sistémicos.

autogeneración solar en hogares y empresas, mejorar el uso de la infraestructura eléctrica existente y contribuir a frenar la "espiral de la muerte".

Para materializar esta propuesta, el informe identifica varios obstáculos normativos relevantes, que deberán ser superados. El principal obstáculo es el artículo 157 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que exige promediar los precios de los contratos de suministro vigentes, para su traspaso a los clientes regulados. Ello dificulta trasladar el precio de adjudicación del Bloque B como tarifa final para los clientes regulados. Además, se requiere revisar el DS N° 86/2012 sobre Precio de Nudo Promedio (PNP), el artículo 33 del DS N° 106/2015 sobre asignación de demanda entre generadoras, y las normas aplicables a Costos Sistémicos de modo de habilitar su asignación por una causalidad horaria.

Como hoja de ruta, se propone desarrollar el diseño regulatorio durante el cuarto trimestre de 2026 y el primer semestre de 2027 e incluir la licitación del Bloque B Especial en el Informe de Licitaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE); publicar bases preliminares y someterlas a consulta durante 2027; adjudicar el bloque diurno e implementar el registro de los usuarios interesados en acceder a él; y avanzar paralelamente en los ajustes reglamentarios y legales necesarios para consolidar una señal tarifaria horaria robusta, transparente y jurídicamente sostenible.

En síntesis, la propuesta busca transformar un problema de sobreoferta renovable y tarifas planas en una oportunidad regulatoria: permitir que los clientes regulados consuman energía diurna barata, reducir Costos Sistémicos mal asignados, preservar la infraestructura compartida y alinear las señales de precio con la realidad operacional del sistema eléctrico chileno.

El anexo 1 explica los principales acrónimos empleados en este informe.

2. Diagnóstico del mercado eléctrico

2.1 Algunos conceptos previos

A través del presente informe emplearemos diversos conceptos, como los siguientes:

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
- Subsistema de generación
- Subsistema de transmisión

- Subsistema de distribución
- Clientes libres
- Clientes regulados, y
- Costos Sistémicos

Los conceptos recién enumerados se explican en el anexo 2.

2.2 Principales datos técnicos del SEN

La tabla 1 resume los principales datos técnicos del SEN correspondientes al año 2025.

Parámetro	Valor	Observaciones
Energía anual total producida	85.150 GWh (100%)	
Energía convencional producida	49.814 GWh (58,5%)	
Energía solar y eólica producida	32.684 GWh (38,4%)	
Energía ERNC producida[4]	35.336 GWh (41,5%)	
Energía renovable vertida	6.044 GWh (18,5%)	18,5 % c/r a solar y eólica
Potencia máxima empleada (PME)	12.398 MW	El 4 de febrero de 2025
Potencia máxima instalada	39.199 MW (100%)	216% c/r a PME
Potencia instalada gen. convencional	19.353 MW (49,4%)	
Potencia instalada gen. solar y eólica	18.663 MW (47,6%)	
Potencia instalada gen ERNC[5]	19.846 MW (50,6%)	

Tabla 1 - Principales datos técnicos del SEN del año 2025[6]

2.3 El exceso de oferta diurna

El SEN exhibe hoy una contradicción estructural, que constituye el nudo central del problema que esta propuesta procura resolver.

El fuerte desarrollo que ha tenido la energía renovable en Chile durante la última década[7], ha hecho que el bloque horario diurno (Bloque B, de 08:00 a 18:00) esté dominado

[4] Considera energía solar, eólica, biogás, biomasa, termosolar, geotérmica y cogeneración.
[5] Considera energía solar, eólica, termosolar, geotérmica y de otros tipos.
[6] Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.
[7] Incentivado en varios casos de manera artificial, mediante subsidios y otras distorsiones de mercado.

por la generación solar fotovoltaica —tanto proveniente de centrales de gran tamaño como de centrales PMGD— y que con frecuencia se supere la demanda del sistema, lo que obliga a realizar vertimientos masivos de energía a las centrales renovables (con excepción de los PMGD)[8]; además, el exceso de energía hace que en ese rango horario los precios del mercado mayorista (precios "spot") sean iguales o próximos a cero USD/MWh.

Las cifras son contundentes: según el CEN, durante 2024 y 2025 el costo marginal horario durante el bloque B se situó en cero USD/MWh de forma persistente en gran parte del SEN, en 8 de los 12 meses de cada año, como se aprecia en el ejemplo de la figura 1.

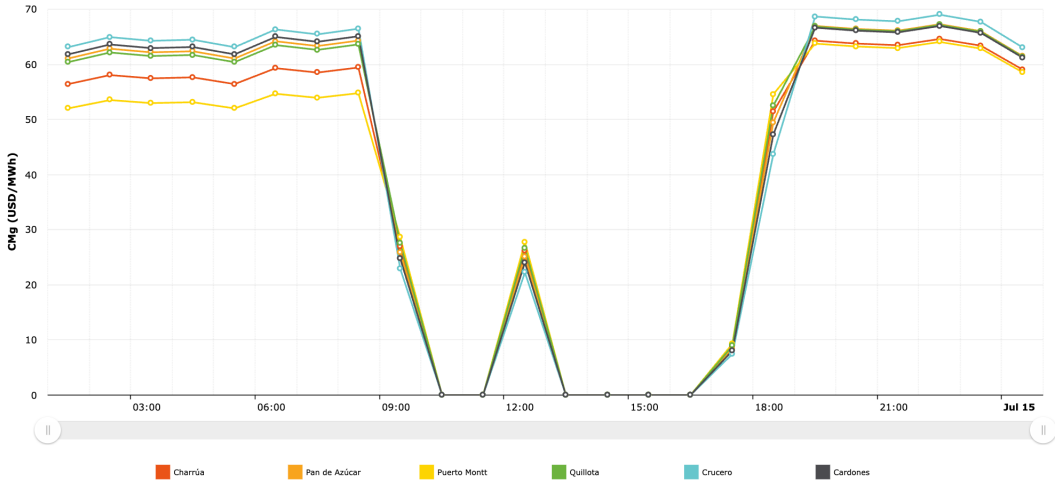


Figura 1 - Costos marginales del día 14 de julio de 2024 en las distintas barras del SEN[9]

A su vez, el vertimiento total de las centrales solares y eólicas ordenado por el Coordinador alcanzó los 6.044 GWh en 2025, cifra equivalente al 18,5% de este tipo de energía y que representa un incremento del 7% respecto de 2024. Hay centrales solares individuales que experimentaron incluso tasas de vertimiento superiores al 50% de su capacidad potencial de generación.

Esta sobreoferta estructural es consecuencia directa del explosivo crecimiento de las ERNC: a fines de 2025 Chile superó los 19 GW de capacidad ERNC instalada, que sumada a la generación convencional superó los 39 MW, frente a una demanda máxima nacional de tan sólo 12,4 GW.

[8] Un cambio regulatorio reciente obligará en el futuro a los PMGD a participar del vertimiento.
[9] Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

2.4 Los efectos de la tarifa plana que pagan los clientes regulados

No obstante lo anterior, ese exceso de oferta y de precios bajos (o nulos) observados en el mercado mayorista, no logra ser capturado por los clientes regulados, debido a que la regulación vigente (artículo 157 de la LGSE) obliga a que ellos paguen el precio promedio de los contratos de suministro vigentes, que hoy es de unos 155 USD/MWh[10], al cual se le agregan otros costos como los de transmisión, distribución y regulación (este último es para financiar al CEN), lo que eleva el total a alrededor de 220 USD/MWh, sin incluir el IVA.

En la figura 2 puede apreciarse el fuerte incremento que —por diversos motivos— han experimentado las tarifas eléctricas aplicadas a los clientes regulados, tan sólo en el lapso comprendido entre mayo de 2024 y diciembre de 2025.

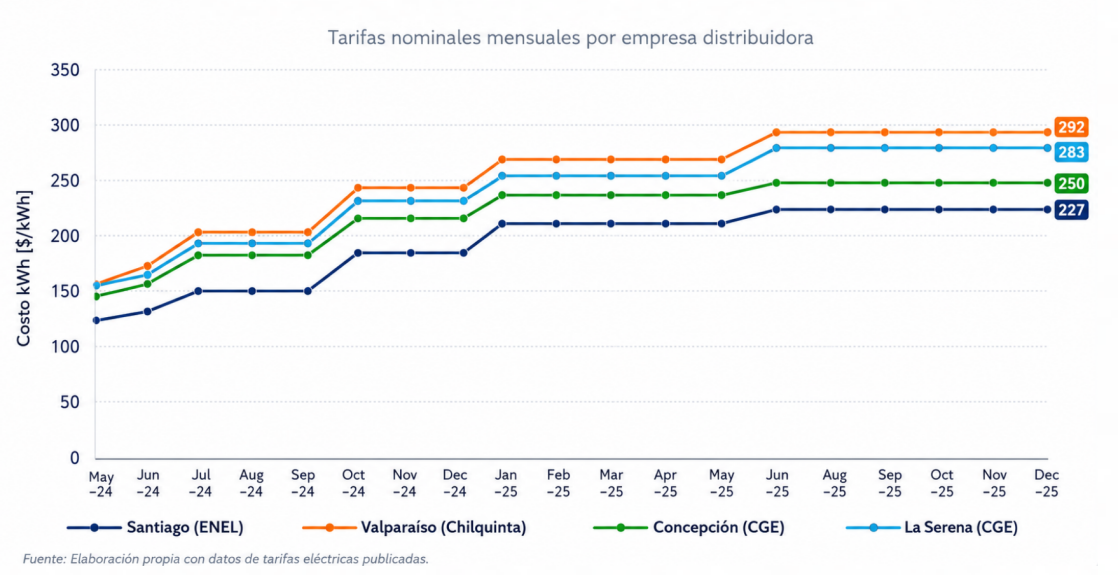


Figura 2 - Incremento de las tarifas entre mayo de 2024 y diciembre de 2025[11]

Lo anterior se verá agravado con el traspaso gradual de los Costos Sistémicos a los clientes regulados a contar de 2027, dispuesto por la CNE en las bases de las nuevas licitaciones de suministro (antes esos costos eran de cargo de las generadoras)[12]. Todo lo anterior seguirá incrementando las tarifas en el tiempo, a pesar de que en el pasado se

[10] Incluidos los Costos Sistémicos; ver anexo 4 y tabla 2 (el valor de 127,2 $/kWh de la tabla 2 excluye los Costos Sistémicos).

[11] Gráfico obtenido del informe "Tarifas eléctricas: todo con tu plata" de Javier Piedra Fierro, publicado por CIPER el 15 de junio de 2026.

[12] Por disposición de la CNE, los clientes libres ya son responsables de pagar los Costos Sistémicos, que antes en este segmento también eran de cargo de las generadoras.

adjudicaron licitaciones de energía a precios bajos, ofrecidos principalmente por empresas renovables.

Más aún, los clientes regulados —que en general son hogares, así como pequeñas y medianas empresas— pagan hoy tarifas planas durante las 24 horas del día, que no distinguen el horario de consumo. En otras palabras, cada cliente regulado paga la misma tarifa, con independencia de si consumió energía cerca de las 23:00 (cuando el precio mayorista puede estar en torno a los 120 USD/MWh), o al mediodía (cuando el precio mayorista puede ser cero USD/MWh o cercano a cero).

En efecto, en la actualidad la estructura del costo unitario de un cliente regulado (en pesos por kWh) tiene una composición típica como la que se muestra en la tabla 2 (en el anexo 4 se consignan los datos y supuestos con los que fue elaborada esta tabla). En esa tabla se puede apreciar que el costo de la energía (incluyendo los Costos Sistémicos) representa alrededor del 70% de la factura que pagan los clientes regulados.

Componente	Costo típico ($/kWh)	Impacto (%)
Energía (contratos de suministro)	127,2	61%
Costos Sistémicos (PMGD, etc.)[13]	18,8	9%
Transmisión[14]	20,9	10%
Distribución (VAD)[15]	33,4	16%
Potencia y otros cargos[16]	8,3	4%
Costo unitario típico	208,6	100%

Tabla 2 - Elementos que componen el costo unitario típico de un cliente regulado (sin IVA)

Las tarifas planas tienen dos consecuencias relevantes: primero, el cliente regulado no recibe ninguna señal de precio que lo incentive a consumir energía durante el bloque B, cuando el SEN tiene excedentes que podrían consumirse a precios más convenientes, y, segundo —y de mayor impacto para el SEN— dado el elevado costo total

[13] En esta tabla los Costos Sistémicos son presentados en forma separada, pese a que todavía forman parte de las tarifas que las generadoras aplican a las distribuidoras, porque a contar de 2027 empezarán a ser cobrados gradual y directamente a los clientes regulados.
[14] En general corresponde a un costo fijo, pero se indexa para ser cobrado en función del consumo.
[15] También se indexa para ser cobrado en función del consumo.
[16] Cargos por capacidad (potencia), regulación (CEN), etc.

de la energía eléctrica [17], el cliente regulado recibe un poderoso incentivo para la autogeneración, es decir, para instalar una planta de generación propia (principalmente de tipo solar) dentro de su recinto, vale decir, detrás del medidor, como respuesta económicamente racional ante una tarifa del orden de 210 $/kWh, más IVA, toda vez que el costo equivalente de esa planta propia puede resultar hoy sustancialmente inferior.

Los clientes regulados, por lo tanto, consumirán cada día menos energía del SEN, e incluso algunos podrían llegar a prescindir del SEN (si cuentan con suficiente respaldo de baterías). Con todo, es preciso señalar que el incentivo para la autogeneración también se manifiesta entre los clientes libres. Además, cabe recordar que estamos en un mundo donde las plantas de generación solar y las baterías resultan cada día más baratas, mientras que la electricidad del SEN resulta cada día más cara.

2.5 El creciente peso de los Costos Sistémicos y la ausencia de asignación según su causalidad

Los denominados Costos Sistémicos, o "pagos laterales", han aumentado de manera acelerada en los últimos años, en parte motivados por una mayor participación de las energías renovables en el sistema, convirtiéndose en una carga de creciente importancia si se le compara con el precio de la energía licitada, de la transmisión o de la distribución.

El aumento de los Costos Sistémicos obedece en medida importante a la necesidad de financiar el trato comercial preferente que reciben los PMGD, que ha requerido traspasos que ya superan los USD 300 millones anuales, y también a la decisión de financiar los medios de respaldo que requieren las centrales ERNC con cargo a todo el sistema (como la radiación solar y el viento son intermitentes, es preciso mantener centrales convencionales operando a mínima capacidad, pero que estén listas para aumentar su generación cuando sea necesario cubrir esas intermitencias).

La estructura de los Costos Sistémicos presenta una doble ineficiencia en cuanto a su asignación:

- primero, esos costos eran asignados a las generadoras, a prorrata de las compras (retiros) de energía que hacía cada una en el mercado mayorista (para suministrarla a sus clientes), sin considerar la causalidad de los componentes de esos costos, y

[17] Al considerar la energía propiamente tal, más transmisión, distribución, Costos Sistémicos y demás cargos.

- segundo, a contar de 2027 esos costos empezarán a ser asignados gradual y directamente a los clientes regulados que permanezcan en la red[18], penalizando así de manera creciente a quienes no tengan la capacidad de instalar medios de generación propios, que generalmente son PYME y hogares de menores ingresos o de espacios insuficientes para instalar paneles solares.

Pese a sus ineficiencias, cualquiera de esos dos mecanismos podría ser aceptable si los Costos Sistémicos se mantuviesen en rangos bajos (del orden de 0,5 USD/MWh), como ocurría en Chile hasta 2019. Sin embargo, a contar de ese año los Costos Sistémicos empezaron a aumentar fuertemente, se volvieron relevantes e incluso en un momento superaron los 20 USD/MWh, como se muestra en la figura 3; por lo tanto, su traslado a quienes demandan energía no resulta justo ni razonable, porque los agentes que los causan no responden por ellos, mientras que los clientes finales carecen de herramientas para cuestionarlos o evitarlos (salvo que instalen sus propios medios de generación, para dejar de consumir energía del SEN).

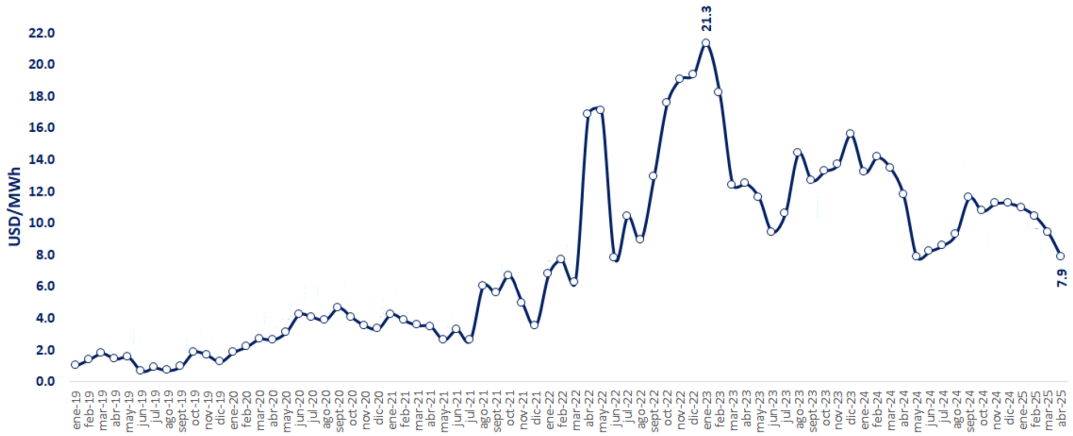


Figura 3 - Evolución reciente de los Costos Sistémicos[19]

En consecuencia, la asignación de los Costos Sistémicos debiese ser corregida, para que se efectúe en función de su causalidad.

[18] Como señalamos en el anexo 2, los clientes libres ya son responsables de pagar directamente los Costos Sistémicos.

[19] Fuente: Presentación "Costos Sistémicos SEN (Enero 2019 - Abril 2025)" de Broker & Trader Energy Chile.

2.6 La espiral de la muerte del sistema

Las plantas de energía solar fotovoltaica que los clientes instalan detrás del medidor tienen hoy un costo equivalente de producción del orden de 50 $/kWh[20]. Frente a la tarifa del orden de 210 $/kWh que pagan hoy los clientes regulados, se produce un diferencial tan significativo que cualquier cliente con condiciones técnicas mínimas tiene un poderoso incentivo económico para instalar paneles solares propios y consumir así menos energía del SEN, e incluso para desconectarse del SEN.

Con el mecanismo de ahorro que significa instalar paneles solares detrás del medidor ocurren varias cosas en forma simultánea:

i. El cliente reduce su consumo de red en el Bloque B, que es precisamente el bloque donde el SEN ya tiene exceso de oferta y los precios mayoristas son nulos o cercanos a cero.

ii. Lo anterior reduce aún más la demanda en el bloque B, con lo que el cliente contribuye a agravar el vertimiento de energía, en vez de aprovecharlo a precios más bajos que el costo equivalente de instalar sus propios paneles.

iii. Si además el cliente tiene excedentes por sobre su consumo, puede vender esos excedentes a un precio superior al costo equivalente de producción de sus paneles solares.

iv. El cliente no necesariamente reduce su consumo nocturno, para el cual puede seguir dependiendo del SEN.

v. Sin embargo, en una segunda etapa, el cliente podrá incorporar baterías detrás del medidor, para satisfacer su consumo nocturno, desacoplándose aún más del SEN, y

vi. El cliente deja de contribuir proporcional y progresivamente al pago de otros costos del SEN —como los de transmisión, distribución o los propios Costos Sistémicos—, porque esos costos están asignados al consumo de energía. Es decir, por cada kWh autoproducido, el cliente evita pagar la totalidad de los otros costos que el SEN asigna a ese kWh, pero sin proponérselo los traslada a aquellos clientes que no pueden instalar paneles solares detrás del medidor.

[20] Este costo puede duplicarse si se agregan baterías para el consumo nocturno.

Este último punto es crítico pero lamentablemente es subestimado por la industria y por las propias autoridades. En efecto, los costos de transmisión, distribución o los Costos Sistémicos no desaparecen cuando un cliente instala paneles solares detrás del medidor; lo que cambia es que esos costos pasarán a ser distribuidos entre una base de consumo más pequeña, de modo que los clientes que permanezcan conectados al SEN tendrán que pagar cada día más por los mismos servicios, y con ello se intensificará el incentivo para instalar más paneles solares detrás del medidor, dando lugar así a un círculo vicioso que también se conoce como "la espiral de la muerte".

Si no se adoptan medidas correctivas de manera oportuna, como la que se propone en este documento, la infraestructura de generación, transmisión y distribución del SEN irá quedando progresivamente subutilizada, haciendo inviable el desarrollo de nueva capacidad eficiente, perdiéndose las economías de escala y degradando la calidad del servicio[21].

El incentivo a la autogeneración podría ser menor en el caso de los clientes libres, ya que éstos acceden a menores tarifas que los regulados (sección A2.2 del anexo 2), pero "la espiral de la muerte" opera en los mismos términos ya descritos y no es exclusiva de los regulados. En efecto, los clientes libres también pueden instalar —y de hecho, instalan— generación propia detrás del medidor, de modo que por cada kWh autoproducido evitan pagar los costos de transmisión, de distribución y Costos Sistémicos asignados al consumo de energía, que en su caso ya son de su cargo (sección A2.3 del anexo 2). Sin embargo —y tal como ocurre con los clientes regulados—, esos costos no desaparecen sino que se redistribuyen entre una menor base de consumo y recaen entonces sobre todos quienes permanezcan conectados al SEN.

En todo caso, el mecanismo recién descrito se acelera a sí mismo, porque cada etapa alcanzada —es decir, cada vez que un número importante de clientes disminuye su consumo de energía del SEN— hace más atractivo el desarrollo de la etapa siguiente. No existe un punto de equilibrio natural que detenga el proceso una vez iniciado, salvo que el regulador intervenga con un rediseño tarifario. Más aún, a diferencia de una corrección de mercado normal —donde un alza de precios reduce la demanda hasta lograr un nuevo equilibrio— aquí el alza de las tarifas no reduce la demanda sino que la desplaza fuera del SEN de manera persistente y difícilmente reversible. El cliente que instala paneles solares detrás del medidor raramente vuelve a ser cliente pleno de la red.

[21] La generación eléctrica del SEN creció con una tasa anual promedio del 3,3% —siempre positiva— entre los años 2000 y 2024; sin embargo, en 2025 se contrajo en un 0,4% y decreció por primera vez en ese lapso, lo que probablemente obedece a una creciente generación detrás del medidor.

Esa dinámica no es una falla de mercado accidental sino el resultado predecible de una regulación anacrónica y de una estructura tarifaria rígida, que no ha mantenido el ritmo del progreso tecnológico, porque no refleja la situación del mercado mayorista ni transmite señales de precios horarios a los clientes regulados. Por lo mismo, en un contexto de sobreoferta estructural durante el bloque diurno, carece de justificación que los clientes regulados no puedan aprovechar aquella energía que hoy se vierte.

3. Marco regulatorio de las licitaciones de suministro eléctrico

El marco regulatorio que rige las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados en Chile se basa en un modelo de planificación centralizada y ejecución competitiva, diseñado para asegurar el abastecimiento de largo plazo y —en teoría— al menor costo posible.

Ese marco regulatorio está contenido en las siguientes disposiciones de la LGSE y en una cadena de decretos supremos, resoluciones y normas técnicas que regulan cada eslabón del proceso, abarcando desde la convocatoria a las licitaciones hasta la factura que recibirán los usuarios finales:

- Artículo 125 de la LGSE
- Artículo 131 de la LGSE
- Artículo 131 bis de la LGSE
- Artículo 131 ter de la LGSE
- Artículos 132 a 135 quinquies de la LGSE
- Artículo 148 de la LGSE
- Artículo 157 de la LGSE
- Reglamento de Licitaciones de Suministro, Decreto Supremo N° 106 de 2015 del Ministerio de Energía (DS 106/2015)
- Reglamento del Precio de Nudo Promedio, Decreto Supremo N° 86 de 2012 del Ministerio de Energía (DS 86/2012)
- Aplicación del artículo 148 de la LGSE, Resolución Exenta N° 164 de 2010 de la CNE (RE 164/2010)
- Informe de Licitaciones de la CNE, y
- Bases de licitación de la CNE.

En el anexo 3 se analizan estas disposiciones de manera detallada.

4. Propuesta de modificación normativa

4.1 Objetivo central

La presente propuesta tiene por objeto rediseñar las reglas empleadas hasta ahora en las bases de licitación de suministro de la CNE para clientes regulados, con el objeto de otorgar a estos clientes la posibilidad de acceder a energía diurna de menor precio, en el actual contexto de sobreoferta del Bloque B. Ello no sólo incentivará una mayor demanda en el SEN en los horarios donde se producen vertimientos, sino que al mismo tiempo desincentivará —mediante un mecanismo de mercado— la instalación de paneles solares detrás del medidor.

Esta propuesta no busca imponer una barrera competitiva a la instalación de ese tipo de paneles, sino que procura ofrecer una solución estructural a todo el sistema, de manera de poner freno a la espiral de la muerte, incentivando a los clientes regulados a absorber la sobreoferta existente antes de incurrir en el costo de instalar nueva infraestructura en sus recintos. Esto se lograría por la vía de entregar a clientes regulados una nueva señal de precios, correcta, en línea con las señales del mercado mayorista.

4.2 Premisas regulatorias

- La CNE tiene facultades legales (artículos 131, 131 bis y 132 de la LGSE) para diseñar las bases de licitación, incluyendo la segmentación horaria, los plazos y las condiciones tarifarias, siempre que se cumplan los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación establecidos en la ley.

- Las licitaciones de corto plazo (artículo 135 bis de la LGSE y artículo 10 del DS 106/2015) permiten fijar condiciones distintas en las bases para los plazos de inicio y para el período de suministro de los contratos; además, las licitaciones excepcionales de corto plazo (artículo 135 quinquies de la LGSE y Título V del DS 106/2015) contemplan contratos cuya duración no puede exceder de tres años, sujetos a un mecanismo especial de ajuste de precios.

- Mediante ajustes reglamentarios, la fijación de precios promedio que recogen los precios de las licitaciones puede modificarse para transmitir señales horarias a los clientes regulados.

- La corrección de la nueva asignación de los Costos Sistémicos requiere ajustes normativos adicionales, probablemente a nivel de decreto supremo o de ley, que se señalarán más adelante.

5. Propuesta de licitación de un Bloque B Especial (diurno)

Proponemos que la CNE incorpore, en el marco del próximo proceso licitatorio, un componente de licitación especial exclusivamente dirigido al Bloque B (de 08:00 a 18:00), con características especiales que permitan trasladar a los clientes regulados el precio eficiente de la energía diurna.

5.1 Elemento 1: Licitación del Bloque B Especial (diurno)

Descripción

Se propone crear un proceso de licitación pública específico para el Bloque B Especial, desvinculándolo del resto del suministro (bloques A, B y C tradicionales). El objeto de esta licitación es adjudicar un suministro de energía de bajo costo, exclusivamente en el horario comprendido entre las 08:00 y las 18:00.

Fundamento

El bloque B tradicional concentra la mayor parte de la generación solar fotovoltaica y a la vez la mayor parte del vertimiento del sistema. Los precios mayoristas en este bloque son muy bajos o incluso nulos, lo que debería traducirse en un precio de licitación sustancialmente menor al precio promedio de los contratos de suministro vigentes. En consecuencia, una licitación del Bloque B Especial permitirá:

- Que los oferentes con generación disponible en esos horarios ofrezcan precios competitivos, sin necesidad de hacer subsidios entre bloques distintos.

- Que el precio resultante refleje fielmente la tendencia del precio mayorista esperado del Bloque B, y

- Que los clientes regulados puedan acceder oportunamente a esta señal diferenciada de precio (ver Elemento 4).

Especificaciones técnicas propuestas

Bloque horario licitado	Bloque B: 08:00 a 18:00 (lunes a domingo).
Volumen a licitar	A determinar por el Informe de Licitaciones, proporcional al consumo diurno total del sistema.
Segmentación zonal	Incrementar la segmentación en bloques zonales de los actuales 4 bloques a unos 10, o, idealmente, llevar a que cada distribuidora vuelva a licitar sus propios requerimientos.
Factor de energía firme horario	Mínimo 0,6 para el Bloque B.
Tecnologías elegibles	Preferentemente generación solar fotovoltaica, eólica, hidráulica de pasada, ERNC + almacenamiento BESS, y combinaciones de ellas. También se podrán considerar otras tecnologías, pero éstas deberán acreditar que el precio ofertado cubre al menos los correspondientes costos variables de generación.
Mecanismo de adjudicación	Precio de liquidación de mercado (*"pay as clear"*), con evaluación por bloque zonal independiente, de modo que todos los adjudicatarios reciban el mismo precio (precio de la oferta más cara aceptada).
Precio de reserva	A determinar fundadamente por la CNE según proyección de costos marginales del Bloque B para el período de suministro.

Tabla 3 - Especificaciones técnicas propuestas

5.2 Elemento 2: Plazo del contrato de 2 a 5 años

Descripción

A diferencia de los procesos de licitación de largo plazo (15 a 20 años), la licitación del Bloque B Especial deberá contemplar contratos de suministro de duración acotada, entre dos y cinco años, de modo que la CNE pueda revisar las condiciones de mercado con mayor frecuencia y ajustar las señales tarifarias a la evolución real del sistema.

Fundamento

La naturaleza de la sobreoferta diurna es dinámica. A medida que los sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS) se masifican —Chile podría disponer de más de

9 GW de almacenamiento BESS hacia fin de 2027[22]—, el perfil de costos del bloque B podría cambiar. Los contratos de menor duración permiten entonces:

- Reducir el riesgo regulatorio para los clientes en un contexto de precios declinantes.
- Actualizar las señales tarifarias a la realidad del mercado en períodos más cortos.
- Facilitar la participación de proyectos de menor tamaño con menor exposición financiera, y
- Aprovechar el marco legal de las licitaciones excepcionales de corto plazo (artículo 135 quinquies de la LGSE), cuyos contratos no pueden exceder de tres años, así como el de las licitaciones de corto plazo (artículo 135 bis de la LGSE y artículo 10 del DS 106/2015), cuyas bases pueden fijar condiciones distintas para los plazos de inicio y para el período de suministro.

Consideración normativa

El artículo 132 de la LGSE establece que el período de suministro no podrá ser superior a veinte años, pero sin establecer un mínimo, lo que permitiría la posibilidad de disponer de contratos de corta duración. Por su parte, el artículo 135 quinquies de la misma ley dispone que, cuando la CNE prevea para el año siguiente que el consumo efectivo de energía de una distribuidora destinado a sus clientes regulados resulte superior al suministro contratado disponible, dictará una resolución que instruya la implementación de una licitación de corto plazo, cuyos contratos no podrán exceder de tres años, con mecanismos de ajuste de precios ligados al costo marginal horario, tal como se hizo en la Licitación 2025/02.

5.3 Elemento 3: Inicio del suministro en 12 meses

Descripción

Se propone que el inicio de suministro del contrato licitado en el Bloque B Especial sea de, a lo más, doce meses desde la adjudicación, en contraposición al plazo habitual de 5 o más años de los procesos regulares (artículo 131, inciso segundo, de la LGSE y artículo 9 del DS 106/2015).

[22] Fuente: https://www.pv-magazine-latam.com/2026/08/24/chile-proyecta-alcanzar-a-inicios-de-2027-su-meta-de-6-gw-de-almacenamiento-de-energia/

Fundamento

Los proyectos de gran tamaño ("*utility-scale*") de energías renovables, así como los proyectos PMGD actualmente en operación, o en proceso de habilitación comercial, disponen en general de excedentes de energía que pueden ser suministrados en el corto plazo. Por lo tanto, en general no se requiere la construcción de nueva infraestructura para materializar contratos de suministro como los que estamos proponiendo para el Bloque B Especial.

Además, un inicio de suministro en breve plazo permite que los beneficios tarifarios lleguen pronto a los clientes finales, antes de que la espiral de la muerte se consolide de manera irreversible.

Marco legal

El marco regulatorio de las licitaciones excepcionales de corto plazo (artículo 135 quinquies de la LGSE y artículos 67 y siguientes del Reglamento de Licitaciones de Suministro, DS 106/2015), así como el de las licitaciones de corto plazo (artículo 135 bis de la LGSE y artículo 10 del DS 106/2015), fue diseñado precisamente para cubrir brechas de suministro en plazos reducidos. De hecho, la Licitación 2025/02, adjudicada en diciembre de 2025, fijó un plazo de inicio de suministro para 2026, lo que demuestra la viabilidad regulatoria de este mecanismo.

5.4 Elemento 4: Mecanismo tarifario de traslado inmediato al cliente regulado

Descripción

El elemento central y más innovador de la presente propuesta es la creación de un mecanismo que permita a los clientes regulados interesados acceder, en breve plazo, al precio de la energía adjudicada en la licitación del Bloque B Especial, que será menor que el precio de los contratos vigentes de suministro de largo plazo.

Modalidad propuesta: tarifa diurna opcional para clientes sobre un umbral inicial

Se propone crear una tarifa especial, derivada de la licitación del Bloque B Especial, que estará disponible para clientes regulados que cumplan las siguientes condiciones:

i. Inicialmente, la tarifa especial se aplicará a cada cliente interesado para aquel consumo mensual que supere un umbral de 60 kWh dentro del bloque B[23]; no obstante, la CNE reducirá gradualmente ese umbral hasta llevarlo a 0 kWh (cero kWh) en unos cinco años, en función de los resultados observados. De ese modo, se logrará una transición suave y con el transcurso del tiempo cualquier cliente regulado interesado podrá acceder a la nueva modalidad.

ii. Registro voluntario ante la distribuidora correspondiente, con una vigencia mínima de un año para evitar arbitrajes, o con una duración vinculada a la duración del Bloque B Especial licitado.

iii. Instalación de un medidor bidireccional, con capacidad de registro horario.

A su vez, bajo la nueva modalidad el cargo de energía se dividiría en dos componentes:

- Componente Bloque B Especial (08:00 a 18:00): el precio de la energía será el resultante de la licitación del Bloque B Especial, que probablemente será muy inferior a la tarifa pagada históricamente.

- Componente Resto del Consumo Diario (Bloques A, B y C tradicionales): el precio de la energía será el resultante de los contratos de suministro vigentes, tal como se determina hoy para los clientes regulados.

La figura 4 muestra el perfil de consumo diario inicial que tendría un cliente regulado adscrito al Bloque B Especial.

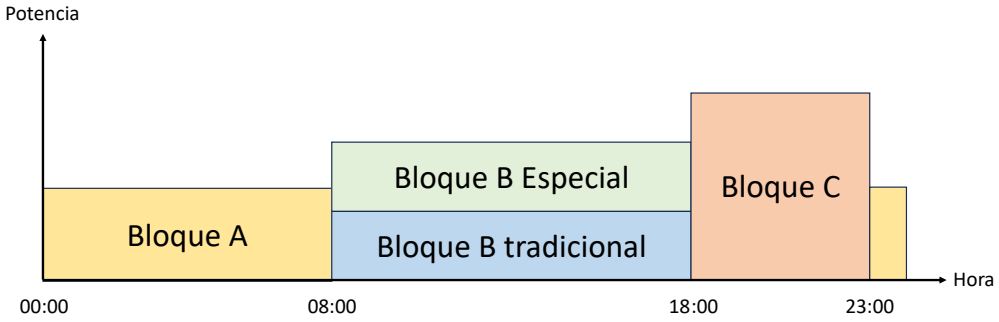


Figura 4 - Perfil de consumo diario inicial de un cliente regulado adscrito al Bloque B Especial

[23] En términos de potencia instantánea equivaldrían a unos 200 W.

El efecto inmediato para los clientes regulados adscritos es el acceso a una tarifa reducida para el Bloque B Especial, que promueva un mayor consumo durante el horario diurno. Para un cliente regulado cuyo perfil de consumo esté centrado en horas diurnas (comercio, industria ligera, actividades agrícolas), el ahorro puede llegar a ser sustancial.

La propuesta también considera la posibilidad de que el cliente regulado reduzca libremente su consumo en el bloque A o en el bloque C, y lo traslade al bloque B, si así lo desea (en los bloques A y C no habrá umbrales de consumo mínimo). En consecuencia, la tarifa reducida puede ser un incentivo importante para la instalación de baterías detrás del medidor, de modo de reducir el consumo desde la red durante el resto del día, bajar de manera adicional el valor de la factura y mejorar de paso la continuidad y confiabilidad del suministro.

Incentivos a la absorción diurna

Para aumentar el efecto del mecanismo propuesto, se propone complementarlo con una campaña activa que promueva la eficiencia y la gestión de la demanda, con el objeto de desplazar consumos desde los distintos bloques actuales hacia el nuevo Bloque B Especial. Por ejemplo, ello se puede lograr mediante la programación de electrodomésticos industriales, la carga de vehículos eléctricos en horario solar, el bombeo agrícola diurno o la instalación de baterías detrás del medidor, entre otros. Estos cambios conductuales, incentivados por el diferencial de precios, permitirán incrementar la demanda de energía eléctrica, lograr que muchos clientes regulados aprovechen el actual exceso de oferta del horario diurno y atenuar los vertimientos de energía del SEN.

5.5 Elemento 5: Exención de pago de Costos Sistémicos para el consumo en el Bloque B

Descripción

Se propone que los clientes regulados adscritos al Bloque B Especial queden exentos —total o parcialmente— de los Costos Sistémicos, para los consumos diurnos derivados de la licitación del Bloque B Especial[24]. Específicamente, se propone la exención de los siguientes cargos para ese consumo diurno:

[24] La justificación para no incluir los Costos Sistémicos en el consumo asociado al Bloque B Especial, es porque se trata de un consumo diurno adicional, que de manera natural contribuye a reducir esos costos.

- Cargo por reservas estratégicas (incluyendo los nuevos cargos de reserva incorporados desde 2025).

- Sobrecostos por mínimos técnicos de generación térmica, en la fracción correspondiente al Bloque B (dado que estos sobrecostos se generan principalmente durante la noche y temprano en la mañana, mas no durante el Bloque B).

- Cargo PMGD, en la fracción correspondiente al Bloque B, dado que la actual compensación en favor de los PMGD es causada precisamente por el exceso de oferta en este bloque. Por lo tanto, eximir de este cargo al consumo diurno elimina el subsidio cruzado que hoy financia la sobreoferta PMGD a expensas de los clientes regulados.

Con todo y como norma general, los componentes de los Costos Sistémicos que se justifiquen deberían ser atribuidos directamente a aquellos operadores específicos que efectivamente los causan, y aquellos que no puedan ser atribuidos a un operador específico deberían volver a ser de cargo directo de las generadoras y no de los clientes libres o regulados (ciertamente que al final éstos los pagarán, pero por medio de los servicios contratados a las generadoras).

Fundamento

El principio de causalidad en la asignación de costos es un principio regulatorio elemental: quien causa un costo es quien debe financiarlo y cubrirlo con las tarifas que aplica a sus clientes. De ese modo el mercado presionará para que los costos resulten lo más bajos que sea posible.

Los elevados Costos Sistémicos del bloque B son causados principalmente por la sobreoferta de generación PMGD en este horario, de modo que no existe justificación económica para que estos costos sean trasladados en forma directa al cliente que consume energía diurna barata, pues no es dicho cliente quien genera esos costos; al contrario, su consumo en ese bloque reduce el vertimiento y el costo total del sistema.

Liberar al Bloque B Especial de los Costos Sistémicos tiene dos efectos virtuosos:

i. Aumenta el atractivo relativo del consumo desde el SEN en desmedro de la generación detrás del medidor (en cuyo caso el cliente evita sólo aquellos componentes de los Costos Sistémicos que son reemplazados por el Bloque B Especial, no los demás componentes).

ii. Alinea la asignación de costos con el principio de causalidad, reduciendo así la regresividad del actual sistema de asignación.

Cargos que deben mantenerse para el Bloque B Especial

Por razones de equidad y viabilidad, será necesario sí mantener para los consumos dentro del Bloque B Especial aquellos cargos que sí tienen una causalidad transversal en todos los horarios, como son:

- Valor Agregado de Distribución (VAD), dado que la infraestructura de distribución se utiliza en todos los horarios.

- Cargos de transmisión (para remunerar el subsistema de transmisión nacional y los subsistemas zonales), dado que la infraestructura de transmisión también se utiliza en todos los horarios[25].

En principio cabría mantener también los cargos por potencia (capacidad), proporcionales a la demanda máxima del cliente; sin embargo, dado que la licitación del Bloque B Especial está contemplada fuera del horario de punta, los consumos dentro de este horario no debieran estar afectos a estos cargos.

5.6 Resumen del paquete de modificaciones a las bases de licitación

Elemento	Modificación Propuesta	Efecto Esperado
1. Bloque licitado	Licitación del Bloque B Especial (08:00 a 18:00).	El precio de energía diurna debería reflejar su costo real, es decir, unos 10 a 30 USD/MWh.
2. Duración	Contratos de 2 a 5 años.	Adaptabilidad a la evolución del mercado; menor riesgo tarifario.
3. Inicio del suministro	Máximo 12 meses desde la adjudicación.	El beneficio tarifario llegaría a los clientes en breve plazo.
4. Mecanismo tarifario	Tarifa diurna opcional para clientes interesados que consuman sobre el umbral.	El cliente vería el precio diferenciado diurno: incentivo a consumir en horario solar.

[25] Con todo, en el largo plazo deberá corregirse el error que significó atribuir los cargos de transmisión de manera directa a los usuarios finales, en vez de atribuirlos a las generadoras que emplean los subsistemas correspondientes.

5. Exención de Costos Sistémicos	Exención de cargos PMGD, mínimos técnicos y de reservas para el consumo en Bloque B.	Se eliminan subsidios cruzados, se alinea la causalidad y se reducen los incentivos a la generación detrás del medidor.

Tabla 4 - Resumen del paquete de modificaciones a las bases de licitación

6. Desafíos normativos

La propuesta de licitación de un Bloque B Especial conlleva tres grandes objetivos normativos relevantes:

a) Licitar el Bloque B Especial como un producto diferenciado de los demás bloques.

b) Modificar el mecanismo de traspaso a los clientes regulados del precio promedio de los contratos de suministro (considerando ahora el Bloque B Especial), y

c) Asignar directamente el precio de adjudicación del Bloque B Especial como tarifa final al cliente regulado adscrito a la nueva modalidad.

Alcanzar el primer objetivo es perfectamente factible hoy, pero el segundo ya requiere cambios reglamentarios mientras que el tercero probablemente requerirá un cambio legal. En todo caso, para alcanzar esos tres objetivos es preciso superar los siguientes obstáculos:

Obstáculo 1 — La regla del precio promedio es el principal obstáculo

El artículo 157 de la LGSE dispone que las distribuidoras deben trasladar a sus clientes regulados un precio que resulte de promediar los precios contenidos en los distintos contratos de suministro vigentes, ponderados por la energía correspondiente. Esa regla legal impediría, por lo tanto, que el precio adjudicado en una licitación del Bloque B Especial llegue directamente al cliente como tarifa diferenciada; en cambio, debería entrar al cálculo del promedio general de todos los contratos vigentes para los bloques A, B y C, diluyéndose, sin dar lugar a un precio horario menor. Este es el principal obstáculo, que además condiciona al resto de los obstáculos.

Este obstáculo tiene dos dimensiones. La primera es que no puede resolverse por medio de las bases de licitación ni mediante reglamentos, ya que cualquier instrumento administrativo que pretenda traspasar directamente el precio adjudicado del Bloque B Especial como tarifa final podría infringir la regla del artículo 157. La segunda es que el mismo artículo 157 ofrece un margen reglamentario —su inciso primero dispone que «El

reglamento establecerá el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes sometidos a regulación de precios»— pero si bien este margen permite modificar la forma de calcular el promedio, no permitiría dejar de promediar. En consecuencia, la vía reglamentaria podría dar lugar a precios promedio diferenciados por bloque horario (un PNP-B distinto del PNP-A y del PNP-C, donde A, B y C son los tres bloques actuales), pero no al traspaso directo del precio de adjudicación de un Bloque B Especial.

Para que la señal de precio del Bloque B Especial llegue íntegra al cliente regulado se requeriría entonces modificar el artículo 157 de la LGSE, de modo de habilitar expresamente precios de generación diferenciados por bloque horario, o bien una excepción a la regla del promedio.

Obstáculo 2 — La prorrata general es incompatible con una señal horaria

Incluso, si se modifica el DS 86/2012 para introducir un PNP diferenciado por bloque horario, los precios correspondientes no llegarían al cliente final ya que el artículo 33 del DS 106/2015 establece que la demanda de los clientes regulados de cada distribuidora «se asignará entre todos sus Suministradores, correspondiendo a cada Bloque de Suministro contratado, sin distinción, absorber dicha demanda a prorrata de sus energías contratadas», lo que dificulta que la energía del Bloque B Especial sea asignada específicamente al consumo diurno de los clientes regulados adscritos y facturada con un precio diferenciado.

El desafío aquí es estructural: la regla del artículo 33 del DS 106/2015 es coherente con un sistema donde todos los contratos son indiferenciados respecto de los horarios de consumo, pero es incompatible con un sistema donde distintos contratos rigen para distintos horarios. En consecuencia, el DS 106 deberá incorporar una regla especial para licitaciones por bloques horarios que reemplace o complemente la prorrata general, permitiendo que la facturación y asignación de energía se efectúe por bloque. Esta modificación es sólo reglamentaria y no requiere cambios en la LGSE, pero debe coordinarse con la modificación del DS 86 para que ambas sean coherentes entre sí y con el artículo 157 de la LGSE.

Obstáculo 3 — Los Costos Sistémicos no se diferencian según su causalidad horaria

La presente propuesta plantea eximir los consumos del Bloque B Especial de determinados Costos Sistémicos en función de su causalidad.

Este obstáculo tiene dos dimensiones. La primera es conceptual: excluir a los clientes regulados adscritos al Bloque B Especial del pago de cargos que se asignan conforme a reglas generales es un cambio que requiere una habilitación normativa expresa, sin que sea suficiente enunciarlo en las bases de licitación de ese bloque. La segunda es técnica: los distintos componentes de los Costos Sistémicos tienen bases normativas distintas —artículo 72°-7 de la LGSE para servicios complementarios, artículo 115 de la LGSE para el pago de la transmisión, DS 88 para la compensación a los PMGD— y cada uno requerirá un análisis específico para determinar si la exención puede hacerse por la vía reglamentaria o si además requerirá de una modificación legal.

Obstáculo 4 — La diferencia entre el precio contractual y la tarifa final

El precio contractual pactado entre la distribuidora y la generadora como resultado de una licitación es sólo uno de los componentes de la tarifa final que la primera aplica a los clientes regulados, conforme al régimen legal de los artículos 157 y 158 de la LGSE y a los decretos tarifarios correspondientes.

Por lo tanto, el precio resultante de la licitación del Bloque B Especial no es directamente trasladable al cliente regulado adscrito, sino que tienen que agregarse los demás componentes legítimos (como VAD, transmisión o Costos Sistémicos que correspondan), lo que exige evitar errores de diseño y riesgos de juridicidad en los nuevos instrumentos normativos que se elaboren.

Obstáculo 5 — Las limitaciones del artículo 148 de la LGSE y la dependencia de los contratos de suministro vigentes

El artículo 148 de la LGSE y el precedente que sentó la RE 164/2010 podrían permitir una vía de implementación más rápida y jurídicamente menos expuesta, pero tienen dos limitaciones importantes.

La primera es que el artículo 148 solo puede ser utilizado por generadoras que ya tienen contratos de suministro vigentes con las distribuidoras: no puede ser aprovechado por generadoras nuevas que quieran competir en la licitación del Bloque B Especial con menores precios. Eso restringiría el alcance de este mecanismo sólo a los actores que ya están en el mercado.

La segunda es que el artículo 148 no permitiría crear una tarifa diurna regulada especial, ya que sólo opera sobre el consumo incremental respecto de un nivel base. El descuento correspondiente es visible en la boleta, pero no afecta a la tarifa que se aplica al

consumo base del cliente, lo que limita el impacto sistémico del mecanismo y lo hace insuficiente por sí solo para poner fin a la espiral de la muerte.

Obstáculo 6 — La medición horaria

Otro obstáculo práctico —transversal a todas las alternativas— es la necesidad de contar con medición horaria en el segmento de los clientes regulados adscritos. En efecto, cualquier mecanismo de precios diferenciados en función del bloque requiere identificar el consumo del cliente en cada bloque específico. Sin medidores con capacidad de registro horario —como la tienen los medidores inteligentes—, ese consumo solo puede estimarse mediante perfiles típicos, lo que introduce imprecisión, riesgo de impugnación por discriminación arbitraria y dificultades de fiscalización.

En la medida en que en la licitación del Bloque B Especial se logre un precio competitivo, el incentivo para instalar medidores con registros horarios se traslada a los clientes regulados, quienes estarán dispuestos a costear su instalación para beneficiarse con un menor precio de energía. En este caso, la estandarización del equipamiento debería definirse a priori.

Resumen

Alternativa	Instrumentos	Contenido mínimo de la modificación	Comentario
Incentivar el aumento del consumo diurno sin alterar la tarifa base.	Artículo 148 LGSE + modificación/adición a RE 164/2010.	Crear capítulo para ofertas por aumentos de consumo diurno, con línea base, medición, descuentos, facturación y reportes.	Sería la vía más rápida para un programa acotado. Sin embargo, en este mecanismo participarían sólo las generadoras que actualmente tienen contratos con las distribuidoras para abastecer a clientes regulados, y no las generadoras nuevas. El impacto (menor precio) se vería reflejado sólo sobre los consumos adicionales al consumo básico.
Licitación del Bloque B Especial y que el precio resultante incida en el precio promedio que paga el cliente regulado.	Informe de Licitaciones, Bases de Licitación, DS 86 vigente (o ajustes menores) y contratos.	Definir volumen, bloques horarios, puntos de oferta/compra, duración, fórmula de indexación, garantías y régimen contractual. El contrato adjudicado entra al promedio de precios, según la metodología vigente.	No requiere modificar la LGSE si se mantiene dentro del actual régimen de licitaciones de suministro, pero su efecto sería indirecto y de bajo impacto, ya que no generaría una tarifa diurna especial.

Crear precios promedio por bloque horario.	Modificar DS 86/2012 y DS 106/2015.	DS 86: crear una metodología de precios horarios o por bloque, ponderación de energía, decretos tarifarios, reliquidaciones. DS 106: crear una regla de asignación y facturación por bloque horario.	Viable reglamentariamente si respeta la regla legal del promedio del art. 157 de la LGSE. Su efecto también sería indirecto pero de mayor impacto.
Asignar directamente el precio adjudicado del Bloque B Especial como tarifa final.	Modificar artículo 157 de la LGSE y reglamentos.	Habilitar que determinados contratos o bloques horarios puedan traspasarse directamente, en forma total o parcial, a clientes regulados que cumplan determinados requisitos objetivos.	Exigiría cambios en la LGSE ya que no sería viable sólo por la vía reglamentaria, porque alteraría la regla legal del precio promedio.
Reasignar o eximir Costos Sistémicos por horario.	Reglamento o ley, según el cargo a reasignar o eximir.	Desarrollar reglas de causalidad, neutralidad, no discriminación, protección de clientes no participantes y reliquidaciones.	Tiene pleno sentido como complemento de la alternativa anterior.

Tabla 5 - Resumen de alternativas para reducir las tarifas de los clientes regulados

7. Evaluación de impactos

7.1 Impacto estimado en el cliente regulado

Un cliente residencial o comercial cuyo consumo se realiza en un 50% dentro del horario diurno y que se adscriba a la tarifa resultante de la licitación del Bloque B Especial, empezaría a pagar —al considerar consumos diurnos y nocturnos— un precio promedio de energía sustancialmente menor.

Por ejemplo, tal como se aprecia en el anexo 4, suponiendo un umbral inicial de 60 kWh para el consumo mensual en el bloque B, un precio de adjudicación en la licitación del Bloque B Especial de 30 USD/MWh, y un precio promedio de 135,4 USD/MWh para los bloques A, B y C, según los actuales contratos de suministro a las distribuidoras, el cliente regulado promedio vería que su costo de energía -tanto en términos de facturación como de costo unitario- se reduce en un 20%, aproximadamente[26].

[26] Al haberse considerado un umbral inicial de 60 kWh, la tabla A4.4 del anexo 4 muestra que sólo clientes con una facturación superior a $ 20.000 mensuales (sin IVA) podrían acceder al Bloque B Especial, y que el nivel de ahorro sería proporcional al nivel de facturación. No obstante, la propuesta también considera ir reduciendo gradualmente el umbral, hasta llevarlo a cero, de modo que en el futuro cualquier cliente pueda acceder al Bloque B Especial.

Sin embargo, el ahorro podría ser mayor si el cliente regulado logra reducir sus consumos en los bloques A y C y los traslada al bloque B.

Lo anterior supone sí que se eliminan los componentes indebidos de los Costos Sistémicos del Bloque B (cargos PMGD, mínimos técnicos, etc.).

Con todo, cabe señalar que el ahorro (menor facturación) del 20% que se consigna en la tabla A4.4 del anexo 4 no considera un probable aumento del consumo dentro del Bloque B Especial. En efecto, si por ejemplo el consumo aumentare en un 60% dentro del Bloque B Especial, sin alterar los consumos en los bloques A y C, el costo unitario de la energía se reduciría un 27%, pero la menor facturación promedio bajaría sólo un 13%.

7.2 Impacto en el sistema

El mecanismo propuesto generaría los siguientes efectos sistémicos positivos:

- Reducción del incentivo a instalar generación innecesaria detrás del medidor, al ofrecer al cliente regulado una alternativa de precios competitivos, sin necesidad de invertir en equipos propios y con bajas economías de escala.

- Incremento de la demanda activa en el bloque B, absorbiendo parte del actual vertimiento solar y mejorando la utilización de la infraestructura del SEN, lo que a su vez reducirá los costos unitarios de operación y amortización para todos los clientes.

- Reducción gradual del cargo sistémico ocasionado por los PMGD, ya que al comercializarse más energía solar durante el bloque B, el actual precio mayorista diurno podrá recuperarse, reduciendo así el diferencial que la normativa vigente obliga a pagar como compensación PMGD.

- Señales de precios más eficientes durante el bloque B, que orientarán las decisiones de inversión hacia tecnologías que favorezcan la generación o el consumo durante el horario diurno, al mismo tiempo que desincentivarán a aquellas que agravan el vertimiento o la espiral de la muerte.

7.3 Riesgos y mitigaciones

En la tabla 6 se indican los riesgos y mitigaciones de la propuesta.

Riesgo	Probabilidad	Mitigación Propuesta
Baja participación de oferentes por precio de reserva inadecuado.	Media	Calibrar el precio de reserva mediante una proyección de los costos marginales a que dé origen el Bloque B Especial; adoptar una banda de precios ligada al costo marginal horario (como en la licitación 2025/02 de la CNE).
Complejidad de implementación de la medición horaria que requieren los clientes adscritos al Bloque B Especial.	Media-Alta	Deben resolverse los problemas ocurridos con los cambios de medidores[27]. Asimismo, hay que fijar un umbral de consumo mínimo dentro del bloque B para acceder al Bloque B Especial (en este informe hemos propuesto inicialmente 60 kWh mensuales).
Incremento de costos para los clientes no adscritos al Bloque B Especial (si los Costos Sistémicos se reasignan).	Baja-Media	Procurar que el volumen total de Costos Sistémicos se reduzca por efecto de una mayor demanda diurna; diseñar transición gradual; corregir definitivamente el actual concepto de Costo Sistémico (haciendo responsable de su pago a los operadores que realmente los causan).
Resistencia de distribuidoras por complejidad administrativa	Media	Hacer ver los riesgos de la espiral de la muerte; instruir mediante las bases de licitación; establecer plazos de implementación con multas por incumplimiento; diseñar un sistema de registro estandarizado.

Tabla 6 - Riesgos y mitigaciones de la propuesta

8. Hoja de ruta para la implementación

En la tabla 7 se sugiere una secuencia de implementación para la propuesta.

[27] Por ejemplo, la propiedad del medidor inteligente y su acometida, los mayores consumos que eventualmente registrarían los medidores inteligentes (respecto a los medidores análogos), las facilidades y ahorros que ocasionan los medidores inteligente a las empresas distribuidoras, etc.

Fase	Plazo estimado	Acción
Fase 0	4° trimestre 2026	La CNE emite su Informe de Licitaciones que incluye el requerimiento de licitación para el Bloque B Especial. Mesas de trabajo con distribuidoras, generadoras y clientes. Diseño del mecanismo detallado para acceder al Bloque B Especial, incluyendo un plan piloto.
Fase 1	1° semestre 2027	Introducir ajustes en la LGSE. Publicación de Bases Preliminares para la licitación del Bloque B Especial. Proceso de consulta pública. Modificación del decreto de cálculo del precio promedio para que el precio de adjudicación del Bloque B Especial pueda ser trasladado directamente a los clientes adscritos. Difusión de esta iniciativa ante la opinión pública
Fase 2	3° trimestre 2027	Adjudicación de la licitación del Bloque B Especial. Publicación del decreto tarifario correspondiente. Apertura del registro para que los clientes regulados de las distribuidoras se adscriban a la nueva modalidad. Inicio de plan piloto. Introducir ajustes, de ser necesarios.
Fase 3	4° trimestre 2027	Inicio del suministro masivo del Bloque B Especial. Primera facturación diferenciada a clientes adscritos. Evaluación de resultados (absorción diurna, vertimiento, inscripciones).

Tabla 7 - Hoja de ruta para implementar la propuesta

9. Conclusiones

El sistema eléctrico chileno enfrenta una paradoja estructural que amenaza su viabilidad: la energía solar abunda en exceso y se vierte a precio cero —se pierde— durante el bloque diurno, mientras los clientes regulados pagan tarifas del orden de 210 $/kWh, más IVA, que los impulsan racionalmente a instalar medios de generación propia, agravando el vertimiento e incentivando la espiral de la muerte en el SEN.

La propuesta contenida en este documento ofrece una solución regulatoria de diseño específico, para estimular el desarrollo de nueva demanda diurna, para aprovechar la energía que hoy se vierte, mediante la licitación de un Bloque B Especial (diurno). La propuesta se complementa con la exención de aquellos componentes de los Costos Sistémicos no causados por el consumo diurno, particularmente el cargo PMGD, los mínimos técnicos y las reservas estratégicas.

El impacto esperado no es solo un alivio tarifario para los clientes regulados que se adscriban al Bloque B Especial, y su consecuente impacto en fomentar el desarrollo de la economía nacional, sino que también tendrá un efecto sistémico positivo al aumentar la

demanda diurna, reducir el vertimiento, restituir la viabilidad económica del mercado mayorista y robustecer la relevancia de la infraestructura conjunta del SEN.

Se propone a las autoridades del sector eléctrico incorporar estos elementos en el diseño del próximo proceso de licitación de largo plazo y en la agenda regulatoria del cuarto trimestre de 2026, junto con una consulta pública y la creación de mesas de trabajo necesarias para su adecuada implementación.

Con todo, lo propuesto en este documento es sólo una solución intermedia o de corto plazo para los actuales problemas del sector, que se manifiestan en los clientes mediante precios en constante y desmedido aumento. La solución definitiva provendrá de implementar un régimen de plena competencia, removiendo todas las actuales trabas legales y normativas que la impiden o restringen, de modo que cualquier cliente pueda elegir al generador o comercializador que le ofrezca las mejores condiciones. En el anexo 5 se presenta un resumen de la solución definitiva propuesta por los autores.

OCA/IMS/MBR/04.nov.2026

Anexo 1

Principales acrónimos empleados en este informe

BESS	Sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías, para suministrarla posteriormente (del inglés Battery Energy Storage System)
BT1	Tarifa eléctrica BT1 (baja tensión 1)
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CGR	Contraloría General de la República
CNE	Comisión Nacional de Energía
Conadecus	Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
DS	Decreto Supremo
ERNC	Energías renovables no convencionales
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
kW	kilowatt
kWh	kilowatt-hora
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 4/2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción) y sus modificaciones
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
PE	Panel de Expertos
PME	Potencia media empleada
PMG	Pequeños medios de generación
PMGD	Pequeños medios de generación distribuida
PNP	Precio de nudo promedio
PYME	Pequeñas y medianas empresas
RE	Resolución Exenta
RH	Pagos realizados por reservas hídricas
$	Peso chileno
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SSCC	Servicios complementarios
TDLC	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
USD	Dólar de los EE.UU. de N.A.
VAD	Valor agregado de distribución

Anexo 2
Principales conceptos empleados en este informe

A2.1 El Sistema Eléctrico Nacional y sus componentes

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene por objeto abastecer de energía eléctrica al país. El SEN está compuesto esencialmente por tres subsistemas:

- El subsistema de generación
- El subsistema de transmisión, y
- El subsistema de distribución.

En la figura A2.1 se muestra un diagrama simplificado del SEN y de los tres subsistemas que lo componen.

El subsistema de generación produce la energía eléctrica que requiere el país, que se obtiene mediante centrales térmicas (impulsadas mediante carbón, petróleo o gas natural), o bien mediante centrales hidráulicas, fotovoltaicas o eólicas. Las centrales térmicas e hidráulicas se consideran convencionales, mientras que las fotovoltaicas y las eólicas se consideran energías renovables no convencionales (ERNC), conforme a la letra aa del artículo 225 de la LGSE[28].

En materia de centrales hidráulicas, las hay de dos tipos: las que aprovechan el caudal de un río pero no cuentan con embalses (centrales hidráulicas "de pasada") y las que además cuentan con embalses para acumular el agua de un río (centrales hidráulicas "de embalse").

Dentro de las centrales ERNC, en los últimos dos años han empezado a jugar un rol clave los denominados Pequeños Medios de Generación (PMG) y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), que son centrales generadoras cuya potencia suministrable al SEN no supera los 9 MW (artículo 149 de la LGSE) y que por disposiciones normativas que procuran fomentar la generación renovable, reciben un trato comercial y operacional preferente. En todo caso, en lo sucesivo, cuando hablemos de PMGD nos referiremos a ambos tipos de centrales[29].

---

[28] Todas las centrales hidroeléctricas son renovables, pero en Chile aquellas con una potencia inferior a 40 MW (artículos 225 letra aa número 2 y 150 bis de la LGSE) se consideran además como no convencionales (ERNC).

[29] Las diferencias técnicas entre los PMG y los PMGD son muy pocas y se refieren esencialmente al lugar físico del SEN en el cual suministran su energía.

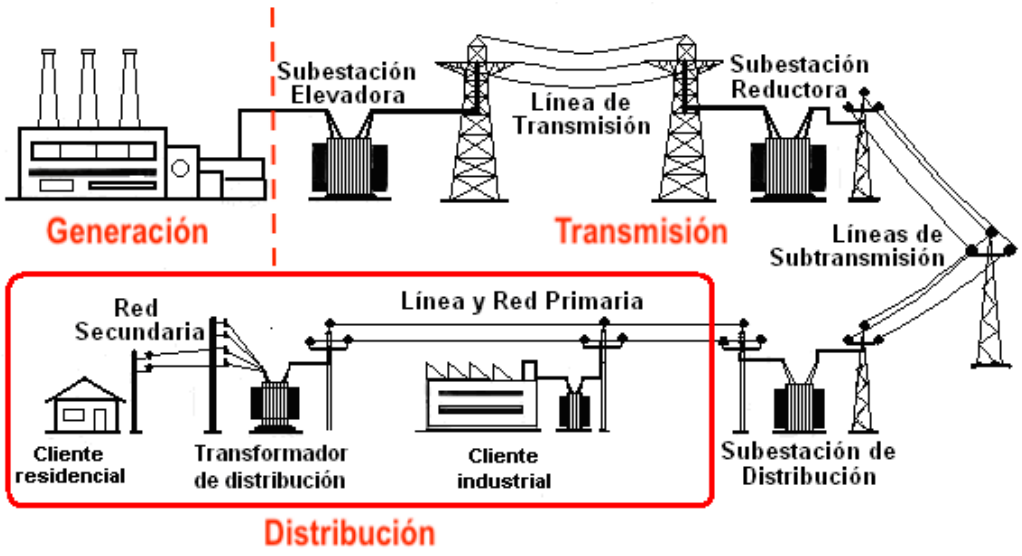


Figura A2.1 - Diagrama simplificado del Sistema Eléctrico Nacional[30]

Las centrales generadoras se ubican por lo general relativamente lejos de los centros urbanos o industriales en los que se consume la energía eléctrica. El subsistema de transmisión entonces permite transportar la energía desde las distintas centrales generadoras hasta los centros urbanos o industriales.

Finalmente, el subsistema de distribución permite distribuir o repartir la energía eléctrica dentro de los centros urbanos, hasta cada punto de consumo (residencias, industrias, etc.), mediante líneas eléctricas aéreas o subterráneas.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, y el Estado cumple entonces una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria, que ejerce a través de una multiplicidad de organismos como el Ministerio de Energía, la CNE, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) o el Panel de Expertos (PE).

La operación de las centrales generadoras es coordinada por el CEN, organismo técnico independiente cuya misión es asegurar un suministro de energía seguro y al menor costo posible (conforme al artículo 72°-1 de la LGSE). Mediante modelos de costos, el CEN simula el funcionamiento de un mercado mayorista competitivo, al que concurren todas las generadoras, tanto para aportar energía como para retirar energía y abastecer a sus respectivos clientes; mediante esos modelos, el CEN prioriza en cada instante el ingreso de

[30] https://rgaleasuncp.blogspot.com/p/lineastransmision.html

aquellas centrales de menor costo variable, determinando así el costo marginal de producción a lo largo del día (y de la noche).

En el anexo 1 se consignan los principales acrónimos empleados en el presente documento.

A2.2 Clientes libres y regulados

En el sector eléctrico existen esencialmente dos mercados: un mercado mayorista y un mercado minorista. El mayorista está conformado por las distintas generadoras, que proveen la energía que requiere el sistema y que al mismo tiempo compran energía para atender a sus respectivos clientes, en caso de que no logren abastecerlos con energía propia, mientras que el minorista está conformado por los consumidores finales de la energía, y en él se distinguen dos tipos de clientes: regulados y libres.

Los clientes regulados están obligados por la regulación a comprar la energía a una empresa de distribución, que a su vez la adquiere de una o más generadoras; los clientes regulados no pueden negociar sus tarifas y éstas son fijadas mediante decretos tarifarios del Ministerio de Energía, sobre la base del PNP, es decir, del precio promedio de las licitaciones de suministro convocadas por la CNE.

Los clientes libres, en cambio, compran la energía directamente a un generador (o a un comercializador) y por lo tanto negocian sus tarifas. La regulación vigente permite optar por el régimen de cliente libre a los usuarios finales cuya potencia conectada sea superior a 300 kW, e impone dicho régimen a aquellos cuya potencia conectada sea superior a 5 MW (artículo 147, números 1 y 2 y letra d de la LGSE)[31], de modo que aquellos generalmente son grandes empresas, que consumen mucha energía.

En síntesis, los clientes regulados se desenvuelven en un mercado que desde su punto de vista es monopólico, mientras que los libres se desenvuelven en un mercado relativamente competitivo, y por lo mismo pueden acceder a menores tarifas.

[31] El límite de 500 kW previsto en dicha letra d fue rebajado a 300 kW por la Resolución Exenta N° 58, del Ministerio de Energía, publicada el 9 de diciembre de 2024, luego de que ello fuera aprobado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC).

A2.3 Costos Sistémicos

Los Costos Sistémicos corresponden a un conjunto de pagos que deben efectuar las empresas generadoras con el fin de reconocer y remunerar aquellos costos no cubiertos por el costo marginal real de generación del sistema eléctrico, tales como costos de partida y de detención, diferencias para cubrir los precios estabilizados que favorecen a los PMGD, operación de centrales convencionales a mínimos técnicos (para cubrir las intermitencias de las centrales ERNC) o el control de frecuencia del sistema[32]. Los Costos Sistémicos también se conocen como "pagos laterales".

Los Costos Sistémicos eran antes de cargo de las generadoras, pero debido al fuerte aumento que han experimentado en los últimos años, la CNE ha dispuesto transferirlos gradualmente a los clientes regulados (en el caso de los clientes libres, los Costos Sistémicos ya son de cargo de éstos).

[32] Los costos sistémicos están compuestos esencialmente por los servicios complementarios, los sobrecostos, los cargos por reserva hídrica y la compensación por el precio estabilizado. Los servicios complementarios (SSCC) comprenden esencialmente el control de frecuencia, el control de tensión, el control de contingencias y el plan de recuperación del servicio; los sobrecostos comprenden los pagos por la operación de centrales térmicas a mínimo técnico y los despachos fuera de orden mérito, para suplir las intermitencias de la generación solar y eólica; los cargos por reserva hídrica (RH) comprenden los costos de la energía almacenada en embalses para disminuir y manejar el déficit de generación frente a situaciones críticas o imprevistas; la compensación por precio estabilizado comprende los pagos destinados a los PMGD de modo de asegurarles un ingreso que garantice la rentabilidad de las inversiones correspondientes, sin que tengan que competir en precios ni en el despacho por la energía que suministran al sistema.

Anexo 3

Análisis del marco regulatorio de las licitaciones de suministro eléctrico

A3.1 Ley General de Servicios Eléctricos

El sistema de licitaciones de suministro eléctrico se rige básicamente por la LGSE y sus modificaciones, particularmente las introducidas por la Ley N° 20.805 de 2015, que perfecciona el sistema de licitaciones para los clientes regulados.

Los artículos centrales que gobiernan este sistema son:

- Artículo 125 de la LGSE: Establece que, en su zona de concesión, las empresas distribuidoras de servicio público están obligadas a dar servicio a quien lo solicite, lo que configura una obligación de servicio universal que las distribuidoras deben satisfacer mediante contratos de suministro obtenidos a través de los procesos licitatorios regulados del artículo 131.

- Artículo 131 de la LGSE: Obliga a las concesionarias de servicio público de distribución a disponer permanentemente del suministro de energía para satisfacer el total del consumo de sus clientes regulados, mediante contratos de suministro resultantes de procesos de licitación pública, que deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación (incisos primero y quinto). Su inciso segundo encomienda a la CNE diseñar, coordinar y dirigir dichos procesos, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro[33].

- Artículo 131 bis de la LGSE: Encomienda a la CNE la función anual de determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer al menor costo los consumos regulados, en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley. La antelación mínima de cinco años al

[33] El artículo 131 de la LGSE dispone: «Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, aquéllas deberán contar con contratos de suministro, los cuales deberán ser el resultado de procesos de licitación pública (...). Las licitaciones públicas a que se refiere este artículo deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación. La información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico.»

inicio del suministro está prevista en el inciso segundo del artículo 131, y la posibilidad de fijar plazos distintos en casos debidamente justificados, en el artículo 135 bis[34].

- Artículo 131 ter de la LGSE: Establece que los procesos de licitación se inician con un informe preliminar de licitaciones fundado, elaborado por la CNE, al que las concesionarias, generadoras y demás interesados inscritos en el registro correspondiente pueden formular observaciones técnicas; a su vez, la CNE tiene la obligación de responder esas observaciones de manera fundada. Por su parte, conforme al inciso segundo del artículo 131 y al artículo 132, la CNE es el organismo encargado de diseñar, coordinar y dirigir las licitaciones de suministro para clientes regulados, incluyendo la elaboración de las bases correspondientes[35].

- Artículos 132 a 135 quinquies de la LGSE: Regulan el contenido mínimo de las bases, los criterios de evaluación y adjudicación, los contratos tipo, las licitaciones de corto plazo (artículo 135 bis) y las licitaciones excepcionales de corto plazo (artículo 135 quinquies). En su texto modificado por la Ley N° 20.805, estas disposiciones exigen que las bases especifiquen los bloques de suministro requeridos y un período de suministro no superior a veinte años (artículo 132, inciso segundo), y permiten que las bases faculten a los adjudicatarios con proyectos nuevos de generación para que soliciten, fundadamente, la postergación del plazo de inicio del suministro, por no más de dos años (artículo 135 ter)[36].

---

[34] El artículo 131 bis dispone: «Corresponderá a la Comisión, anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución (...). El reglamento establecerá uno o más períodos en el año para realizar los procesos de licitación, de conformidad a lo establecido en el inciso primero del artículo 132º.»

[35] El artículo 131 ter dispone: «El o los procesos de licitación se iniciarán con un informe preliminar de licitaciones fundado de la Comisión, el que se publicará por medios electrónicos (...). Las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés directo o eventual en el proceso de licitación, que se inscriban en el registro correspondiente, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe (...). La Comisión deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se realicen al informe, en un plazo no superior a treinta días.»

[36] El artículo 132, inciso primero, dispone: «Una vez elaborado el informe a que se refiere el artículo anterior, la Comisión dispondrá la convocatoria de la licitación que corresponda, en caso de determinar la necesidad de realizarla. Para tal efecto, la Comisión elaborará las bases de licitación (...). Dichas bases serán aprobadas por la Comisión mediante resolución exenta, la cual deberá ser publicada en el sitio web de la Comisión.» Su inciso segundo agrega: «La Comisión establecerá en las bases las condiciones de la licitación, las cuales especificarán, a lo menos, la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro requeridos para tal efecto; el período de suministro que debe cubrir la oferta, el cual no podrá ser superior a veinte años; los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro; las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas (...).»

- Artículo 148 de la LGSE: Faculta a los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios para convenir con éstos reducciones o aumentos temporales de sus consumos, que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador; tratándose de consumidores de menos de 500 kW, los generadores podrán ofrecer o convenir dichas reducciones o aumentos en forma directa, o a través de las concesionarias de distribución, precisando la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán. Esta disposición fue concebida originalmente para gestionar la demanda en períodos de sequía o contingencia, pero ha sido aplicada para la reconversión energética residencial[37].

- Artículo 157 de la LGSE: Fija como regla que las distribuidoras deben traspasar a sus clientes regulados los precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para los suministros de las generadoras, conforme a sus contratos, ponderados por la cantidad de energía correspondiente, y remite a un reglamento el establecimiento del mecanismo de traspaso de los precios promedio. Conforme al artículo 158, los precios promedio son fijados semestralmente mediante decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la CNE[38].

A fin de complementar esta propuesta, en la nota al pie se transcriben los enlaces al texto completo de la LGSE y a la Ley N° 20.805[39].

El artículo 135 quinquies, inciso primero, en su parte final, dispone: «El período de duración del contrato que se celebre como producto de esta licitación no podrá exceder de tres años.»

[37] La Resolución Exenta N° 164/2010 de la CNE, en su Capítulo 10, desarrolló el mecanismo de aplicación del artículo 148° para el programa de calefacción eléctrica de SAESA/Edelaysen en las regiones de Los Ríos, Los Lagos y Aysén (tarifas ECO Clima y Ecoayre).

[38] El artículo 157, inciso primero, dispone: «Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, los precios de generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus contratos o al decreto respectivo para el caso de los sistemas medianos. El promedio se obtendrá al ponderar los precios por la cantidad de energía correspondiente. El reglamento establecerá el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes sometidos a regulación de precios, con resguardo de la debida coherencia entre la facturación de los contratos de suministro en los puntos de compra y los retiros físicos asociados a dichos contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión (...).»

[39] LGSE: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1074277
Ley N° 20.805: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171

A3.2 DS 106/2015 - Reglamento de Licitaciones de Suministro

El Decreto Supremo N° 106 de 2015 del Ministerio de Energía (DS 106/2015) aprobó el actual Reglamento de Licitaciones de Suministro[40]. Este reglamento establece los plazos, requisitos y condiciones para cada proceso licitatorio, define el contenido mínimo de las bases (artículos 19 y 21), y regula las condiciones de los procesos de licitación, incluyendo la presentación, evaluación y adjudicación de las propuestas (Título IV, artículos 39 a 66), las licitaciones excepcionales de corto plazo (Título V, artículos 67 a 74) y la suscripción de los contratos de suministro (Título VI, artículos 75 y siguientes). El artículo 33 de este reglamento establece además que la demanda de los clientes regulados «se asignará entre todos sus Suministradores, correspondiendo a cada Bloque de Suministro contratado, sin distinción, absorber dicha demanda a prorrata de sus energías contratadas».

Este mismo reglamento introduce el concepto de "Bloque de Suministro" horario como unidad de licitación (artículos 31 y 32), cada uno de los cuales puede dividirse en Sub-Bloques (artículo 34). El DS 106/2015 establece entonces las reglas de asignación de la demanda entre los distintos bloques (artículos 33 y 76 y siguientes) y la forma en que las generadoras deben cubrir cada bloque adjudicado. En todo caso, cabe señalar que por el momento esta distinción horaria sólo es relevante para los generadores que suministran la energía.

A3.3 DS 86/2012 – Reglamento del Precio de Nudo Promedio

El Decreto Supremo N° 86 de 2012 del Ministerio de Energía (DS 86/2012) regula, en su Título IV (artículos 75 y siguientes), la metodología para determinar y actualizar semestralmente el precio promedio de los contratos de suministro, instrumento que viabiliza la regla del artículo 157 de la LGSE[41]. Para tal efecto establece cómo se calculan los precios que las distribuidoras aplican a los clientes regulados, mediante decretos tarifarios emitidos por el Ministerio de Energía (artículo 158 de la LGSE).

---

[40] Este reglamento fue dictado el 8 de octubre de 2015 por el Ministerio de Energía, y publicado en el Diario Oficial el 16 de junio de 2016 (Diario Oficial N°41.485). Fuente: Biblioteca del Congreso Nacional, Ley Chile, https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1091664

[41] La denominación oficial de este decreto, según Ley Chile (Biblioteca del Congreso Nacional, https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1050337), es «Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo», y regula tres componentes tarifarios —el precio de nudo de corto plazo, el precio de nudo de largo plazo y el precio de nudo promedio, este último en su Título IV—, siendo el precio de nudo promedio sólo uno de sus objetos. Este decreto fue dictado el 29 de agosto de 2012 y publicado en el Diario Oficial el 23 de abril de 2013.

A3.4 RE 164/2010 de la CNE – Aplicación del artículo 148 de la LGSE

La Resolución Exenta N° 164 de 2010 de la CNE (RE 164/2010) regula la aplicación del artículo 148 de la LGSE, para convenir reducciones o aumentos temporales de consumos de energía[42].

A3.5 Informe de Licitaciones de la CNE

El Informe de Licitaciones de la CNE es el instrumento que da inicio formal a cada proceso de licitación de suministro eléctrico, establecido en el artículo 131 ter de la LGSE.

Este informe tiene carácter público y se publica en el sitio web de la CNE. Mediante este documento la CNE diseña el proceso y toma las decisiones sobre qué, cuánto y cuándo licitar en materia de generación eléctrica para clientes regulados.

A3.6 Bases de licitación de la CNE

Las bases de licitación de suministro regulado, aprobadas por la CNE mediante resolución exenta, tienen fuerza normativa vinculante para todos los participantes de un proceso de licitación. Mediante estas bases se condicionan, regulan y definen las obligaciones de todas las partes antes, durante y después de una licitación. Su base legal está en el artículo 132 de la LGSE; su desarrollo reglamentario está principalmente en el Capítulo 4 del Título II del DS 106/2015 (artículos 18 a 25), sin perjuicio de otras disposiciones de ese reglamento que regulan aspectos específicos de las bases.

Es importante señalar que a partir del proceso 2023/01, la CNE incorporó en las bases de licitación el traspaso de los Costos Sistémicos de las generadoras a los clientes regulados, decisión que fue ratificada por la Contraloría General de la República (CGR) en septiembre de 2024. De ese modo, a contar de 2027, los clientes regulados empezarán a pagar directamente esos costos, lo que en nuestra opinión fue y sigue siendo un grave error[43].

---

[42] Recuérdese que el capítulo 10 de la RE 164/2010 desarrolló el mecanismo de aplicación para el programa de calefacción eléctrica de SAESA/Edelaysen (tarifas ECO Clima y Ecoayre).

[43] El pronunciamiento de la CGR se produjo a raíz de una presentación que efectuó la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (Conadecus), en la que explicó de manera fundada que el traspaso de los Costos Sistémicos directamente a los clientes de la energía eléctrica conllevaba importantes errores económicos y legales. Sin embargo, la Contraloría no aquilató debidamente los argumentos de Conadecus y desestimó esa presentación.

También es necesario precisar que la compensación a los PMGD por la diferencia entre el precio estabilizado y el precio del mercado mayorista, que forma parte de los Costos Sistémicos, se fundamenta en el Decreto Supremo N° 88 de 2019, del Ministerio de Energía (DS 88/2019), que aprobó el reglamento aplicable a los medios de generación de pequeña escala.

Anexo 4
Memoria de cálculos

Empresa distribuidora	Tarifa ($/kWh)	Clientes (millones)	Ponder.	Tarifa pond. ($/kWh)
Enel Santiago	227	2,09	57,7%	131,0
Chilquinta Valparaíso	292	0,71	19,6%	57,3
CGE Concepción	250	0,46	12,7%	31,7
CGE La Serena	283	0,36	10,0%	28,2
Totales		3,62	100,0%	248,2
Tarifa promedio con IVA		248,2	$/kWh	
IVA (19%)		39,6	"	
Tarifa promedio sin IVA		208,6	"	

Tabla A4.1 - Estimación de la tarifa BT1 promedio

Componente	Ponder.	Costo unitario ($/kWh)	Costo unitario (USD/MWh)
Energía incl. Costos Sistémicos	70%	146,0	155,4
Transmisión	10%	20,9	22,2
VAD	16%	33,4	35,5
Regulación, potencia y otros	4%	8,3	8,9
Sub total	100%	208,6	221,9
IVA (19%)		39,6	42,2
Costo unitario total		248,2	264,1
Tasa de cambio	940,0	$/USD	
Costos Sistémicos	20,0	USD/MWh	

Tabla A4.2 - Componentes de la tarifa BT1 promedio sin desagregar Costos Sistémicos

Componente	Ponder.	Costo unitario ($/kWh)	Costo unitario (USD/MWh)
Energía sin Costos Sistémicos	61%	127,2	135,4
Transmisión	10%	20,9	22,2
VAD	16%	33,4	35,5
Costos Sistémicos	9%	18,8	20,0
Regulación, pot. y otros	4%	8,3	8,9
Total	100%	208,6	221,9
IVA (19%)		39,6	42,2
Costo unitario total		248,2	264,1

Tabla A4.3 - Componentes de la tarifa BT1 promedio explicitando los Costos Sistémicos

Oscar Cabello A.
Ingeniero Civil Electricista

Israel Mandler S.
Economista

Mario Bravo R.
Abogado

Rango de facturación ($/mes)		Facturación media ($/us mes)	Consumo anual (GWh/año)	Cons medio BA (9h) (kWh/us mes)	Cons medio BB (10h) (kWh/us mes)	Cons medio BC (5h) (kWh/us mes)	Cons medio total (24h) (kWh/us mes)	Cons medio BA (9h) (kWh/us mes)	Cons medio BB (10h) (kWh/us mes)	Cons medio BBE (10h) (kWh/us mes)	Cons medio BC (5h) (kWh/us mes)	Facturación media ($/us mes)	Menor facturación (%)
0	10.000	7.000	461	10,1	15,7	7,8	33,6	10,1	15,7	0,0	7,8	7.000	0,0%
10.000	20.000	17.000	1.433	24,4	38,0	19,0	81,5	24,4	38,0	0,0	19,0	17.000	0,0%
20.000	30.000	27.000	2.388	38,8	60,4	30,2	129,4	38,8	60,0	0,4	30,2	26.945	-0,2%
30.000	40.000	37.000	2.352	53,2	82,8	41,4	177,4	53,2	60,0	22,8	41,4	33.866	-8,5%
40.000	50.000	47.000	1.850	67,6	105,1	52,6	225,3	67,6	60,0	45,1	52,6	40.787	-13,2%
50.000	60.000	57.000	1.387	82,0	127,5	63,8	273,2	82,0	60,0	67,5	63,8	47.708	-16,3%
60.000	70.000	67.000	1.017	96,4	149,9	74,9	321,2	96,4	60,0	89,9	74,9	54.630	-18,5%
70.000	80.000	77.000	764	110,7	172,2	86,1	369,1	110,7	60,0	112,2	86,1	61.551	-20,1%
80.000	120.000	108.000	2.069	161,8	251,7	125,9	539,4	161,8	60,0	191,7	125,9	83.222	-22,9%
>120.000		650.000	16.716	1.016,6	1.581,5	790,7	3.388,8	1.016,6	60,0	1.521,5	790,7	466.165	-28,3%
		66.986	30.437									53.550	-20,1%
		70%						Factor de consumo bloque A		80%			
								Umbral		60	kWh		
								Tarifa BBE		71,0	$/kWh		
								Tarifa licitacion BBE		28,2	$/kWh		
								Distribución (VAD)		33,4	"		
								Costos sistémicos		9,4	"		
								Total BBE		71,0	"		

Tabla A4.4 - Impacto en la facturación al considerar un umbral de 60 kWh para acceder al Bloque B Especial

Anexo 5

Propuesta de reforma estructural para el sector eléctrico

El informe "El Sector Eléctrico: Principales Problemas y Desafíos", fechado el 18 de noviembre de 2025, contiene una propuesta de reforma estructural para el sector eléctrico[44].

Ese informe sostiene que el sector eléctrico chileno enfrenta problemas estructurales que han contribuido a aumentos sostenidos y desmedidos de las tarifas, especialmente para los clientes regulados, que no pueden explicarse únicamente por las variaciones internacionales en los precios de los combustibles, sino que por las reglas de funcionamiento del mercado, por determinados mecanismos de remuneración de las empresas y por la excesiva complejidad de la regulación.

La tesis central del informe es que el sector eléctrico ha acumulado distorsiones regulatorias de tal magnitud que impiden que los menores costos de algunas tecnologías de generación se traduzcan en menores precios para los clientes regulados. A ello se agregan costos crecientes asociados a la operación del sistema, incentivos artificiales para determinados generadores renovables, deficiencias en la regulación de las redes y debilidades institucionales que dificultan la protección efectiva de los usuarios finales.

Los autores consideran especialmente injusta la situación de los clientes regulados, que constituyen la gran mayoría de los usuarios, debido a que no pueden elegir directamente a su proveedor de energía. Por ello, aunque las licitaciones de suministro sean competitivas, no garantizan que los consumidores reciban posteriormente los beneficios de esa competencia, de la evolución tecnológica y de la reducción de los costos de generación.

El documento identifica esencialmente nueve problemas principales:

i. Los contratos de generación de largo plazo no siempre reflejan los cambios tecnológicos ni aseguran precios competitivos.

[44] Ese informe fue elaborado por Óscar Cabello y Mario Bravo -coautores junto a Israel Mandler del presente trabajo-, fue encargado por el diputado Jaime Mulet, en su calidad de presidente de la Comisión Revisora de la Acusación Constitucional contra el Ex Ministro de Energía, Sr. Diego Pardow. Los autores advierten expresamente que ese informe refleja sus propias opiniones y no necesariamente las del diputado Mulet. El informe se puede descargar en https://lnkd.in/p/dZ7X_AaZ

ii. Los modelos de empresa eficiente empleados para regular las tarifas son excesivamente complejos y dan lugar a errores o a rentabilidades superiores a las previstas.

iii. El mecanismo del precio estabilizado para los pequeños medios de generación (PMG y PMGD) —que en la práctica es un subsidio cruzado— distorsiona la competencia y eleva los costos del sistema.

iv. El traslado de los cargos de transmisión desde las generadoras hacia los usuarios finales eliminó los incentivos para localizar eficientemente las plantas correspondientes.

v. El exceso de generación renovable en determinadas horas produce vertimientos de energía y precios mayoristas muy bajos, incluso nulos.

vi. Los Costos Sistémicos han aumentado considerablemente en los últimos años y su traslado a los usuarios finales elimina los incentivos para mantenerlos controlados.

vii. La prohibición legal que impide la integración vertical entre la transmisión y la distribución no se está cumpliendo.

viii. Existe un alto riesgo de captura del regulador, entendido como la posibilidad de que las decisiones públicas favorezcan los intereses de las empresas reguladas, en detrimento del interés general, y

ix. La legislación y la institucionalidad del sector se han vuelto demasiado complejas, anacrónicas y fragmentadas.

Para enfrentar estos problemas, el informe propone ampliar sustancialmente la libertad de elección de los consumidores, simplificar y hacer auditables los modelos tarifarios, revisar los incentivos a los PMG y PMGD, devolver a los generadores la obligación de asumir los costos de transmisión y los Costos Sistémicos, mejorar los mecanismos para establecer los precios mayoristas, hacer cumplir las restricciones legales relativas a la integración vertical y fortalecer la independencia, transparencia y rendición de cuentas de los organismos reguladores, junto con reducir su número.

En síntesis, la propuesta consiste en avanzar hacia un mercado eléctrico con más competencia, menos barreras de entrada y una regulación más sencilla y transparente,

reservando la intervención regulatoria principalmente para aquellos segmentos en los que la competencia no sea suficiente, o no sea viable.

El informe no plantea rechazar o restringir las energías renovables, sino únicamente exigirles que compitan en igualdad de condiciones con las energías convencionales, junto con hacerse cargo de los costos que efectivamente ocasionan al sistema eléctrico.