



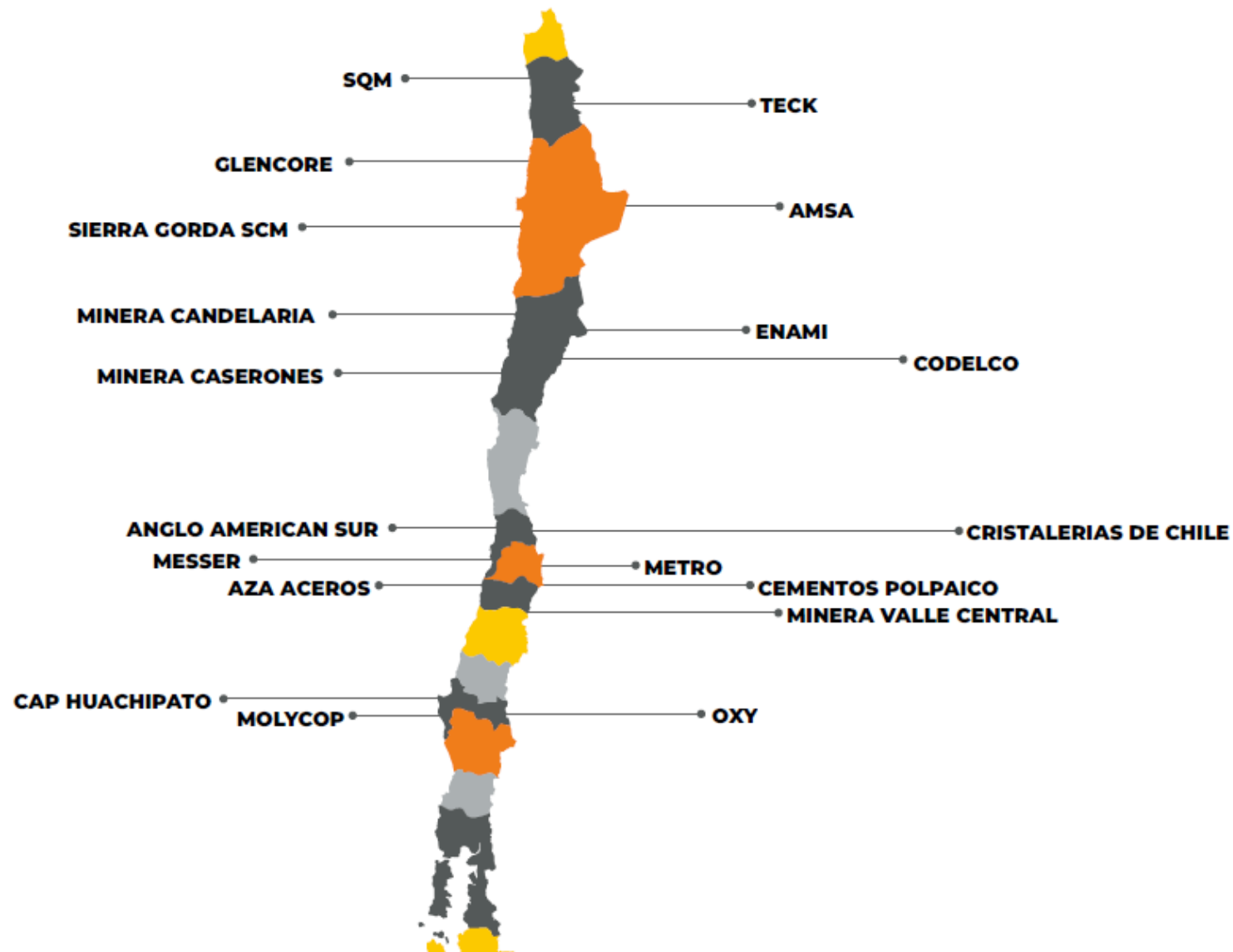
**Mesa de dialogo Público-Privada
Mercado Corto Plazo**

27 de octubre 2022



Somos la asociación que representa a los Clientes Eléctricos No Regulados en Chile

Con 26 años de historia, nuestros asociados poseen distintos tamaños y pertenecen a diversos sectores productivos a lo largo de todo el país, representando a más del 44% de la demanda máxima de clientes libres.



1) Diagnóstico: marco regulatorio y operacional inadecuado

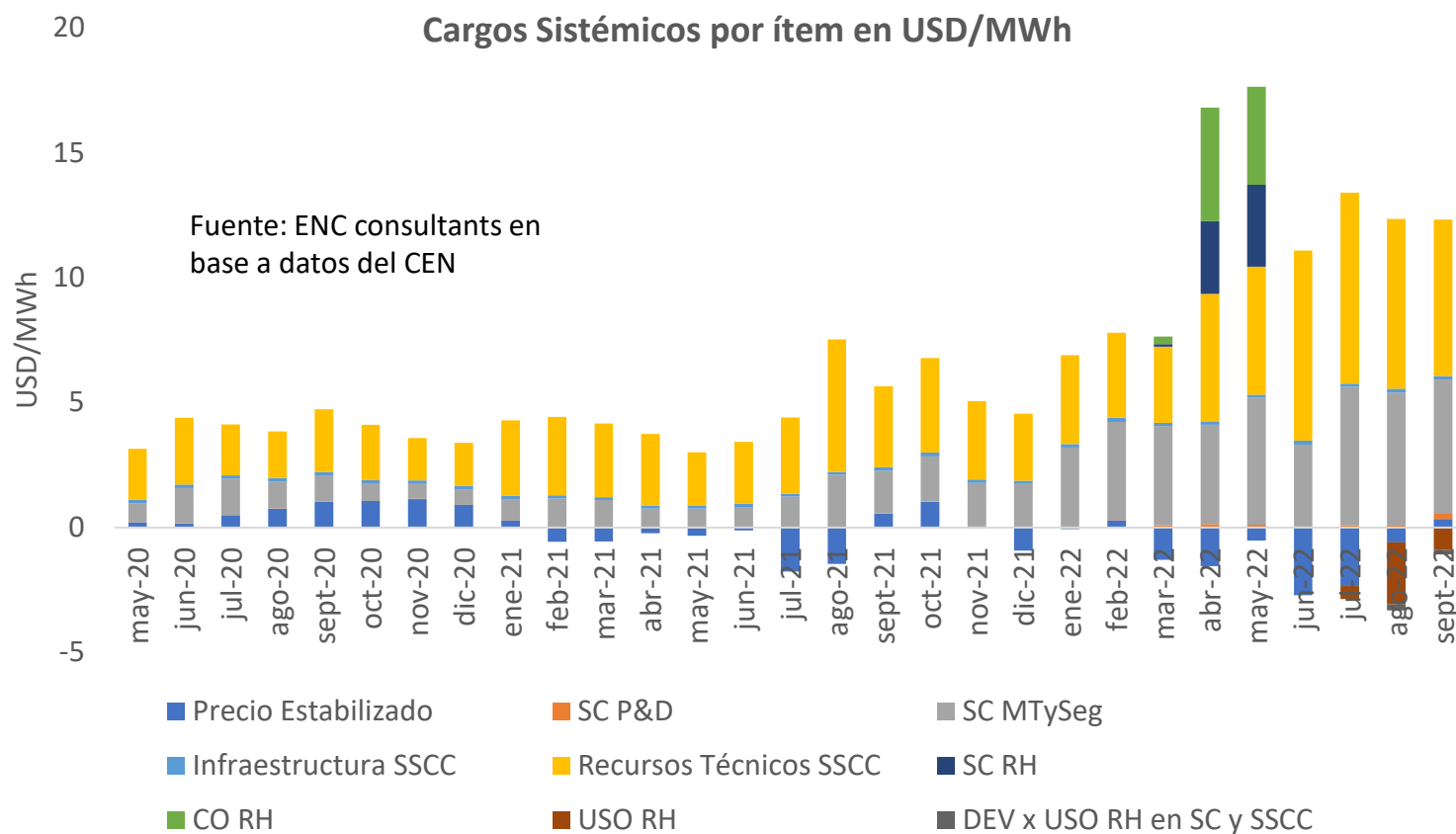
- Los problemas actuales del mercado de corto plazo se deben no sólo a decisiones propias de los generadores involucrados ni a shocks exógenos, sino también al diseño regulatorio y de operación del mercado.
- El diseño regulatorio y de operación actual incentiva el establecimiento de infraestructura de generación con el menor costo de energía, sin considerar el costo total de suministro ni los efectos que tiene en el resto del sistema.
- Este marco de operación lleva a decisiones ineficientes por parte de distintos actores. Por ejemplo, instalación de generación en zonas con alta congestión sin que exista solución de infraestructura a la vista.
- Estas decisiones generan transferencias de riesgos y costos entre actores en forma ineficiente. Por ejemplo, socializando mayores costos sistémicos que terminan pagando los clientes.
- En definitiva, la actual operación del mercado de corto plazo no está obteniendo el mínimo costo de suministro total del sistema.

1) Diagnóstico: decisiones del mercado de corto plazo impactan en el mercado de contratos

- El que se renuncie a suministrar contratos - de cualquier tipo - mediante el cobro de garantías del mercado de corto plazo sin mayores consecuencias genera incentivos perversos y efectos significativos en el mercado de contratos.
- La facilidad de renunciar a contratos de suministro elevará el costo de financiamiento para todo tipo de clientes en el país.
- Alzas tarifarias producto de la caída de contratos regulados a precios por debajo del promedio implicarán mayores necesidades que aportes al fondo de estabilización de tarifas que aportan los clientes libres , y cuyo objetivo no fue subsidiar a generadores que no puedan cumplir sus obligaciones contractuales.

2) Evidencia: Alza en cargos sistémicos se está volviendo insostenible

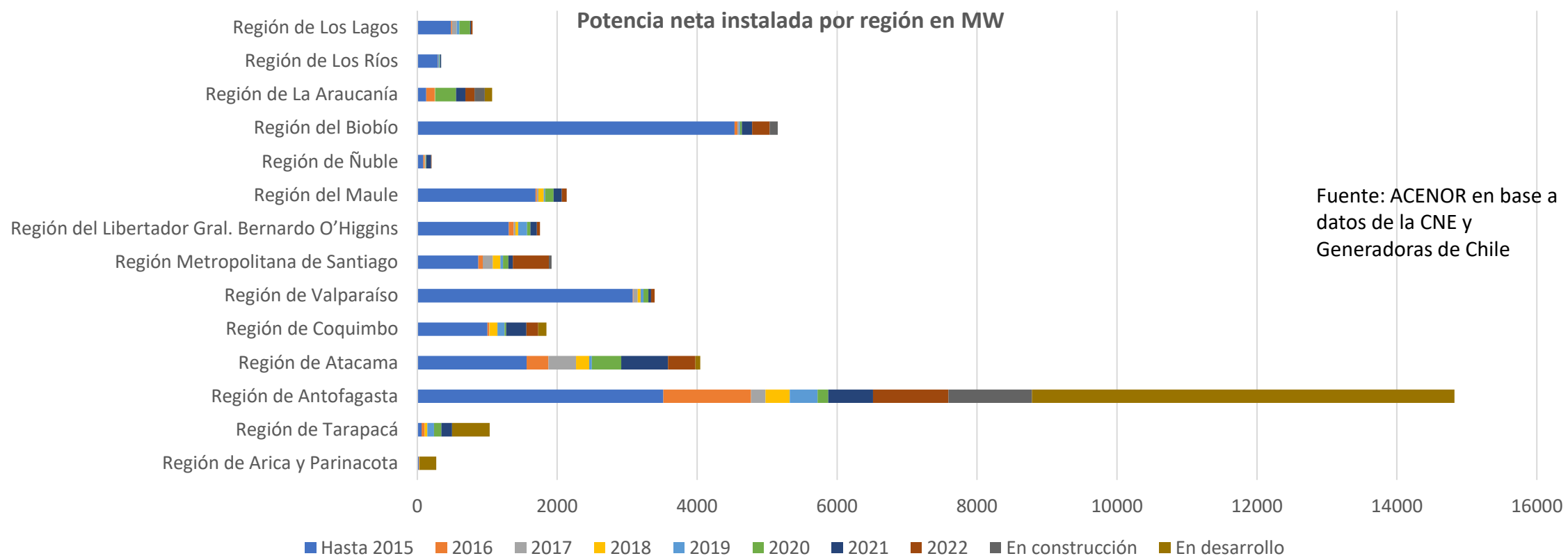
- Cargos sistémicos se han **casi multiplicado por seis** en los últimos 2 años.
- Sólo en SSCC y mínimos técnicos se han pagado 1.000 millones de dólares, sumando lo mismo que los dos últimos planes anuales de expansión de la transmisión.



- Con cargos sistémicos de 10-15 USD/MWh ¿Cuántos contratos regulados de energía seguirán siendo viables, aún sin desacoples de costos marginales?
- Hasta ahora se han ignorado estos costos debido a cómo se remuneran. Es necesario revisar si su asignación es eficiente.

2) Evidencia: Expansión de transmisión y generación ineficiente

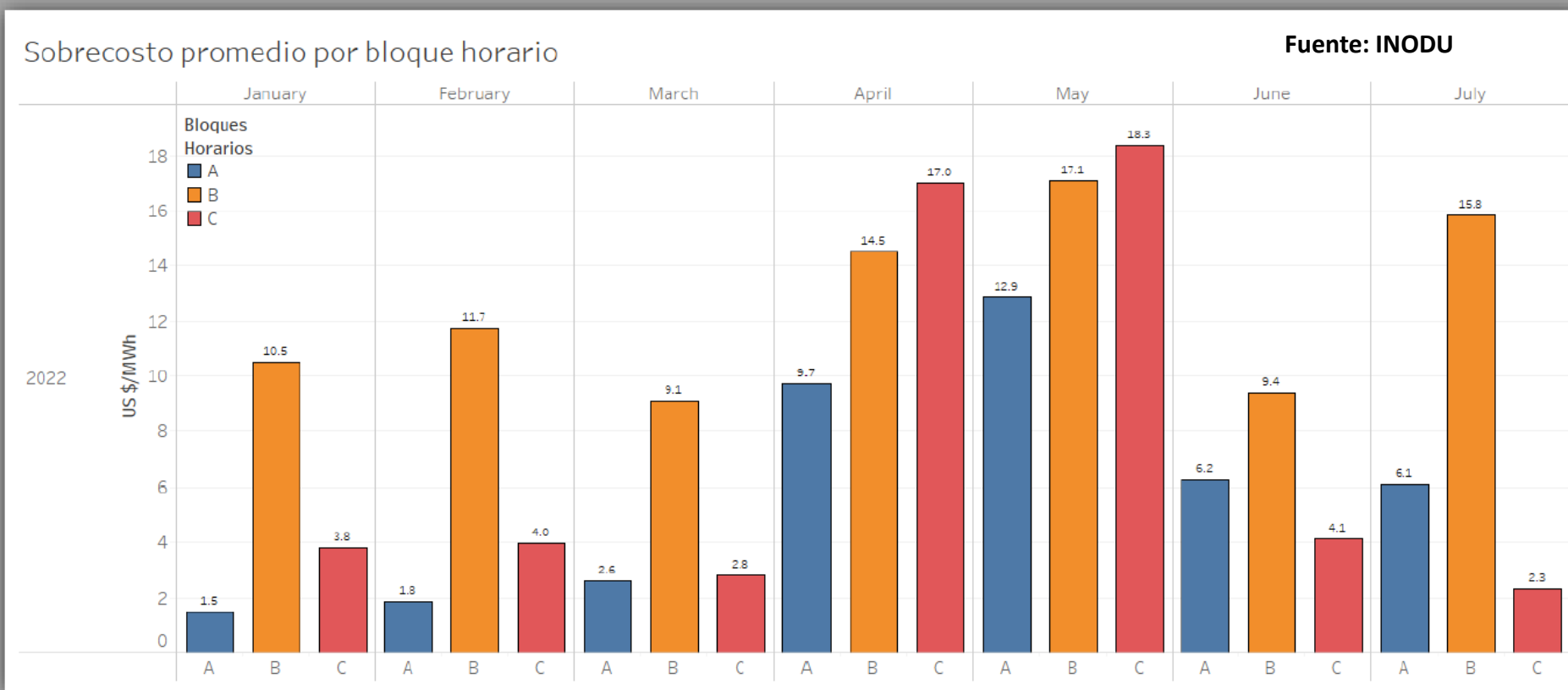
- Los proyectos de generación se siguen localizando en zonas con congestión en transmisión (no ven ningún costo de la misma).
- El diseño original de la Ley de Transmisión era que la expansión de la transmisión iba a orientar la generación, pero lo que vemos es que la generación anticipa a la transmisión.



2) Evidencia: Expansión de PMGDs solares va a poner más presión

- En los próximos 24 meses se esperan +3000 MW en PMGDs mayormente solares.
- Generalmente el CEN no incluye a los PMGDs en la asignación de prorrata de vertimiento.

La generación de sobrecostos es significativamente distinta según el bloque horario.

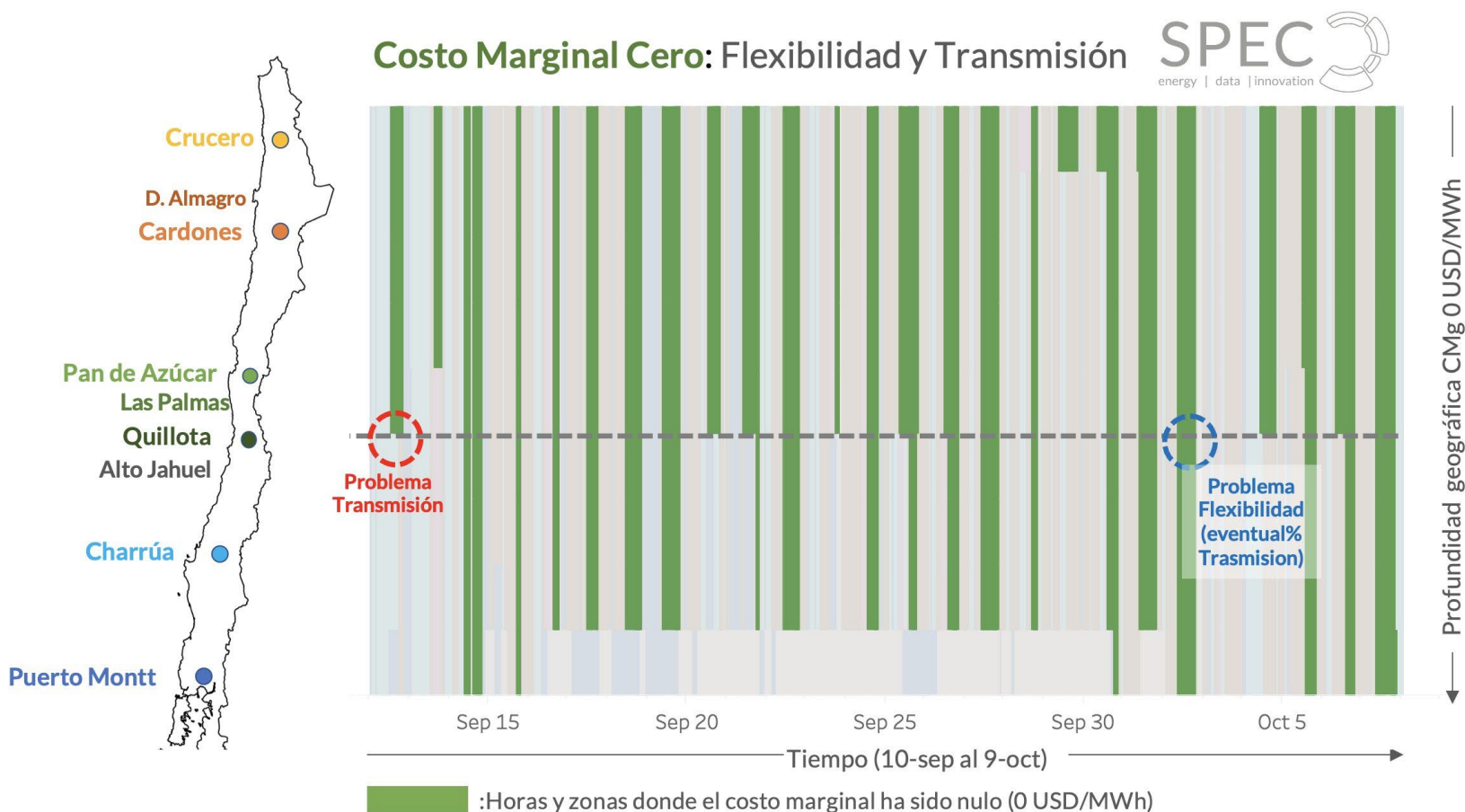


- Esto tendrá un desafío adicional para los costos sistémicos.
- En un contexto de costo marginal cero durante el día, el precio estabilizado deberá ser pagado mayormente mediante pagos laterales.

Durante el bloque horario "B" los sobrecostos ha sido en promedio un 255% más altos que en los bloques horarios "A" y "C". Los meses de abril y mayo la situación fue distinta debido a proceso de acumulación de reserva hídrica. Generación solar detrás del medidor podría habilitar reducción significativa de sobrecostos, bajo método de asignación actual.

2) Evidencia: No todo implica más transmisión

- Dado que los desacoples relevantes de costos marginales se mezclan con vertimientos de energía renovable, es necesario separar, donde está el origen de estos fenómenos.
- Hay ocasiones donde el costo marginal cero sólo afecta a una parte del sistema (restricción de transmisión) y situaciones donde alcanza todo el sistema (problema de flexibilidad).



- Según el análisis de SPEC, en el último mes hemos visto 17 días con problemas de flexibilidad, 8 días con restricciones de transmisión.
- En el corto plazo, es posible avanzar en flexibilidad con mejoras en operación (por ejemplo de mínimos técnicos).
- En el largo plazo, con almacenamiento. Recordar que ya hay 1.000 MW de proyectos de baterías al 2025.

La invisibilización del costo total de suministro está llevando a un sistema eléctrico estructuralmente caro

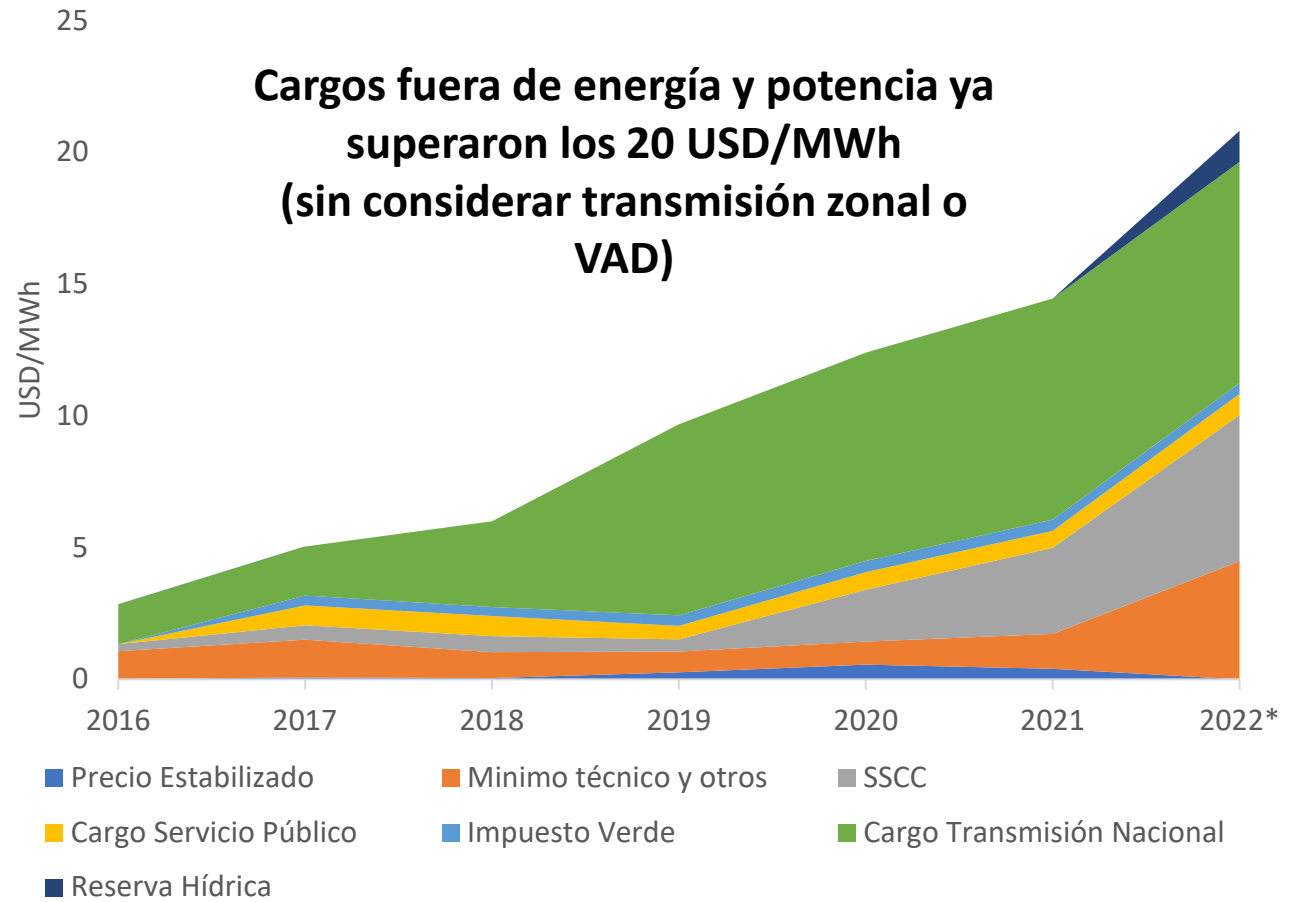
Cargo sistémicos
(servicios complementarios, mínimos técnicos, reserva hídrica, imp. Verde, precio estabilizado)

Cargos regulados
(transmisión, distribución, por servicio público)

Pago por potencia

Precio de energía

Costo total de suministro eléctrico (no sólo energía)



Fuente: ACENOR en base a datos de la CNE y CEN

3) Propuestas de líneas de acción: acciones de corto plazo

- 1. Flexibilidad:** Se requieren mejoras urgentes en operación del CEN en materia de programación de la operación y operación en tiempo real: programa intradiario, resolución temporal del costo marginal (15 min), automatismos en transmisión, optimización de mínimos técnicos, etc.
- 2. Sanciones:** Establecer multas apropiadas que desincentiven el comportamiento oportunista de algunos suministradores (SEC).
- 3. Costos eficientes:** El primer desafío para hacer más eficientes los costos totales del sistema es visibilizarlos. Fundamental que el CEN tenga la obligación de publicar y hacer seguimiento de los costos totales de suministro eléctrico, que incluyen costos de operación y costos sistémicos desagregados por ítem en forma clara para todo tipo de actores.

3) Propuestas de líneas de acción: acciones de mediano plazo

- 1. Expansión de la infraestructura:** Recuperar algún tipo de señal de localización para la expansión de la transmisión para nueva infraestructura: por ejemplo en licitaciones de contratos o directamente en cargo de transmisión. (Ministerio de Energía - CNE)
- 2. Asignación adecuada del riesgo:** Cargos sistémicos que no sean solamente a prorrata de los generadores que hacen retiros sino a prorrata de quien puede gestionar los riesgos. Por ejemplo, en materia de reserva hídrica y otros costos del decreto racionamiento. (Ministerio de Energía – CNE)
- 3. Medidas contractuales:** modificaciones en las bases de licitación futuras que incluyan perfeccionamientos en cuanto a establecer Garantías de Fiel Cumplimiento de Contrato por todo el período de suministro del contrato o solicitar garantías de la matriz. (CNE)
- 4. Soluciones sistémicas:** Avanzar decididamente en la implementación de mercado day-ahead. (Ministerio de Energía – CNE)