





LAS CHISPAS QUE SACAN LA ENERGÍA

LA CRISIS ENERGÉTICA ACTUAL SE DEBE A LA FALTA DE PRECIPITACIONES Y A LA CONSECUENTE SUBUTILIZACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE LA ZONA CENTRO Y SUR DEL PAÍS. ELLO OBLIGA A ALIMENTAR A SANTIAGO CON CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DESDE EL NORTE. PERO EL PROBLEMA SE AGRAVA PORQUE ALLÍ NO HAY LÍNEAS SUFICIENTES PARA HACERLO SIN RESTRICCIONES. ¿QUÉ SUCEDERÁ CUANDO NECESITEMOS TRANSPORTAR EL DOBLE DE ENERGÍA EN DIEZ AÑOS MÁS?

POR JORGE VELASCO FOTOS VIVI PELÁEZ

Chile consume sobre los 6 mil megawatts (MW) de energía eléctrica. La buena noticia es que, desde la perspectiva de la capacidad instalada, las cifras son auspiciosas: hay más de 12 mil MW disponibles para abastecer tanto al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que va desde las regiones de Arica y Parinacota hasta la de Antofagasta, y al Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende de la Región de Atacama a la de Los Lagos.

Sin embargo, eso hoy no alcanza. Por eso, durante el verano, el gobierno tuvo que dictar un decreto de racionamiento eléctrico y, si no hay precipitaciones en el corto plazo, las cosas podrían empeorar. Pero la culpa no hay que echársela sólo a la lluvia. La crisis es más profunda.

Si el país pretende crecer al 6 % anual, necesitará que la energía lo haga a un ritmo entre 6 % y 7 %. Según los expertos, esto implicará duplicar el suministro de acá a diez o doce años más. Las fuentes energéticas —agua, viento, carbón, diésel, sol— existen y continuarán apareciendo, pero no se ubican necesariamente donde se encuentra el consumo.

“El problema es que la capacidad de generación no está donde debiera estar”, afirma Hugh Rudnick, académico del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingeniería de la Universidad Católica. Eso implica que se deben construir sistemas de transmisión para llevar la energía. En Chile, el SIC y el SING son los encargados de conectar a productores y consumidores. Y lo hacen con diversas ventajas. Como son sistemas interconectados (cada uno entre sí, no entre ellos), permiten a los clientes acceder a energía más segura y barata. Así, si falla o se agota una fuente se puede optar por

otra. A su vez, quien distribuye la energía puede elegir entre traerla de una central que funciona a petróleo diésel o bien desde una hidroeléctrica, optimizando el precio.

La sequía, sin embargo, ha hecho que las fuentes más económicas —las centrales hidroeléctricas del sector centro y sur— estén sólo parcialmente disponibles o que incluso hayan agotado el suministro esta temporada. Así, el sistema es capaz de generar y transmitir energía, pero apelando a otras fuentes más caras, ubicadas al norte y con menor capacidad de conducción. Esta situación produce “cuellos de botella” que tienen a la Región Metropolitana casi a media luz.

LA DELGADA LÍNEA

En este momento, los sistemas de transmisión disponibles no tienen la capacidad para abastecer a Santiago. “Se puede generar mucha energía en cualquier lugar del país o incluso fuera de él, pero si no se es capaz de transportar esa energía, desde el norte o el sur hacia la Región Metropolitana (RM), se van a tener dificultades. Ése es el principal problema que estamos viviendo hoy día: una RM con grandes demandas de energía y graves dificultades para traerla”, explica Rodrigo Castillo, director ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

La RM tiene pocas unidades generadoras de energía que sean cercanas y que, por ello, no utilicen grandes sistemas de transmisión. La principal fuente, la Central Rapel, tiene serios déficits de suministro por la sequía. Por ello, para abastecer a la capital, que consume la mitad de la producción del SIC, se debe optar por traer energía desde centros generadores más lejanos. Sin embargo, estas “carreteras” de transmisión no tienen la capacidad suficiente para hacerlo en forma óptima.

“Se debe tener un sistema de transmisión lo suficientemente robusto para transmitir la energía desde cualquier parte del SIC a los centros de consumos, especialmente en épocas de sequía”, apunta el gerente de transmisión de Colbún S.A., Eduardo Calderón.

En general, en el sistema de abastecimiento eléctrico hay tres funciones principales, distribuidas en más de setenta empresas: la generación (a cargo de centrales hidráulicas, a carbón, eólicas, diésel), la transmisión troncal en alta tensión (a cargo de empresas como Transelec, que es el principal proveedor en el SIC) y la distribución en baja tensión (Chilectra, por ejemplo), que se realiza a los hogares o a grandes clientes. Entre ellas, el sistema de transmisión troncal constituye la columna vertebral a la cual se conectan la demanda y las centrales generadoras que buscan abastecer al sistema cumpliendo las premisas de seguridad y mínimo costo.

Para enviar la energía existen tramos que conectan diversas subestaciones. Cada uno de ellos tiene líneas de transmisión con capacidades que generalmente oscilan entre los 500 kv y los 220 kv (mil voltios), cumpliendo el criterio conocido como n-1: que siempre exista un respaldo. Esto es: si falla una línea, hay otra para funcionar en su lugar. De esta forma, en la mayoría de los tramos existen dos líneas de igual capacidad.

Para abastecer Santiago desde las centrales del sur, su principal fuente energética, llega la línea Ancoa-Alto Jahuel (nombres de subestaciones) por el sur y Ancoa-Cerro Navia, por el norte, con una capacidad de 500 kv cada una. Estas líneas pueden transmitir hasta 1.400 MW, de los cuales hoy, por la sequía, sólo se están utilizando 500 MW. Debido a este déficit, la RM ha tenido que recurrir al



Si sigue a este ritmo, la transmisión energética pasará a ser un problema aun más grave. “Se va a transformar en un factor decisivo para detener el desarrollo del país”, afirma Rodrigo Castillo, director ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

abastecimiento de fuentes provenientes de la zona norte –con energía más cara proveniente del GLP (gas licuado), carbón y diésel– donde las líneas son de 220 kv y, por lo tanto, tienen una menor capacidad de transmisión.

“Hay algunos cuellos de botella en el abastecimiento a Santiago. Tenemos la línea Polpaico-Cerro Navia, que está con un uso muy intenso que provoca congestión. En varias horas del día el flujo es muy grande”, explica Juan Carlos Arnedo, gerente de desarrollo del sistema eléctrico de Transelec. Polpaico es una subestación donde se une toda la generación que va hacia Quillota y el norte. Pero el gran inconveniente es que, en condiciones secas, los flujos vienen desde el norte hacia el centro y no al revés.

Cuando hay condiciones húmedas, toda la generación viene de la Octava y Séptima regiones gracias a la hidroelectricidad, pero con sequía hay que apelar a las centrales termoeléctricas como Ventanas y Guacolda. Es ese uso intensivo y de otras fuentes más caras las que han obligado, a fin de cuentas, a racionalizar el consumo de energía. A ello se suma, explica Eduardo Calderón, la existencia de otras restricciones de capacidad en el sistema de 500 kv entre Los Ángeles y Santiago, que en períodos de abundancia de agua limitan el aporte de las centrales hidráulicas o de las futuras centrales a carbón que se pondrán en servicio en el sur del país.

LAS SOLUCIONES

El costo real de la transmisión troncal de energía es, según los expertos, marginal: apenas un 0,8 % de la cuenta de un usuario final corresponde a este punto. Sumándole los sistemas de transmisión hasta los hogares, en total no supera el 37 %. El resto corresponde a la generación. “Si se considera el precio actual

de la energía, la transmisión como factor de costo total, es prácticamente irrelevante. Pero si se considera lo que es el costo de falla de la energía –cuánto le cuesta a un país no tenerla– ahí el costo de la transmisión es muy importante”, dice Rodrigo Castillo.

Sin embargo, hasta el momento, apunta Hugh Rudnick, “para ser un porcentaje pequeño del costo final de la energía, hemos sido muy cautos en la forma en que hemos ido expandiendo la transmisión”. Si sigue a este ritmo, la transmisión energética pasará a ser un problema aun más grave. “Se va a transformar en un factor decisivo para detener el desarrollo del país”, afirma Castillo.

Hasta el momento, una de las principales dificultades para su ampliación ha sido no sólo la falta de visión de los actores del mercado, sino también el tiempo de demora que lleva construir una línea. Hace una década podía tardar entre 2 y 3 años. Hoy ese plazo se ha extendido a entre 5 y 6. ¿Las razones? El problema de las servidumbres de paso. Las líneas recorren cientos o miles de kilómetros a través de los terrenos de otros cientos o miles de propietarios. La ley establece el derecho de la empresa a exigirle al dueño de un terreno el derecho a pasar o imponer servidumbre, pero esto tiene un costo. Y el precio final debe acordarse después de una larga negociación. Al mismo tiempo, hay que realizar un Estudio de Impacto Ambiental, con todas las demoras que ello implica. Finalmente, cuando queda todo listo y aprobado, se puede empezar a construir.

Pero las autoridades están reaccionando. Se encuentra en el Congreso un proyecto de ley para modificar la Ley de Servicios Eléctricos, que está orientado a disminuir los plazos de tramitación de la concesión eléctrica y a que, una vez obtenida, se logre que el proceso

de obtención de las servidumbres de paso tenga mayor certeza jurídica.

Entre las medidas contempladas, se encuentran la racionalización y agilización de los períodos de los procedimientos para otorgar las concesiones, la implementación de más de una comisión tasadora que reemplazará a la Comisión de Hombres Buenos y que tendrá plazos establecidos para su tasación, y la racionalización del sistema de notificaciones de estos procedimientos, entre otras. “Se trata de un proyecto que busca establecer los equilibrios necesarios entre el derecho de los interesados en llevar a cabo proyectos energéticos, de atravesar predios y terrenos particulares y fiscales, y los dueños de estos terrenos para ejercer los derechos que les da la ley eléctrica de recibir un justo precio por el gravamen que implican las servidumbres de paso, principalmente de las líneas de transmisión”, explica el secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, Juan Manuel Contreras.

Además, se lanzó un ambicioso plan de inversiones en transmisión eléctrica. La Ley Corta I de 2004 dispuso que, cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (CNE) licitaría, adjudicaría a un consultor y supervisaría un Estudio de Transmisión Troncal (ETT), que valoriza las instalaciones existentes y entrega una planificación de inversiones en transmisión para los siguientes cuatro años.

El primero de estos estudios se elaboró en 2006 y comenzó a implementarse en el período enero 2007- diciembre 2010. El segundo quedó concluido a fines de 2010 y está siendo analizado por el CNE, quien debe elaborar un informe técnico. El desarrollo de cada estudio queda a cargo de los Centro de Despacho de Carga (CEDEC) de cada sistema troncal. Año a año, en conjunto con los operadores del

sistema, éste revisa el plan de expansión y propone modificaciones, ajustándose a las necesidades (por ejemplo, puede haberse inaugurado una nueva central en cierto lugar).

El estudio de 2010 recoge la experiencia del último tiempo respecto de los plazos para la construcción de líneas y subestaciones (se reconoce que demora cinco años). Para ello, explican en la CNE, se ha diseñado un cronograma de obras factible de ser implementado.

Sobre la base del último ETT, se planteó una inversión sobre los mil millones de dólares para el próximo periodo. “A diferencia del estudio anterior, éste se puso en un escenario más diverso. Expande la transmisión desde Santiago hacia el norte y hace nuevas adiciones de la transmisión hacia el sur. Fortalece, en general, toda la columna vertebral del

y que entrarán en servicio a más tardar el primer semestre de 2017.

El plan incluye la construcción de seis líneas de transmisión y dos subestaciones. Se llevará a cabo una línea de 220 kv entre Cardones y Diego de Almagro (Región de Atacama), que permitirá el abastecimiento seguro y eficiente de la zona norte del SIC, que presenta un permanente aumento de proyectos mineros. Además, se llevarán a cabo tres líneas sucesivas de 500 kv que suman más de 700 kilómetros entre Polpaico, Pan de Azúcar (Región de Coquimbo), Maitencillo (Tercera Región) y Cardones. Hacia la zona centro-sur se construirá una tercera línea de 500 kv entre Charrúa y Ancoa, y otra de 220 kv entre Ciruelos y Pichirropulli (Región de los Ríos). Todas ellas, a excepción de la última, estarán

MIRANDO EL FUTURO

Todavía, sin embargo, falta para llegar a 2016. Entre medio, ya está en periodo de prueba un sistema llamado Startcom en Cerro Navia, que permitirá aumentar la transferencia de energía en 200 MW. Y en abril de 2012 entrará en servicio un transformador en esta misma subestación, que direccionará los flujos de potencia que llegan. Éste resolverá los problemas de congestión, aunque no de abastecimiento de Santiago. Esto último, definitivamente, quedará superado con la ampliación del tramo Ancoa-Alto Jahuel, y de Charrúa-Ancoa, estimado en la expansión futura del sistema.

El estudio, sin embargo, todavía adolece de la aplicación del criterio n-1 en los sistemas de transformación de 500 kv a 220 kv que

están en Charrúa, Ancoa, Alto Jahuel y Polpaico. El nuevo ETT no lo considera. “Hay que mejorar los niveles de seguridad en un país que se está desarrollando con expectativas de 6 % al año”, dice Araneda de Transelec. “Se pensaba que, estadísticamente, los transformadores fallan muy poco y que, por lo tanto, no valía la pena desde el punto de vista de la inversión, mantener un criterio de redundancia a nivel de

transformación. El terremoto nos enseñó que los transformadores pueden fallar. El criterio n-1 debe ser absoluto, no económico”, afirma Rodrigo Castillo.

Mientras, hay pendientes otros temas a discutir. La modificación a la ley eléctrica para facilitar las concesiones todavía no se aprueba. Y, en opinión de Empresas Eléctricas, debería incorporarse a ella el sistema de corredores de transmisión. Estos permitirían identificar, antes de anunciar las inversiones, cuáles son los corredores geográficos por los cuales se podrán construir las líneas de transmisión. De esta manera, se podría adelantar la discusión respecto a los permisos de servidumbre y de los estudios de impacto ambiental, antes de que se comience un proyecto determinado. Sería un paso más en el camino para destrabar las burocracias que, todavía, afectan el ritmo de inversiones en transmisión eléctrica. **EC**

“El problema es que la capacidad de generación no está donde debiera estar”, afirma Hugh Rudnick, académico del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingeniería de la Universidad Católica.



sistema”, comenta Hugh Rudnick. Basándose en el ETT, la Comisión Nacional de Energía planteó un plan de obras que posibilitará, hacia 2017, que el sistema troncal pueda soportar los requerimientos de transmisión energética hasta por lo menos el año 2020.

“El desarrollo del sistema de transmisión propuesto permitirá, entre otras cosas, la conexión de las grandes centrales de generación proyectadas en el sur del país, de los parques eólicos en la IV Región y de los grandes consumos mineros de la Tercera Región”, dice el secretario ejecutivo de la CNR. Su aplicación contempla la realización de 21 obras, con una inversión estimada de US\$ 877 millones a licitarse este año. De ellos, US\$ 75 corresponden a 13 obras para ampliar las instalaciones existentes. Los otros US\$ 802 son para obras nuevas en del sistema troncal entre las zonas de Los Ángeles y Copiapó,

concluidas en julio de 2016.

A estas líneas hay que agregarles dos obras en subestaciones: una subestación seccionadora en Lo Aguirre que permitirá, a partir del sistema de 550 kv, inyectar energía a los sistemas de 220 kv. Ayudará a solucionar el problema de abastecimiento de Santiago, al facilitar que las inyecciones provenientes desde el sur o del norte ingresen directamente a la subestación Cerro Navia, principal punto de inyección al sistema de Chilectra. La otra intervención consistirá en conectar un compensador estático de reactivos en Cardones, que aumentará la transmisión eléctrica en esa zona del norte. La diferencia económica entre los proyectos anunciados y la estimación inicial (US\$ 200 millones, aproximadamente) se irá destinando en los ajustes anuales posteriores.



DESAFÍO PARA LA CONSTRUCCIÓN

Juan Carlos Araneda, de Transelec, realiza un llamado a las empresas constructoras con miras a los proyectos que se vienen. Entre 2012 y 2016, anuncia, habrá un intensivo uso de mano de obra para la construcción de sistemas de transmisión, lo que podría coincidir con la demanda minera para el sector. "Necesitamos más constructores enfocados a la construcción de líneas. Hoy día el mercado es chico. Probablemente, nos veamos enfrentados a constructores internacionales. Es un momento bien especial para preparar a la mano de obra y atender esta demanda que se nos viene en los próximos años".

