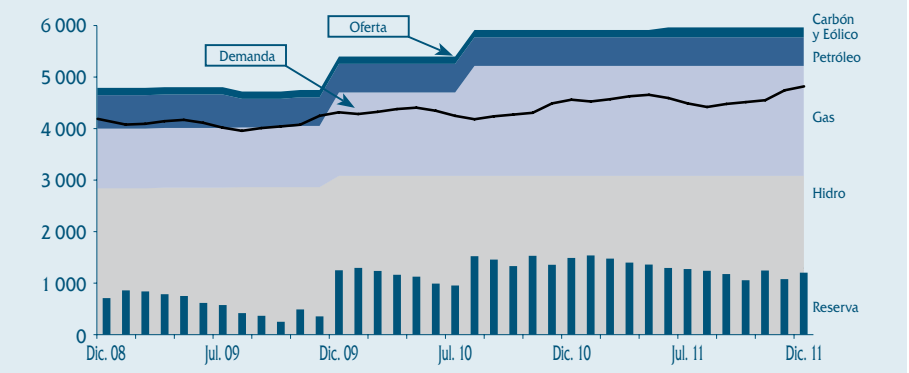
RECUADRO 2
PERSPECTIVA DEL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO 2010 – 2030

Para operar bajo los parámetros adecuados de seguridad y confiabilidad, manteniendo un costo de operación razonable y predecible, es necesario que el sistema eléctrico nacional opere con un determinado margen de reserva, o exceso entre la oferta de potencia y la máxima demanda. Así, para el periodo 2009-2013, el regulador del sector, OSINERGMIN, determinó un Margen de Reserva Firme Objetivo (MFRO) de 32,7 por ciento, el que, entre otras condiciones, cumple la de operar sin racionamiento ante i) la pérdida de la central de generación más importante y ii) condiciones hidrológicas escasas o problemas de suministro de combustible.

El año 2008 se inició con un margen de reserva de 30 por ciento, que permitió soportar un estiaje severo y escasez de gas natural, aunque se produjeron episodios de interrupción en el servicio y se elevó significativamente el costo marginal de producción eléctrica. En 2009 no se repitieron estos episodios por la desaceleración de la economía, principalmente, aunque el margen de reserva estuvo lejos de ser el óptimo y llegó a reducirse hasta 5 por ciento en setiembre.

MÁXIMA DEMANDA Y POTENCIA EFECTIVA



Para los años 2010 y 2011, bajo las condiciones más probables, que incluyen un crecimiento de la máxima demanda de electricidad de 5,5 por ciento en cada período, condiciones hidrológicas normales y abastecimiento regular de gas natural, se espera que tampoco se produzcan situaciones de desabastecimiento o interrupción del servicio, aunque se estima que el margen sea inferior al MFRO de 32,7 por ciento. Ello se debe, por un lado, al ingreso al sistema de la central hidroeléctrica El Platanal con 220 MW de potencia y, por el otro, a la ampliación del ducto de gas natural y el uso parcial del ducto de exportación, lo que propiciaría un aumento de generación eléctrica de origen térmico por 900 MW adicionales.

PRINCIPALES PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
(Concesión definitiva y autorización, en etapa de ejecución de obras)

Proyecto	Fecha Operación 1/	Ubicación	MW
Centrales Hidroeléctricas y otras Energías Renovables (22)			**1 235**
CH Santa Rita	Dic. 2013	Ancash	255
CH Cheves	Dic. 2012	Lima	168
CH San Gabán I	Jun. 2011	Puno	150
CH Pucará	Set. 2013	Cusco	130
CH Quitaracsa I	Oct. 2014	Ancash	109
CH Marañón	Feb. 2013	Huánuco	96
CH Huanza	Feb. 2013	Lima	86
CH La Virgen	Jun. 2011	Junín	64
CH Morro de Arica	Dic. 2008	Lima	50
CH Centauro I y III	Mar. 2009	Ancash	25
CH Pías I	Feb. 2012	La Libertad	11
Otras centrales (11)	n.a	n.a	91
Centrales Termoeléctricas (5)			**1 343**
Chilca	Oct. 2011	Lima	597
Kallpa TG4 2/	Dic. 2012	Lima	293
Kallpa TG3	Mar. 2010	Lima	192
Las Flores	Ago. 2010	Lima	184
Pampa Melchorita	Dic. 2009	Lima	77
TOTAL (27)			**2 578**

1/ Fecha de puesta en operación según contrato de concesión o cronograma de ejecución de obras.
2/ Ciclo combinado.
Fuente: MINEM.

En el largo plazo, hacia 2030, se espera que la demanda de potencia eléctrica se triplique, lo que implica un requerimiento de 13 mil MW adicionales para esa fecha. En la actualidad sólo existen centrales que cuentan con concesión definitiva, para el caso de las hidroeléctricas, o autorización, para el caso de las térmicas, por un total de 2 578 MW, lo que permitiría cubrir la demanda de potencia hasta 2016. Para los años siguientes, existe un déficit de inversión que debe ser cubierto.

Por ello, Perú y Brasil vienen elaborando un proyecto de integración energética binacional, a través del cual se pondría en marcha la construcción de 5 hidroeléctricas con una potencia total de 6 673 MW.

En la actualidad, existen otros proyectos mayores de generación en estudio por un total de más de 22 mil MW. Sin embargo, la agenda pendiente para concretarlos es amplia por lo que se necesita impulsar medidas de política energética para evitar un cuello de botella en el futuro. En este sentido, en un contexto de limitados recursos gasíferos certificados, menor rentabilidad relativa de hidroeléctricas e imperfecta formación de precios de mercado, se debe promover la puesta en valor comercial de reservas adicionales de gas natural, incentivar mayor inversión en generación hidroeléctrica y facilitar la formación de precios de generación acorde a las condiciones de mercado.