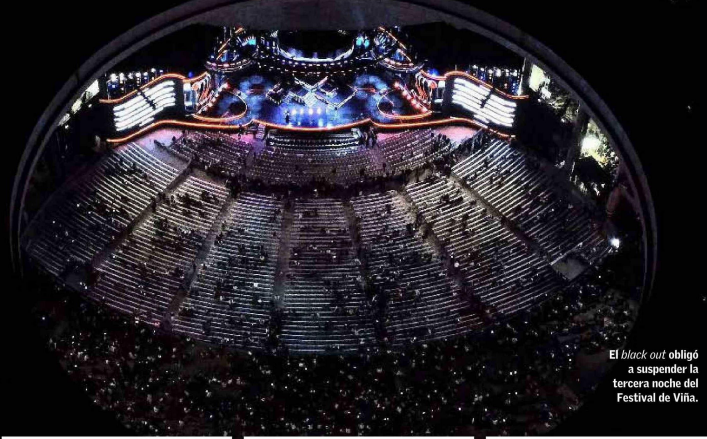


Se suma a prolongados y masivos cortes ocurridos en agosto

MEGAAPAGÓN DE LUZ: ¿Por qué el sistema eléctrico se ha vuelto frágil?

La unión del sistema eléctrico, el cambio de composición en la matriz energética hacia fuentes renovables, regulación añeja en distribución y retraso en inversión explican, a juicio de expertos y exautoridades, que el sistema tenga una debilidad estructural. **JESSICA MARTICORENA**



El black out obligó a suspender la tercera noche del Festival de Viña.

El 24 de septiembre de 2011, a las 20:30 horas, casi 10 millones de chilenos que vivían entre las regiones III y X quedaron a oscuras. Un corte de luz generalizado, producto de una falla de un transformador de 500/220 kV en la subestación eléctrica Ancoa, en la provincia de Linares, generó la caída en las líneas de transmisión, provocando la desconexión de 3.626 MW de potencia, de los cuales, un 72% correspondía a consumos de clientes regulados, es decir, hogares. El tiempo de recuperación total del suministro varió en las diferentes zonas del país, aunque el servicio comenzó a ser repuesto gradualmente a partir de las 21:02 horas del mismo día 24 para los hogares, y desde las 20:41 horas para las empresas, los denominados clientes libres. La reposición completa para los hogares finalizó a las 9:12 horas del día siguiente, recuerda el académico de la Universidad de Santiago Humberto Verdejo.

Este fue el último gran apagón a nivel nacional, hasta el pasado martes 25 de febrero, cuando a las 15:16 horas, casi todo Chile se fue a black out. Un corte de suministro afectó a 14 de las 16 regiones del país, impactando al 99% de la población, más de 19 millones de habitantes, obligando a suspender la tercera noche del Festival de Viña y convirtiéndolo en uno de los apagones más grandes de la historia de Chile.

¿La causa? Una falla en la línea de transmisión Nueva Maitencillo-Nueva Pan de Azúcar, ubicada entre Valleparaiso y Coquimbo, generó un corte masivo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), producto de la desconexión de 1.800 MW. A las 00:00 del 26 de febrero, el 90% de los clientes a nivel nacional ya contaba con el suministro eléctrico restablecido.

“El evento de septiembre de 2011 es una falla de transmisión similar a la de esta semana, con la salvedad de que hace 14 años salió del sistema el doble de energía de lo que se desconectó esta semana, pero, así y todo, no hubo un apagón total como ocurrió ahora y, además, el tiempo de recuperación fue menor. En 2011 se desdobló un circuito, ahora fallaron los dos circuitos, sumado a que el sistema de comunicación Scada también falló. Una tormenta perfecta”, explica Verdejo.

“Por qué, entonces, la magnitud de la afectación y la velocidad de respuesta fueron distintas?”

“La diferencia es que ahora tenemos los sistemas eléctricos interconectados, unidos, donde una falla puede botar a todo el sistema en su conjunto, sumado a una composición de la matriz energética distinta, que tiene menos centrales de respaldo o de energía convencional para entrar a operar en situaciones de emergencia”, menciona Verdejo.

Al megacorte de energía eléctrica ocurrido esta semana se adicionan los prolonga-

dos y masivos cortes de luz de agosto del año pasado, producto del temporal de viento y lluvia que dejó a miles de hogares en la Región Metropolitana y el sur del país una semana sin suministro eléctrico.

“Hoy es más frágil y vulnerable el sistema eléctrico que décadas pasadas? A juicio de Claudio Seebach, decano de la Facultad de Ingeniería y Ciencias de la Universidad Adolfo Ibáñez y expresidente de Generadoras de Chile, “sin duda, hay que fortalecer la resiliencia del sistema, tanto en transmisión como en redes eléctricas de distribución. No hay ningún sistema eléctrico en el mundo que mida 3.100 kilómetros de largo lineal y eso lo hace más difícil de gestionar”.

El exministro de Energía Claudio Huepe piensa que “el sistema hoy es más robusto, pero más complejo de gestionar. Tenemos mejor infraestructura e instalaciones. Hace 15 años había 20 empresas y 100 instalaciones, hoy hay cientos de operadores y más de 800 unidades de generación, y como el sistema es más complejo, también está más expuesto y tiene mayores riesgos. Debemos ver qué podemos cambiar y mejorar en regulación, en normas técnicas, en fiscalización, en coordinación. Lo que pasó es una oportunidad para mirar al sistema en su conjunto”, plantea.

A continuación, las claves para entender los talones de Aquiles que tiene el sistema eléctrico y sus principales desafíos.

1. Unión de los sistemas

El 21 de noviembre de 2017 se concretó la interconexión eléctrica entre el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubría entre las regiones de Antofagasta y Los Lagos) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que se extendía entre las regiones de Arica y Parícuta y Antofagasta), creando un sistema único —el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)— de 3.100 kilómetros de extensión, que abarca casi la totalidad del territorio nacional, desde Arica hasta Chileol.

Hasta entonces, convivían cuatro sistemas interconectados que operaban aisladamente de los otros: además del SIC y SING, estaban el Sistema de Aysén (SEA) y el Sistema de Magallanes (SEM).

“La interconexión tiene varias ventajas, porque ha permitido aprovechar la energía limpia, llevando la energía renovable del norte a los centros de consumo del centro sur; también posibilitó la entrada de nuevos actores al sector, ha reducido los precios de la energía en el sistema y creó un mercado único de electricidad nacional, más competitivo y eficiente”, detalla Seebach. Pero, al mismo tiempo, advierte, “esta unión hace que potenciales perturbaciones se propaguen a lo largo de todo el sistema, generando impactos y consecuencias mayores”.

Pese a los beneficios de la integración, Humberto Verdejo enfatiza en que “hoy el sistema de transmisión ha demostrado ser más vulnerable y tener mayor debilidad estratégica que cuando los sistemas estaban

separados. Hoy estamos al borde de seguridad, porque esta semana fallaron al mismo tiempo los sistemas de protección, de comunicación y los telecomandos”.

2. Distribución con mirada de 40 años

Para el extitular de Energía Claudio Huepe, un flanco abierto del sistema eléctrico local es la distribución, cuya regulación tiene más de 40 años. “Chile está al borde de confiabilidad a nivel de distribución. Hay que modificar y modernizar la regulación para protegerlos de los efectos del cambio climático y también para enfrentar potenciales amenazas en ciberseguridad. Ahí tenemos una cierta fragilidad estructural”.

Menciona que es urgente “una reforma mayúscula”, que incluya desde el diseño de la empresa modelo, el nivel de seguridad definido, la forma en cómo se remunera, cómo se pagan las operaciones, etc. Ese es el gran debate”.

Rodrigo Castillo, exdirector ejecutivo de Empresas Eléctricas, complementa. “Tenemos que asumir que la realidad climática no es la que era y hay que hacer nuevas inversiones y reforzamiento en distribución”. Plantea “automatizar y tecnologizar las redes, para poder monitorear todos los puntos del sistema y acelerar la recuperación de los suministros cuando hay fallas o cortes”. Coincide Claudio Seebach, quien expone que “es insostenible que en pleno 2025 no tengamos medidores inteligentes”. También propone avanzar en el soterramiento de líneas, aunque el costo aún es elevado.

3. Cambio en la matriz y sobreoferta de renovables

Actualmente, hay unos 34 mil MW de capacidad instalada en el sistema eléctrico, para una demanda de 12 mil MW, y “desde el punto de vista de la generación eléctrica, el sistema tiene capacidad para responder”, destaca Ramón Galaz, socio y director de Valgesta Energía.

El problema, apuntan otros expertos, es que hay una sobreoferta de energía renovable instalada en el norte del país, sin la capacidad suficiente de las redes de transmisión para inyectar y transportar esa energía al sistema y a los centros de consumo. Debido a la congestión de las redes, donde se estima que entre un 30% y 40% de energía renovable disponible se “pierde”.

A lo anterior se suma la variabilidad e intermitencia que presentan las fuentes renovables. “Hay un 41% de la generación eléctrica que es renovable, principalmente solar y eólica, que por su intermitencia no brinda seguridad ni estabilidad al sistema, y a la luz de lo ocurrido esta última semana, hay que tomarse la transición energética con más cuidado. Esa mayor incorporación de renovables ha ido en desmedro de sacar del parque generador a centrales de base que le

daban seguridad y respaldo al sistema, como las carboneras y las plantas a diésel, que pueden actuar rápido para recuperar la caída del sistema”, asevera un alto ejecutivo de la industria.

El exsecretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía José Venegas coincide y alerta sobre el cambio en la composición de la matriz. “Hay que mirar la estructura del parque generador, que puede haber variado hacia una estructura más débil. Se cerraron centrales como las de carbón, que eran más estables, más confiables, y frente a situaciones como las vividas estos días, se hacen más necesarias. Hemos ido perdiendo generación más confiable y rápida”.

Explica que al momento de ocurrir la falla, entre el 50% y 60% del consumo provenía de generación solar, pero por su variabilidad, al instante de recuperar el suministro ya no había sol y hubo que recurrir a otras fuentes más estables para restablecer el servicio.

4. ¿Déficit de inversión? Y rol del regulador

A nivel de transmisión algunos expertos ven espacios para reforzar la infraestructura. “La situación es poco holgada y existe falta de inversión y de mayor robustez. La evolución hacia un parque generador mucho más renovable tiene como contrapartida su nivel de variabilidad y, por lo tanto, pone desafíos al esquema de transmisión”, menciona Ramón Galaz, de Valgesta Energía.

En la industria, apuntan a la megálina de transmisión Kimal-Lo Aguirre como infraestructura esencial para evacuar el gran volumen de energías renovables no convencionales desde el norte a la zona centro del país. En sus casi 1.400 kilómetros de extensión, el trazado pasará por 28 comunas y cinco regiones del país. Con una inversión de unos US\$1.500 millones, inicialmente se estimaba que empezaría su construcción en 2022, pero el proyecto está en evaluación ambiental y aún debe obtener casi 5.000 permisos sectoriales. En la industria esperan que entre a operar entre 2029 y 2030. Humberto Verdejo cree que si bien ese terreno iba a solucionar el problema de ahora, “cuando esté operativa será una alternativa, porque en caso de que fallen dos circuitos al mismo tiempo, como ocurrió esta semana, con Kimal-Lo Aguirre no se produciría un black out, porque quedaría un camino disponible en la columna vertebral de la carretera que transporta la energía”.

Y apunta que en el sur del país también falta un refuerzo en transmisión. “Falta un Kimal para el norte y otro Kimal para el sur, porque también hay congestión en la zona de Puerto Montt”.

José Venegas piensa distinto. “A nivel de transmisión, no se necesita más inversión. Ideal que se tuvieran tres, cuatro o cinco líneas paralelas, pero eso cuesta plata, y alguien tiene que pagarla”. Si es partidario de acelerar inversiones asociadas a infraestructura de almacenamiento energético, como baterías, y a una mayor tecnología, “para contar con un sistema más resiliente que permita una mejor capacidad de respuesta ante contingencias futuras”.

Robustecer el rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) es otro desafío que esgrimen expertos. “Debe ser un servicio crítico, tiene que cautelar que las empresas realicen sus mantenimientos, tanto preventivos como correctivos, hoy no lo es. Por ejemplo, no puede fiscalizar que las empresas poden los árboles, pero si sanciona a la distribuidora si se corta la luz y si el árbol no se ha podado. O sea, es reactiva, actúa ex post”, comenta Verdejo.

En ese mismo punto, Claudio Huepe añade: “¿La SEC tiene el presupuesto que necesita para fiscalizar? Es importante que los recursos que se le asignan al fiscalizador sean los que necesita”.

5. ¿Acostumbrarse a los apagones?

“Hay que sacar las lecciones para que esto no vuelva a ocurrir. Evidentemente no podemos descartar nuevos episodios. Fallas en transmisión siempre ocurren, no hay nada infalible, pero hay que revisar potenciales riesgos. Y, ojo, que en distribución tenemos una infraestructura más antigua, más vulnerable y con estándares de diseño que no son los adecuados”, puntualiza Huepe.

Rodrigo Castillo, exdirector ejecutivo de Empresas Eléctricas, complementa esa mirada. “Tenemos que asumir que la realidad climática no es la que era y, dado eso, hay que hacer nuevas inversiones y reforzamientos para evitar que se repitan episodios como los del año pasado y este”.

Y Claudio Seebach advierte que “el futuro nos va a traer más eventos extremos producto de la crisis climática, aluviones, vientos, etc., que tendrán impacto en el sistema. Va a haber mayor impredecibilidad. En otros países hay líneas que se han congelado por el frío o han cedido por el calor extremo. Hay que pensar que debemos hacer para tener líneas más resilientes”.