



Comentarios | Proyecto de Ley de Transición

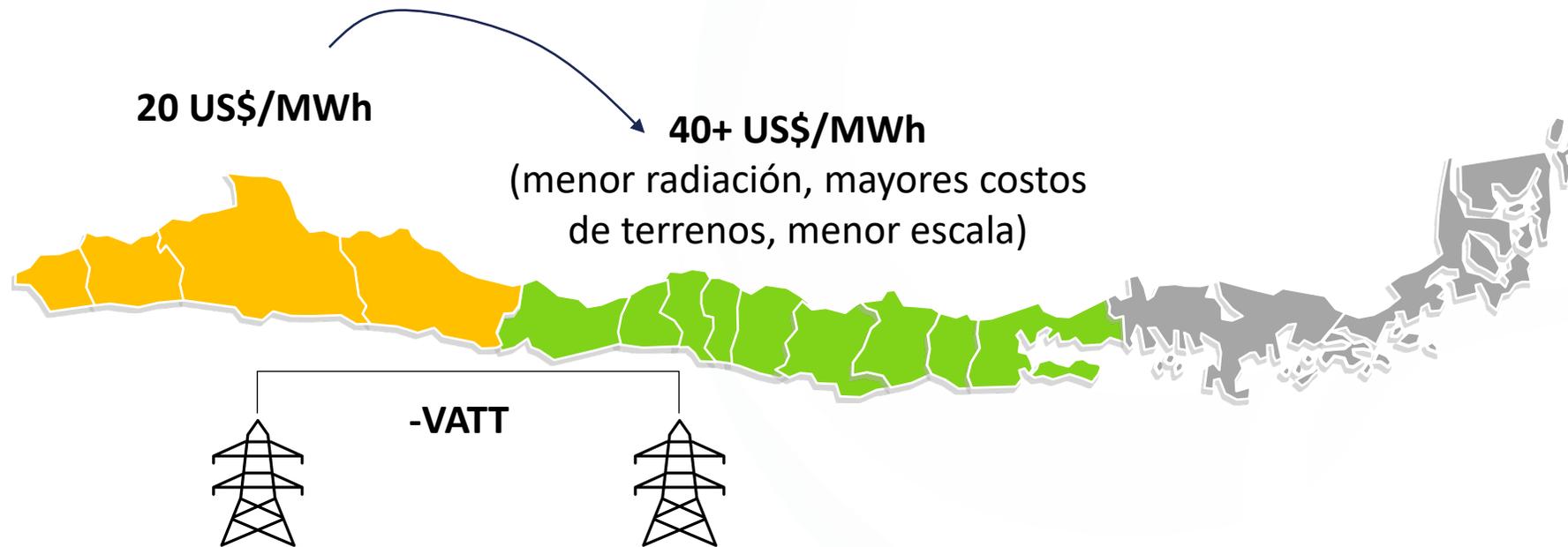
Boletín 16078-08

Comisión de Minería y Energía del Senado

Valparaíso, 27 de septiembre de 2023

Contexto

A mediados de la década pasada, se observó la importancia de dar acceso a los usuarios a una oferta de generación de electricidad basada en **fuentes renovables**, al menor costo posible y manteniendo los niveles de seguridad de servicio. Lo anterior, implicaba viabilizar oferta de generación en **regiones** alejadas de los grandes centros de consumo que cuentan con los mejores **recursos (solar, eólico)** y mayor **disponibilidad de terreno** (escala).



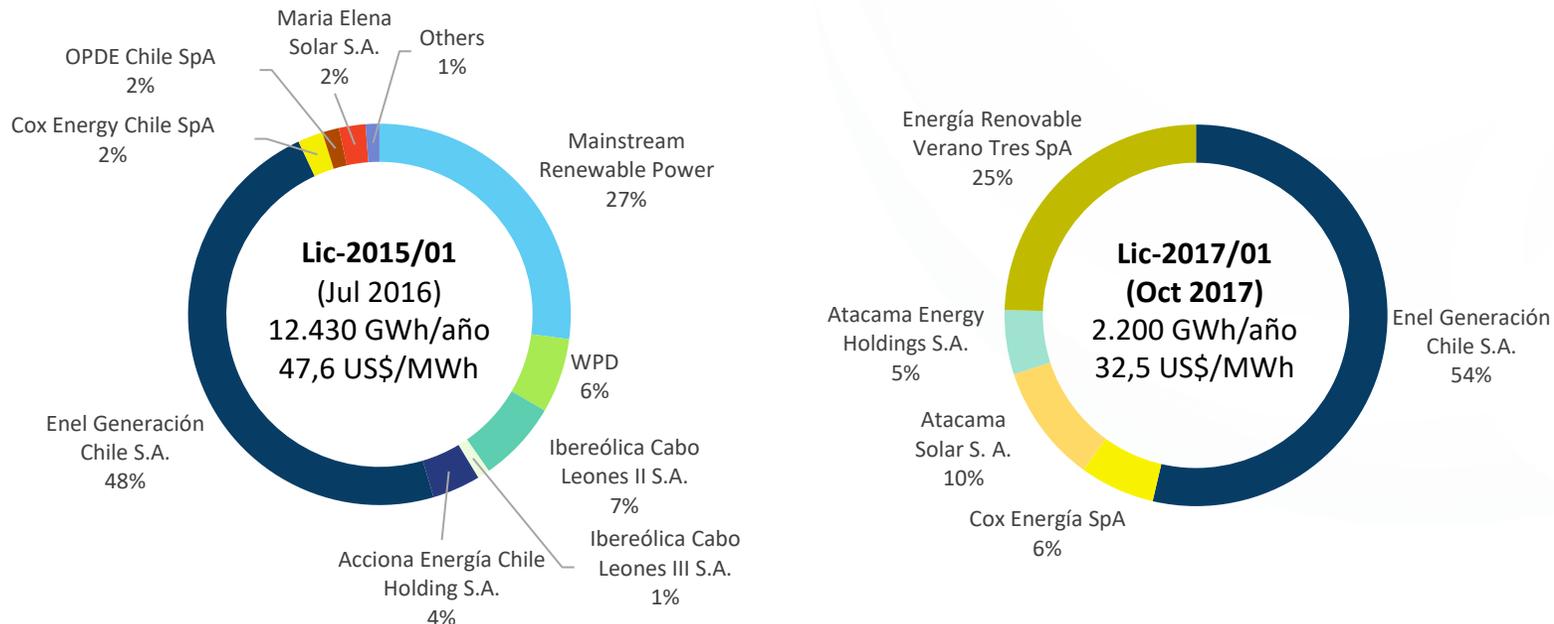
El acceso a energía solar desde las regiones del norte permite a los usuarios de la zona centro-sur reducir sus costos significativamente. Algo similar ocurre con recursos eólicos en el sur del país. Poder comercializar con riesgos acotados a través del sistema de transmisión (que el Estado planifica) es fundamental para la competencia.

Contexto

- Reforma de Ley 20.936/2016 buscó impulsar la transición energética en el sector con una serie de medidas para incentivar el desarrollo ERNC y aumentar la competencia “por” el mercado de generación en beneficio de los usuarios finales.



- Los procesos licitatorios regulados resultan adjudicados a nuevos actores a precios muy competitivos (a pesar de absorber riesgo nodal asociado a desacoples del precio spot) y logran ser financiados.



7.500 GWh/año
(50% del volumen licitado) fueron adjudicados a nuevos actores en los procesos 2015/01 y 2017/01 que entraron en vigencia en 2021 y 2022, con precios que beneficiarán gradualmente a los usuarios finales.

Contexto

- Se produce una gran expansión solar fotovoltaica y eólica (aporte de generación sube de un 6% en 2016 al 28%* en 2022) y el sistema de transmisión rápidamente llega a sus límites en muchas horas (solares) y los nuevos actores presentan dificultades financieras derivadas del riesgo nodal entre otras razones.



- Se ha propuesto un PdL con una serie de medidas que incluyen una reasignación de los IT en casos en que éstos resulten excesivos (similar al mecanismo del art. 114 bis para retrasos en expansión) que apunta a mitigar el riesgo nodal.
- Los cambios se proponen en la víspera de un nuevo proceso licitatorio para usuarios regulados que incorpora algunas medidas para gestionar el riesgo nodal (limitando la oferta por zonas) y otras.

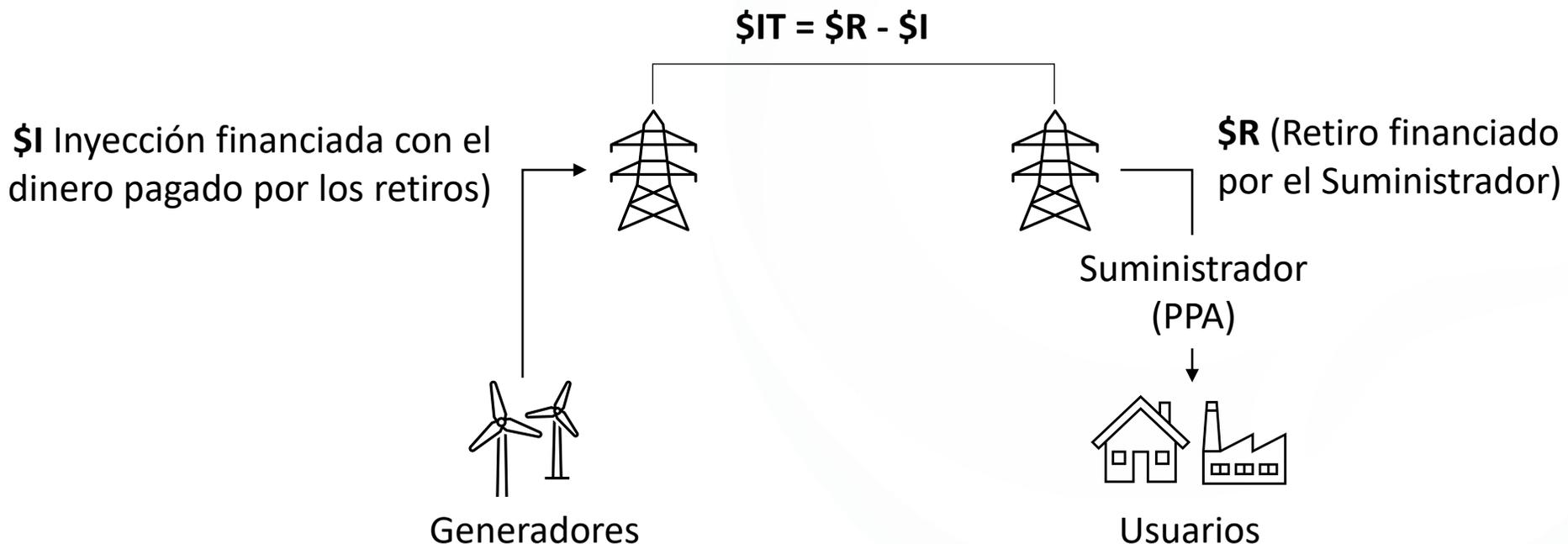
Opinión General del PdL

Medidas más relevantes:

- Reasignación de ingresos tarifarios 
 - Mitiga los riesgos de comercialización de energía basada en proyectos ubicados en regiones (norte-sur)
 - Aumenta competencia en la comercialización de energía a usuarios finales (reduce riesgo de consolidación)
 - No es un salvataje para la coyuntura el problema fue identificado en 2015 (y dio lugar al Art. 114° bis)
 - Es una corrección a un diseño incompleto de mercado que adolece de coberturas para comercialización
 - No genera aumento de costos a usuarios (al revés).
- Licitación de almacenamiento 
 - Es disruptivo y genera incertidumbre en inversión privada
 - Sector privado está reaccionando a los incentivos (precios cero) y desarrollando almacenamiento
 - Si se implementa, se sugiere cambiar el modelo y licitar el servicio para que el mercado despeje la necesidad y su valor

Reasignación de IT – ¿Qué es el IT?

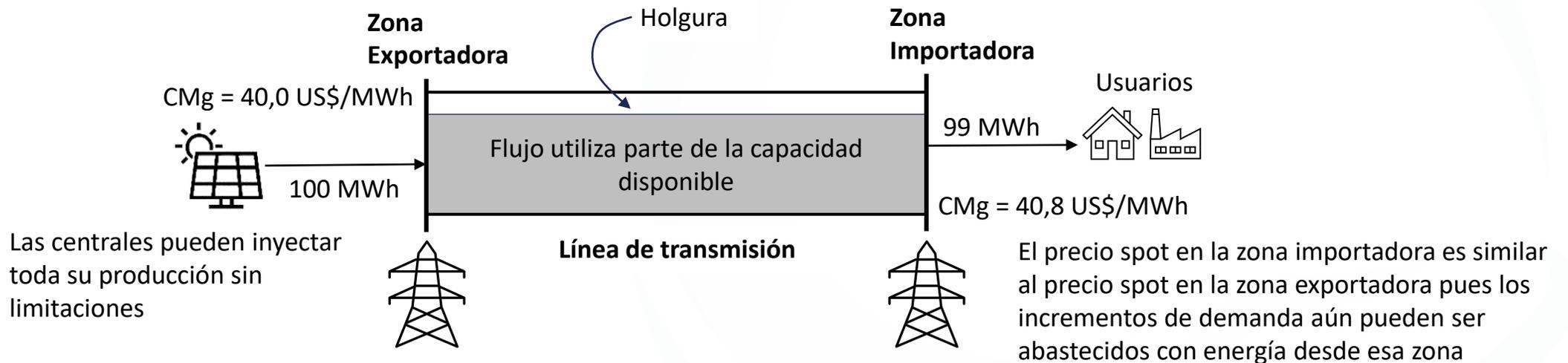
De forma simple, los IT (Ingresos Tarifarios) pueden ser entendidos como el dinero que se genera por las diferencias entre el costo de “retirar” el suministro para clientes finales en los puntos en que éstos la consumen y el valor que debe ser pagado a los generadores por “inyectar” electricidad en otros lugares (conectados por el sistema de transmisión), según lo establezca el Coordinador.



El IT es la diferencia entre retiros e inyecciones de energía (y potencia) valoradas por el Coordinador.

Reasignación de IT – Ejemplo de IT por pérdidas

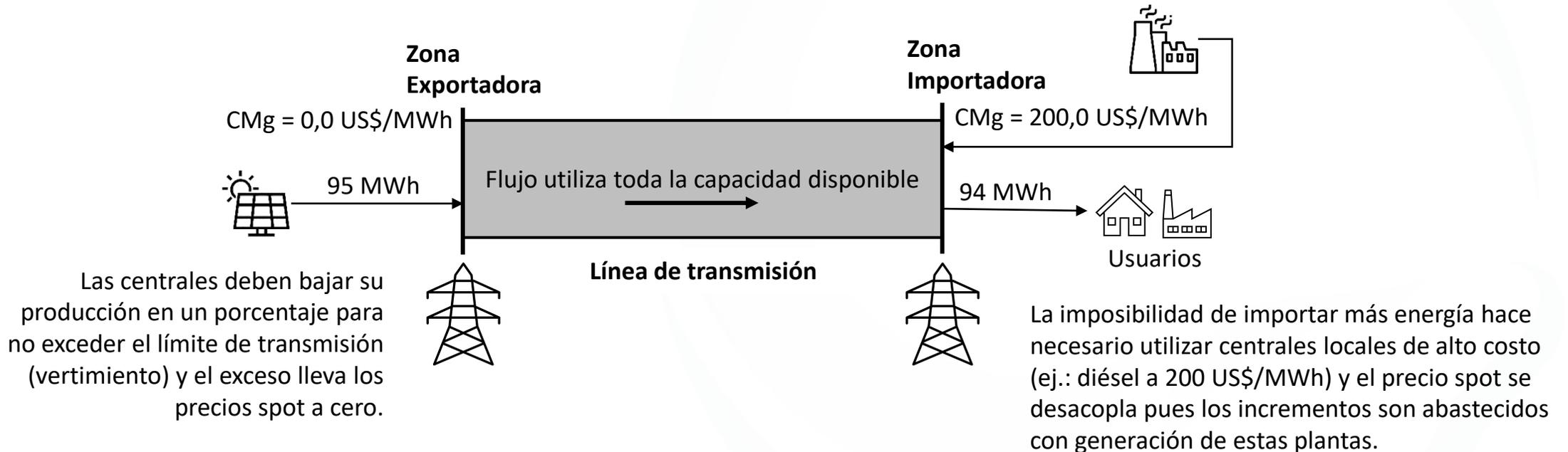
En un caso en que el sistema de transmisión opera sin congestión de transmisión (con holguras) el IT debería quedar determinado por las pérdidas (marginales), como se indica en el siguiente diagrama.



En este caso el IT es despreciable y sería igual a US\$ 39,2 en una hora ($40,8 \times 99,0 - 100,0 \times 40,0$).
En este ejemplo las pérdidas marginales asociadas corresponden a 2% (pérdida media de 1%).

Reasignación de IT – Ejemplo de IT por congestión

Cuando ocurren episodios de congestión de transmisión (sin holguras) se produce un “desacople” en el costo marginal (y vertimiento), según se indica en el siguiente diagrama.

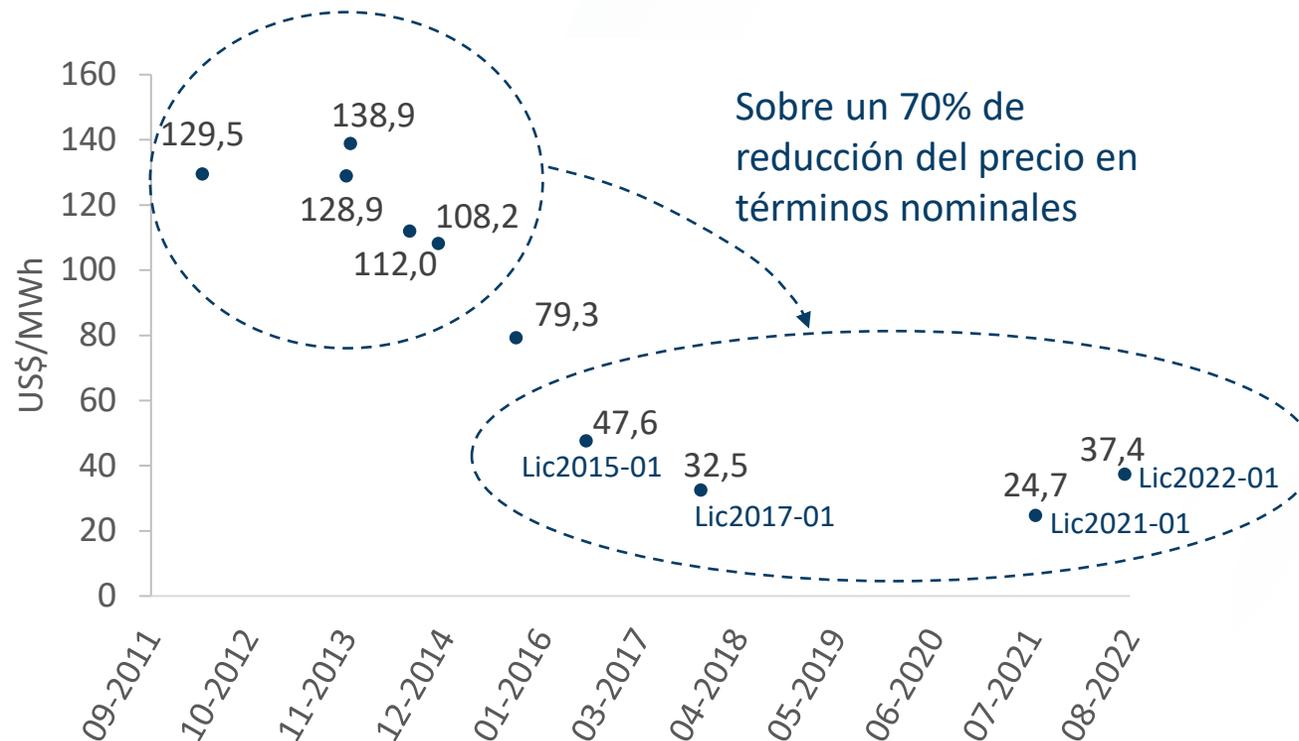


En este caso el IT por congestión sería igual a US\$ 18,800 en una hora ($200,0 \times 94,0 - 95,0 \times 0,0$). Casi 500 veces un IT por pérdidas. Es decir, los episodios de congestión pueden ser muy disruptivos.



Los usuarios regulados tienen precios fijos y no están expuestos al riesgo

Los consumidores regulados (y no regulados) redujeron notablemente de los precios de energía adjudicados bajo licitaciones a partir de 2016 apalancados en gran medida en oferta de nuevos proyectos de generación renovable. Cabe señalar que el PPA regulado no admite transferencia del riesgo IT.



Los precios adjudicados reflejan más bien costos de desarrollo de generación asumiendo un caso adaptado del sistema de transmisión. ¿Queremos forzar a incluir una prima por este riesgo a nuevos entrantes?

Riesgo de Consolidación

Si los inversionistas perciben que el riesgo asociado a escenarios de congestión les obliga a absorber ingresos tarifarios (sin devolución) que dependen de:

- (i) la expansión del sistema controlada por el Estado (fuera del control del inversionista) y
- (ii) de condiciones del mercado internacional (Ucrania, por ejemplo)

➔ entonces no volveremos a ver nuevos entrantes compitiendo por contratos a usuarios finales (o los precios subirán por encima del valor esperado del IT).

Lo que probablemente veremos es a los nuevos entrantes reduciendo su apetito por el país y limitándose a un rol de constructores de infraestructura de plantas para los grupos más diversificados. Se transformarán en intermediarios, y parte o todo el beneficio de los menores costos asociados a los recursos renovables no será transferido a los usuarios (como sí ocurrió en los procesos anteriores).

👉 **Un buen mecanismo de reasignación de IT será positivo para evitar la consolidación de la oferta y reducir riesgo de comportamiento oligopólico (menor desarrollo de proyectos en regiones y mayores precios).**

Sugerencias al PdL – Reasignación IT

- Extender su aplicación al Sistema Zonal. Cerca de un 30% del IT se genera en el Sistema Zonal y gran parte de los retiros que hacen los generadores está en esa categoría. El concepto es idéntico al caso del Sistema Nacional.
- Mejorar redacción del texto de modo tal que la reasignación sea efectivamente dirigida a los generadores que han tomado el riesgo de comercializar energía renovable proveniente desde regiones con usuarios finales ubicados en los centros de consumo a través del sistema de transmisión.
- Todo el IT que exceda al umbral definido (10% VATT) debería ir a mitigar los riesgos de comercialización porque esto favorece al usuario final (evita la consolidación que inevitablemente lleva a comportamiento oligopólico con restricción de oferta y aumento de precios).
- Limitar la reasignación de modo tal que el resultado financiero del generador no exceda a lo que hubiera obtenido de no existir congestiones. Si hay exceso, entonces debería devolverse al usuario.
- Señalar que el cálculo de la reasignación debe realizarse a nivel horario para evitar distorsiones.

Sugerencias al PdL – Licitación de Almacenamiento

- Si el gobierno persiste en esto, se propone reformularla para evitar ineficiencias y mayores costos a los usuarios finales. El Ministerio ha dado un primer paso reformulando su propuesta incorporando un proceso de licitación de servicio de almacenamiento.

Última Propuesta del Ministerio

02 Licitación de almacenamiento

Se implementarán dos mecanismos de licitación complementarios:

LICITACIÓN DE INFRAESTRUCTURA DE SdA

- Se adjudica según el menor costo, de acuerdo al **Valor Anual de Infraestructura de Almacenamiento (V.A.I.A)**.
- **Financiado a través de la licitación de servicio más una cobertura de cliente final.**

- Se determinará un **umbral mínimo de adjudicación**.
- Para que la licitación de infraestructura sea adjudicada, la licitación del servicio deberá ser superior al umbral.
- El **cliente solo cubrirá aquella parte que sobrepase el umbral** hasta completar el valor de la infraestructura
- Tanto **generadores como clientes perciben los beneficios** (ingresos por energía, potencia y/o SSCC) de la parte que les corresponde dado el porcentaje de financiamiento de cada uno.



LICITACIÓN DE SERVICIO DE ALMACENAMIENTO

- Se evalúan las ofertas según mayores ofertas a **Valor Anual por Servicio (V.A.S)**.
- **Financiado por las Generadoras**

PdL DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Alternativa Sugerida (al revés)

Licitación de Servicio de Almacenamiento

- Generadores ofertan cantidades y precios, y adquieren derechos sobre la capacidad de almacenamiento.
- Ministerio analiza brecha de costo y determina volumen óptimo y adjudica a mayores precios.



Licitación de Infraestructura de SdA

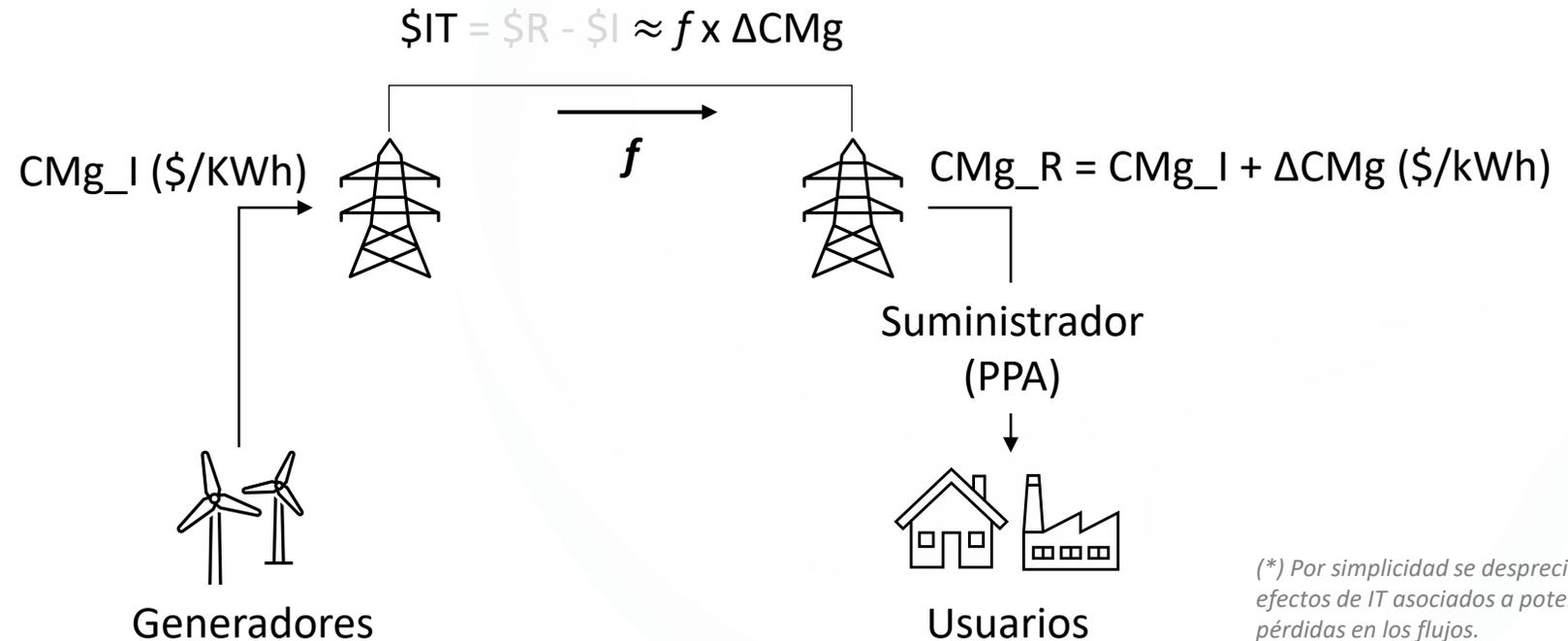
- Se licita la infraestructura óptima
- La brecha financiada por usuarios se minimiza o elimina (podría haber beneficio)

Anexos



¿Por qué se producen estas diferencias que dan lugar al IT?

Fundamentalmente se producen al valorizar transferencias de energía* debido a diferencias en los costos marginales de energía (precios spot) ente los nodos de inyección y los de retiro (en Chile tenemos un sistema de precios diferenciados por nodos o “precios nodales”).

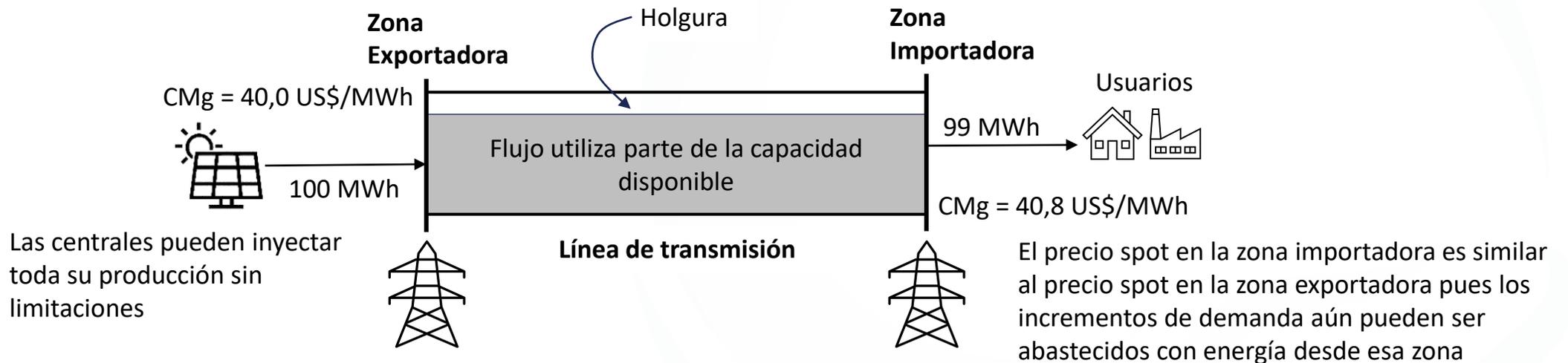


(*) Por simplicidad se desprecian los efectos de IT asociados a potencia y pérdidas en los flujos.

Los IT pueden explicarse por pérdidas (caso adaptado con Δ CMg bajo o despreciable) o por episodios de congestión (desacoples con Δ CMg significativo)

Ejemplo de IT por pérdidas

En un caso en que el sistema de transmisión opera sin congestión de transmisión (con holguras) el IT debería quedar determinado por las pérdidas (marginales), como se indica en el siguiente diagrama.

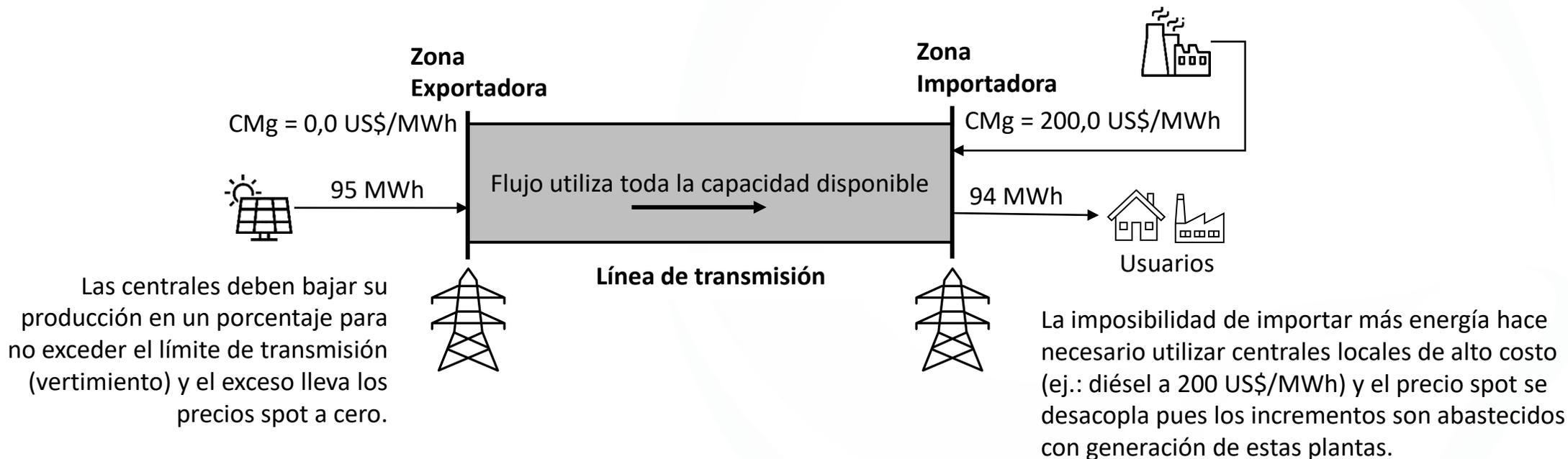


En este caso el IT sería igual a US\$ 39,2 en una hora ($40,8 \times 99,0 - 100,0 \times 40,0$).

En este ejemplo las pérdidas marginales asociadas corresponden a 2% (pérdida media de 1%).

Ejemplo de IT por congestión

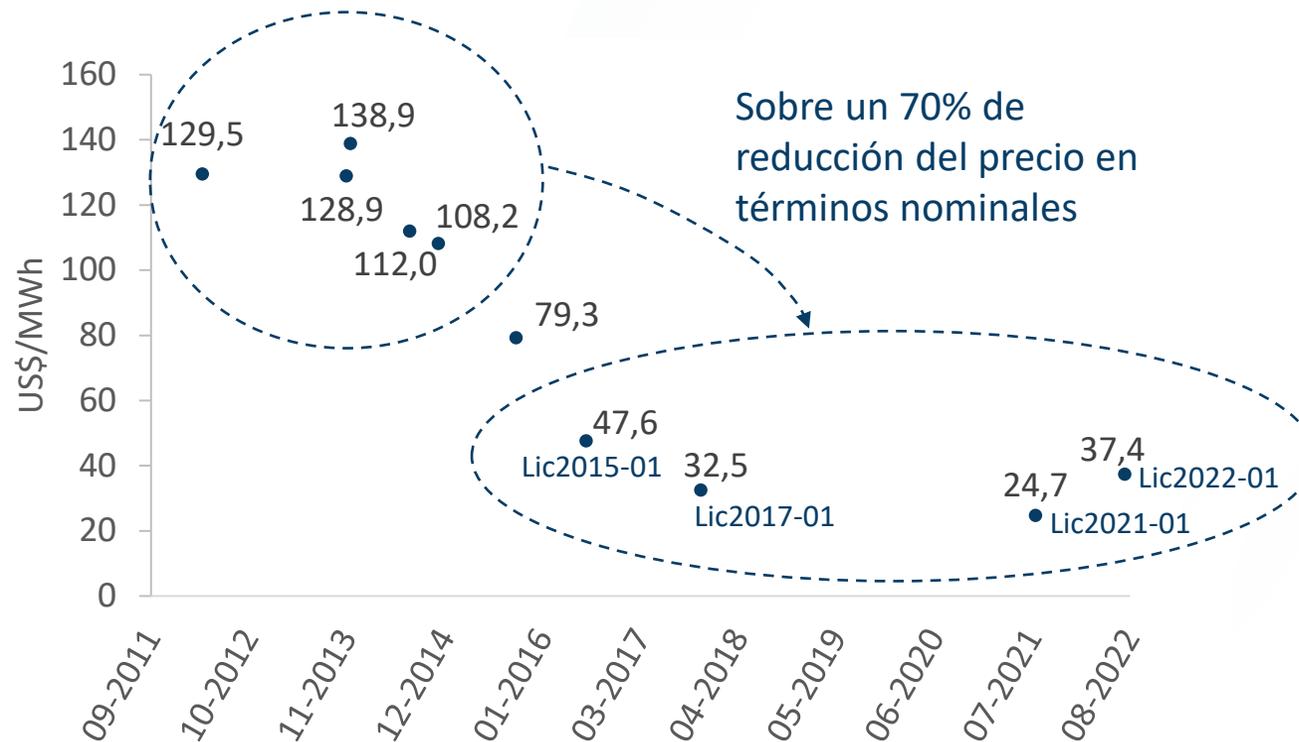
Cuando ocurren episodios de congestión de transmisión (sin holguras) se produce un “desacople” en el costo marginal (y vertimiento), según se indica en el siguiente diagrama.



En este caso el IT por congestión sería igual a US\$ 18,800 en una hora ($200,0 \times 94,0 - 95,0 \times 0,0$). Casi 500 veces un IT por pérdidas. Es decir, los episodios de congestión pueden ser muy disruptivos.

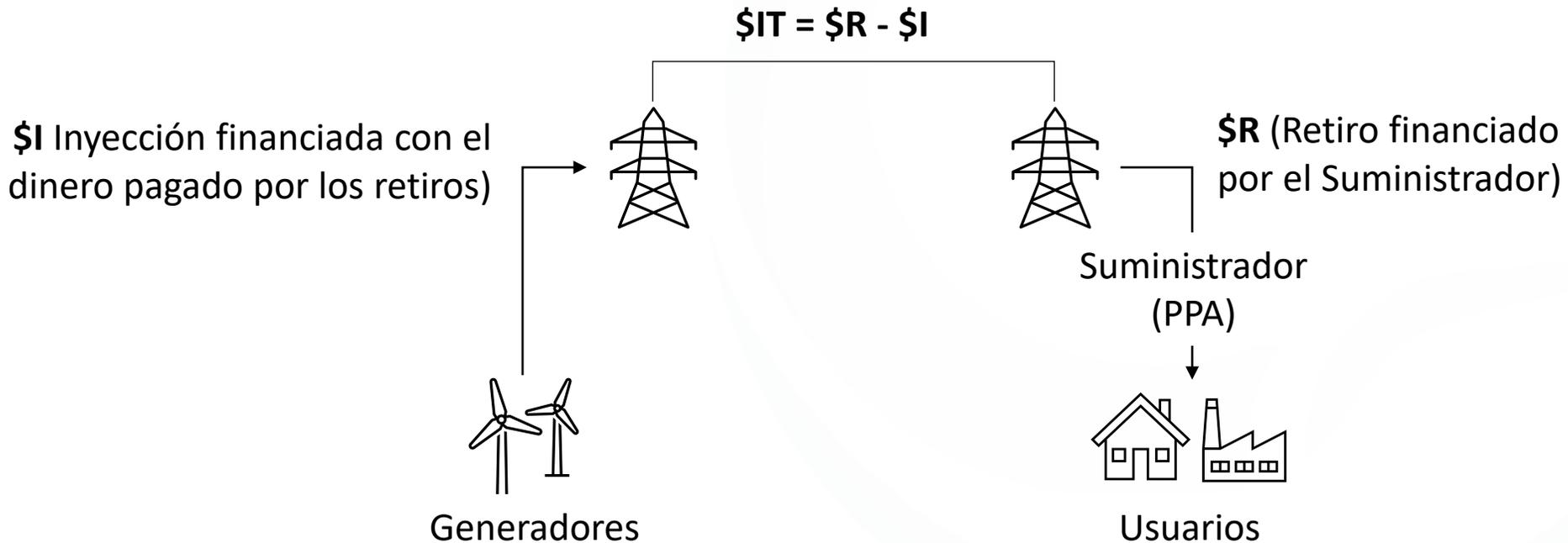
¿Están pagando los usuarios regulados una prima por riesgo IT?

Los consumidores regulados (y no regulados) redujeron notablemente de los precios de energía adjudicados bajo licitaciones a partir de 2016 apalancados en gran medida en oferta de nuevos proyectos de generación renovable. Cabe señalar que el PPA regulado no admite transferencia del riesgo IT.



¿De dónde sale el dinero de los IT?

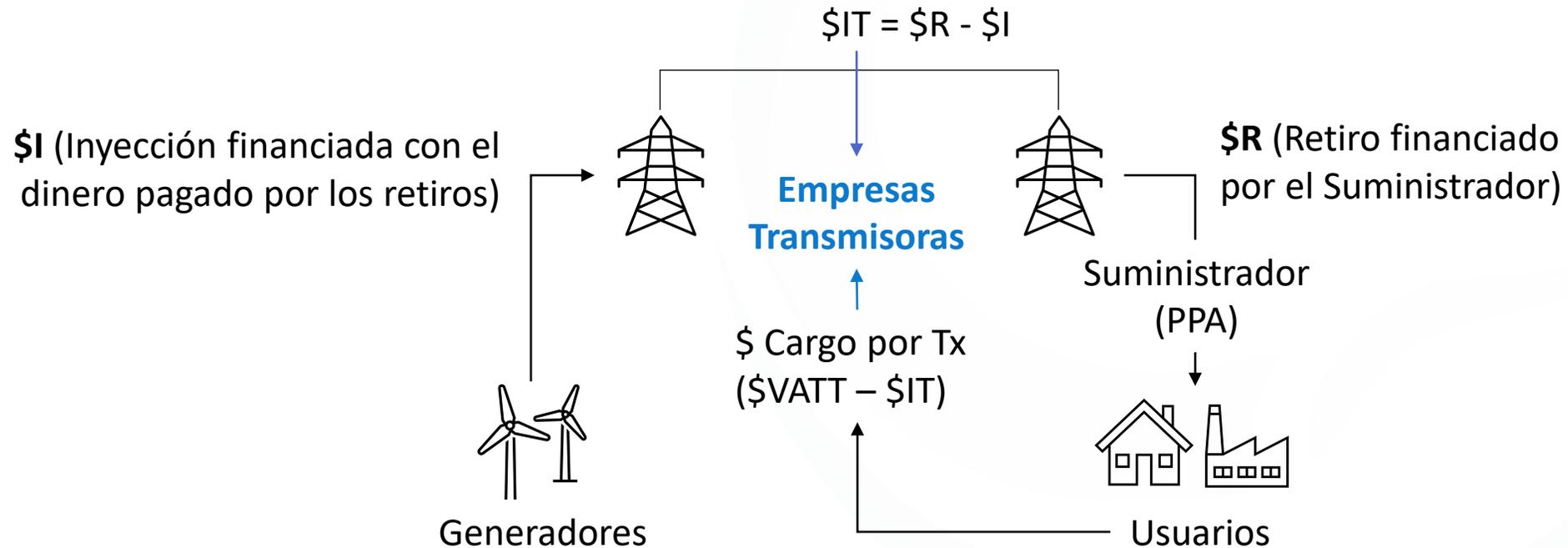
Los IT son financiados por los suministradores de los clientes finales. Los suministradores deben retirar la energía para sus clientes en el lugar en que éstos la consumen pagando el costo marginal de energía en ese lugar (costo de retiro). Este dinero permite pagar las inyecciones y lo que sobra corresponde a IT.



Son los generadores que tienen contratos (suministradores de PPA) quienes financian el IT todos los meses.

¿Quién recibe el IT en la actualidad?

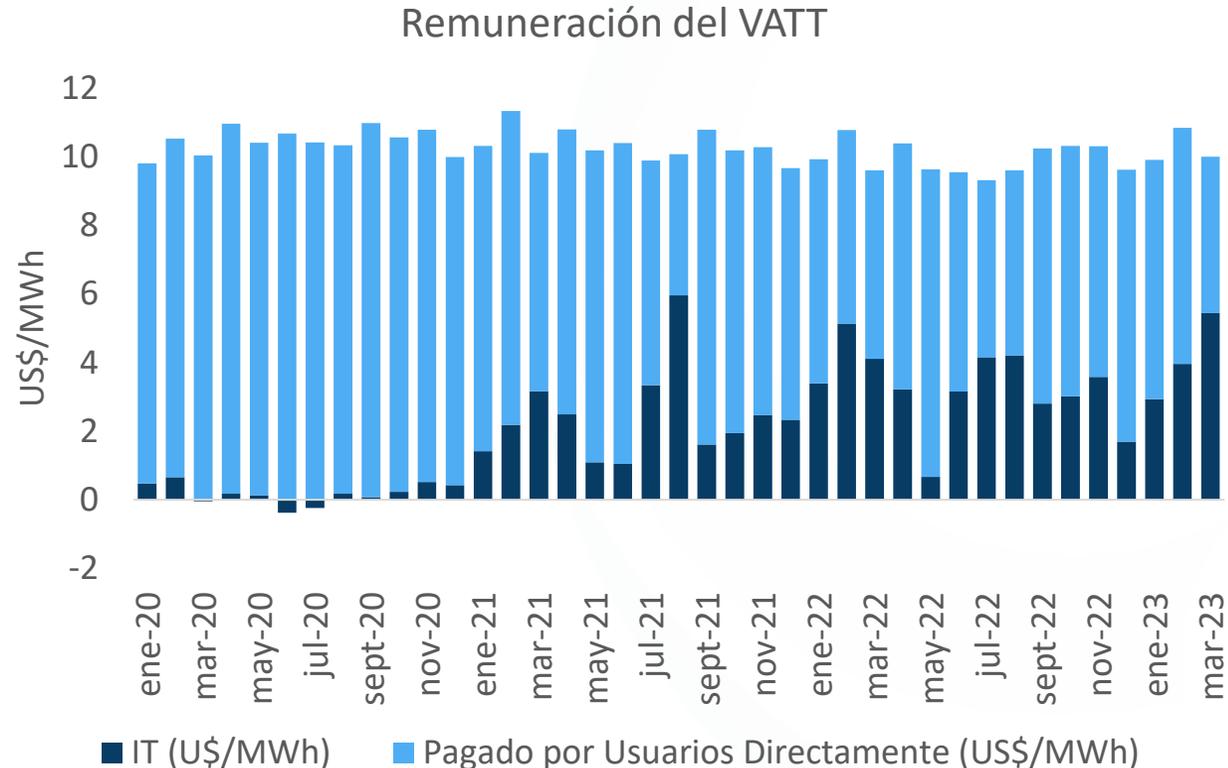
Tras la modificación de la LGSE en 2016, el costo anualizado de la inversión y operación de los sistemas de transmisión (VATT) fue asignado en un 100% a los usuarios finales a través de un cargo estampillado o por kWh (Cargo por Tx) y al mismo tiempo se estableció que los IT serían distribuidos entre las empresas transmisoras generando un descuento en el Cargo por Tx que pagan los usuarios finales.



En la actualidad el IT se va a financiar el VATT de la transmisión y se traduce en un descuento en el Cargo por Tx que pagan los usuarios finales.

¿Cuál es la magnitud del descuento por IT para un usuario final?

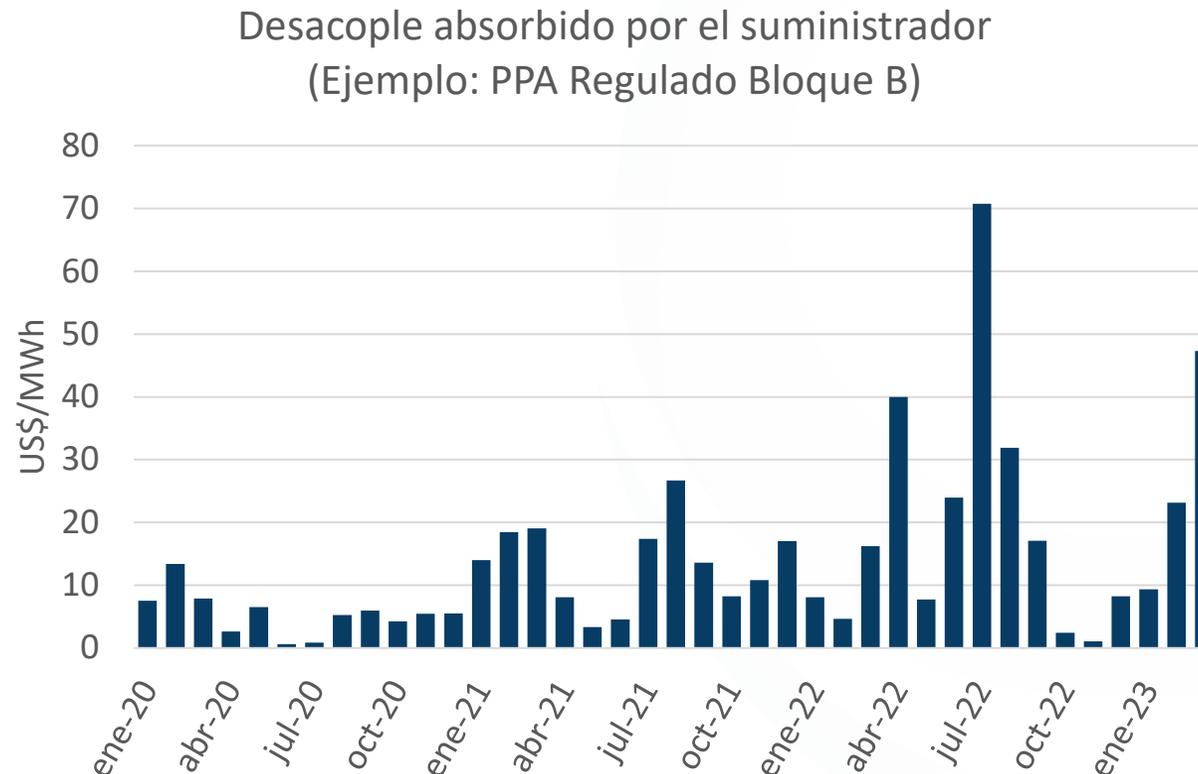
Según las memorias de cálculo de la CNE, los IT (para el Sistema de Transmisión Nacional) tuvieron un comportamiento “normal” durante 2020 y comenzaron a elevarse significativamente a partir de 2021.



En 2020 los IT prácticamente no generaron descuentos a favor de los usuarios. Entre 2021 y 2022 han representado un descuento promedio de 2,8 US\$/MWh (en moneda real de 2023), en el Sistema de Transmisión Nacional.

¿Cuál es la magnitud del desacople absorbido por proyectos?

A modo de ejemplo, la siguiente gráfica ilustra el desacople entre el coste marginal en el nodo Carrera Pinto y el costo marginal de la energía en los nodos de entrega bajo un PPA regulado, - durante las horas solares (Bloque B).

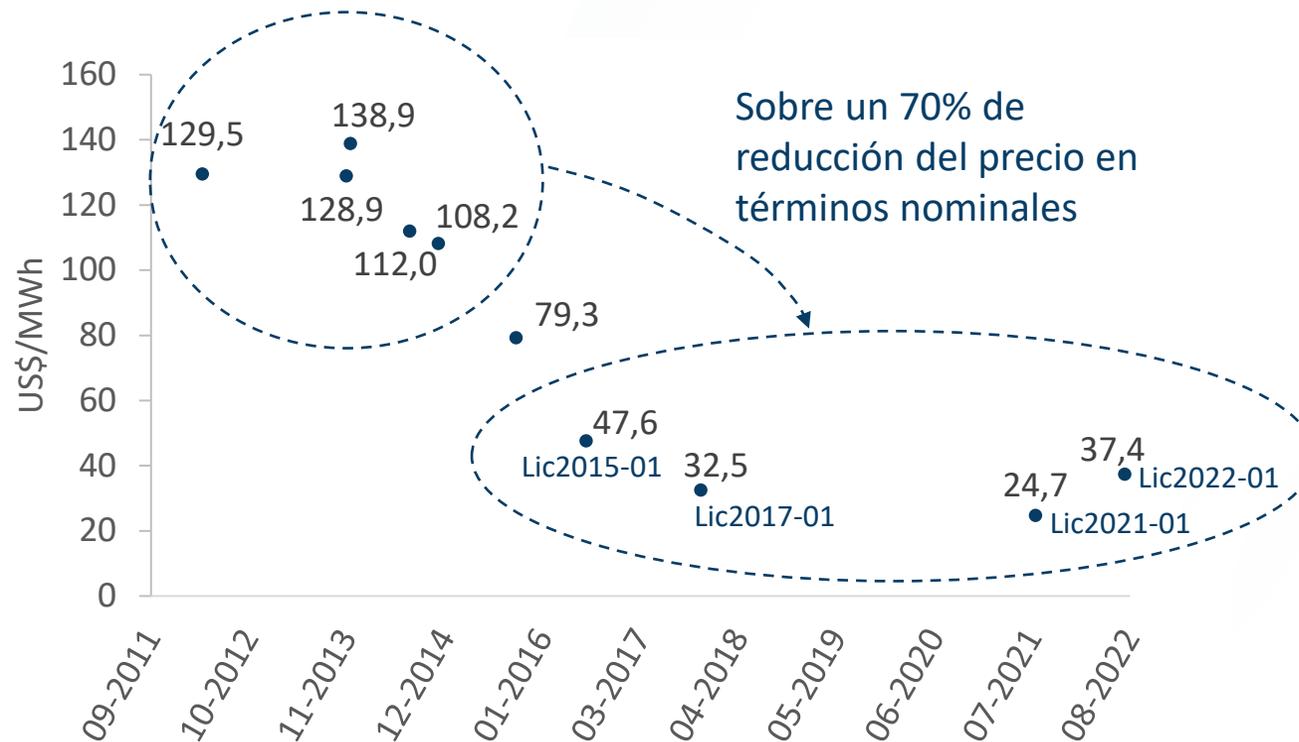


(*) Elaborado por Moray en base a información disponible en el sitio web de la CEN y supuestos propios.

Entre 2021 y 2022 los suministradores del bloque solar han absorbido un desacople promedio estimado en 15,4 US\$/MWh y *peaks* significativamente altos (en moneda real de 2023). Varios han enfrentado riesgo de insolvencia.

¿Están pagando los usuarios regulados una prima por riesgo IT?

Los consumidores regulados (y no regulados) redujeron notablemente de los precios de energía adjudicados bajo licitaciones a partir de 2016 apalancados en gran medida en oferta de nuevos proyectos de generación renovable. Cabe señalar que el PPA regulado no admite transferencia del riesgo IT.



Los precios adjudicados reflejan más bien costos de desarrollo de generación asumiendo un caso adaptado del sistema de transmisión. ¿Queremos forzar a incluir una prima por este riesgo a nuevos entrantes?

¿Cómo puede gestionarse el riesgo de IT excesivo bajo un PPA?

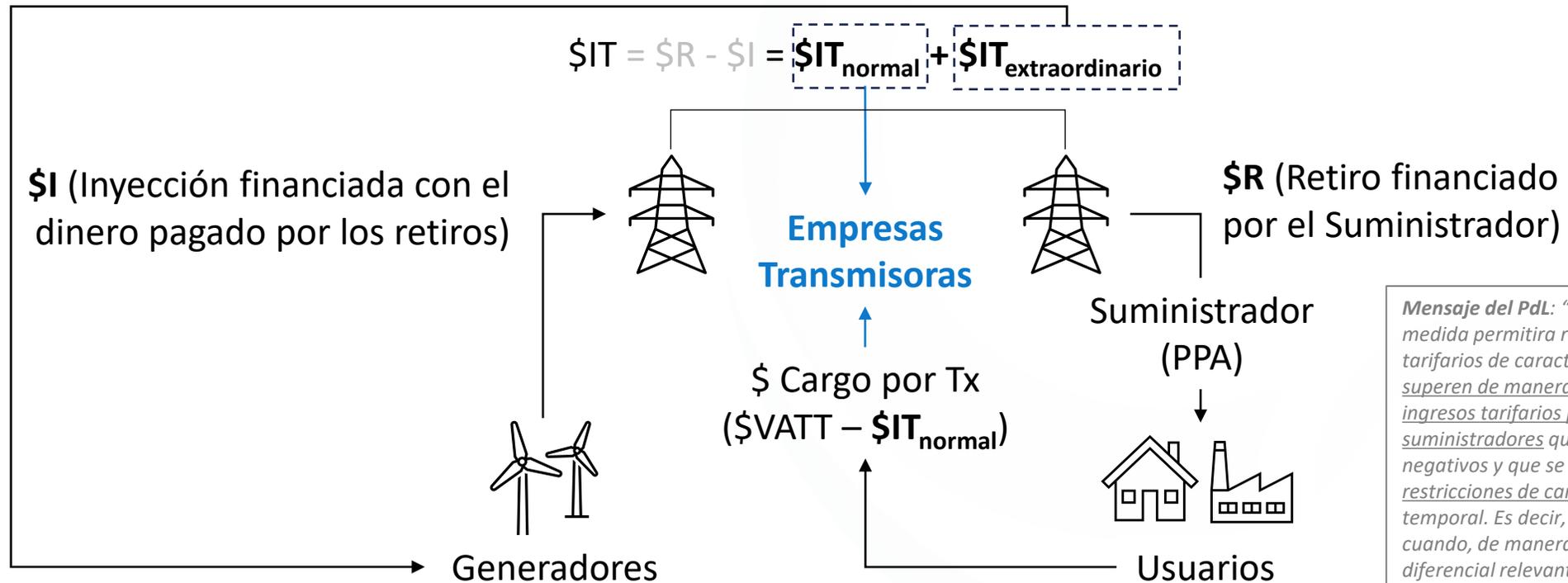
La Ley 20.936/2016 asignó los IT como descuento al VATT obligando a los suministradores (que deben financiar el IT) a adoptar alguna o combinaciones de las siguientes estrategias:

Variable	Estrategias
Precio	Incorporar prima por riesgo igual a la cobertura contra escenarios de IT extraordinario (mayor al IT esperado)
	Transferir el completamente el riesgo de desacoples (ej.: ΔCMg se suma al precio)
	Híbridos (ej.: CMg se suma al precio hasta un límite o se otorga un precio fijo hasta un máximo nivel de IT)
Desarrollo de la Oferta	Inhibirse de realizar ofertas basadas en proyectos ubicados en zonas lejanas que tienen grandes recursos ERNC (aumento de precio puede superar el 35% en tecnología solar).
	Inhibirse de suministrar directamente a clientes finales y transformarse en un productor que vende a incumbentes (consolidación de la oferta).
	Desarrollar un portafolio de generación diversificado geográficamente.

La forma en que se asigna este riesgo puede tener implicancias en la intensidad competitiva del mercado de PPAs (nuevos entrantes y portafolios menos diversificados tienen mayor dificultad en absorberlos).

¿Qué propone el PdL de Transición Energética sobre IT?

Propone modificar la asignación de los IT que, en presencia de ingresos tarifarios extraordinarios, el exceso (por sobre un umbral) será reasignado por el Coordinador a las empresas generadoras que presenten mayores diferencias de precio entre sus inyecciones y retiros de energía.



Mensaje del PdL: "En lo concreto, esta medida permitira reasignar ingresos tarifarios de caracter extraordinarios, que superen de manera importante los niveles de ingresos tarifarios promedio, a suministradores que presenten balances negativos y que se encuentren afectos a restricciones de caracter espacial y no temporal. Es decir, restricciones que se den cuando, de manera simultánea, exista un diferencial relevante entre los precios de inyección y de retiro en el sistema electrico."

Los IT extraordinarios irían a compensar a los suministradores de PPAs que estén corriendo riesgo de desacople de precio spot entre nodos (no descalces de generación temporal). El reglamento definirá el umbral.

¿Cómo afecta la propuesta de reasignación de IT del PdL?

- Bien implementado el PdL podría mejorar las condiciones de comercialización para agentes que tienen menos capacidad de gestionar el riesgo de congestión (o de IT extraordinario) y reducir el costo de suministro de los usuarios.

	Precio PPA	Pago Usuario
Sin PdL	$Pg + Prima_{IT} + Prima_O$	$Pg + Prima_{IT} - IT + Prima_O$
Con PdL	$Pg + Prima_O$	$Pg + Prima_O$

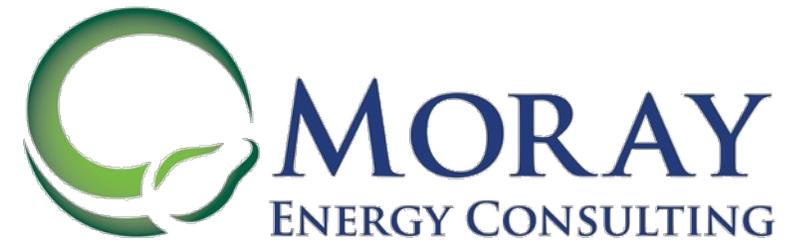
Pg: Precio de generación (\rightarrow LCOE); $Prima_{IT}$ =Prima por riesgo IT; $Prima_O$ =Prima por otros riesgos (vertimiento, descalce temporal, etc.)

- Si $Prima_{IT} = IT$, Pago del Usuario es igual en ambas situaciones: con y sin PdL (si la transmisión está adaptada $IT \rightarrow 0$)
 - Si $Prima_{IT} < IT$, entonces sin PdL el proyecto tiene pérdidas operacionales y el usuario tiene un descuento ($Prima_{IT} - IT$)
 - Si $Prima_{IT} > IT$, entonces la situación sin PdL es peor para el usuario (la aversión al riesgo puede generar este escenario)
 - Si $Prima_{IT} \gg IT$, entonces sin PdL el proyecto tiene bajas opciones en el mercado de PPA y se reduce la competencia
- Reducir la exposición a los desacoples reduce el sobre precio ($Prima_{IT} > IT$) y mejora las posibilidades de desarrollo en zonas de mejor calidad de recursos ERNC (ubicadas en lugares lejanos a los centros de demanda) \rightarrow precios más competitivos.
 - Agentes aversos al riesgo podrían inhibirse de participar en el mercado de PPAs por este riesgo de comercialización.

Si el PdL logra reducir el riesgo de desacoples para los suministradores (PPA), podría mejorar la intensidad competitiva y aportar a una reducción de $Prima_{IT}$ que supere el actual descuento del IT, en pro de los usuarios.

Comentarios

- La actual modalidad de asignación de IT puede derivar en un decaimiento de la intensidad competitiva en el mercado de PPAs y terminan inhibiendo la oferta de PPAs en base al desarrollo de proyectos de nuevos entrantes y/o tender hacia una consolidación de la oferta. Esto puede conducir a un equilibrio subóptimo de oferta y precios. Lo anterior justificaría una modificación en la línea propuesta por el PdL que tiende a mitigar el riesgo de IT extraordinario.
- Si se implementa, el mecanismo de reasignación de IT debiera limitarse a suministradores que usan la red de transmisión para entregar precios más competitivos a los usuarios finales absorbiendo el riesgo de IT extraordinarios. ¿Por qué? Porque esta reasignación de IT sólo se justificaría si los suministradores están asumiendo el riesgo de desacoples sin transferir primas a los usuarios por este concepto. El cálculo debe distinguir entre las inyecciones utilizadas para servir los PPAs y los excedentes.
- El PdL busca alinear la asignación de los IT con quien asume los riesgos de comercializar usando el sistema de transmisión y alejarlo del concepto de pago del VATT (Cobertura de Riesgo vs. Descuento). Los contratos que ya incluyen transferencias del riesgo de desacoples al precio (mercado libre) totales o parciales o mediante primas por riesgo equivalentes, debieran ajustar esta transferencia de riesgo en función del efecto del PdL.
- La reasignación de IT no resuelve la reducción de inyección producto del régimen de vertimiento por saturación del sistema, o el riesgo de valorización de aquella parte de la energía producida pero no contratada. Sigue siendo muy relevante una expansión eficiente y oportuna de sistema de transmisión, lo que podría eliminar el riesgo de IT extraordinario.
- La reasignación de IT puede ser una solución inmediata compatible con el régimen de acceso abierto vigente. Sin embargo, es razonable analizar alternativas (derechos de transmisión, peajes de inyección regulados por zona u otra modalidad) que permitan acotar los riesgos para comercializar energía renovable a través del sistema de transmisión.
- Los cambios propuestos por el PdL asociados a reasignación de IT y otros (almacenamiento), debieran ser clarificados antes de la presentación de ofertas en la próxima licitación para usuarios regulados (Dic-2023).



@morayenergy