

---

## RECUADRO 2 PROBLEMAS EN EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO: 2008- 2018

### El corto plazo (2008-2010)

Entre los años 2000 al 2007, la demanda máxima por potencia eléctrica registró un crecimiento acumulado de 49 por ciento mientras que la oferta de potencia efectiva creció 25 por ciento. Como consecuencia, el margen de reserva se redujo de 55 a 30 por ciento entre 2000 y 2007 y se estima que a diciembre de este año se encuentre en alrededor de 10 por ciento, en tanto que el margen recomendado es de al menos 20 por ciento.

Adicionalmente, en la actualidad existen restricciones de oferta que contribuyen a disminuir el margen de reserva, tales como:

Limitantes en la generación hidroeléctrica. La capacidad de generar electricidad de origen hídrico disminuye estacionalmente entre mayo y noviembre de cada año por efecto de la temporada anual de estiaje. Sin embargo, en el presente año esta disminución ha sido más restrictiva que en los años anteriores. Así, la reserva hídrica útil para generación eléctrica del periodo enero-julio 2008 es menor en 16 por ciento que el promedio registrado en el mismo periodo de 2007 y es similar a la del año 2005 (la segunda menor reserva hídrica del periodo 2003-2007).

Limitantes en la generación térmica. La capacidad de generación térmica está restringida actualmente por la capacidad de transporte del gas natural de Camisea a Lima. Esta última asciende actualmente a 293 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), de los cuales aproximadamente 200 MMPCD se destinan a las generadoras eléctricas y el resto de usuarios completan la capacidad total del ducto. Actualmente la capacidad total de generación de las generadoras eléctricas es de 1 200 MW, sin embargo la restricción de consumo sólo permite que operen al 70 por ciento de su capacidad total y no pueden incrementar su producción debido a que no existe mayor oferta efectiva de gas.

En este contexto, Transportadora de Gas del Perú -TGP-, concesionaria del ducto de gas, proyecta una ampliación de la capacidad del ducto a 380 MMPCD para agosto de 2009 y una segunda ampliación hasta 450 MMPCD para diciembre del mismo año. Sin embargo, dado que se proyecta instalar nuevas centrales térmicas a gas natural por 590 MW en los próximos dos años, la demanda potencial por gas natural por parte de las generadoras eléctricas se elevaría a 430 MMPCD. Así, la capacidad del ducto de gas podría continuar representando una limitante para el aumento de la oferta eléctrica aún después de concluidos estos trabajos de ampliación.

El crecimiento de la demanda eléctrica en presencia de estas dos limitantes viene ocasionando un incremento significativo de los costos marginales a niveles máximos históricos, como el de US\$ 236 MWh registrado en julio y, adicionalmente, ha elevado significativamente el riesgo de corte eléctrico por fallas de centrales o aceleración de la demanda.

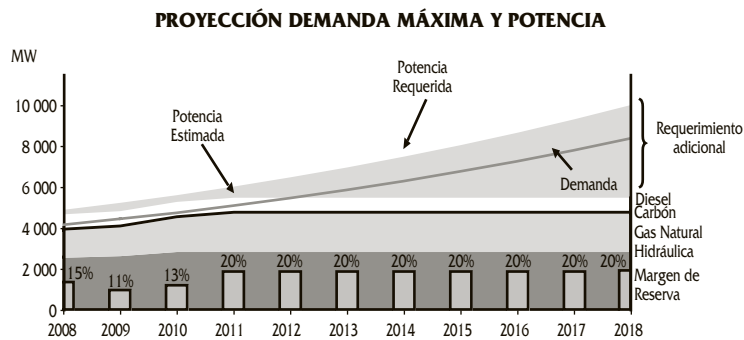
Asumiendo un crecimiento de 7 por ciento en los próximos dos años y un estiaje igual al observado como promedio en el periodo 2003-2007, se espera que en el 2009 y 2010 se registren condiciones similares a las actuales en términos de margen de reserva, costos marginales y riesgo de falla.

En este sentido, tanto un crecimiento más alto como un estiaje más severo incrementarían significativamente el riesgo de falla, sobre todo entre mayo y noviembre. En términos prácticos, la suspensión del suministro de una sola central de 200 MW podría generar racionamiento transitorio en horas punta durante estos meses.

### El largo plazo (2008-2018)

En el largo plazo, se estima que el requerimiento adicional de potencia eléctrica consistente con el crecimiento potencial de la economía durante el decenio 2008-2018 asciende a 5 500 MW, lo que implica un crecimiento promedio anual de la oferta eléctrica del orden de 550 MW.

---



Nota: Balance oferta - demanda promedio de cada año. A partir de 2011 se aplica como supuesto la tasa de crecimiento potencial de la economía (7,5% en promedio), mientras que para los años anteriores se aplica un escenario de demanda media (9% para el 2008 y 7% para el 2009 y 2010). La potencia requerida es la potencia adicional necesaria (en MW) para alcanzar un margen de reserva de 20%. Bajo el supuesto de ampliación del ducto de gas natural y según los compromisos de nuevas inversiones térmicas, se incorporan 320 MW para el 2009 y 215 MW para el año 2011; correspondiente a la oferta potencial de las centrales Kallpa, Chilca I, Oquendo y Santa Rosa.

Entre 2008 y 2010 existen planes de obras de generación (incluidos en el Programa de Obras del último proceso de fijación de tarifas en barra llevado a cabo por Osinergmin) por 826 MW, por lo que es aún necesaria la ejecución de proyectos por 4 700 MW hacia el 2018. Sin embargo, no existe certeza sobre la ejecución de proyectos adicionales de inversión en generación, lo que incrementa significativamente el riesgo de insuficiencia eléctrica en el largo plazo.

Actualmente se presentan dos factores que no generan el marco óptimo para la inversión en generación eléctrica: i) desincentivos generales a la inversión en generación eléctrica, debido a precios regulados significativamente menores que los costos marginales (durante los últimos 4 años, el costo marginal promedio supera en 105 por ciento a la tarifa regulada promedio) y licitaciones declaradas desiertas frecuentemente debido a precios máximos definidos por el ente regulador menores a las ofertas de los postores y ii) desincentivos a la inversión hidroeléctrica, asociadas a una rentabilidad de proyectos hidroeléctricos inferior a la de proyectos térmicos por el mayor monto de la inversión inicial hidroeléctrica que no es compensado con un menor costo variable.

### Recomendaciones de Política

En el balance, las políticas orientadas al sector eléctrico deben fijar dos objetivos principales: en el corto plazo, garantizar el suministro irrestricto de electricidad y, en el largo plazo, garantizar un crecimiento de la oferta consistente con el de la demanda.

Actualmente se vienen implementando algunas medidas para lograr el objetivo de corto plazo: a) la expansión del ducto de red principal a 450 MMPCD a finales de 2009 y se viene evaluando el empleo transitorio y parcial del ducto para la exportación de gas para garantizar el uso doméstico, b) el alquiler de plantas de generación y compra de equipos menores de emergencia, y c) redistribución del consumo de gas hacia clientes eléctricos en caso de racionamiento. Dado que estas medidas implican costos directos, garantizar el suministro eléctrico implica distribuir estos costos entre el Estado, generadoras, consumidores de gas y usuarios eléctricos.

En el largo plazo, las medidas de política recomendadas se orientan a tres aspectos: i) mejora del esquema de formación de precios de generación, ii) promoción de la inversión hidroeléctrica y iii) medidas complementarias para garantizar el abastecimiento eléctrico.

Con respecto al esquema de formación de precios, se requiere fundamentalmente tarifas que remuneren óptimamente los costos de inversión y los costos marginales. Así, se podría evaluar: i) la flexibilización de la intervención administrativa en las licitaciones y ii) reducir la disparidad entre la tarifa en barra y los costos marginales efectivos. Al respecto, si bien el alza de las tarifas eléctricas reduce el bienestar del consumidor en el corto plazo, podría tener efectos positivos en el largo plazo al señalar oportunidades de inversión y evitar situaciones de desabastecimiento.

---

De otro lado, el patrón reciente de la inversión en generación hidroeléctrica y térmica sugiere que son necesarias medidas dirigidas a: i) disminuir el diferencial de rentabilidad entre estas tecnologías (podría considerarse una remuneración adicional a la potencia de origen hídrico, la concesión activa de proyectos, reducción de costos de transacción, aplicación de un impuesto al gas para consumo eléctrico); ii) inversión pública en hidroeléctricas (APP u otra modalidad) y iii) facilitar el acceso al recurso hídrico (e.g. intensificación en el uso de presas y construcción de nuevos reservorios).

Finalmente, son fundamentales medidas adicionales orientadas a: i) ampliar el sistema de transporte de gas para el consumo interno a una capacidad no menor a 1 500 MMPCD al 2018; ii) continuar el proceso de concesión de redes de transmisión e; iii) intensificar la promoción a la exploración de gas natural y la inversión en tecnología eficiente (ciclo combinado de gas) y generación con energía renovable.

---