



CATALINA MUÑOZ-KAPPES

El costo del suministro eléctrico basado en una planificación del sistema que no pone al cliente en el centro es una de las principales preocupaciones de los grandes consumidores de energía que agrupa Acenor (Asociación de clientes eléctricos no regulados), como grandes empresas del sector minero, industrial y de transporte.

“En la discusión de las políticas energéticas el foco sigue estando en cómo hacemos más infraestructura de transmisión, de distribución, de generación, pero no cómo le resolvemos los problemas al cliente. La energía no es un fin en sí mismo. El foco es cómo este sector energético puede habilitar el crecimiento del país, y para eso se necesita energía segura y a precios competitivos”, dice Javier Bustos, director ejecutivo del gremio.

El precio de las minicentrales

Bustos afirma que un componente importante de los mayores costos que afectan a los clientes libres deriva del precio estabilizado que el sistema les garantiza a las minicentrales eléctricas, conocidas como Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD).

“El precio estabilizado está por arriba del precio de mercado. Ese diferencial se paga proporcionalmente a todos los consumos de energía que hay del sistema (...). Hay contratos que permiten traspasar ese cargo a los clientes regulados (hogares) a partir del 2027, pero los clientes libres ya tienen cláusulas de traspaso, con lo cual buena parte de toda esa compensación a los PMGD la estamos pagando los clientes no regulados”, dice. “Antes la compensación por precio estabilizado era mínima o casi nula. Ahora está costando del orden de los US\$ 300 millones por año”, afirma Bustos.

Es más, dicen que según un estudio encargado por Acenor y el Consejo Minero, las compensaciones a las minicentrales eléctri-

El sistema pagará US\$ 4.650 millones a PMGD entre 2025 y 2043:

Gremio de grandes clientes eléctricos y minicentrales: “Han pasado a ser el principal cargo sistémico”

La asociación cree que el objetivo del sector energético debiese ser habilitar el crecimiento del país, a través de precios competitivos y seguridad de suministro.



Hoy Acenor presentará en un evento medidas regulatorias para favorecer a los clientes eléctricos.

cas van a significar costos para el sistema de US\$ 4.650 millones para el período entre 2025 y 2043. “El tema de los PMGD ha pasado a ser el principal cargo sistémico que tenemos hoy”, indica. Su propuesta es que las mini-

centrales migren a contratos de suministro regulado, lo que reduciría las compensaciones pagadas por el resto de la industria en US\$ 3.728 millones entre 2025 y 2043. “Aquí no es que haya que tener una regulación

que no permita o no viabilice el desarrollo del negocio PMGD, pero tiene que hacerse a precios competitivos y dentro de lo que ya compiten con el resto de la generación, que es a través de contratos”, indica Bustos.

“Antes la compensación por precio estabilizado (a minicentrales) era mínima o casi nula. Ahora está costando del orden de los US\$ 300 millones por año”.

JAVIER BUSTOS,
DIRECTOR EJECUTIVO DE ACENOR

Los costos de operar el sistema

En la misma línea, el gremio estima que se debiese compartir el pago del presupuesto del Coordinador y de los servicios que ayudan a operar al sistema, dos costos que actualmente solo pagan las empresas y los hogares. “Nosotros proponemos que se comparta con los generadores que utilizan estos servicios tanto del Coordinador como de servicios complementarios. Es más eficiente que se compartan esos costos que solamente transferirlos de manera directa al cliente”, señala Bustos. Por ejemplo, los

pagos para construir la infraestructura que controla la tensión y frecuencia del sistema, dos aspectos clave para mantener la estabilidad del suministro, hoy los pagan solo los clientes.

Al mismo tiempo, estiman que debe haber una mayor transparencia de las instituciones hacia los clientes. “Desde el punto de vista del cliente, creemos que es muy importante reforzar la rendición de cuentas de todos los organismos del sector. Esa rendición de cuentas tiene que ir acompañada, además, cuando hay cambios normativos, de informes de impacto regulatorio. Nos falta evidencia muchas veces de los cambios, de por qué se hacen, el impacto que tendrían, y después de unos años nos damos cuenta de los impactos a veces negativos que tienen”, asegura.

La planificación en transmisión

Por otro lado, en el gremio creen que se debiese modificar el proceso de planificación cuando se instala una generadora o almacenamiento de energía. “La ley garantiza el acceso abierto a la infraestructura de transmisión. Lo que nosotros hemos encontrado con varias experiencias de clientes es que a veces este acceso abierto ha hecho que se conecten proyectos que han impactado en la calidad de servicio de clientes que ya están conectados en la zona”, señala.

En la práctica, Bustos explica que cuando se conectan al sistema generadoras o proyectos de almacenamiento de energía “empiezan a ocurrir más problemas de desconexiones. Cuando hay variaciones importantes, las máquinas de clientes industriales y mineros son muy sensibles, por lo que cualquier inestabilidad puede hacer que se tengan que desconectar por seguridad”.

“No se le puede pedir al sistema que se preocupe de estos costos, sino que aquel que se va a conectar asegure que justamente su proyecto no va a tener un impacto negativo en la red”, indica.