

S ECTOR ELÉCTRICO: Balance oferta - demanda (2015 – 2018)

MANUEL RUIZ*

La provisión de energía eléctrica de forma continua es fundamental para el aprovechamiento del potencial productivo de una economía. El presente artículo evalúa el margen de reserva disponible de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) mediante dos escenarios de balance oferta - demanda del sector eléctrico a nivel nacional, con la finalidad de determinar los riesgos potenciales para el crecimiento económico del país durante el periodo 2015 - 2018.

* Especialista en Políticas de Crecimiento Económico del BCRP.
manuel.ruiz@bcrp.gob.pe

INTRODUCCIÓN

A diciembre de 2014, la potencia efectiva¹ (en adelante, la oferta) del parque generador del SEIN ascendió a 8 718 MW. En términos de la tecnología y fuente de energía utilizada, el 59 por ciento de la oferta corresponde a centrales térmicas que utilizan gas natural (el 71 por ciento de la oferta térmica utiliza el gas natural de Camisea), petróleo (residual y/o diesel), carbón, bagazo y biogás. Por su parte, el 38 por ciento es explicado por centrales hidroeléctricas. Con relación a la ubicación geográfica del parque generador, el 73 por ciento de la potencia efectiva corresponde a la zona centro (6 370 MW), mientras que las zonas sur² y norte³ concentran el 16 y 11 por ciento de la oferta (1 391 y 956 MW), respectivamente (ver Gráfico 1).

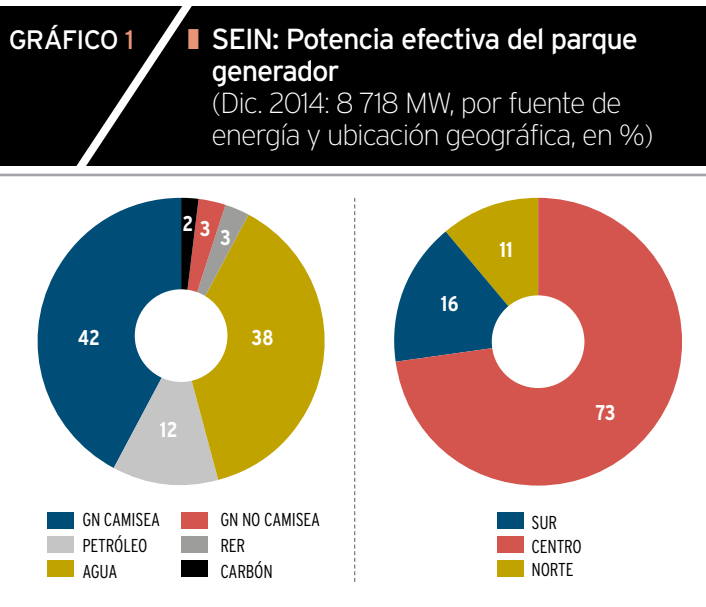
De esta forma, como se muestra en el Cuadro 1, la generación eléctrica en el Perú se caracteriza por su dependencia en la energía producida por fuentes no renovables (térmica, en particular, gas natural) y por su concentración geográfica en el centro del país: el 42,1 por ciento de la oferta es producido con gas natural desde el área centro⁴.

En el año 2014, la máxima demanda de electricidad⁵ (en adelante, la demanda) del SEIN ascendió a 5 718 MW, registrada en el mes de diciembre. Dada la potencia efectiva del parque generador del SEIN, el exceso de oferta ascendió a 3 000 MW a diciembre de 2014, lo que determinó un margen de reserva nominal de 52,5 por ciento (diferencia entre la potencia efectiva y la máxima demanda como porcentaje de esta última).

Sin embargo, en la práctica, la potencia efectiva no es equivalente a la oferta disponible de generación, debido a que existen diversos factores que restringen la capacidad de generación eléctrica, entre estos: i) condiciones climatológicas que reducen la oferta hidroeléctrica durante la temporada de estiaje (mayo – noviembre: escasez de lluvias), ii) limitaciones de la capacidad de transporte de gas natural, iii) indisponibilidad por programas de mantenimiento de centrales.

Como referencia, la estimación de la oferta disponible para julio de 2015 muestra que si bien la potencia efectiva en ese mes ascendería a 9 337 MW; en la práctica, la oferta disponible sería de 7 156 MW, restringiéndose 2 181 MW o 23,4 por ciento por efecto de la temporada de estiaje (547 MW) y limitaciones para el transporte de gas natural (1 413 MW), entre otros factores (ver Gráfico 2).

Por efecto de estas restricciones, la reserva de generación de julio 2015 se reduciría de



NOTA: EN ESTE GRÁFICO, EL RER (RECURSO ENERGÉTICO RENOVABLE) INCLUYE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES NO CONVENCIONALES DE CENTRALES TÉRMICAS DE BAGAZO Y BIOGÁS, SOLARES Y EÓLICAS.

FUENTE: COES. **ELABORACIÓN:** BCRP.

3 273 MW (potencia efectiva menos máxima demanda) a una reserva disponible de 1 092 MW.

MARGEN DE RESERVA DISPONIBLE: SUPUESTOS

Se evalúan dos escenarios referenciales del balance oferta - demanda del SEIN, en frecuencia mensual para el periodo 2015 - 2018: escenarios base y de riesgo. La metodología de análisis utilizada para proyectar la reserva de generación se basa en la estimación del margen de reserva disponible del SEIN en ambos escenarios, contingentes a supuestos relativos

“ Para el escenario de riesgo, sí existiría interrupción del suministro eléctrico que se observaría a partir de junio de 2018 con márgenes de reserva inferiores a 10 por ciento ”

1 Máxima oferta de potencia eléctrica en un instante determinado en condiciones óptimas de operación.
 2 Sur: Apurímac, Cusco, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna.
 3 Norte: Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, La Libertad y Ancash.
 4 Centro: Huánuco, Ucayali, Lima, Pasco, Junín, Ica, Huancavelica y Ayacucho.
 5 Requerimiento máximo de potencia en un periodo determinado por parte de los consumidores residenciales, comerciales e industriales.

a la oferta y demanda del sector. El margen de reserva disponible (en adelante, margen de reserva) es definido como el exceso de oferta disponible como porcentaje de la máxima demanda de electricidad. Las diferencias en los escenarios analizados son las siguientes:

- Crecimiento de demanda:** La tasa de crecimiento de la demanda en el escenario base es 0,3 puntos porcentuales menor que la del escenario de riesgo (4,4 por ciento y 4,7 por ciento anual entre 2015 y 2018, respectivamente).
- Factor de estiaje:** La reducción de la oferta hidroeléctrica por efecto de escasez de lluvias (estiaje) en el escenario base es de 11,4 por ciento, menor en 2,8 puntos porcentuales que en el escenario de riesgo (14,2 por ciento). Ambos porcentajes se calculan como el promedio de los efectos máximos del estiaje durante el periodo 2004 – 2014.
- Ampliación del ducto de gas natural de Camisea:** El ducto operado por la empresa Transportadora del Gas del Perú S.A. (TGP, en adelante) tiene una capacidad de transporte actual de 655 MMPCD⁶ para el consumo doméstico. TGP cuenta con un plan de ampliación que permitiría expandir la capacidad del ducto para uso doméstico hasta 920 MMPCD hacia abril de 2016, es decir, 265 MMPCD adicionales. El escenario de riesgo asume que la ampliación de la capacidad del ducto de TGP nunca ocurre.
Solamente una fracción del gas natural de Camisea transportado por TGP se destina al SEIN. En la actualidad, 453 MMPCD se dedican a la generación eléctrica y 202 MMPCD se destinan a fines industriales. Por su parte, la última subasta de transporte de setiembre de 2014 generó contratos firmes por 113 MMPCD, de los cuales 59 MMPCD fueron adjudicados a la generación (52 por ciento). Con ello, quedarían por asignar 152 MMPCD de la ampliación del ducto. Se asume que el 50 por ciento (76 MMPCD) será destinado a la generación eléctrica (ver Cuadro 2).

- Conflictos sociales:** De acuerdo al reporte de conflictos sociales N° 135 de mayo de 2015 elaborado por la Defensoría del Pueblo, existen conflictos sociales respecto a proyectos de centrales hidroeléctricas. Una agudización de los conflictos conllevaría a la paralización de la construcción de las hidroeléctricas, que comprometen 1 164 MW. En el escenario base se asume ausencia de estos conflictos, mientras que el efecto de

CUADRO 1

SEIN: Parque Generador
(Dic. 2014: 8 718 MW, por fuente de energía y ubicación geográfica, en %)

	Agua	GN Camisea	GN (No Camisea)	Petróleo	Carbón	RER	TOTAL
Norte	5,4	0,0	1,5	2,4	0,0	1,6	11,0
Centro	27,7	42,1	2,0	0,8	0,0	0,6	73,1
Sur	4,9	0,0	0,0	8,4	1,6	1,1	16,0
TOTAL	38,0	42,1	3,5	11,5	1,6	3,3	100,0

NOTA: EL GAS NATURAL QUE NO SALE DE CAMISEA PROVIENE DE AGUAYTÍA EN EL CENTRO (2 POR CIENTO), MALACAS (1,2 POR CIENTO) Y LA ISLA (0,3 POR CIENTO) EN EL NORTE.

FUENTE: COES. ELABORACIÓN: BCRP.

CUADRO 2

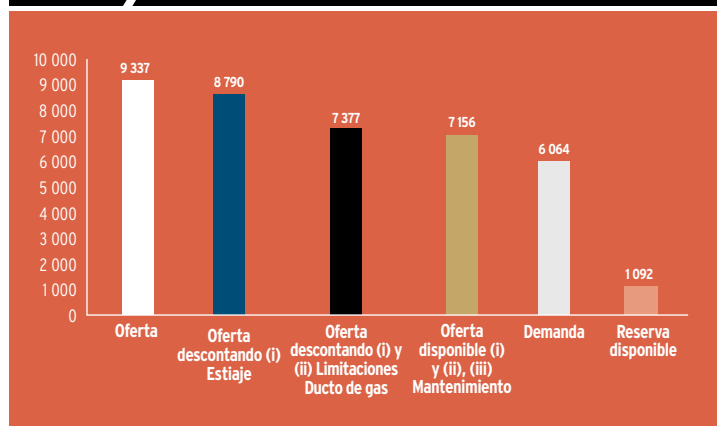
Contratos firmes de transporte de gas natural (2015-2018)
(En MMPCD)

GENERADORAS	ABRIL 2014	DICIEMBRE 2014	AGOSTO 2015	ABRIL 2016-2018
Edegel	113	113	113	113
Kallpa	111	111	111	144
Enersur	103	103	103	124
Duke Energy	12	12	12	12
SDF Energy	9	9	9	14
Egesur	3	3	3	3
Egasa	20	20	20	20
Fénix	58	58	58	58
Termochilca	23	23	24	24
Total	452	453	453	512
Datos para el escenario base:				
Capacidad de ducto	655	655	655	920
Capacidad destinada a energía eléctrica	452	453	453	588
En % de ducto	69	69	69	64

FUENTE: COES, OSINERGMIN. ELABORACIÓN: BCRP.

GRÁFICO 2

SEIN: Estimación de la oferta disponible y reserva disponible (julio 2015)
(en MW)



FUENTE: COES. ELABORACIÓN: BCRP.

⁶ Millones de pies cúbicos diarios.

CUADRO 3 ■ Proyectos de generación hidroeléctricos con conflictos sociales En el escenario de riesgo (2015 - 2018)

Fecha de Ingreso	Julio-2015	Enero-2016	Marzo-2016	Mayo-2016	Agosto-2016	Enero-2018	
Proyecto de Generación	Santa Teresa	Cerro del Águila-G1	Cerro del Águila-G2	Cerro del Águila-G3	Chaglla	Pucará	
MW	98	170	170	170	406	150	1 164

FUENTE: DEFENSORÍA DEL PUEBLO. ELABORACIÓN: BCRP.

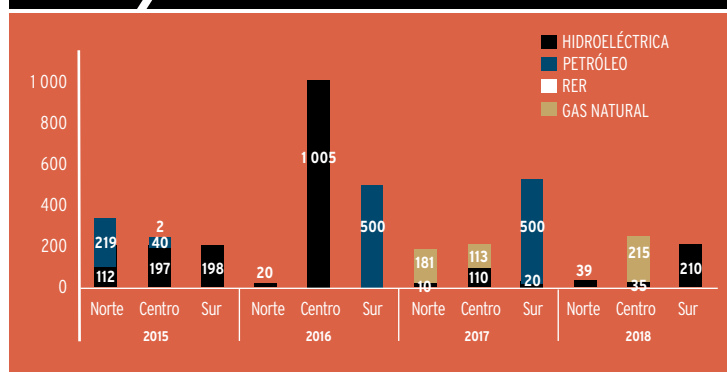
los mismos se ha contemplado para el escenario de riesgo (ver Cuadros 3 y 4).

El crecimiento esperado de la oferta eléctrica se explica por la entrada de 43 nuevos proyectos de generación que proveerán una potencia total adicional de 3 813 MW, alcanzando un nivel de 11 118 MW en el escenario base y uno de 9 339 MW en el de riesgo. Las obras de generación proyectadas al 2018 bajo el escenario base se distribuyen en agua (51 por ciento), gas natural (40 por ciento), petróleo (7 por ciento) y RER (3

por ciento). Estos proyectos se concentran básicamente en la zona centro del territorio nacional, lo que determina un 47 por ciento de la oferta disponible (ver Gráfico 3).

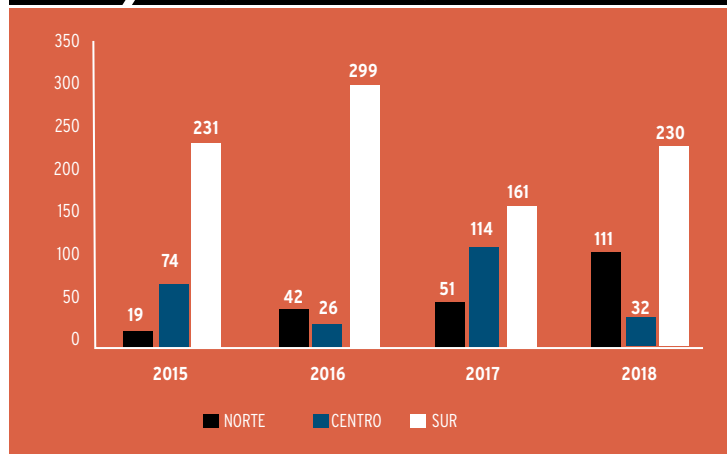
Por su parte, la máxima demanda total ascendería a 8 119 MW a 2018 en el escenario base y a 8 321 MW en el de riesgo (6 274 MW en 2015). Como se aprecia en el Gráfico 4, los principales proyectos de demanda que entrarían entre 2015 y 2018 ascenderían a 1 390 MW, siendo 223 MW en la zona norte del país (16 por ciento), 246 MW en la zona centro (18 por ciento) y 921 MW en la zona sur (66 por ciento).

GRÁFICO 3 ■ Nuevos proyectos de oferta: 2015-2018 (Por fuente de energía y por zona, en MW)



FUENTE: COES. ELABORACIÓN: BCRP.

GRÁFICO 4 ■ Principales proyectos de demanda: 2015-2018 (Por zona, en MW)



FUENTE: COES. ELABORACIÓN: BCRP.

RESERVA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL: RESULTADOS PRINCIPALES

Existen diferencias notorias entre los escenarios analizados. Así, para el escenario base no existen riesgos de interrupción ni de racionamiento eléctrico a nivel nacional al año 2018⁷. Para el escenario de riesgo, sí existiría interrupción del suministro eléctrico que se observaría a partir de junio de 2018 con márgenes de reserva inferiores a 10 por ciento (ver Cuadro 5 y Gráficos 5 y 6).

Cabe destacar que en un escenario de interrupción total y prolongada (por ejemplo, un periodo mayor a siete días) del suministro de gas natural de Camisea por una falla considerable del ducto de TGP generaría racionamiento eléctrico de más del 20 por ciento de la demanda.

RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

Para minimizar los riesgos de interrupción del suministro eléctrico a 2018, se debe:

- Cumplir con los cronogramas de los planes de obras de generación eléctrica.
- Proveer las condiciones de seguridad pública requeridas para el inmediato inicio de obras de ampliación del ducto TGP del gas natural de Camisea, garantizando su funcionamiento adecuado.
- Continuar con la flexibilización de los trámites administrativos para las concesiones e inicio de obras, de forma que se ejecuten a plazos razonables y definitivos, tales como: i) evaluaciones de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), ii) Certificados

⁷ Racionamiento eléctrico, según el COES, se define como un corte de suministro eléctrico programado no menor a cuatro horas.

de Inexistencia de Restos Arqueológicos, CIRA), iii) servidumbres y expropiaciones, iv) consulta previa, v) trámites de licencias, entre otros.

- d) Ampliar la cartera de proyectos de generación eléctrica a promoción y concesionar. En particular, intensificar la promoción y la concesión de centrales hidroeléctricas mayores a partir de 2019, al ser de fuente de energía renovable y relativamente más amigables con el medio ambiente.
- e) Evitar la agudización de los conflictos sociales respecto a las centrales hidroeléctricas, a través de la demostración para la población aledaña que los beneficios de la construcción de estos proyectos son valiosos en términos de energía, productividad, empleo y medio ambiente. Asimismo, intensificar la seguridad pública para garantizar la pronta edificación de estos proyectos.

CUADRO 4 Escenarios: Supuestos principales (2015 - 2018)

	Escenario Base	Escenario de Riesgo
Oferta Disponible (Var. % Prom. Anual)	6,0 por ciento	3,2 por ciento
Demanda (Var. % Prom. Anual)	4,4 por ciento	4,7 por ciento
Crec. Vegetativo (Var. % Prom. Anual)	3,0 por ciento	3,5 por ciento
Factor Promedio de Estiaje (% de Reducción de Oferta Hidro)	11,4 por ciento (May - Nov) 15,3 por ciento (Set.)	14,2 por ciento (May - Nov) 19,1 por ciento (Set.)
Ampliación Ducto de TGP para Uso Doméstico (655 a 920 MMPCD)	Abril 2016	Permanece en 655 MMPCD
Conflictos sociales	No paralizan ningún proyecto de generación.	Proyectos de generación hidroeléctrica paralizados por 1 164 MW.

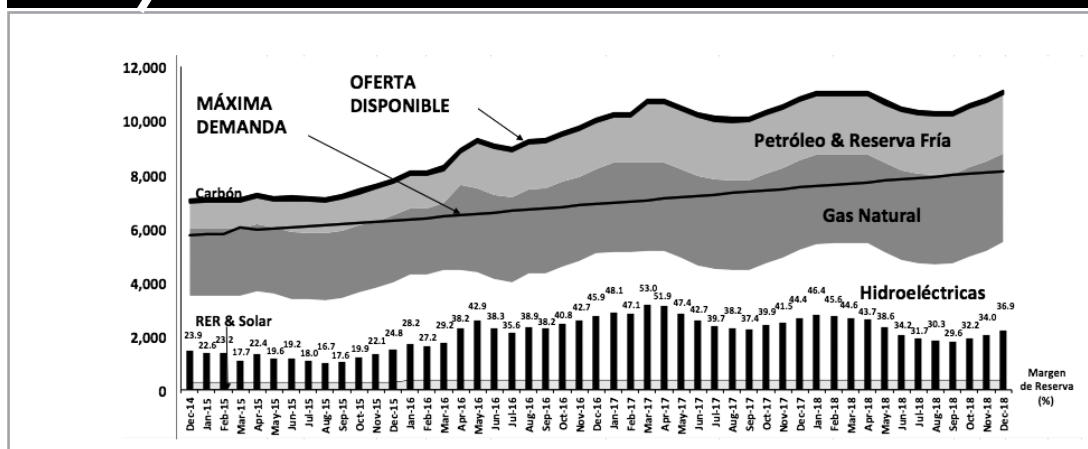
FUENTE: FUENTE: COES, OSINERGMIN Y DEFENSORÍA DEL PUEBLO. ELABORACIÓN: BCRP.

CUADRO 5 SEIN: Margen de reserva mínimo a fin de periodo (2015 - 2018) (En %)

	2015	2016	2017	2018
Escenario Base	24,8	45,9	44,4	36,9
Escenario de Riesgo	22,7	20,8	20,4	12,2

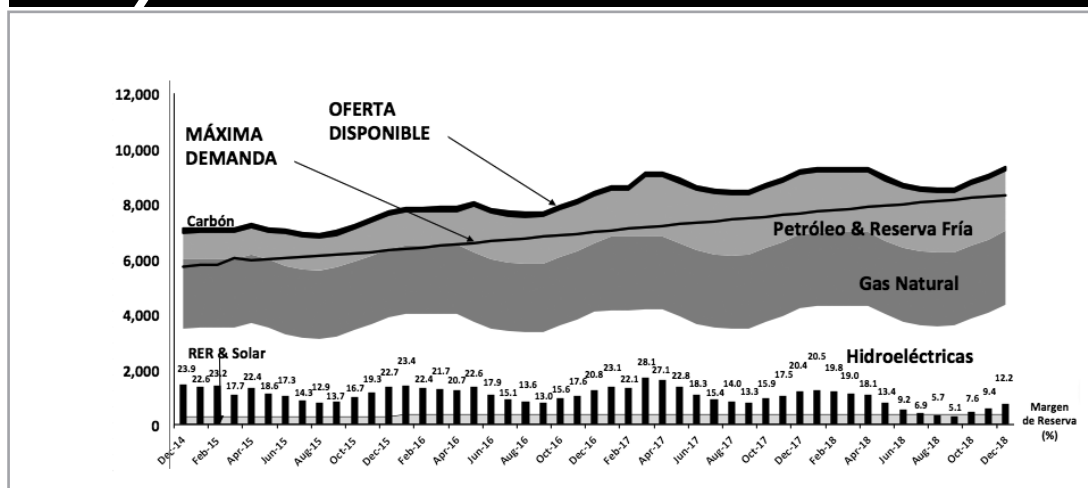
FUENTE: BCRP.

GRÁFICO 5 SEIN: Escenario base (2015 - 2018) Reserva (en %), máxima demanda y oferta disponible por fuente de energía (en MW)



ELABORACIÓN: BCRP.

GRÁFICO 6 SEIN: Escenario de riesgo (2015 - 2018) Reserva (en %), máxima demanda y oferta disponible por fuente de energía (en MW)



ELABORACIÓN: BCRP.