

## OBSERVACIONES AL INFORME DEL MINISTERIO DE ENERGÍA SOBRE PROPUESTAS AL PROYECTO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA<sup>1</sup>

**Sumario: 1. Licitación de capacidad de almacenamiento; 2. Desarrollo Eficiente de la Transmisión; 3. Subsidio eléctrico; y 4. Reasignación de ingresos tarifarios desde consumidores a generadores.**

### 1. Licitación de capacidad de almacenamiento

El proyecto de ley originalmente presentado por el Ministerio de Energía contemplaba que, en atención a la conveniencia que el sistema eléctrico contara con capacidad de almacenamiento para contribuir a la descarbonización y limitar vertimientos de energía en horas de alta inyección de energía renovable (se entiende que por no poder disponerse de suficiente capacidad de transmisión o no haber suficiente demanda en esas horas), el Estado licite un determinado volumen de capacidad de almacenamiento. Ello contribuye a limitar el número de horas en que el costo marginal (CMg) local es igual a cero.

La propuesta original, en línea con el documento “Política Energética Nacional” (actualizado en 2022), requeriría disponer al menos de unos 2.000 MW en baterías al 2030. Dicho volumen, cuya magnitud sería revisada por la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) debería estar disponible para el año 2026.

Paralelamente, se propuso que se efectuaran dos licitaciones por separado, una para provisión de infraestructura, y otra para provisión de servicios de almacenamiento, básicamente trading de energía y venta de potencia de suficiencia.

Desde Libertad y Desarrollo creemos que esta licitación por parte del Estado, independientemente de su forma y magnitud, no es necesaria ni conveniente, por los siguientes motivos:

1. Primeramente, debe tenerse presente que una buena parte de los propios generadores (caso de solares ubicados en el norte del sistema) sujetos a CMg cero en horas diurnas de los meses de alta radiación solar ya está invirtiendo en baterías para trasladar su producción en horas diurnas a horas nocturnas de alto CMg, pudiendo adicionalmente vender potencia de suficiencia;
2. A la fecha, se encuentran en operación y en construcción alrededor de 600 MW en baterías por parte de generadores solares y los estudios prospectivos, que consideran la tendencia a la baja de costo de esta tecnología, muestran que hacia 2027-2028 la capacidad en baterías instalada por los generadores alcanzará 2.000 a 2.500 MW. Fuera de ser conveniente económicamente, el cumplimiento de contratos de suministro continuo por 24 horas los está obligando a ello;
3. La licitación de baterías por el Estado representa una manipulación del sistema de precios de la electricidad, pues altera los CMg y las señales para que los agentes generadores tomen decisiones en base a señales de mercado y, por tanto, la disposición de tomar riesgos. Se afecta así, por una decisión externa, las inversiones en baterías que están efectuando los agentes, pues se alteran sus expectativas sobre arbitraje de precios entre horas diurnas y nocturnas;

---

<sup>1</sup> El presente documento fue elaborado por Sebastián Bernstein (consejero de Políticas Públicas), Renato Agurto (investigador asociado), Macarena García (economista senior, Programa Económico) y Juan Ignacio Gómez (Coordinador para el Congreso Nacional, Programa Legislativo).

4. Una licitación de este tipo constituye un precedente peligroso para la certidumbre de las reglas del juego en el sector eléctrico, basado en la interacción de señales de precios e inversiones privadas, abriéndose así la puerta para que a futuro el Estado licite centrales o dispositivos que van a alterar los precios, que son el motor de las decisiones de los agentes productores y consumidores.

Adicionalmente, debe hacerse notar que la separación de la eventual licitación en dos licitaciones, una de infraestructura y otra de servicio (*trading* más venta de potencia) podría traer dificultades pues el proveedor de servicios, que sería el mayor pagador de la inversión a realizar, y que sería el adjudicatario por un número importante de años, estaría sujeto al riesgo de operar baterías provistas por otro adjudicatario (lo que incluye el riesgo de fallas, menor rendimiento que el esperado, mayores costos operativos, etc...), lo cual dificultaría que se obtenga el financiamiento bancario necesario.

**Consecuentemente, proponemos eliminar la disposición del proyecto sobre licitación de almacenamiento.**

Con todo, si se perseverara en la idea de licitar almacenamiento, como “*second best*”, se propone definir **por una sola vez** un monto total a licitar en el período 2023-2030, y que se licitara, si fuera necesario, solo una cantidad relacionada con la diferencia entre la potencia teórica definida por el Coordinador Eléctrico Nacional (o la CNE) como “conveniente” para cada año de dicho período, y la potencia total que están desarrollando los generadores.

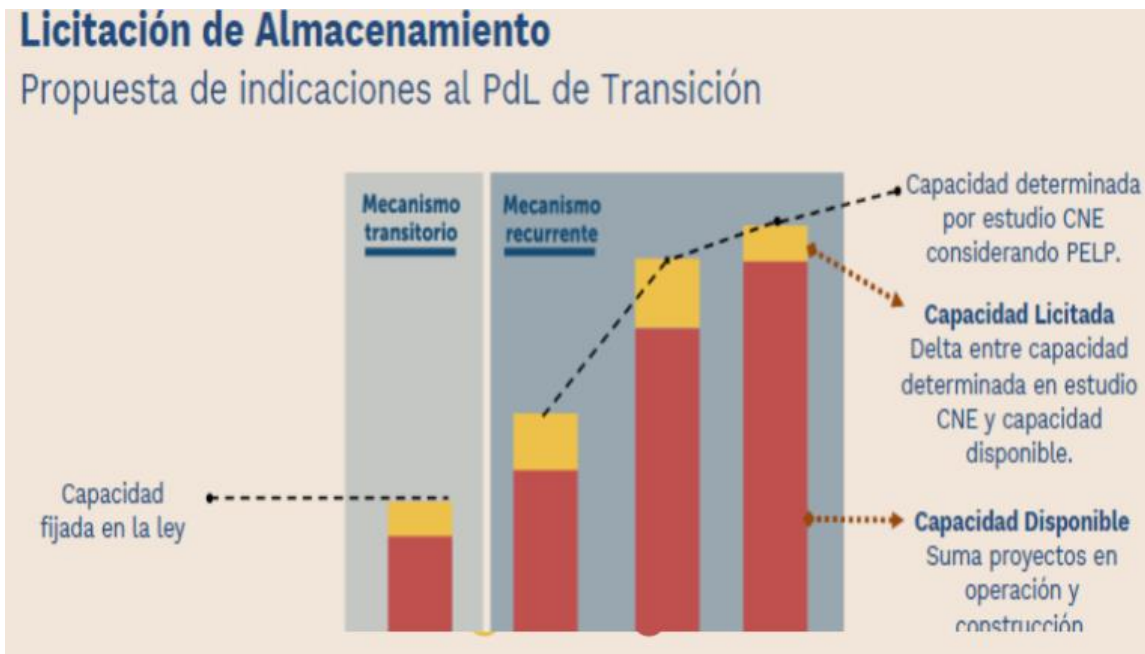
Adicionalmente, se estima desaconsejable separar la licitación entre adjudicatario y proveedor del servicio, sugiriéndose, en este caso, una administración única, debiendo ella licitarse.

El Ministerio consideró en parte las observaciones formuladas, en términos de establecer un mecanismo de licitación recurrente por las diferencias entre las metas de almacenamiento y los desarrollos efectivos realizados por los generadores, lo cual consta en el informe:

*“El mecanismo recurrente se implementará en la ley de manera tal que establecerá metas de capacidad de almacenamiento con las que deberá contar el sistema para el año 2030, y con un cumplimiento progresivo hasta dicho año. Estas metas serán determinadas a través de un análisis ligado al desarrollo óptimo del sistema que establece la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP). La CNE cumplirá la función de monitoreo del cumplimiento de la meta de capacidad de almacenamiento del Sistema Eléctrico Nacional, a través de la evaluación periódica y la realización de un informe con los resultados recabados.*”

*Respecto del informe publicado por la Comisión, los interesados podrán presentar discrepancias ante el Panel de Expertos. Luego de lo dictaminado por el Panel de Expertos, en caso de que se determine que la meta de capacidad de almacenamiento no es factible de cumplir, se deberá realizar una licitación de Sistema de Almacenamiento de Energía de emergencia, por aquella cuota de capacidad faltante. La licitación se llevará a cabo en los mismos términos que el mecanismo descrito para el régimen transitorio, es decir, mediante los dos mecanismos de licitación complementarios y simultáneos (1) de infraestructura de almacenamiento y (2) del servicio”.*

Lo anterior, adicionalmente, puede graficarse tal como lo ha propuesto el Ministerio de Energía en forma sintética:



Fuente: Ministerio de Energía.

Esta propuesta, si bien limita la cantidad a licitar a los objetivos de almacenamiento *menos* la capacidad que desarrollan los generadores, tiene el problema que establece una métrica muy ajustada en cuanto a la potencia “deseable”, lo cual puede desincentivar la dinámica de inversión privada (pues se sabría con certeza la capacidad que estará disponible y podría resultar más cómodo no invertir y esperar la licitación).

Una forma de introducir algún grado de incerteza (benéfica para la dinámica de inversión privada) podría consistir en establecer que las licitaciones recurrentes se harían solamente si la diferencia entre meta anual y proyección de instalación privada para ese año excede de un determinado umbral, por ejemplo 20 a 25%. En caso de darse esta situación, la licitación se pasa para el año siguiente, volviéndose a determinar la meta a cumplir y su diferencia con la instalación de almacenamiento privado.

Se insiste asimismo en que la separación de dos licitaciones puede resultar contraproducentes, prefiriéndose una sola licitación con un único adjudicatario para infraestructura y provisión de servicios.

## 2. Desarrollo eficiente de transmisión

Desde Libertad y Desarrollo creemos que el desarrollo eficiente y oportuno de la transmisión es un objetivo fundamental del desarrollo eléctrico para la transición energética.

Si bien, el proyecto de ley de Transición Energética y las propuestas a éste que elabora el Ministerio de Energía va encaminado hacia el cumplimiento de dicho objetivo, es oportuno hacer presente las siguientes observaciones:

### 2.1. Planificación de la transmisión

El numeral 30 del proyecto de ley reemplaza el artículo 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, LGSE), referido al procedimiento de planificación de la transmisión, por uno nuevo, con varias modificaciones relevantes. Si bien se concuerda en general con el nuevo texto propuesto, que detalla más precisamente el proceso de planificación, no se está de acuerdo con una modificación importante, cual es sustraer el rol clave que juega el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en el proceso mismo de efectuar la planificación de la expansión del sistema de transmisión.

En efecto, de acuerdo con el actual artículo 91° de LGSE, el CEN le envía a la CNE anualmente una propuesta con el plan de expansión de la transmisión en los distintos segmentos definidos, la que deberá considerar lo dispuesto en el artículo 87°. Lo anterior, significa que el procedimiento de planificación de la transmisión se inicia con el estudio de planificación efectuado por el CEN para dar origen a la propuesta de plan de expansión que debe enviar a la CNE. La participación del CEN en el estudio de planificación para preparar la propuesta de plan de expansión se da en el contexto del artículo 87° que establece que la Comisión anualmente deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión.

En nuestra opinión, resulta clave mantener el rol que actualmente el artículo 91° le asigna al Coordinador, en orden a iniciar el proceso de planificación con el estudio y formulación de una propuesta de plan de expansión de la transmisión que debe enviar a la CNE. Lo anterior, por cuanto el Coordinador es la entidad que mejor conoce las características y el funcionamiento del sistema eléctrico y en particular del sistema de transmisión, dispone de las capacidades profesionales y de los modelos de planificación de la operación y de simulación del comportamiento del sistema eléctrico y se encuentra libre de sesgos, pues no tiene roles de regulación de definición ni promoción de políticas públicas ni de agendas gubernamentales. No entendemos cual es el avance que se logra sacando al Coordinador del proceso de planificación.

Recomendamos mantener el rol que el actual artículo 91° le otorga al Coordinador. La contraparte de la autoridad reguladora en el proceso de planificación de la transmisión, la seguiría ejerciendo la CNE de acuerdo con el artículo 87°.

## **2.2. Traspaso de la licitación de ampliaciones de obras existentes a sus propietarios**

Se considera adecuado el traspaso a los propietarios de obras de transmisión que son objeto de obras de ampliación decretadas, de la responsabilidad de efectuar el proceso de licitación y de supervisar la correcta ejecución de las obras. También es adecuado que el Coordinador verifique el alcance administrativo y técnico de las bases de licitación y resguarde la competencia en los procesos.

Sin embargo, en el caso de ampliaciones menores del sistema de transmisión, el procedimiento licitatorio y de supervisión señalado en la propuesta del Ministerio, mantendría la demora en el desarrollo de proyectos de ampliación que el traspaso desde el CEN al propietario de la obra pretende evitar.

En efecto, muchas obras de ampliación de capacidad de transmisión, que permiten levantar cuellos de botella, tales como reemplazo de equipos de control y maniobra en subestaciones, elevación de estructuras de líneas para aumentarles la capacidad, cambio de conductores en tramos cortos de líneas, etc., se ven entrabados cuando su ejecución pasa por establecer un proceso licitatorio con supervisión como el señalado en la indicación.

Se entiende que los procesos licitatorios supervisados permiten establecer de manera competitiva el valor de inversión de las instalaciones, necesario para tarificar las obras. Sin embargo, este objetivo se diluye cuando la demora en la concreción de obras menores produce elevados costos por las restricciones de transmisión asociadas.

Se sugiere analizar una alternativa para ampliaciones menores, con un límite de inversión a definir, en el que el propietario de la obra a ser ampliada tenga libertad para su ejecución, y cuyo valor de inversión, para fines de establecer la remuneración a recibir, sea sometido por el propietario a la aprobación de la CNE, con un informe que fundamente el valor propuesto y con recurrencia al Panel de Experto en el caso de discrepancia.

### 3. Subsidio Eléctrico

#### 3.1. El subsidio eléctrico es una medida necesaria

La experiencia reciente, desde 2019 en adelante, da cuenta de que volatilidad significativa imprevista de los precios de la energía a clientes finales regulados genera presiones para establecer medidas que distorsionan los precios reales de esta mediante la intervención del procedimiento normal establecido para su determinación. Estas medidas se han denominado “estabilizaciones”.

Este tipo de medidas ha impedido que el cobro de la energía eléctrica a clientes finales respete el principio básico de que los precios reflejen los costos de producirla, la cual constituye una señal económica eficiente y necesaria para el correcto funcionamiento de este mercado. Mientras más tiempo dure la distorsión de los precios, más difícil se vuelve para la autoridad retomar un funcionamiento adecuado del mercado, exacerbando aún más las presiones de intervención. **En este sentido, un instrumento de subsidio aparece como una forma de proteger a los clientes más vulnerables y, a la vez, permite disminuir las presiones para intervenir precios.**

#### 3.2. El subsidio debe tener carácter permanente

Hoy, uno de los mayores riesgos regulatorios está dado por las alzas de precios regulados a clientes finales que, como decíamos, han gatillado en los últimos cuatro años dos leyes de estabilización (PEC 1 y 2) y una última en preparación.

Para disminuir este riesgo, el mecanismo de subsidio debe ser permanente y financiado con ingresos generales de la nación. Por el contrario, un subsidio transitorio, como el propuesto por el Gobierno, el cual además calza justamente con el resto del actual periodo presidencial, sería pagado solo por algunas generadoras, sin tener claridad sobre cuánto será la recaudación y, por tanto, cuántas familias se beneficiarán cada año. Una medida transitoria no aborda el problema regulatorio que justifica su implementación, esto es, una medida permanente que desincentive nuevas intervenciones en los mecanismos de precios. Además, no se hace cargo del compromiso asumido por el Presidente de la República, según el artículo quinto transitorio de la ley N°21.472, que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, cuestión que, en su formulación, recoge buenos principios de regulación.

En efecto, la norma en comento señala que la mesa de pobreza energética deberá “*evaluar la implementación del beneficio a que se refiere el artículo tercero transitorio, así como otras políticas destinadas a*

*enfrentar la pobreza energética y protección tarifaria eléctrica para los clientes regulados pertenecientes al 40% más vulnerable*". A casi un año de haberse entregado el informe, no hay avances en la materia.

### 3.3. **Financiamiento**

A diferencia de la propuesta del Gobierno, creemos que el subsidio debe ser financiado íntegramente con recursos fiscales provenientes de ingresos generales de la nación, con independencia del origen de los fondos (principio de no afectación).

Se ha señalado en varias ocasiones que el Consejo Fiscal Autónomo ha reiterado que no hay espacio para nuevos gastos sin nuevas fuentes permanentes de recursos. Sobre ello y de modo general, cabe señalar que mientras el Gobierno no ponga el foco de sus políticas económicas en el crecimiento como fuente permanente de mayores ingresos, es difícil que se puedan allegar mayores recursos; por el contrario, mayores cargas públicas, como el Mecanismo de Protección al Cliente (MPC) y su recaudación mediante el cargo por servicio público, así como mayores gravámenes impositivos, como podría ser el aumento del impuesto verde en su forma actual, esencialmente recaudatoria, solo debilitan los ingresos fiscales.

Adicionalmente, por una parte, el alza en el impuesto verde constituiría un sobreprecio que, finalmente, será traspasado a los consumidores; y, por la otra, la componente de US\$100 millones que se emplearía para financiar la otra mitad del subsidio, mediante cargo por servicio público, sacado del fondo de estabilización, implica una postergación del pago de la deuda a los generadores.

Por otro lado, una fuente que no ha sido explorada son las reasignaciones desde partidas con baja ejecución presupuestaria este año, reflejando la baja prioridad por parte del gobierno, al no considerarlo en la formulación del presupuesto 2024. Así, por ejemplo, cabe mencionar el avance de la ejecución del programa Fondo de Infraestructura para el Desarrollo que, al tercer trimestre, llevaba ejecutados tan solo \$370.239 millones de un total inicial de \$1.668.859 millones, lo que representa solo un 22,2% de ejecución. Cabe hacer presente que, durante el año en curso, se rebajó a \$1.449.131 millones el total asignado al programa en cuestión (es decir, una rebaja de \$219.727 millones, equivalente a US\$244 millones). Es decir, con lo no ejecutado al tercer trimestre se podría haber financiado holgadamente dos años de subsidio con recursos fiscales.

En otro orden, llama la atención que, durante la discusión presupuestaria 2024 en la Cámara de Diputados, el Ministro de Hacienda se comprometiera a estudiar mecanismos de condonación del Crédito con Aval del Estado (CAE), con un costo estimado de US\$10.000 millones, debido a la presión política de sectores oficialistas en la Cámara de Diputados, dadas las complicaciones en el despacho de la Partida del Ministerio de Educación<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Véase: “Marcel accede a retomar promesa pendiente por CAE tras fuerte presión del Frente Amplio en debate presupuestario”. <https://www.latercera.com/politica/noticia/frente-amplio-le-hace-un-apreton-a-marcel-y-le-exige-retomar-compromiso-pendiente-por-cae-y-deuda-educativa/E4235YPSXFGWXJ4MP7MIXJIYOOQ/>.

Revisado el 16 de noviembre de 2023.

Finalmente, cabe recordar que, en el contexto de la discusión de la Ley de Presupuestos para el año 2023 un pequeño cambio a la ley que crea el MEPCO implicó perder US\$3.000 millones<sup>3</sup> en subsidios que debían recuperarse.

Como puede apreciarse, a fin de cuentas, la barrera para alcanzar el subsidio financiado íntegramente con recursos fiscales radica en diferencias en los énfasis de gasto por parte del Gobierno, es decir, en una cuestión de prioridades.

#### **4. Reasignación de ingresos tarifarios desde consumidores a generadores**

##### **4.1. Concepto de ingreso tarifario (IT)**

En una línea de transmisión, es el ingreso que se produce por la diferencia entre la energía que se recibe en el nodo receptor, valorizada al precio *spot* o CMg de energía de ese nodo, y la energía que se inyecta en el nodo transmisor, valorizada al precio de energía de este nodo.

En condiciones normales (sin congestión en la línea), el ingreso tarifario anual representa del orden del 10 al 15% de la anualidad de inversión más el costo fijo de operación y mantenimiento de la línea, expresada para el período en el que se produce congestión. Este ingreso refleja el valor de las pérdidas de transmisión entre los extremos transmisor y receptor de la línea.

Cuando hay congestión (la línea transmite al máximo de su capacidad y quedan excedentes de energía barata en el extremo transmisor que no pueden ser inyectados), el ingreso tarifario puede exceder varias veces el ingreso tarifario normal, pudiendo incluso superar el valor económico de la línea de transmisión. La parte del IT que excede el IT normal se denomina IT excesivo.

##### **4.2. Efectos de la congestión de la línea en la oferta y demanda de energía, análisis más cualitativo**

La congestión de una línea de transmisión produce el efecto, por una parte, de deprimir los precios *spot* de energía en el extremo transmisor, pues queda energía barata en ese nodo que no puede ser transmitida; y, por la otra, de incrementarlos en el nodo receptor, pues debe generarse en éste con energías más caras. En el extremo transmisor el precio *spot* en condiciones de congestión puede llegar a ser cero.

La idea básica del proyecto en materia de ingreso tarifario, es reasignar el IT excesivo entre los generadores que se hayan visto afectados por la congestión de la línea.

Cabe señalar que a los generadores en el mercado eléctrico se les valorizan las inyecciones de la energía generada al precio *spot* del nodo de inyección. En el caso de aquellos generadores que, además de generar, venden todo o parte de su energía generada a clientes, la energía vendida se les valoriza al precio de ésta en el nodo en el que la retiran para entregarla a su cliente.

---

<sup>3</sup> La frase de los US\$3.000 millones. <https://www.elmercurio.com/blogs/2023/01/20/104495/la-frase-de-us-3000.aspx>. Revisado el 17 de noviembre de 2023. En efecto, el artículo 34 de la ley N°21.526, ley de presupuesto de ingresos y gastos del Sector Público para el año 2023, modificó el artículo 4° de la ley N°20.765, que crea mecanismos de estabilización de precios de los combustibles, generando el efecto de “reiniciar” la cuenta de los subsidios por recuperar del mecanismo en cuestión.

En principio, tanto los generadores que solo inyectan su producción en el nodo de inyección, como aquellos que, además de inyectar, retiran energía en nodo de retiro para entregarla a su cliente, se ven afectados por la congestión. Ambos generadores se ven afectados por la depresión de los precios *spot* en el nodo de inyección, y los generadores que además comercializan, se ven afectados por el alza de los precios *spot* en el nodo de retiro.

Sin embargo, como se verá a continuación, tanto los generadores que solo inyectan como los que, además de inyectar, retiran energía para venderla a sus clientes en contratos, se ven igualmente afectados por la depresión de precios en el nodo de inyección. Los generadores que, además retiran energía para sus clientes en el nodo de retiro, pueden verse afectados por una elevación de precios *spot* en la medida que no pueden necesariamente traspasar a al precio de venta de la energía a sus clientes dicha alza.

Debemos señalar, además que, a causa de la congestión en un tramo del sistema de transmisión, la eventual alza de precios *spot* en el extremo receptor del tramo no solo afectará a generadores comercializadores que retiran energía para cubrir sus contratos habiendo inyectado energía en el extremo transmisor de dicho tramo, sino que también pueden verse afectados generadores que han inyectado su energía en nodos de tramos no congestionados, pero que retiran en el nodo que se comenta. Se hace notar en todo caso que la eventual ocurrencia de precios *spot* elevados en el extremo receptor (que afecta a quienes tienen contratos en ese extremo) pueden no deberse a la congestión de la línea bajo análisis, sino a condiciones operativas del subsistema local, como por ejemplo generación térmica con precios de combustibles altos, situación que se habría producido igual sin condición de congestión.

Por tal razón, el impacto sobre el generador con contrato derivado de diferencias importantes en el precio de venta de su contrato respecto del eventual elevado CMg de retiro en ese punto no puede necesariamente atribuirse a la congestión de la línea, por lo tanto, no debería dar origen a un privilegio especial en cuanto a percibir ingresos tarifarios mayores que otros generadores congestionados sin contrato.

#### 4.3. Efectos de la congestión en los generadores, análisis más cuantitativo

Comparación de ingresos entre generadores que solo inyectan y los que además de inyectar retiran energía para vender en contrato a sus clientes:

$$\text{Ingreso generador que solo inyecta} = E_i * \text{Precio de inyección}$$

$$\text{Ingreso generador que inyecta y retira} = E_i * \text{Precio de inyección} - E_r * \text{Precio de retiro} + E_r * \text{Precio de energía del contrato}$$

Siendo  $E_i$  la energía inyectada y  $E_r$  la energía retirada.

Cabe señalar que, en presencia de congestiones relativamente permanentes, el generador que vende en contratos tiene alguna posibilidad de prever la elevación de precios *spot* en el nodo de retiro y de alguna manera reflejar en el precio de energía del contrato la evolución de precios *spot*, aunque no necesariamente las congestiones mayores debido a atrasos en la expansión del sistema de transmisión o bien a limitaciones accidentales en las capacidades de transmisión.

#### 4.4. Conclusión

En consideración a lo anterior, creemos que resulta discriminatoria la reasignación del IT excesivo solo a los generadores comercializadores que, en presencia de congestión, tienen inyecciones de la energía generada y retiros para la entrega a sus contratos, tal como lo hace la indicación al PDL de transición energética, asignándolos a las generadoras con mayores diferencias entre los costos de retiro y de inyección. El dejar sin reasignación de IT excesivo a los generadores que solo inyectan energía resulta arbitrario y discriminatorio, en circunstancias que, como se demostró anteriormente, resultan afectados de la misma forma que los generadores comercializadores que inyectan y retiran, por la depresión o incluso precio *spot* nulo en los nodos de inyección.

La alternativa que recomendamos entonces es que el IT excesivo se reasigne a todos los generadores que hayan inyectado en nodos de inyección en circunstancias que haya habido congestión en los tramos correspondientes. El driver para reasignar el IT excesivo debería ser la energía inyectada por cada generador en cada período en el que haya habido congestión a partir del nodo de inyección.

En el caso que, adicionalmente, se quisiese reasignar también el IT excesivo a generadores que, además de inyectar, retiren en nodos congestionados, hacemos notar que deben resolverse bien dos situaciones: i) la primera es resolver la forma de separar la fracción del IT excesivo de un tramo que se reasignaría en función de la energía inyectada por todos y cada uno de los generadores que inyectan en el extremo transmisor, de la fracción del IT excesivo que se reasignaría adicionalmente a aquellos generadores que retiran en el nodo receptor para servir sus contratos; ii) la segunda situación a resolver es la forma de repartir entre los generadores que retiran energía la fracción del IT excesivo que se haya establecido asignarles. Esta forma de repartir debería estar relacionada con la afectación que la magnitud de la elevación de precios *spot* en nodos de retiro produce a cada generador que retira para satisfacer sus contratos. Esta afectación no es sencilla de calcular pues depende de la medida en que el generador comercializador ha podido mitigar a través del precio de venta las variaciones de los precios *spot* de retiro. No recomendamos en absoluto que el PDL establezca criterios que para medir afectaciones deba incursionar en los contratos que los comercializadores tengan suscritos con sus clientes.

En definitiva, recomendamos que el IT excesivo se reasigne solamente a todos los generadores afectados por la depresión de precios en nodos congestionados, independientemente que se trate de generadores que solo inyectan o bien de generadores comercializadores que además retiran energía para servir sus contratos.