

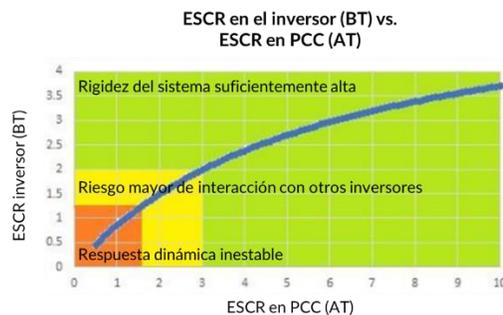
TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y FORTALEZA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es un sistema eléctrico hidrotérmico que está transitando hacia un sistema de energía con baja presencia de centrales a carbón, integrando cada vez más energías renovables variables (ERV), principalmente solar fotovoltaica y eólica. Las centrales termoelectricas se localizan principalmente en el norte y centro de Chile, y las centrales hidroeléctricas están en las regiones centro y sur del país. El potencial de generación solar está mayormente localizado en el norte, y el potencial de generación eólico está distribuido a lo largo del país. Sumado a lo anterior, el gobierno de Chile y los propietarios de centrales en base a carbón han coordinado un plan de descarbonización de la matriz energética, que significará el retiro del 65% de esas centrales (que totalizan 5500 MW) antes de 2025.

En respuesta a esa oportunidad, el potencial de producción eléctrica solar y eólica se está desarrollando con gran rapidez, implicando desafíos para el desarrollo y la operación del SEN. De acuerdo con los estudios de planificación desarrollados por el Coordinador, la matriz futura de electricidad tendrá un incremento importante en la penetración de energía solar y eólica, en consistencia con el potencial de recursos renovables disponibles. Dado lo anterior, el Coordinador ha desarrollado un conjunto de estudios para analizar los efectos sobre la seguridad y calidad de servicio del SEN, a través de la identificación de los niveles de inercia y cortocircuito mínimos por zona para el corto plazo (2022) y mediano y largo plazo (2025-2030).

Estudios realizados

Los estudios identifican la importancia del análisis de la fortaleza de la red en presencia de alta penetración de ERV, ya que podría existir riesgo de pérdida de sincronismo en unidades ERV ante fallas en la red, debido a la reducción del soporte en tensión por una baja fortaleza de la red. La fortaleza de red es la capacidad de mantener estable la forma de onda de la tensión (amplitud y fase) ante perturbaciones y se mide mediante el indicador SCR (razón de cortocircuito), y otros indicadores derivados que incluyen la interacción entre varios parques ERV, por ejemplo, ESCR (razón de cortocircuito equivalente) que se calcula en el punto de conexión.



Como muestra la figura, valores de ESCR mayores a 3 en el punto de conexión del parque ERV son seguros, mientras que para valores menores a 3, se incrementa el riesgo de operación inestable de parques ERV ante perturbaciones en la red.

El estudio para el año 2022 permite concluir que:

- El control de frecuencia no requiere de recursos adicionales y la participación de las ERV podrá aportar a dicho control, no obstante, es necesario verificar la fortaleza de la red y la estabilidad de la tensión.
- La red de transmisión desde Los Vilos hacia el norte tendrá índices de fortaleza de red ESCR menores a 3, con algunos casos incluso menores a 1,5.

Para redes muy débiles ($ESCR < 1,5$) los modelos RMS (Root Mean Square) son insuficientes y será necesario realizar análisis de transitorios electromagnéticos (EMT) con modelos detallados de las ERV. Para esto, el Coordinador se encuentra en el proceso de actualización de la actual guía de modelación y homologación de instalaciones del SEN.

Dentro de las soluciones que apuntan a resolver los problemas generados por la baja fortaleza de la red, están el limitar la generación ERV y/o reajustar controles, el despacho forzado de generación sincrónica (con un impacto local y acotado), lo que puede limitar las ERV, y la integración de condensadores síncronos o tecnologías que aporten control de tensión.

Los estudios para los años 2025-2030 permiten concluir que:

- El estudio de inercia y control de frecuencia concluye que el SEN resulta estable y con recursos suficientes de control primario de frecuencia para garantizar el desempeño satisfactorio ante las contingencias de severidad 5 más exigentes (en este análisis se excluyen las contingencias de tipo extremas). Se cumple con la máxima tasa variación de frecuencia (ROCOF) exigido en la NTSyCS. Se identifican requerimientos de inercia mínima asociados al control de tensión en la zona norte, los que se detallan en el estudio de estabilidad de tensión.
- El estudio de estabilidad de tensión, que analiza entre otros aspectos la fortaleza de red mediante el indicador ESCR, concluye que para escenarios de día y alta demanda se identifican problemas de fortaleza de red en la zona norte ($ESCR < 1,5$), debido a la alta generación ERV y al retiro de unidades síncronas que son el principal soporte del control de tensión y aporte de corriente de cortocircuito. Este problema ya se observa al año 2025 y se profundiza al año 2030.
- Dada la salida de unidades térmicas esperada, en particular en el norte del país, los estudios recomiendan aumentar la fortaleza de la red en la zona norte ($ESCR \geq 1,5$) mediante la instalación de condensadores síncronos (CS):
 - 1,5 GVA al año 2025
 - 1,6 GVA adicionales al año 2030 (total de 3,1 GVA)
 - Estos CS adicionarían 3,0 GVAs y 4,4 GVAs de inercia en los años 2025 y 2030, respectivamente.
- Se analizó un escenario de sensibilidad considerando inversores de tipo Grid Forming (GF), o mediante una combinación de GF con CS, para resolver el control de tensión y la fortaleza de red. Esta es una tecnología que se espera podría estar disponible posterior al año 2025. Al año 2030, considerando los 1,5 GVA en CS identificados para 2025 en el estudio de estabilidad de tensión, se requerirían 3,14 GVA en tecnología GF adicionales para un desempeño satisfactorio de la red.



Conclusiones y recomendaciones

En resumen, se ha identificado que el sistema presenta bajos niveles de fortaleza de la red, particularmente en la zona norte a partir de 2022, siendo éste el primer desafío a atender. Para mantener la operación segura y económica del sistema, y habilitar el proceso de descarbonización, se requiere de medidas de mediano y largo plazo. En particular, se requiere implementar cambios normativos y una revisión de los requerimientos técnicos de las tecnologías generación y de almacenamiento de energía en base a inversores, con el fin de anticipar la solución a los desafíos operacionales ante escenarios con altos niveles de inserción de ERV.

Los estudios recomiendan la instalación de condensadores sincrónicos, los que se deberían gestionar como un Servicio Complementario (SSCC) para el mediano plazo a través de licitaciones, de modo de contar con los condensadores sincrónicos o una solución que cumpla con las especificaciones técnicas del SSCC, a partir del año 2025. Un ejemplo internacional es Australia, donde ya se definió e implementó la instalación de condensadores sincrónicos. El mecanismo de SSCC también brinda un espacio a soluciones tecnológicas innovadoras, por ejemplo, la posibilidad de reconvertir las plantas convencionales síncronas existentes como condensadores sincrónicos.

En consecuencia, se requiere que las entidades reguladoras y la industria conozcan estos hallazgos y colaboren en el desarrollo de la nueva infraestructura necesaria para habilitar integración masiva de ERV en los próximos años y, también, facilitar y habilitar el proceso de retiro de las unidades a carbón, incluyendo las modificaciones normativas que sea necesario realizar.