

Principal distribuidora del país, ante las recientes caídas en el suministro

GERENTE DE ELÉCTRICA CGE: "Se va a seguir cortando la luz (...). Va a pasar lo que tiene que pasar de acuerdo a la infraestructura que tenemos"

El máximo ejecutivo de la firma de capitales chinos dice que la red eléctrica en Chile es antigua y no permite identificar en línea cuándo un cliente residencial está sin suministro. Iván Quezada explica que más del 90% de las líneas eléctricas son aéreas y conviven con vegetación y contingencias climáticas que afectan el servicio. ¿La solución? Instalar medidores inteligentes y soterrar los cables. • JESSICA MARTICORENA



dad de la empresa, que bajó 26% en 2023 versus 2022, llegando a 5,3 horas.

—¿Y por qué se sigue cortando la luz?

"Es evidente que no es suficiente, todas las medidas son paliativas, no resuelven el problema de fondo, que es estructural. Hay distintos tipos de fallas, pero en el caso de los clientes individuales residenciales, son fallas en el empalme propiamente tal, que es lo que conecta la red eléctrica a la casa. El tiempo de reposición es larguísimo, porque la empresa no sabe cuándo un cliente se queda sin suministro".

—¿La empresa no cuenta con información en línea para detectar fallas?

"No. Sobre las fallas que ocurren en las líneas principales, en los alimentadores a nivel de media tensión, la empresa sí tiene información. Pero cuando hay una falla en una subestación de distribución, de baja tensión, hoy todavía la red no cuenta con los elementos. La única forma de enterarse cuando un cliente queda sin suministro es que nos llame".

—¿Por qué estando en el 2024 no cuentan con esa tecnología?

"Porque lamentablemente la red eléctrica en Chile es antigua, una red que llamo buena, porque no tiene los sensores que permiten identificar cuándo un cliente individual está sin suministro. Ocurre la falla, el cliente toma la decisión de avisarnos, y mucha gente lo hace al día siguiente, y ahí recién entra a un proceso de asignación de recursos para hacer la recuperación del suministro. La red no tiene la inteligencia necesaria".

—¿Cómo se resuelve eso?

"Esto se habría resuelto si en 2017 y 2018 se hubiese avanzado con los medidores inteligentes, porque una de sus cualidades es que están en línea con la red. El cliente no tendría que llamarnos, la empresa se informaría en el momento. Pero entonces hubo problemas de implementación, en la comunicación de cuáles eran los beneficios para la población".

—¿Ustedes no pueden instalar por su cuenta esos medidores?

"Este es un negocio regulado, donde la autoridad define cuáles son las inversiones que deben realizarse. Podríamos hacerlo, pero no tiene reconocimiento tarifario necesariamente. Quien define cuál es el estándar de la red es la autoridad; quien define los costos de operar y mantener la empresa, y quien define cuáles son las tarifas que se van a cobrar a los clientes, también es la autoridad. Por lo tanto, hay una rentabilidad definida por la autoridad, que en este momento es 6%, aproximadamente, teórica, porque real, está muy por debajo de eso. Las empresas se ven obligadas a invertir y a hacer mayores gastos que los que están reconocidos. Nosotros estamos en torno al 2,9% y 3% de rentabilidad".

"Se ha generado una expectativa que es irreal"

—El ministro de Energía dijo que la reposi-

ción del suministro dependía de la cantidad de cuadros que tuvieran desplegadas las distribuidoras eléctricas.

"De acuerdo, pero no es que la empresa decida destinar 1.000 brigadas para reponer el servicio cuando hay una contingencia, eso es parte de un análisis que hace la CNE (Comisión Nacional de Energía), y que define la infraestructura y los gastos de operación y mantenimiento en que la empresa tiene que incurrir para cumplir con los estándares de calidad de servicio".

—Para eso la autoridad toma como referencia el funcionamiento de una "empresa modelo". ¿Qué problemas tiene?

"Primero, no tiene certeza jurídica respecto a las inversiones, porque es un proceso que se inicia desde cero cada cuatro años; por lo tanto, las inversiones que pudiste haber realizado, la empresa modelo no necesariamente va a incorporarlas.

El segundo problema es que la empresa modelo, la sensación de que está en un país modelo, pero en la práctica no captura el entorno como corresponde. Y el entorno de Chile no es modelo".

—¿Por qué?

"En Chile, más del 90% de las instalaciones son aéreas. Nosotros tenemos casi 60 mil kilómetros de líneas y 55 mil, a lo menos, son aéreas. Y esas líneas eléctricas conviven permanentemente con vegetación, contingencias climáticas, humedad, lluvia, vientos desde 50 hasta más de 100 km/h en algunas zonas, y en el norte con la salinidad, que afecta las conexiones. Además, nos chocan 12 postes al día. Eso trae aparejados clientes desconectados, y los tiempos para reponer un poste son entre ocho y 10 horas. Junto con eso, el año pasado tuvimos más de 1.200 robos de cables, que afectan la calidad de servicio, son 194 kilómetros de cable robado. También ocurre que los privados no permiten el acceso a los predios para sacar los árboles y los municipios no hacen el trabajo con todo el arbolado de su comuna. La solución de fondo a todo eso es el soterramiento de las líneas".

—Pero ese entorno no es nuevo. ¿Las empresas no podrían prepararse mejor?

"Por cierto que no es nuevo, pero cada día las exigencias de calidad de servicio y las expectativas que tienen los consumidores son mayores. Las empresas no pueden hacer inversiones por su cuenta, porque esta es una empresa regulada. La norma vigente en Chile no obliga al soterramiento".

—Soterrar cuesta entre seis a 10 veces más que una línea aérea y ese costo se transfiere a los clientes en la cuenta de la luz.

"Son inversiones relevantes y CGE está disponible para hacerlas, con la certeza jurídica que corresponda, con un marco regulatorio que asegure que eso va a ser debidamente reconocido.

¿Cómo se paga? Veo que la única forma de avanzar es con subsidios cruzados. Y no es muy distinto a lo que hay ahora; se acaba de aprobar un subsidio cruzado, una parte la puso el Estado y otra parte se socializó con el segmento de mayor consumo.

La autoridad definió en su carta de navegación que al año 2035 las horas de interrupción iban a ser cuatro, y al 2050 iba a ser una hora. Lamentablemente tengo que decir que eso no se va a cumplir, porque ni siquiera se ha iniciado un proceso, ni siquiera paulatino, de soterrar las líneas".

—¿Quién definió esas metas?

"El Estado de Chile, esto partió con el ministro (Máximo) Pacheco, está definido en la Agenda de Energía. Y todavía está vigente la actual autoridad lo confirmó, está en la cartera de Energía ese plan, y la autoridad anterior también lo ratificó".

—¿La regulación no incentiva la inversión?

"No, para nada. Podríamos hacer muchos más inversiones si hubiera un marco adecuado. Es una política de Estado, no puede ser la decisión de una empresa".

—El modelo regulatorio está agotado?

"Sí, tiene más de 40 años. Para pensar en una mejora de verdad de calidad de servicio, pensar en la transición energética y en la electrificación del país, este modelo no es el ancho. Un ejemplo: según la empresa modelo, debo hacer un mantenimiento de empalme cada 40 años. CGE tiene la obligación de mantener el 2,3% de los empalmes anuales, como tengo 3,2 millones de clientes, son 80 mil por año, necesito 40 años para pasar por cada empalme. Entonces, no debería llamar la atención cuando la gente dice 'no vemos gente de CGE'. Se sigue lo definido, porque es lo que está tarifado.

Otro ejemplo. Si el 0,25% de los empalmes fallara, tendría 7 mil clientes individuales desconectados. Y una brigada o cuadrilla de dos personas puede ir entre 10 y 12 clientes por día. Necesito 600 brigadas para resolver todos esos clientes en un día. Pero la empresa modelo me dice que como CGE debo tener a nivel país 220 brigadas de emergencia".

—Ya, pero si ven que se necesita más, ¿no agregan otras proactivamente?

"Hacemos bastante más. De hecho, ponemos 380 brigadas a nivel país, y en las contingencias pueden incorporar hasta 490 más, llegando a 870. A costo nuestro, por eso la rentabilidad es tan baja. Y no es llegar y sacar una brigada, hay que prepararlas, capacitarlas.

El tema de fondo es cómo prevenimos la contingencia. Es la mirada de largo plazo que falta, debemos prevenir que la gente se quede sin luz. El 2017 hubo una gran nevazón en Santiago que cortó la luz, y seguimos igual, no ha cambiado nada".

—Se escucha decir a las autoridades: "Les avisamos a las empresas eléctricas con 10 días de anticipación que viene la contingencia". ¿Es suficiente?

"Yo me pregunto ¿y eso resuelve el problema? O es para decirme 'te puse en aviso'. Todos sabemos lo que va a pasar, las empresas y las autoridades respectivas, porque saben cuál es la empresa que hay, que las líneas son aéreas, saben o debieran saber cómo se mantienen los empalmes.

Después de la gente queda sin suministro y reclama con razón, porque se ha generado una expectativa que es irreal, porque no hemos hecho ningún esfuerzo como país. Los países de la OCDE tienen una o dos horas de interrupción, minutos en algunos casos, pero el 90% de las instalaciones son subterráneas y toda la red es inteligente".

—Entonces, ¿se va a seguir cortando la luz con los eventos climáticos?

"No podrá decir algo distinto a lo que ha pasado en los últimos 10 años. Sí, se va a seguir cortando la luz. El otro día escuché que en septiembre hará mucho frío y podría haber nevazones. Si alguien me preguntó qué va a pasar, mire lo que pasó en 2017. Eso es lo que va a pasar. Sería irresponsable de mi parte decir 'no se preocupen, en la próxima contingencia no va a pasar nada'. Va a pasar lo que tiene que pasar de acuerdo a la infraestructura que tenemos".

—El Congreso debate un proyecto de transición energética. ¿Las redes están preparadas para la transición energética, lo full electric, para la transición energética?

"¿Cómo llega la energía a las casas, a la industria? A través de las redes de distribución, si estas redes no están adecuadas como corresponde, no va a haber transición energética ni electrificación del país".

