

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Informe 050-2008 POM210¹

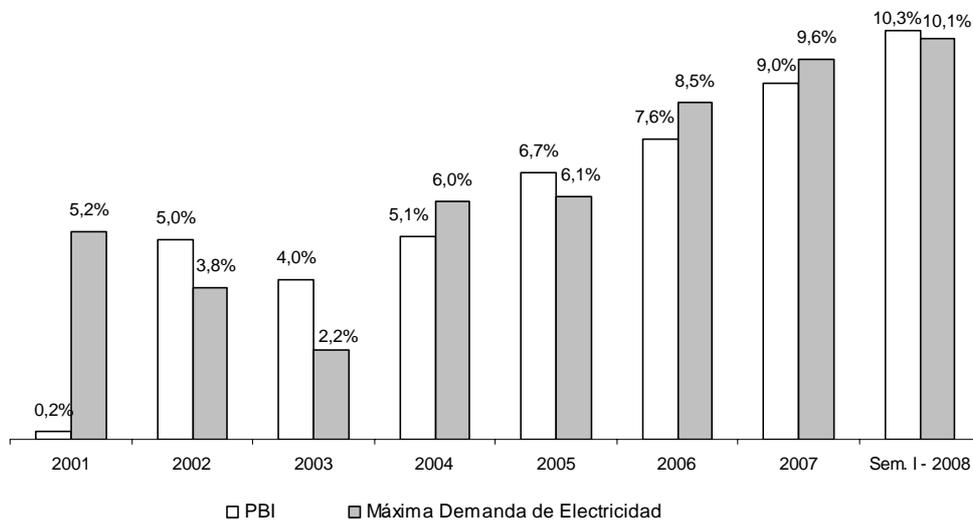
ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO 2008-2018

En los últimos años el crecimiento de la demanda eléctrica ha sido superior al crecimiento de la capacidad de la oferta, lo que ha generado una caída del margen de reserva y, recientemente, un aumento de los costos marginales de generación. Durante el presente año, la caída del margen de reserva se ha reflejado en un alto riesgo de falla que en las semanas pasadas se ha manifestado a través de cortes en el fluido eléctrico a diversos distritos de Lima. En el corto plazo, esta situación podría conducirnos a un racionamiento de la provisión eléctrica debido a un estiaje más severo al promedio de los años anteriores y a las limitaciones en el transporte de gas. En el largo plazo, se debe impulsar la inversión en el sector eléctrico a través de incentivos a la generación de origen hídrico y permitir la formación de precios del mercado spot y de las subastas, de acuerdo a condiciones de mercado.

I. Introducción

1. La demanda máxima de electricidad se ha incrementado en 10,1 por ciento al término del primer semestre de 2008 en comparación a similar período del año anterior,² lo que refleja el elevado crecimiento de la actividad económica (10,3 por ciento para el primer semestre del año). En este contexto, actualmente se vienen presentando problemas asociados al riesgo de falla y existe la probabilidad de racionamiento en el corto plazo,³ ambos asociados a limitaciones coyunturales en la capacidad efectiva de oferta.

PBI Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD
(Var. % Anual)



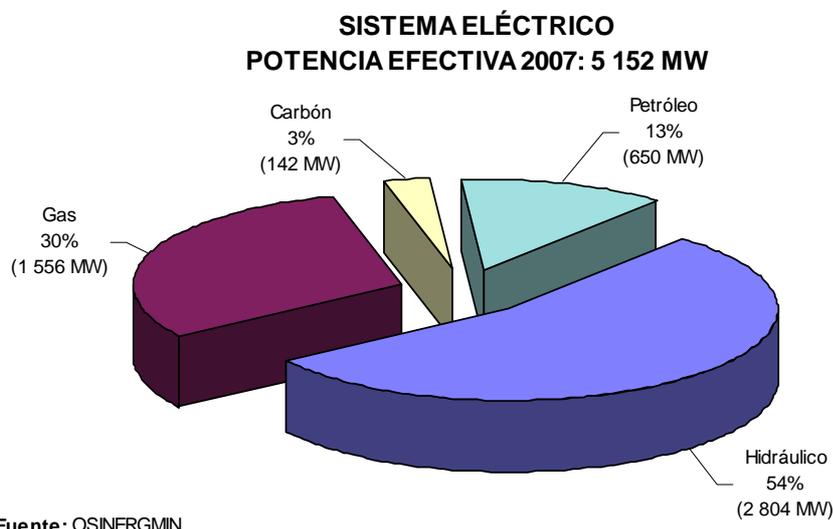
¹ Informe elaborado por Daniel Barco, Jorge Iberico, Paola Vargas y Rafael Vera Tudela. Para la elaboración de este informe, se efectuaron entrevistas con el Ing. Amadeo Prado, Ing. Jaime Calmet, Eco. Gonzalo Tamayo (Macroconsult) y los Srs. Ricardo Ferreiro y Emiliano León (TGP).

² Demanda máxima de Junio de 2008 (4 091 MW) en comparación a la demanda máxima de Junio de 2007 (3 714 MW).

³ El riesgo de racionamiento es definido como la probabilidad de que, en el corto plazo, exista desabastecimiento temporal en horas punta en las zonas de mayor demanda.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

La capacidad de oferta efectiva actual es de 5 152 MW. Sin embargo, las limitaciones coyunturales restringen esta capacidad.



Estas limitaciones se presentan por los siguientes factores:

- a. Estiaje: la ausencia de lluvias es más severa que en el promedio de los años anteriores.
- b. Ducto de gas: actualmente existe congestión en el ducto de gas de Camisea en el tramo Humay (Ica) a Lurín (Lima) debido al acelerado crecimiento de la demanda de gas natural.

Adicionalmente, existe un riesgo de congestión en el sur del país, asociado al crecimiento de la demanda en esta zona y una insuficiente capacidad de transmisión en la Línea Mantaro-Socabaya.

2. El crecimiento de la demanda también impone retos para el largo plazo, los que de no ser superados, implicarían un riesgo de insuficiencia de generación eléctrica. Dado el crecimiento esperado de la demanda eléctrica⁴, se destaca que mantener un margen de reserva del sistema eléctrico⁵ de 20 por ciento durante el decenio 2008 – 2018 requiere un crecimiento promedio anual de la oferta del orden de 550 MW.

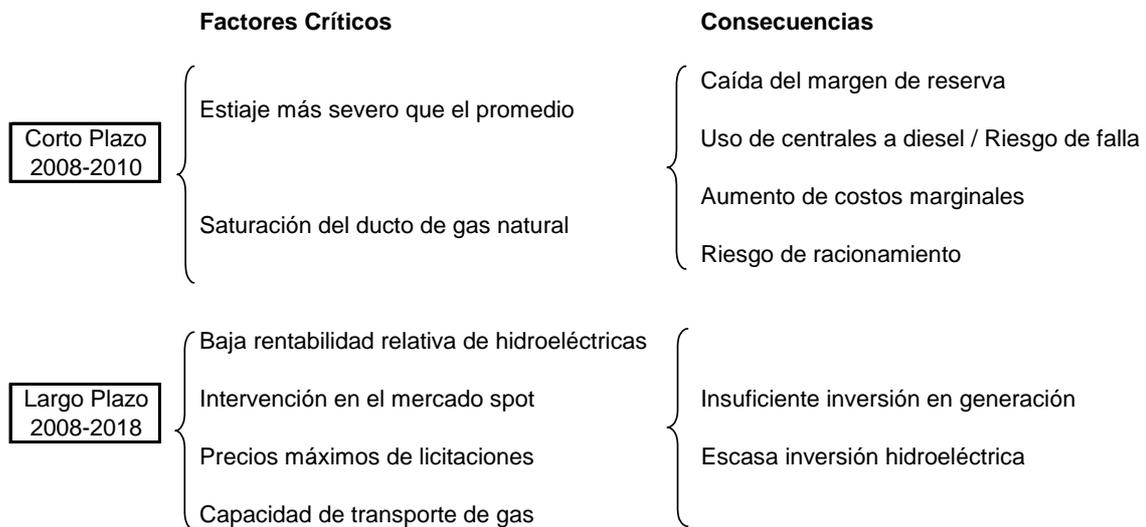
Sin embargo, entre 2008 y 2010 existen planes de obras en generación que permitirán suplir parcialmente el referido requerimiento. Así, de acuerdo con el Plan de Obras

⁴ El crecimiento esperado de la demanda eléctrica es la tasa de crecimiento de largo plazo consistente con el crecimiento potencial de la economía. Dada la elasticidad ingreso de la demanda eléctrica y el estimado del PBI potencial, se estima que la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad es 7,5 por ciento anual.

⁵ El margen de reserva es equivalente al excedente de oferta como porcentaje de la demanda; específicamente: $\text{Margen de Reserva} = (\text{Potencia Efectiva} - \text{Demanda Máxima}) / \text{Demanda Máxima}$. Al respecto, un margen de reserva no menor de 20 por ciento es considerado adecuado para reducir la volatilidad de las tarifas y el riesgo de desabastecimiento originados por factores estacionales o tecnológicos. Como referencia, en 2007 la potencia efectiva (oferta) fue 30 por ciento superior que la máxima demanda.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

2008-2010, elaborado por el COES y aprobado por Osinergmin, la oferta de potencia se ampliaría en 826 MW en este período. En este plan destacan la central hidroeléctrica El Platanal (220 MW) y las centrales térmicas de Santa Rosa (186 MW), Kallpa TG2 (176 MW), Chilca I TG3 (176 MW) y Oquendo (50 MW). A partir de 2011, la ausencia de garantías para la ejecución de proyectos de inversión incrementaría significativamente el riesgo de insuficiencia del sistema eléctrico.



Elaboración: BCRP.

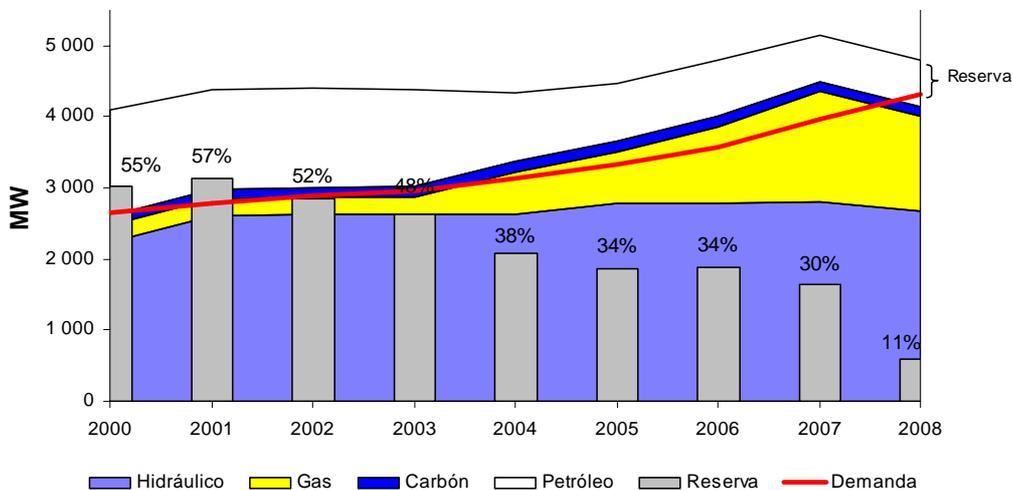
II. Riesgo de racionamiento (Corto plazo: 2008-2010)

3. El crecimiento de la demanda eléctrica ha sido mayor que el de la oferta durante los últimos 6 años, tendencia que se mantiene en el 2008. En particular, la demanda de electricidad registró un crecimiento promedio anual de 5,9 por ciento durante el periodo 2000-07, tasa que supera significativamente a la expansión de la oferta (3,3 por ciento anual). De esta forma, la oferta acumuló un crecimiento de 25 por ciento entre el año 2000 y 2007 mientras que la demanda creció 49 por ciento durante el mismo periodo. Como consecuencia, el margen de reserva se redujo de 55 a 30 por ciento en este periodo y se prevé que ascienda a 11 por ciento en diciembre de 2008.⁶

⁶ Para este año, se espera que el promedio mensual del margen de reserva sea de 15 por ciento.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Demanda Máxima y Oferta de Potencia Efectiva por Fuente de Energía



Nota: Proyección del año 2008 considera un crecimiento anual de la máxima demanda de 9 por ciento.
Fuente: OSINERGMIN. Elaboración: BCRP.

4. El análisis del margen de reserva requiere efectuar supuestos acerca de la evolución futura de la demanda y la oferta. En cuanto a la oferta de potencia eléctrica, se deben considerar tanto los aumentos de la potencia instalada debido a la entrada en funcionamiento de nuevas plantas generadoras como los factores negativos que podrían determinar que el sistema interconectado no funcione en el nivel de efectividad más alto.

Así, en el último procedimiento de fijación de tarifas de mayo del 2008 se señala que entre el 2008 y 2010 entrarán en servicio proyectos energéticos con una capacidad total de aproximadamente 826 MW. Sin embargo, se prevé que la central térmica Santa Rosa recién generaría un aumento en la potencia neta para el año 2011 debido a limitaciones en el ducto del gas natural.

Plan de proyectos energéticos 2008-2010

	Fecha de ingreso	Ubicación	MW
CT Oquendo	May-09	Callao	50
CH Poechos II	Jun-09	Sullana	10
CH Pariac CH5 y CH6	Jun-09	Huaraz	7,7
TG2 de la CT Kallpa	Jul-09	Chilca	176
TG3 de la CT Chilca I	Sep-09	Chilca	176
CH Platanal	Nov-09	Cañete	220
TG de la CT Santa Rosa ^{a/}	Ene-10	Lima	186
Total			825,7

^{a/} Se prevé que la entrada de esta CT recién generaría un aumento en la potencia neta para el año 2011, debido a limitaciones en el ducto de gas natural.

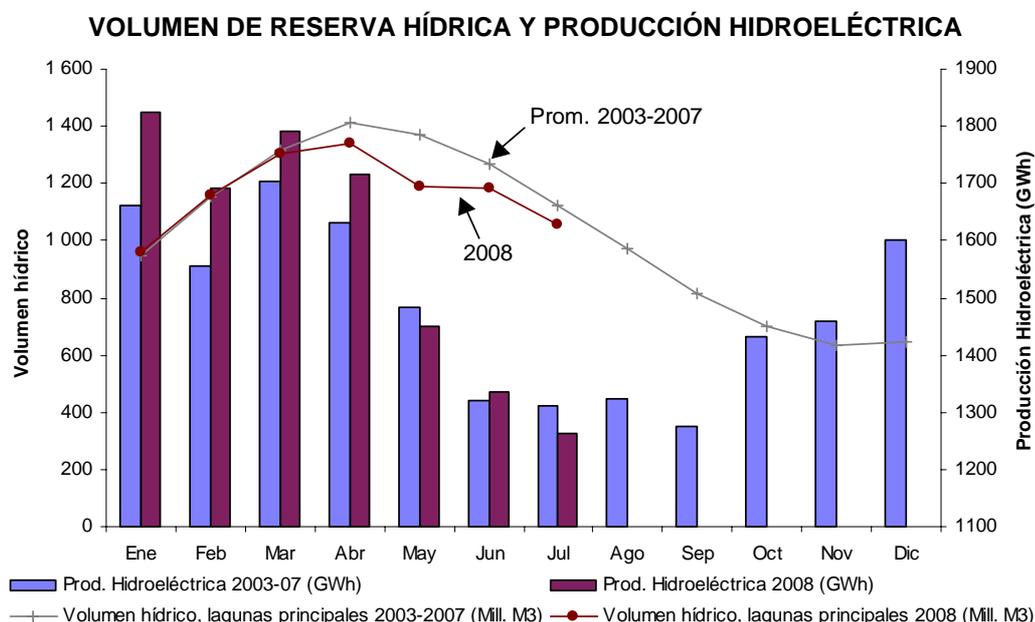
Fuente: OSINERGMIN. Elaboración: BCRP.

5. Los choques negativos de oferta que limitarían el pleno aprovechamiento de la potencia instalada son de dos tipos:

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

- i. Riesgo hídrico (choque estacional): la capacidad efectiva de generación hidroeléctrica disminuye estacionalmente en el período de estiaje, entre mayo y noviembre de cada año. En este período se produce una disminución de las lluvias y del embalse de las lagunas que sirven como fuente de energía para el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas.

Como consecuencia del estiaje, la contribución de la generación hidroeléctrica en la producción eléctrica total se reduce en el segundo semestre de cada año. Al respecto, la reserva hídrica útil para generación eléctrica del periodo enero-julio 2008 es menor que el promedio registrado en los últimos seis años y similar a la del año 2005 (la segunda menor reserva hídrica del período 2003-2007). Así, el volumen hídrico promedio enero – julio del año actual es 16 por ciento menor que el volumen registrado en el mismo periodo de 2007.



Así, la referida disminución del volumen hídrico aceleró la reducción de la contribución de las generadoras hidroeléctricas en la producción total durante el segundo trimestre del año. El volumen hídrico del segundo trimestre de 2008 es 8 por ciento menor que el volumen promedio del segundo trimestre en el periodo 2003-2007. La disminución de la participación hidroeléctrica en 2008 con respecto al promedio 2003-2007 en los meses de avenida (enero – abril) se explica, entre otros, por el aumento gradual de la inversión en centrales térmicas a gas natural. En este sentido, se espera que la participación de la producción hidroeléctrica se reduzca significativamente en los meses restantes del año.

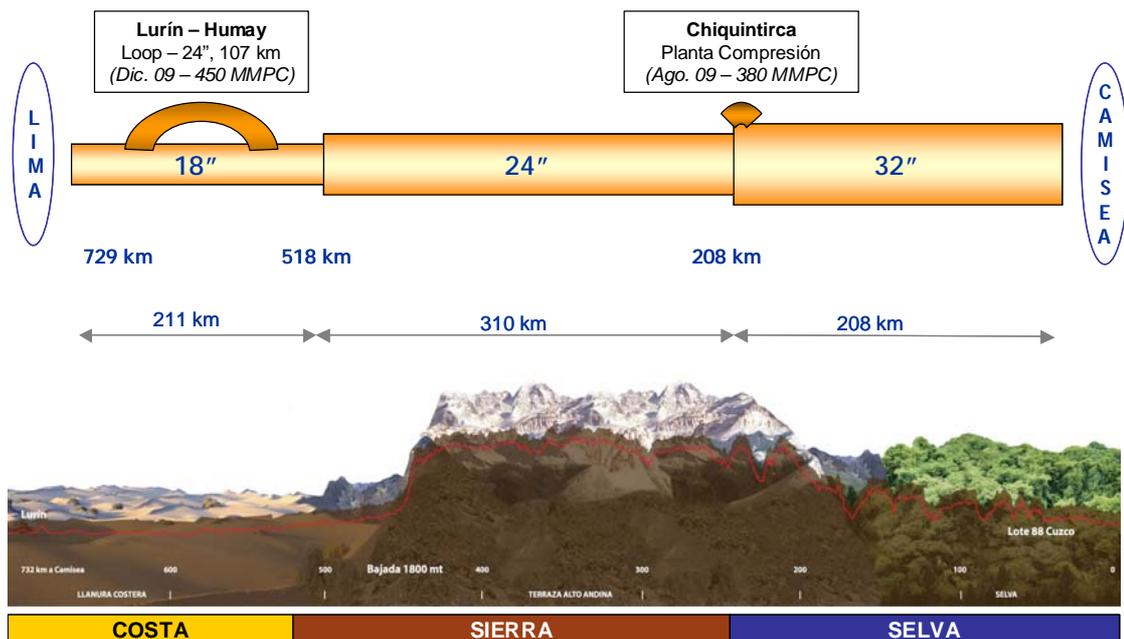
- ii. Riesgo térmico (choque temporal): la generación térmica a gas natural está actualmente limitada debido a restricciones de capacidad del ducto de gas de Camisea. Así, en julio último se ha reportado la saturación del ducto de gas natural, lo que ha generado la entrada en operación de centrales térmicas que funcionan con diesel.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

La capacidad total del ducto de gas natural asciende actualmente a 314 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios), aunque solo se transporta como máximo 283 MMPCD a Lima. La capacidad total actual de 314 MMPCD considera que 50 MMPCD son distribuidos en Humay y los 264 MMPCD restantes en el *city gate* de Lurín (Lima). Actualmente, Humay solo demanda 10 MMPCD, por lo que es posible transportar 283 MMPCD hasta Lurín, lo que hace un total de 293 MMPCD distribuidos. Cabe precisar que la capacidad no distribuida en Humay tiene una relación de 2 a 1 con la capacidad de llevar gas adicional a Lurín.

Se están efectuando trabajos para ampliar la capacidad máxima del ducto a 380 MMPCD (aumento de 21 por ciento) en agosto de 2009. La inversión consiste en la instalación de una planta compresora que contará con dos unidades compresoras de gas. Asimismo, está programada una segunda etapa de ampliación para diciembre de 2009 que considera la expansión de la capacidad máxima de transporte a 450 MMPCD. Con tal objetivo, se construirá un *loop* de 24 pulgadas de diámetro y 107 km de largo, en la costa. El *loop* consiste en un nuevo tubo que sale del tubo principal y, luego de un tramo, regresa a él, teniendo como efecto lograr transportar un mayor volumen de gas y evitar la pérdida de presión en ciertos tramos del ducto. En este caso, se uniría con el tubo principal en el *city gate*.

GAS DE CAMISEA: DUCTO DE RED PRINCIPAL



Fuente: TGP. Elaboración: BCRP.

En cuanto al uso del gas para generación eléctrica, actualmente operan ocho turbinas que utilizan el gas de Camisea concentradas en cuatro centrales térmicas: Santa Rosa, Ventanilla, Chilca y Kallpa. De esta forma, el parque generador térmico a gas natural tiene una potencia efectiva de 1 200 MW de potencia (23 por ciento de la oferta).

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

CENTRALES TÉRMICAS A GAS NATURAL

Empresa	Central Térmica	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Específico (MMBTU por MWh)	Consumo Gas (MMPCD)		
				Factor de Planta 50%	Factor de Planta 70%	Factor de Planta 100%
Edegel	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI - 6	52	13,4	8	12	17
	Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG	123	11,4	17	24	34
	Turbo Gas Natural Ventanilla CC TG3	228	6,8	19	26	37
	Turbo Gas Natural Ventanilla CC TG4	228	6,8	19	26	37
	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI - 5	53	12,7	8	11	16
Enersur	Turbo Gas Natural Chilca 1	176	10,0	21	30	42
	Turbo Gas Natural Chilca 2	175	9,9	21	29	41
Globelec	Turbo Gas Natural Kallpa 1	177	10,1	21	30	43
Total		1 212		134	187	267

Fuente: OSINERGMIN. Elaboración: BCRP.

Nota: 1 PC = 1 000 BTU.

Si bien la demanda de estas generadoras térmicas podría llegar hasta 267 MMPCD, actualmente solo consumen alrededor de 200 MMPCD, debido a las limitaciones en el ducto de gas natural (el ducto tiene una capacidad efectiva de 283 MMPCD y el consumo de usuarios industriales, comerciales, vehiculares y residenciales ascendió a 85 MMPCD en junio de 2008). Esta demanda de gas natural es consistente con un factor de planta de las centrales térmicas del orden de 70 por ciento. En caso que las centrales a ciclo simple operasen a plena capacidad (e.g. abastecimiento en horas punta asumiendo que no existen limitaciones de capacidad del ducto de gas) este consumo alcanzaría aproximadamente los 40 MMPCD para una central con una potencia efectiva de 180 MW.

En este contexto, el aumento de la producción eléctrica por el incremento de la tasa de utilización de las centrales actuales o la entrada en operación de nuevas centrales térmicas (en la zona de Chilca) sólo es factible si se disminuye el consumo del resto de usuarios o si se amplía la capacidad del ducto de gas.

El aumento de la capacidad del ducto a 380 MMPCD asume una distribución de gas de 50 MMPCD en Humay y los 330 MMPCD restantes en Lurín. Dado que es probable que en el corto plazo se demanden los 50 MMPCD en Humay,⁷ sólo existiría una oferta adicional de 47 MMPCD para Lima (incluyendo Chilca). En ese caso, asumiendo constante la tasa de utilización de las centrales a gas natural (70 por ciento de factor de planta) y la participación del resto de usuarios de gas natural (25 por ciento de la demanda), el incremento de la capacidad del ducto de 314 a 380 MMPCD generaría un aumento de 35 MMPCD del consumo de gas de centrales lo que, en la práctica, solo permitiría el ingreso efectivo de una central térmica o el aumento de la potencia térmica efectiva en 140 MW. Asimismo, considerando la expansión de 380 a 450 MMPCD programada para diciembre de 2009, se concretaría el ingreso efectivo de una central térmica adicional en el año 2010. Con ello, se permitiría la operación parcial de las nuevas centrales TG2 de Kallpa y TG3 de Chilca I.

⁷ Egasa demandará 35 MMPCD para la operación de la central térmica de Mollendo que se trasladará de Mollendo y Tacna a Humay. Cabe señalar que este traslado no supone un aumento de la capacidad efectiva del sistema.

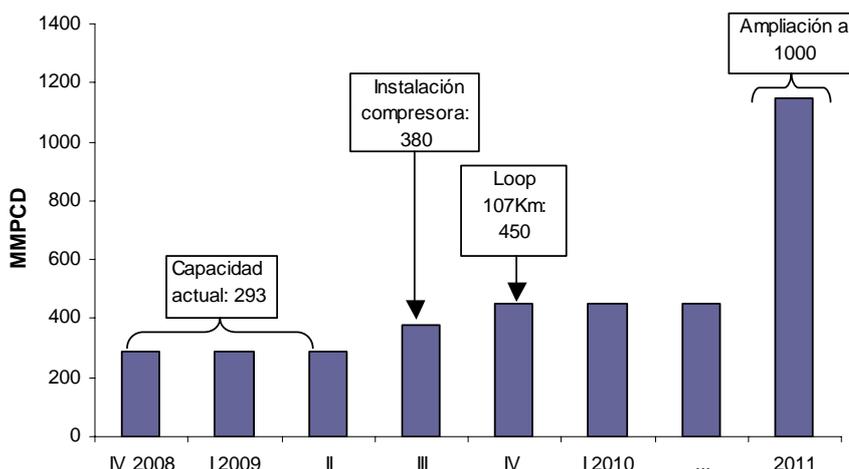
BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

En este sentido, se advierte que la capacidad limitada del ducto de gas podría ser un factor de riesgo de racionamiento aún después de concluidos los trabajos de ampliación del ducto de Camisea.

Adicionalmente, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) viene evaluando la alternativa de ampliar el transporte de gas hacia la costa a un volumen no menor a 1 000 MMPCD. Aún cuando no existe un cronograma predeterminado ni garantía de ampliación, se estima que dicha ampliación podría ser realizada para fines de 2011.

De acuerdo con TGP, no existirían limitaciones técnicas para sucesivas ampliaciones de la capacidad de transporte del tubo actual entre Camisea y Lurín. Sólo se necesitaría instalar un número mayor de unidades compresoras de gas o *loops* adicionales en distintos tramos del ducto. En este caso, la construcción de *loops* adicionales se iniciaría en la Costa, para pasar luego a la Sierra y finalmente a la Selva

EXPANSIÓN DEL DUCTO DE RED PRINCIPAL



Asimismo, se están efectuando negociaciones paralelas con Perú LNG (consorcio exportador del gas natural licuado) para que una fracción del ducto destinado a transportar el gas para exportación se dedique al consumo local en el corto plazo. En particular, el ducto que construye actualmente Perú LNG tendrá una capacidad de transporte inicial de 620 MMPC, los que también pueden ser ampliados a través de la instalación de compresoras o *loops*.

Abastecimiento Eléctrico 2008-2010

- La probabilidad de racionamiento de energía será evaluada a partir de un análisis de demanda y oferta de energía. En cuanto a la demanda de energía, se asume una elasticidad entre crecimiento del PBI y demanda máxima igual a uno⁸ y se consideran dos escenarios:

⁸ La elasticidad de la demanda máxima de electricidad con respecto al crecimiento del PBI para el período 2000 I Trim – 2007 IV Trim. es de 0,97.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

- a) Escenario de demanda media: considera una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica de 9 por ciento para el 2008, y 7 por ciento para el 2009 y 2010.
- b) Escenario de demanda alta: considera una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica de 10 por ciento en cada uno de los tres años.

La oferta de potencia neta corrige la potencia efectiva por las probables limitantes en el corto plazo: el estiaje y la saturación del ducto de gas natural. En este sentido, el cálculo de la potencia neta de los años venideros sólo considera la operación de las centrales térmicas de CT Kallpa II y Chilca TG3 (176 MW cada una) y se asume que no ingresarían a operar la CT Oquendo (50 MW) y CT Santa Rosa (186 MW); programadas para mayo del 2009 y enero del 2010, respectivamente. Sin embargo, este supuesto también equivale a un racionamiento de gas natural en el que solo se provee parcialmente de este recurso a todas las centrales.

Ampliación de la Oferta Eléctrica (MW)			
	Ingreso potencial	Ubicación	Capacidad instalada
CH Poechos II	Jun-09	Sullana	10
CH Pariac CH5 y CH6	Jun-09	Huaraz	7,7
CH Platanal	Nov-09	Cañete	220
TG2 de CT Kallpa	Ago-09	Lima	176
TG3 de Chilca I	Dic-09	Lima	176
<i>Total</i>			<i>590</i>

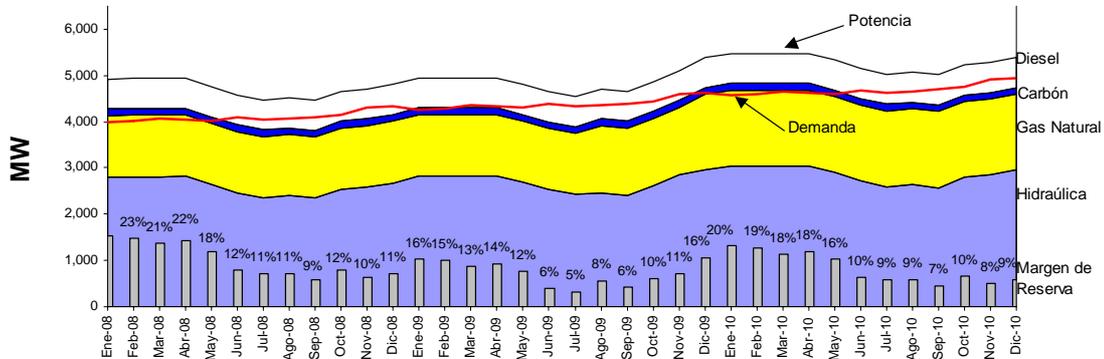
El componente hídrico de la potencia efectiva es corregido por un factor de estiaje para transformarlo en potencia hídrica neta, el cual se aplica a la oferta hídrica entre los meses de mayo y diciembre. Específicamente, el factor se calcula para cada uno de los referidos meses como el promedio mensual de los últimos 5 años de la evolución de la cobertura de la demanda máxima por fuente hídrica en comparación al mes de mayor potencia despachada. Asimismo, se considera que el año 2008 tiene una caída en la potencia hídrica mayor al promedio de los años 2003-2007. Por su parte, para el año 2009 se consideran dos escenarios:

- a) Año 2009 promedio: el estiaje del año 2009 considera un riesgo hídrico como el promedio de los años 2003-2007
 - b) Año 2009 seco: el estiaje del año 2009 considera un riesgo hídrico similar a lo registrado en el año 2004.
7. De esta forma, tomando en cuenta tanto la variabilidad esperada en la demanda como en la oferta hídrica, se configuran cuatro escenarios:

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

i.) Demanda media y volumen hídrico medio en 2009 (escenario base)

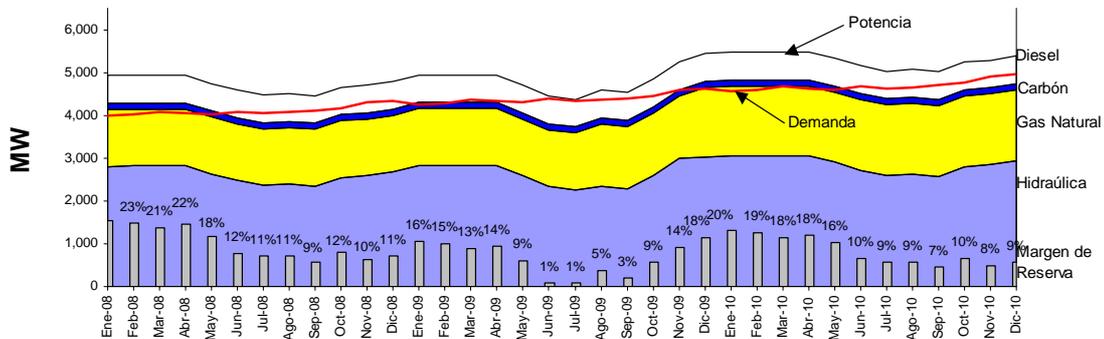
Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento medio y estiaje promedio



En este caso, en el año 2009 caerían los márgenes de reserva hasta 5 por ciento, lo que incrementaría el riesgo de falla, y se recuperarían el 2010 a niveles similares a los de este año. Respecto al riesgo de falla, el 7 de agosto pasado se presentó una falla en la válvula de acometida de gas natural de la central térmica de Ventanilla, lo que interrumpió el suministro de combustible a esta central, redujo la potencia disponible en el SEIN en 300 MW y produjo un corte del fluido eléctrico en 14 distritos de Lima durante 5 horas aproximadamente.

ii.) Demanda media y volumen hídrico seco en 2009

Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento medio y estiaje severo

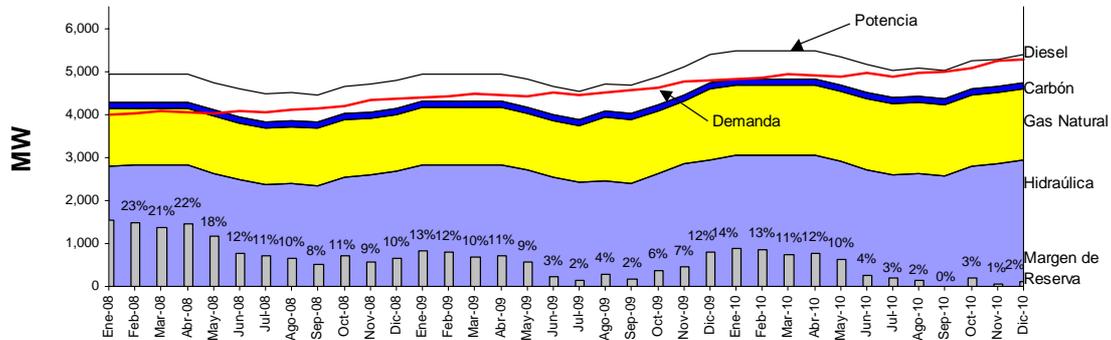


En este caso, los riesgos de falla (con el consecuente corte del servicio) y racionamiento serían más altos en el 2009, debido a que el margen de reserva efectivo se reduciría a niveles de 1 por ciento entre junio y julio. El 2010 se presentaría similar al 2008 debido a la recuperación de la oferta hídrica.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

iii.) Demanda alta y volumen hídrico medio en 2009

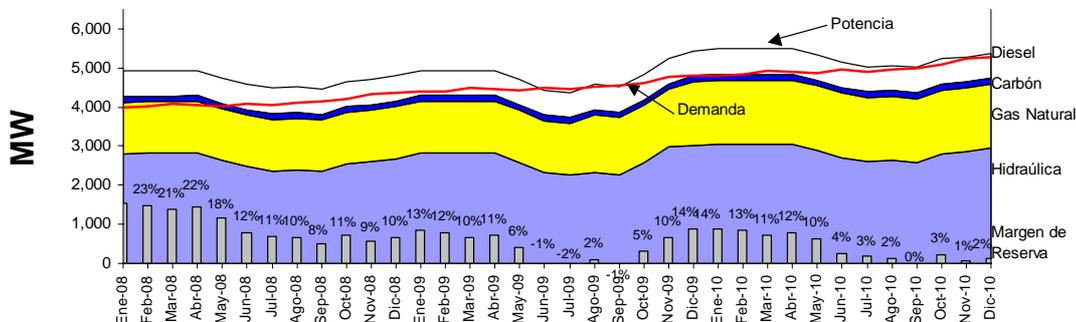
Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento alto y estiaje promedio



En este caso, los problemas del 2009, se agravarían en el 2010. En ambos años serían inminentes los episodios de cortes del fluido eléctrico y eventualmente de racionamiento.

iv.) Demanda alta y volumen hídrico seco en 2009

Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento alto y estiaje severo



En este caso, al tornarse la reserva negativa, se deben efectuar racionamientos de energía durante el 2009 y existiría un alto riesgo de falla y racionamiento en el 2010.

- El análisis sugiere que en todos los escenarios considerados existe un significativo riesgo de falla y corte de energía eléctrica durante los meses de estiaje (segundo semestre del año), pues el margen de reserva promedio entre mayo y noviembre de 2009 se encontraría entre 3 y 8 por ciento.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

RIESGO ESPERADO DE RACIONAMIENTO (Margen de Reserva Mayo-Noviembre 2009)

Crecimiento	Estiaje	
	Promedio	Severo
Moderado	8,4	6,3
Alto	4,8	2,8

El crecimiento más alto tiene un efecto mayor sobre los márgenes de reserva que un estiaje más severo. Mientras que un estiaje más severo reduce el margen de reserva en dos puntos porcentuales, un crecimiento más alto (10 por ciento anual frente a 7 por ciento anual) reduce el margen de reserva en casi 3,5 puntos porcentuales. En este sentido, el factor de mayor riesgo sobre la capacidad de un abastecimiento eléctrico eficiente proviene de las variaciones de la demanda.

Debido a que las obras de generación tardan por lo menos dos años en ser concluidas, se están tomando medidas de urgencia para atenuar los efectos de la caída del margen de reserva. Entre otras, estas medidas incluyen:

- i.) alquiler coyuntural de plantas de generación;
- ii.) compra de equipos menores de emergencia (Decreto de Urgencia N° 037-2008 que "Dicta Medidas Necesarias para Asegurar el Abastecimiento Oportuno de Energía Eléctrica" publicado por el Poder Ejecutivo el 21 de agosto de 2008);
- iii.) cogeneración de empresas;
- iv.) compensación por la operación dual a gas natural y combustibles líquidos y;
- v.) remuneración adicional a los generadores por la contratación de gas a firme (Decreto Legislativo N° 1041 que "Modifica Diversas Normas del Marco Normativo Eléctrico" publicado por el Poder Ejecutivo el 26 de junio de 2008).

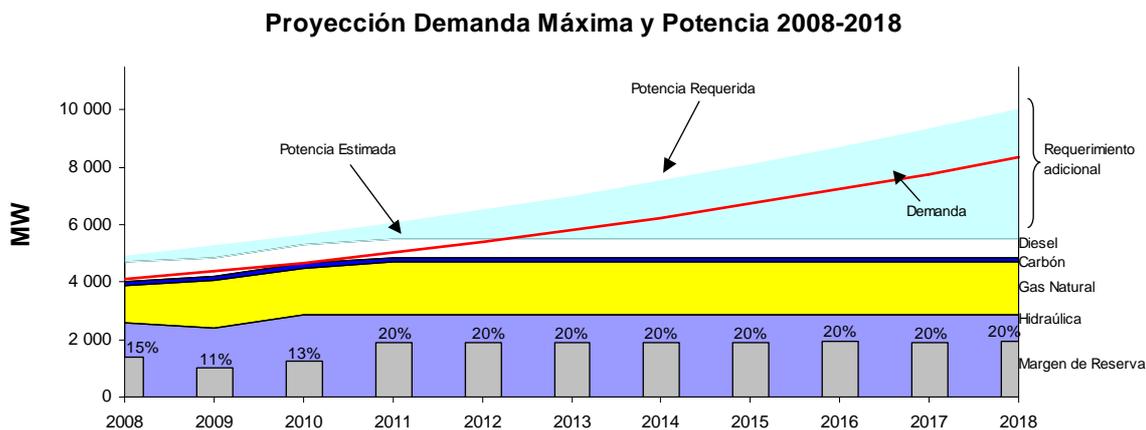
Se espera que la aplicación de estas medidas evite los episodios de cortes y racionamiento ante la ocurrencia de choques negativos de oferta (estiaje, limitaciones del ducto de gas natural o fallas técnicas de las centrales de generación) en los próximos dos años.

Al respecto, se precisa que garantizar el suministro energético para los próximos dos años implica necesariamente un costo que deberá ser distribuido entre el Estado, las empresas de generación, los consumidores de gas natural y los clientes eléctricos. Como referencia, la normativa que posibilita la adquisición y contratación de equipos de generación en caso de emergencia durante los próximos 36 meses (D.U. N° 037-2008) supone un costo adicional que será cubierto mediante un cargo adicional a incluir en el peaje de transmisión y que será distribuido entre usuarios regulados (14 por ciento), libres que no son grandes usuarios (29 por ciento) y grandes usuarios (57 por ciento). Los clientes libres son aquellos consumidores con una potencia contratada igual o superior a 1 MW. Los grandes usuarios son clientes libres con una potencia contratada igual o mayor a 10 MW (Ley N° 28832).

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

III. Riesgo de insuficiencia (Largo plazo: 2008-2018)

9. El crecimiento de la demanda eléctrica consistente con el crecimiento económico de largo plazo del país es del orden de 7,5 por ciento anual. Este cálculo considera las perspectivas de crecimiento potencial de la economía y una elasticidad unitaria de la demanda de electricidad.



Nota: Balance oferta - demanda promedio de cada año. A partir del 2011 se aplica supuesto la tasa de crecimiento potencial de la economía (7.5% en promedio), mientras que para los años anteriores se aplica 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.

Dado el crecimiento esperado de la demanda eléctrica, para mantener un margen de reserva del sistema eléctrico adecuado⁹ durante el decenio 2008 – 2018 se requiere incrementar la oferta eléctrica en 5 500 MW aproximadamente, lo que implica un crecimiento promedio anual de la oferta del orden de 550 MW.

10. Los proyectos de centrales que entrarán en operación en los próximos tres años, según el plan de obras 2008-2010 de OSINERGMIN, aumentarían la potencia instalada en 826 MW, lo que equivale a un incremento de la potencia efectiva en 750 MW;¹⁰ reduciendo así el requerimiento promedio anual de energía de 550 a 470 MW. Entre los principales proyectos de generación considerados al 2011, destacan la central hidroeléctrica Platanal (220 MW de capacidad instalada) y las centrales térmicas Santa Rosa (186 MW), Kallpa TG2 (176 MW), Chilca I TG3 (176 MW) y Oquendo (50 MW).

El ingreso de las referidas centrales sólo permitiría suplir el 15 por ciento del total requerido al 2018, por lo que es aún necesaria la ejecución de proyectos por 4 700 MW. La expansión del ducto de gas a 1 000 MMPC permitiría abastecer, centrales térmicas a gas con una potencia total de 1 700 MW aproximadamente, lo que implicaría un adicional requerimiento no cubierto de 3 000 MW para los siguientes 10 años,

⁹ Como se mencionó líneas arriba, un margen de reserva no menor a 20 por ciento permite absorber choques típicos de demanda y oferta.

¹⁰ Mientras la potencia instalada asume la capacidad de generación bajo condiciones ideales, la potencia efectiva estima esta capacidad bajo condiciones reales. Así, se asume una razón de potencia instalada a efectiva de 1,1.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

asumiendo una participación del resto de usuarios en el consumo total de gas natural del 25 por ciento.

En este sentido, la inexistencia de garantías de realización de proyectos mayores de inversión incrementaría significativamente el riesgo de insuficiencia del sistema eléctrico en el largo plazo.

11. Según el MINEM, existen proyectos energéticos adicionales con autorización o concesión definitiva¹¹ para desarrollar la actividad de energía eléctrica que alcanzarían aproximadamente una potencia instalada de 1 521 MW. Sin embargo, existe significativa incertidumbre con respecto al inicio de la puesta en servicio de dichos proyectos en el mediano plazo, debido a que en su mayoría no han iniciado las construcciones u obras correspondientes. Por ello, los escenarios de simulación no incluyen estos proyectos.

Potenciales proyectos energéticos				
	Fecha de puesta		MW	Estado actual
	en servicio	Ubicación		
Centrales Hidráulicas			1235	
CH Morro de Arica	31-Dic-08	Lima	50	Concesión definitiva
CH Centauro I y III (1era etapa)	31-Mar-09	Ancash	12,5	Concesión definitiva
CH Huanza	13-Feb-10	Lima	86	Concesión definitiva
CH Pucará ^{a/}	30-Nov-10	Cusco	130	Concesión definitiva
CH Marañon	04-Ene-11	Huánuco	96	Concesión definitiva
CH Quitaracsa I	30-Abr-11	Ancash	112	Concesión definitiva
CH Santa Rita	31-May-11	Ancash	255	Concesión definitiva
CH La Virgen	09-Jun-11	Junín	64	Concesión definitiva
CH San Gabán I	30-Jun-11	Puno	150	Concesión definitiva
CH Carhuac	31-Jul-11	Lima	20	Autorización
CH Cheves	19-Dic-11	Lima	158,6	Concesión definitiva
CH Centauro I y III (2da etapa)	31-Dic-11	Ancash	12,5	Concesión definitiva
CH Pías I	24-Feb-12	La Libertad	11	Concesión definitiva
Otras Hidroeléctricas	n.a	n.a	77,59	Autorización
Centrales Térmicas			143	
CT Independencia - EGESUR ^{b/}	16-Ago-08	Ica	25,6	Autorización
CT Independencia	09-Sep-08	Ica	74,8	Autorización
CT El Guayabal	31-Dic-08	Loreto	30,26	Autorización
Otras Termoeléctricas	n.a	n.a	12,08	Autorización
TOTAL (hidráulica y térmica)			1521	

Notas:

Fecha de puesta en servicio e inicio de obras según contrato de concesión o cronograma de ejecución de obras para las autorizaciones.

^{a/} Con solicitud de modificación de contrato por prórroga de fecha de inicio de obras y ampliación de potencia de 130 a 165 MW

^{b/} En trámite de prórroga de fecha de ejecución de obras

¹¹ La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. Según el DL N° 1002 del 2 de mayo del 2008 que modifica la LCE, requieren concesión definitiva las generadoras que utilicen recursos de energía renovables con potencia instalada superior a 500 KW y requieren autorización las actividades de generación termoeléctrica con la misma potencia instalada. El DL N° 1002 también contempla que las concesiones definitivas para generación eléctrica con recursos renovables cuya potencia instalada sea inferior o igual a 20 MW estarán sujetas a los requisitos de solicitud y al procedimiento administrativo establecido para las autorizaciones.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

En la práctica, no existe un mecanismo que penalice el incumplimiento de los cronogramas de ejecución de obras establecidos en los contratos de las actividades de generación hidráulica debido a que se encuentran exceptuadas del pago de la garantía de incumplimiento establecida en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

12. Adicionalmente, se encuentra en curso la concesión temporal de importantes centrales eléctricas con el fin de evaluar la factibilidad de la actividad de generación. Entre los principales estudios con concesión temporal destaca la C.H. Inambari por 1 500 MW, ubicada entre Cuzco, Puno y Madre de Dios, y un grupo de C.H. en Cascada (entre Ayacucho e Ica) por 1 200 MW.

Concesiones temporales en etapa de estudio			
N° centrales	Tipo	Potencia instalada (MW)	Culminación de estudios
12	Hidroeléctrica	1689,4	2009
2	Térmicas	1100 - 1240	2009
3	Eólica	540	2009
7	Hidroeléctrica	3298,77	2010
23	Eólica	3840	2010
Total	47	10468 - 10608	

Fuente: Dirección de Concesiones Eléctricas de la DGE - MINEM

Notas:

Entre los principales estudios de centrales de generación se encuentran: CH Chaglla (360 MW) en Huánuco; CH Molloco (310 MW) en Arequipa y Cusco; CCHH en Cascada (Tinyapay, Jarhuac, Pirca, Capilla y Embalses - 1203.97 MW) en Ayacucho e Ica; CH Inambari (aprox. 1500 MW) en Cusco, Puno y Madre de Dios; CT Holek y CT Lennox (entre 550-620 MW cada una) en Lima; CE Yauca (300 MW) en Arequipa; CE Talara (300 MW) en Piura.

No se consideran la CH San Gabán III (Puno) ni la Central Eólica El Tunal (Piura); debido a que su potencia instalada está por determinar.

13. La magnitud de proyectos hidroeléctricos en la vertiente del Atlántico podría garantizar la oferta eléctrica del país en el largo plazo e impulsar nuestro potencial exportador energético. Electrobras, la compañía eléctrica estatal de Brasil, estaría interesada en desarrollar algunos de estos proyectos para asegurar la eficiencia energética en su país.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Proyecto de centrales hidroeléctricas en la vertiente del Atlántico

Nombre	Ubicación	Potencia (MW)
Pongo de Manseriche	Loreto	7,550
Rentema	Amazonas	1,525
Pachizapango	Junín	1,379
Ina 200	Madre de Dios	1,355
Sumabeni	Junín	1,074
Urub 320	Cuzco	942
La Balsa	Cajamarca	915
Cumba 4	Amazonas	825
Cuqipampa	Huancavelica	800
Vizcatán	Ayacucho	750
Tambo-Pto. Prado	Junín	620
Chadin 2	Cajamarca	600
Chaglla	Huánuco	444
Man 270	Huancavelica	286
La Guitarra	Huancavelica	220
<i>Total</i>		<i>19,285</i>

Fuente: Minem 2007

Marco regulatorio de las tarifas eléctricas e inversión en generación

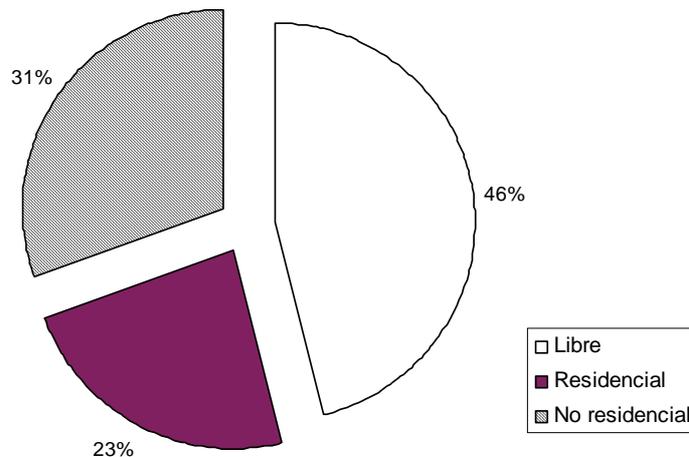
14. La producción y comercialización de energía tiene tres mercados:

- Mercado spot:** en este mercado las generadoras transan entre sí a precios *spot* o costos marginales de generación, para compensar las diferencias entre la energía contratada con sus clientes y su producción efectiva. De esta forma, las empresas de generación deficitarias (energía contratada mayor a la producción efectiva) compran energía a precios *spot* a las superavitarias (energía contratada menor a la producción efectiva) para cumplir con sus contratos de suministro.
- Mercado libre:** los usuarios eléctricos con una demanda mayor a 1000 KW (clientes libres) pueden negociar libremente las condiciones económicas de la provisión eléctrica con los generadores o distribuidores, en función a su nivel de demanda y ubicación geográfica.
- Mercado regulado:** corresponde a las transacciones entre generadores y distribuidores para proveer de energía a los usuarios regulados (usuarios con una demanda menor a 1000 KW). En este mercado, las tarifas pueden ser de dos tipos: tarifas reguladas por OSINERGMIN (tarifas en barra) y tarifas de licitación pública. Estas últimas son las tarifas ofertadas por las generadoras que ganan los concursos de licitación pública de electricidad. Las tarifas de licitación pública se mantienen constantes por el periodo del contrato y la tarifa regulada de generación no puede diferir en 10 por ciento del precio promedio ponderado de los precios fijados por licitaciones.

Los clientes libres representan el 46 por ciento del consumo final de electricidad.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

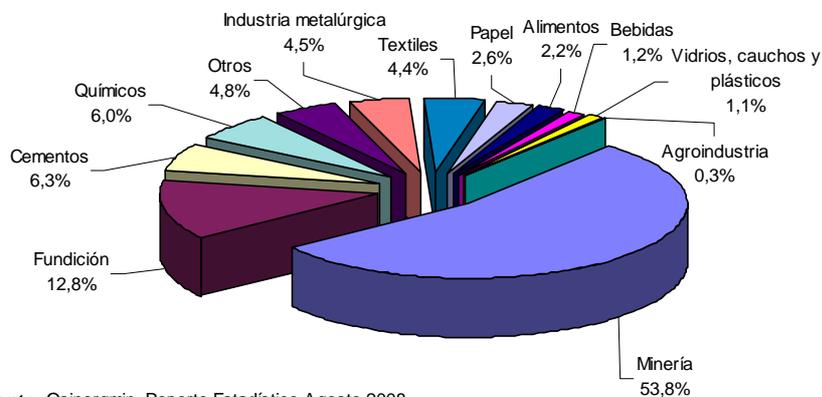
COMPOSICIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO (GWh)



Fuente: OSINERGMIN. Cifras proyectadas en mayo del 2008

15. Con relación a los clientes libres, el mercado está concentrado en las empresas mineras (54 por ciento de la demanda de usuarios libres y 25 por ciento del mercado total eléctrico, aproximadamente) y, en menor medida, en las industrias química, cementera, textil y metalúrgica, entre otras.

Usuarios Libres Ventas de Energía por Actividad Económica (GWh)



Fuente: Osinergrmin. Reporte Estadístico Agosto 2008

La demanda actual de grandes usuarios (subconjunto de clientes libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW) está compuesta por 19 empresas (sector minería, principalmente) y absorbe el 18 por ciento de la potencia instalada del sistema eléctrico (921 MW de 5 152 MW).

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Potencia contratada de Grandes Usuarios (MW)		
Cliente	Actividad	Total MW
Refinería de Cajamarquilla	Fundición	135
Siderperu	Fundición	120
Minera Antamina	Minería	114
Cementos Lima	Cementos	92
Quimpac	Químicos	62
Cementos Norte Pacasmayo	Cementos	57
Minera Volcan	Minería	53
Minera Cerro Verde	Minería	46
Minera Tintaya	Minería	44
Minera Yanacocha	Minería	41
Yura	Cementos	37
Cemento Andino	Cementos	21
Minera Barrick Misquichilca	Minería	20
Metalúrgica Peruana	Industria Metalúrgica	18
Doe Run Perú	Minería	15
Minsur	Minería	13
Minera Ares	Minería	12
Minera los Quenuales	Minería	12
Trupal	Papel	10
TOTAL		921

Fuente: OSINERGMIN.

16. Con respecto al mercado regulado, Osinergmin efectúa dos procesos complementarios para determinar la tarifa final del usuario regulado: regulación de tarifas en barra y regulación del valor agregado de distribución. La tarifa en barra tiene dos componentes: tarifa de generación y tarifa de transmisión. Asimismo, la tarifa de generación tiene un componente de potencia y otro de energía.

TARIFAS REGULADAS

Componentes	Tarifa en barra					Distribución
	Generación		Transmisión			VAD
	Precio Potencia	Precio Energía	Peaje Trans. Principal	Peaje Trans. Secundaria	Garantía por Red Principal	
Concepto	Pago del costo fijo de las centrales de generación.	Pago del costo variable de las centrales de generación.	Peaje por uso de la red principal.	Peaje por uso de redes secundarias (conectadas a la red principal).	Cargo por ingreso garantizado a concesionarios de gas natural.	Cargos fijos y variables por distribución a usuarios finales.
Factores	Costos de inversión (generador, conexión), capacidad por potencia y costo fijo O y M y de personal.	Oferta, demanda, costos O y M, precio de combustibles, hidrología, TC e IPM.	Demanda, VNR, Costos O y M, TC e IPM.	Demanda, VNR, Costos O y M, TC e IPM.	Demanda de gas natural, ingresos esperados, ingreso garantizado.	VNR, Costos O y M, TC, IPM.
Frecuencia de regulación	Anual (Mayo)	Anual (Mayo)	Anual (Mayo)	Anual (Mayo)	Anual (Mayo)	4 años (Noviembre)
Variables de actualización tarifaria	TC, IPM	Diesel 2, Residual 6, Gas Natural, Carbón, TC, IPM y tasas arancelarias	TC, IPM	TC, IPM	No aplica	TC, IPM, Cobre, Aluminio, tasas arancelarias
Composición Tarifa final	14%	37%	16%			33%

Notas:

La composición aproxima la desagregación de la tarifa final de un usuario residencial de Lima con un consumo mensual de 125 KWh.

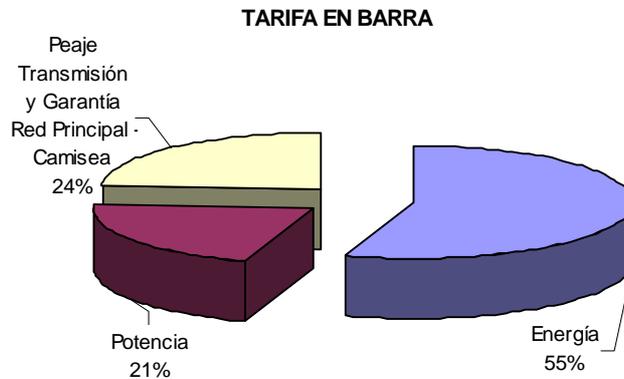
VAD: Valor agregado de distribución. VNR: Valor nuevo de reemplazo. Costo O y M: Costo de operación y mantenimiento.

TC: Tipo de cambio. IPM: Índice de Precios al por Mayor.

La regulación de los precios relevantes para la generación eléctrica (potencia y energía) compone más del 50 por ciento de la tarifa aplicable a consumidores finales.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

De esta forma, la determinación anual de las tarifas en barra (mayo de cada año) tiene como componente principal la fijación de los precios de potencia y energía (76 por ciento del precio en barra), tarifas que remuneran a las centrales eléctricas y que, por ende, son claves para determinar la inversión en el sector de generación.



Nota: Composición referencial de la tarifa en barra de un usuario de Lima.
Fuente: OSINERGMIN

17. Al respecto, el precio de la energía (55 por ciento de la tarifa en barra y 37 por ciento de la tarifa final, aproximadamente), remunera los costos variables de generación eléctrica. En particular, este precio es determinado mediante un modelo de optimización que estima el costo marginal promedio ponderado horario (CMPPH): el promedio ponderado de los costos variables de producción para atender la demanda total en cada momento del tiempo. El CMPPH y el precio regulado de la energía son promedios ponderados de los niveles de costos y precios, respectivamente, en hora punta y fuera de punta. El modelo Perseo, diseñado por OSINERGMIN, estima el CMPPH y así el precio regulado de la energía. Por ello, el precio de la energía representa un ingreso de naturaleza variable para las centrales eléctricas, remuneración que es función del nivel de producción.

En particular, el CMPPH y; por ende, el precio de la energía son determinados principalmente por los siguientes factores: balance oferta – demanda (12 meses previos y 24 futuros); nivel hidrológico (información histórica y proyección) e indicadores de precios (tipo de cambio, IPM, precios de combustibles, etc).

18. Por otro lado, el precio de la potencia (21 por ciento de la tarifa en barra y 14 por ciento de la tarifa final, aproximadamente) remunera los costos fijos de la generación eléctrica. Específicamente, este precio es calculado como el costo de inversión de la unidad de punta más económica para abastecer la máxima demanda esperada (central térmica que opera a diesel). De esta forma, el precio por potencia representa un ingreso de naturaleza fija para las centrales de generación, remuneración que es función de su potencia instalada pero que es independiente de su nivel de producción.

19. En complemento a la determinación de los precios de energía y potencia, el regulador también fija las fórmulas de actualización mensual de los mismos para cada sistema. Cada sistema eléctrico (el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –SEIN- y los sistemas aislados) cuenta con sus correspondientes fórmulas de actualización para cada componente de las tarifas. Así, las fórmulas de ajuste son un promedio ponderado

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

de diversas variables relevantes para la determinación de las tarifas de generación. Sin embargo, el cálculo de las fórmulas de actualización no considera explícitamente la variación de los costos marginales como factor de ajuste:

$$\text{Actualización del Precio de la Energía} = 0,12 * \text{TC} + 0,24 * \text{R6} + 0,54 * \text{GN} + 0,11 * \text{CB}$$

$$\text{Actualización del Precio de la Potencia} = 0,78 * \text{TC} + 0,22 * \text{IPM}$$

donde: TC (tipo de cambio); IPM (Índice de precios al por mayor);
R6 (Residual 6); GN (gas natural) y CB (carbón), expresados en var. porcentual.

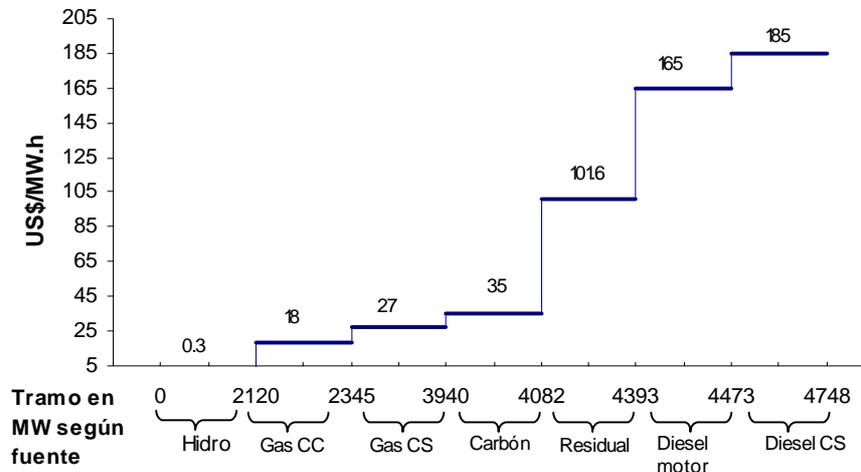
El cálculo de ajuste se realiza mensualmente; no obstante, el reajuste de tarifas en barra solo es aplicable (a todos los factores de ajuste de tarifas en barra de los sistemas eléctricos) en caso la variación de por lo menos un factor de actualización sea mayor al 5 por ciento¹².

20. En este sentido, la caída del margen de reserva y el mayor uso de las centrales a diesel tiene un impacto instantáneo en los precios del mercado spot (costos marginales) pero no sobre los tarifas del usuario regulado. El efecto sobre estos usuarios se manifiesta en el siguiente proceso de fijación de tarifas en barra. Al respecto, ante un alza de costos marginales, si esta es considerada temporal, el efecto sobre el usuario regulado es bajo (porque solo estará incluido en los costos marginales históricos pero no proyectados), pero si el alza se considera permanente, el efecto será mayor (se considerarán costos marginales históricos y proyectados más altos).
21. En términos generales, los costos marginales aumentan conforme aumenta la demanda por potencia y, en consecuencia, se incorporan generadores que usan tecnología o combustibles más caros. Así, en cada instante, la *demanda de potencia efectiva* "corta" a la curva de oferta en algún punto, y ese punto determina el costo marginal relevante para calcular el costo marginal del sistema. Por ejemplo, la demanda máxima del mes de junio fue 4 100 MW , y el costo marginal correspondiente al instante que se registró esta demanda de potencia fue US \$ 101,6 por MWh, que corresponde al costo variable de producción de la unidad de punta que se añadió a la oferta para cubrir la máxima demanda.

¹² Las fórmulas de ajuste presentadas corresponden al SEIN, que incluye a Lima. Los componentes y ponderaciones de la fórmula de ajuste del precio de la energía y potencia varían para cada sistema.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Curva de Oferta Eléctrica



Nota: curva de oferta asume que no existe escasez hídrica ni limitaciones de transporte de gas natural (la oferta considera que las centrales operan al 100 por ciento). Los costos variables presentados corresponden al promedio del costo variable de las centrales de cada tecnología.
Fuente: OSINERGMIN. Elaboración: BCRP.

La curva de oferta presentada, si bien representativa, tiene un carácter referencial dado que, de un lado, i) presenta costos variables promedio para cada tecnología¹³ y; de otro lado, ii) la oferta eléctrica no solo depende de los costos marginales sino también de factores tales como las facilidades de transmisión, factores de planta, entre otros. Por ello, la oferta óptima para cada punto de la demanda puede estar constituida por una combinación de centrales de distintos costos marginales.

Dado que esta curva de oferta supone que las centrales operan con un factor de planta del 100 por ciento (se asume que no existe reducción de la reserva hídrica ni limitaciones de transporte de gas natural), la curva de oferta efectiva no es fija sino depende de aspectos estacionales (e.g. condiciones hidrológicas) y tecnológicos (e.g. limitaciones del ducto de gas, fallas). En este sentido, la coyuntura actual restringe la oferta (la curva se desplaza hacia la izquierda porque las centrales hidroeléctricas y térmicas a gas no operan a plena capacidad) y, consecuentemente, aumenta el costo marginal del sistema.

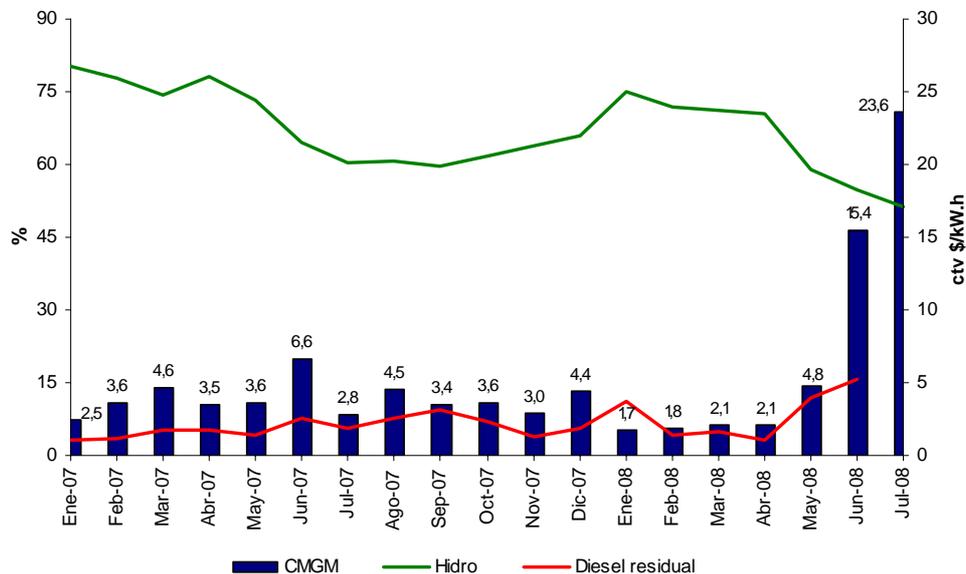
22. En este sentido, las actuales restricciones por las que está atravesando el sector eléctrico, referidas a la reducción de recursos hídricos en las cuencas aprovechadas por el sistema de generación y los cuellos de botella existentes en el transporte del gas natural; conllevan al uso de unidades termoeléctricas menos eficientes y en consecuencia al incremento transitorio del costo marginal de una unidad eléctrica.

Así el costo marginal se incrementó a US \$ 236 por MWh en julio. Con ello, la variación del costo marginal entre el promedio enero-julio 2008 y enero-julio 2007 es 92 por ciento.

¹³ Como ejemplo, el costo promedio de centrales térmicas a diesel es de US \$ 185 por MWh y el costo marginal de la central menos eficiente (C.T. Malacas 3) es de US \$ 340 por MWh.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Costos marginales mensuales y tasa de participación en la producción energética de GW.h según tipo de fuente



Fuente: OSINERGMIN, COES Sinac

Si bien el alza de los costos marginales y de las tarifas eléctricas reducen el bienestar del consumidor en el corto plazo, podrían tener efectos positivos en el bienestar de largo plazo al señalar las oportunidades de una mayor rentabilidad en el sector eléctrico y, por lo tanto, de una mayor inversión.

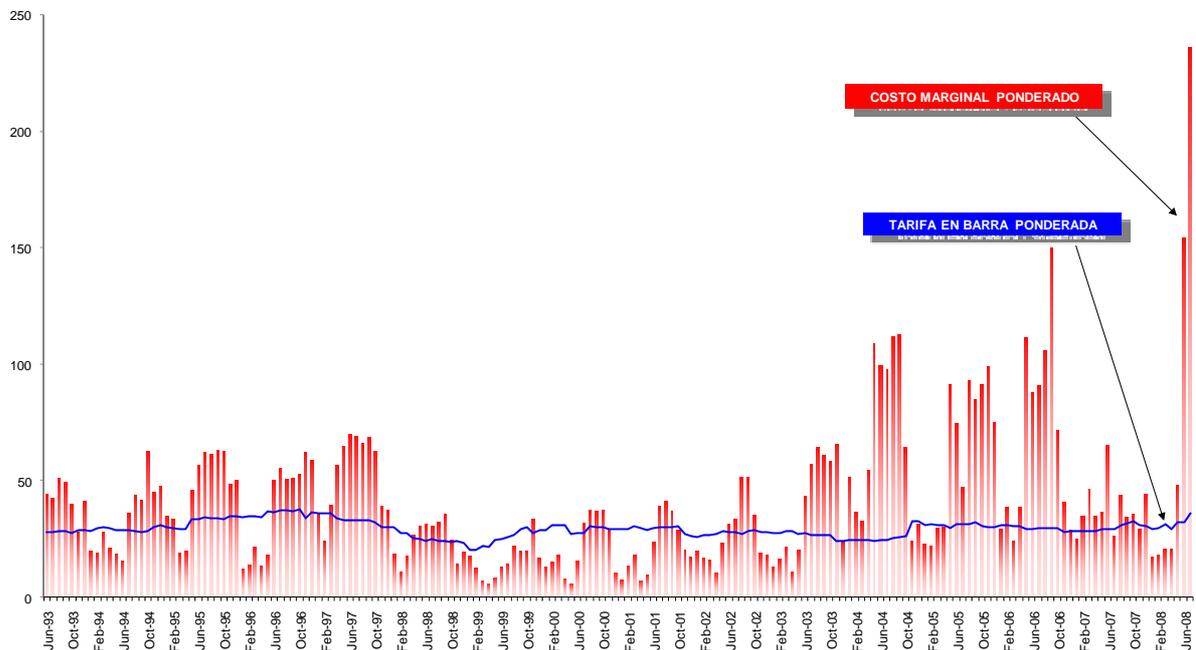
23. Sin embargo, actualmente se están presentando dos tipos de factores que no permiten el adecuado funcionamiento del sistema de precios en el mercado eléctrico:
 - a) Desincentivos de la regulación tarifaria a la inversión en generación, en general.
 - b) Desincentivos económicos a la inversión en generación hidroeléctrica, en particular.

24. En cuanto a los desincentivos de la regulación tarifaria, el marco de regulación de tarifas de generación ha generado consistentemente:
 - i. Precios de energía regulados inferiores a los costos marginales realizados promedio del sistema.
 - ii. Precios de potencia que no remuneran plenamente los costos fijos de las centrales con el mayor costo de inversión (hidroeléctricas).
 - iii. Licitaciones de energía que son declaradas frecuentemente desiertas.
 - iv. Intervención del gobierno en el cálculo de los costos marginales.

25. Respecto al primer punto, la evidencia histórica muestra que la tarifa regulada de generación es, en promedio, significativamente inferior al costo marginal. Como referencia, desde el año 1993 el costo marginal promedio es 41 por ciento superior que la tarifa en barra regulada y, durante los últimos 4 años, el costo marginal promedio supera en 105 por ciento a la tarifa regulada promedio.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

COSTO MARGINAL Y TARIFA EN BARRA MENSUAL (COSTO EQUIVALENTE EN BARRA LIMA, US \$ / MWh)



Nota: Precios ponderados por horario punta y fuera de punta.
Fuente: COES.

El diferencial mencionado se explicaría por la ocurrencia de los siguientes factores en cada proceso de regulación tarifaria:

- i) subestimación de la demanda proyectada de electricidad;
- ii) sobrestimación del programa de obras proyectado;
- iii) subestimación de los costos variables proyectados (en particular, precio de los combustibles líquidos);
- iv) subestimación del riesgo hídrico (factor estacional: estiaje), térmico (factor tecnológico: fallas de centrales y limitación de capacidad del ducto de gas) y de transmisión (fallas de transmisión y riesgo de congestión) y;
- v) mayor peso relativo de las proyecciones de costos marginales (24 meses) respecto al registro histórico de los mismos (12 meses).

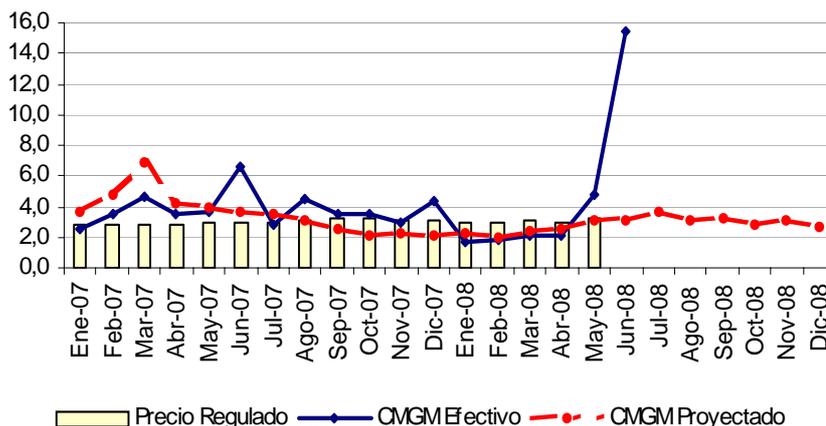
El siguiente gráfico compara los costos marginales efectivos y los proyectados por el COES al comienzo del año respectivo. Para el 2008, se usan los costos proyectados con información a diciembre del 2007 publicados en el Reporte Estadístico de Operación del Sector Eléctrico de Osinergmin de Febrero del 2008. Para el 2007, se usan los costos proyectados con información a diciembre del 2006 publicados en el Reporte Estadístico de Operación del Sector Eléctrico de Osinergmin de Febrero del 2007.

Se puede observar que los costos marginales efectivos muestran la variación cíclica según el período de estiaje mientras que los proyectados muestran una variación muy moderada. Así, en general, desde junio hasta diciembre del 2007 el costo efectivo ha presentado algunas variaciones por encima del valor proyectado y del precio regulado, estabilizándose en el primer trimestre del 2008 con el período de avenida.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Se resalta que los costos marginales proyectados del segundo trimestre de 2008 no guardan correspondencia con los costos marginales realizados que están registrando una marcada tendencia creciente desde mayo pasado como consecuencia del crecimiento de la demanda, la menor producción hidroeléctrica y las limitaciones actuales del ducto de gas.

Costos Marginales y Precio Regulado de Energía (ctv \$/kW.h)



Fuente: Osinergmin, COES Sinac
Elaboración: BCRP

26. La remuneración por potencia refleja el costo de inversión de unidad de punta térmica, precio que es aplicable a todas las centrales, independiente de la tecnología empleada. Sin embargo, el costo de inversión en este tipo de centrales representa, aproximadamente, la cuarta parte del costo de inversión de una central hidroeléctrica. En este sentido, el precio de la potencia aumentaría los incentivos relativos para invertir en centrales térmicas en detrimento de las centrales hidroeléctricas.
27. En cuanto a las licitaciones, distribuidores y usuarios libres tienen la posibilidad de adquirir electricidad mediante este mecanismo, para el cual el regulador establece un precio máximo para la adjudicación de los contratos de cada licitación que se mantendrá en reserva durante el concurso. Con este mecanismo, desde el año 2006, se han realizado 22 convocatorias de licitación pública (dos en 2006, ocho en 2007 doce en 2008), de las cuales 9 fueron declaradas parcialmente desiertas y 12 fueron declaradas desiertas.

El resultado negativo de las licitaciones se explica principalmente por la fijación del precio máximo de cada licitación. Adicionalmente, principalmente en el caso de las licitaciones solicitadas por distribuidoras del sur del país, el resultado negativo de sus diversas licitaciones (típicamente, totalmente desiertas) obedece a la inexistencia de postores. Dada la expectativa de mayores costos de generación en la zona sur debido a potenciales problemas de congestión, las generadoras no encontrarían rentable la venta de energía a los precios máximos fijados por Osinergmin para cada regulación.

Así, la declaración de parcial y totalmente desierta de diversas licitaciones obedece a que los precios ofrecidos por las empresas generadoras postores (que emplean el costo marginal como indicador fundamental) supera frecuentemente el precio máximo fijado

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

por el regulador para cada proceso regulatorio por lo que son consideradas oferta no válidas.

El precio máximo de licitación determinado por OSINERGMIN no guarda una relación estable con las tarifas en barra: podría ser igual, mayor o menor a estas. De acuerdo con el regulador, el precio máximo de las licitaciones guarda una relación con el comportamiento esperado de los costos marginales en el mediano plazo, estimado que es consistentemente menor que los costos marginales realizados. Por ello, las licitaciones no serían empleadas eficientemente porque el costo de oportunidad del generador es mayor (posibilidad de vender a un cliente libre que pague un precio mayor o a otro generador que pague el costo marginal) que el precio máximo de las licitaciones.

Por otro lado, existe un incentivo para que las empresas distribuidoras efectúen las subastas aún cuando estas sean declaradas desiertas. La Ley No. 29179 publicada en enero del presente año establece un mecanismo de asignación de precios explícito para cancelar los retiros de energía sin contratos de distribuidores que suministran el mercado regulado. En particular, los distribuidores que hayan efectuado hasta tres subastas o se encuentren en proceso de licitación y no hayan cubierto sus requerimientos de energía pagarán el precio en barra por los retiros efectuados. En contraparte, los distribuidores que no hayan efectuado las tres licitaciones y retiren energía sin contrato pagarán el costo marginal. Así, si bien este dispositivo debería actuar como un incentivo para que los generadores se presenten a las subastas (de otra forma es probable que reciban el precio en barra y no el costo marginal por una fracción de sus ventas de energía en el mercado spot de corto plazo), esto no ocurre y las distribuidoras convocan licitaciones a pesar de que el resultado esperado es que la subasta sea desierta.

28. Adicionalmente, las regulaciones recientes dictadas para paliar los efectos de la congestión en transmisión y limitaciones del ducto de gas incorporan un desincentivo adicional a la inversión al modificar el criterio de cálculo de los costos marginales (DU N° 046-2007, Noviembre de 2007, y DL N° 1041, Junio de 2008).

En términos generales, las normas mencionadas incorporan el criterio del “costo marginal idealizado” que precisa que el costo marginal del sistema debe ser calculado en la situación ficticia en que no existiera congestión o restricciones de capacidad del ducto. Así, los costos adicionales de combustibles en que incurran las generadoras con costos variables superiores a los referidos costos marginales serán pagados, acorde a las disposiciones del regulador, por generadores y consumidores finales.

En ambos casos, al establecerse dos precios para el pago a las generadoras, se determina una discriminación de precios que favorece en primera instancia, al generador deficitario (y por ende perjudica potencialmente al generador superavitario) y en segunda instancia, al consumidor final. En ausencia de este mecanismo, las generadoras superavitarias más eficientes recibirían en el mercado spot una remuneración mayor (costo marginal efectivo) que el costo marginal “idealizado”. En consecuencia, “el costo marginal idealizado” constituye un mecanismo que no permite un ajuste libre del costo marginal y genera desincentivos para la inversión en generación eléctrica.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

29. En cuanto a los desincentivos económicos a la inversión en generación hidroeléctrica, estos están vinculados al período de recuperación y a la tasa interna de retorno (TIR) de la inversión hidroeléctrica frente a la térmica.

El periodo de recuperación de una inversión¹⁴ en generación térmica es de aproximadamente 6 años. Bajo supuestos análogos, la inversión hidroeléctrica tiene un período de recuperación de la inversión de 9 años. Este ejercicio incluye los siguientes supuestos: i) el costo por cada MW de potencia instalada es de US\$ 1,5 millón para el caso de la hidroeléctrica y de US\$ 0,45 millones para la térmica a gas natural, ii) la inversión se efectúa en 4 años para el primer caso y en 2 años en el segundo, iii) la operación comercial se inicia en el quinto y tercer año, respectivamente, iv) el factor de utilización de planta es de 0,6 para ambas centrales y iv) la tasa de descuento nominal empleada corresponde a la rentabilidad que debería tener la inversión según la Ley de Concesiones Eléctricas (12 por ciento anual).

Considerando los flujos de ingresos y egresos esperados al año 20 de operación (vida útil de una central térmica), la TIR de una central hidroeléctrica es de 12 por ciento frente a un retorno de 17 por ciento de una generadora térmica a gas natural de ciclo simple. El cálculo de rentabilidad asume que el inversionista asume el costo total de inversión para ambas centrales. Por ello, el ejercicio no incluye gastos financieros.

30. Estos resultados están vinculados al alto costo de inversión de una central hidroeléctrica frente a la alternativa térmica, lo que no logra ser compensado con la diferencia en costos variables de estas fuentes de energía eléctrica.

CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA: COSTOS FIJOS Y VARIABLES

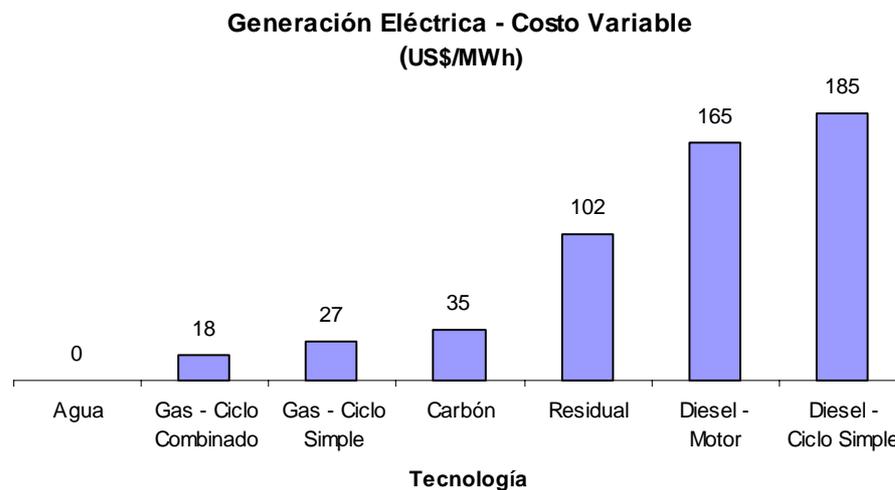
Central Eléctrica	Inversión Inicial (US \$ / MW)	Costo Anual de Operación y Mantenimiento (US \$ /Mw-Año)	Costo Variable (US \$ / MWh)	Periodo de Construcción (años)	Vida útil (años)
Hidroeléctrica	1 500 000	12 000	0,3	4	50
Gas Natural - CC	600 000	17 000	18	3	20
Gas Natural - CS	450 000	9 000	27	2	20
Carbón	1 000 000	30 000	35	2	30
Residual-Diesel	300 000	6 000	80 - 340	1	20

31. Una interpretación económica de este resultado financiero es que el precio regulado del gas natural ha generado un desincentivo a la inversión hidroeléctrica. Actualmente el precio del gas natural en boca de pozo para generadores eléctricos asciende a US\$ 1,5 MMBTU, mientras que el precio de gas para usuarios industriales es de US\$ 2,4 MMBTU y el precio calculado de paridad de exportación asciende a US\$ 3,8 MMBTU. Dados los costos de exportación (transporte interno, licuefacción, transporte externo y re-gasificación), el precio de paridad de exportación es equivalente al precio máximo local del gas en boca de bozo que hace rentable la exportación del gas.

¹⁴ Definido como el número de años requerido para recuperar el costo de inversión de un proyecto. De esta forma, el método del periodo de recuperación de la inversión suma flujos de ingresos y egresos con una tasa de descuento de 0 por ciento hasta el periodo en el cual la inversión inicial es recuperada. En esta línea, la principal desventaja del método de periodo de recuperación es que no considera el valor del dinero en el tiempo.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

Adicionalmente, según la quinta modificación del contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 88, durante los primeros 6 años contados a partir del 1 de enero de 2007, la aplicación del factor de ajuste no representará un incremento acumulado anual en el precio máximo realizado mayor al 5 por ciento. Durante los 5 años subsiguientes el incremento acumulado anual en los Precios Realizados máximos no superará el 7 por ciento.



Nota: Costo variable promedio para cada tipo de tecnología de generación eléctrica.

Consecuentemente, la regulación del precio del gas natural ha determinado un precio de gas sustancialmente menor al precio de los sustitutos en generación tales como el diesel.

32. Cabe destacar que estudios especializados¹⁵ sugieren que, dada las características hidrológicas del país, el parque óptimo generador del Perú debe tener una participación de centrales hidroeléctricas no menor a 70 por ciento (54 por ciento en 2008). Dado ello, actualmente el parque generador hidroeléctrico presenta un déficit del orden de 800 MW, déficit que se incrementará cada año dado el crecimiento de la demanda.

Considerando estos aspectos, la aplicación reciente de políticas¹⁶ que diferencian el marco regulatorio y tributario de las centrales hidroeléctricas se encuentra en línea con la promoción de la inversión en esta tecnología. En particular, las referidas medidas recientes incluyen:

- i. Recuperación anticipada del IGV.
- ii. Régimen de depreciación acelerada, con un máximo de 20 por ciento anual.
- iii. Aplicación de un factor de descuento en las ofertas de energía que presenten las generadoras hidroeléctricas en los procesos de licitación pública de energía.
- iv. Ampliación del plazo máximo para la duración de contratos establecidos en los procesos de licitación pública de energía.

¹⁵ De La Cruz, R., Mori A. (2007). *¿Estamos produciendo energía eléctrica al menor costo? La composición del parque generador es importante.* Macroconsult y CIES (2007).

¹⁶ Ley N° 28876 (Agosto, 2006) que amplía los alcances del régimen de recuperación anticipada del IGV (DL N° 818), DL N° 1041 y DL N° 1058 (Junio, 2008).

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

El resultado del análisis de rentabilidad comparada incorpora tanto el beneficio de recuperación anticipada del IGV y el de depreciación acelerada. Asimismo, se puede prever que la inclusión del tercero y cuarto no modificaría significativamente los resultados.

33. La asignación de un valor más alto al gas natural, consistente con el precio de paridad de exportación del gas que es de US \$ 3,8 dólares por millón de BTU (2,5 veces mayor que el precio del gas en boca de pozo que actualmente pagan las generadoras térmicas) tendría dos efectos directos:
- i.) Incremento del costo variable de las centrales térmicas a gas natural.
 - ii.) Aumento del precio de la energía y, por ende, de la tarifa eléctrica final.

Estos impactos tendrían como resultado el incremento de la rentabilidad relativa de las centrales hidroeléctricas lo que podría incentivar la inversión en esta tecnología de generación. En particular, si el precio del gas en boca de pozo para generadores eléctricos ascendiera a un nivel similar al del precio de paridad de exportación (de US \$ 1,5 a US \$ 3,6 por millón de BTU, lo que implicaría un aumento del precio final del gas de 89 por ciento¹⁷), la tasa de retorno de una hidroeléctrica ascendería a 17 por ciento anual con lo que se igualaría la rentabilidad de un proyecto alternativo de inversión en generación térmica.

34. Así, asumiendo que el traslado del incremento de los costos variables de generación a gas natural hacia precios de energía es completo, un alza de 88 por ciento en el precio final del gas tendría un impacto significativo sobre las tarifas finales eléctricas. De esta forma, el referido incremento del precio final del gas natural aumentaría el costo marginal del sistema eléctrico y, por efecto de la aplicación de la fórmulas de actualización tarifaria, tendría un impacto directo en el corto plazo sobre tarifas finales eléctricas del orden de 18 por ciento (efecto en inflación de 0,35 puntos porcentuales).
35. La decisión social entre generación térmica e hídrica debe considerar también la menor contaminación generada por centrales hidroeléctricas así como la característica renovable del agua. La producción de electricidad a partir de un recurso no renovable como el gas tiene como efecto directo la reducción del stock nacional de reservas de gas natural.

Si el requerimiento adicional de potencia eléctrica consistente con el crecimiento potencial de la economía nacional para los próximos 20 años fuera abastecido íntegramente por centrales térmicas a gas natural, las reservas totales de este combustible, que ascienden a 16,9 TPC (Tera pies cúbicos), se extinguirían en 15 años aproximadamente. En esta proyección, el 70 por ciento de las reservas actuales de gas dedicadas al consumo interno se orientarían a generar electricidad, dejando una fracción residual al resto de consumidores (clientes industriales, comerciales, vehiculares y domésticos).

36. Por ello, la inversión en centrales hidroeléctricas implica externalidades positivas. Así, las plantas hidroeléctricas no solo generan electricidad a un menor costo variable y

¹⁷ El precio final de gas natural para usuarios eléctricos es de US \$ 2,4 por millón de BTU (el precio en boca de pozo y los costos de transporte y distribución ascienden a US \$ 1,5 y US \$ 0,9 por millón de BTU, respectivamente). El incremento del precio del gas en boca de pozo a US \$ 3,6 por millón de BTU implicaría un precio final de gas de US \$ 4,5 por millón de BTU.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

ambiental sino también extienden la vida útil de las reservas de gas natural y permiten el empleo de este recurso para otros usos. En este sentido, a pesar de que la inversión en una generadora hidroeléctrica no maximiza la rentabilidad privada, el incremento de la participación de las centrales hidroeléctricas en el parque generador nacional generaría un mayor retorno social.

IV. Recomendaciones de Política

37. Dada la problemática descrita, las políticas orientadas al sector eléctrico deben fijar dos objetivos principales: en el corto plazo, garantizar el suministro de electricidad y; en el largo plazo, garantizar la suficiencia de generación eléctrica.

RECOMENDACIONES DE POLÍTICA										
CORTO PLAZO: 2008-2010	Expansión del ducto de red principal a 450 MMPCD. Utilización parcial y transitoria del ducto para la exportación. Adquisición y contratación de equipos de generación de emergencia. Cogeneración de empresas. Incentivos para la operación dual (gas y combustible líquido). Fomento de contratos a firme de transporte de gas. Redistribución transitoria del consumo de gas hacia usos de mayor productividad. Difusión de políticas de ahorro en horas punta.									
LARGO PLAZO: 2008-2018	<table border="1"> <tr> <td style="text-align: center;">Regulación tarifaria y licitaciones de energía</td> <td style="text-align: center;">Precio de energía</td> <td> Modificación del periodo considerado para el cálculo del precio de energía. Proy. Demanda: Revisión del crecimiento del PBI y la elasticidad - ingreso. Proy. Oferta: Inclusión exclusiva de centrales con garantía de operación. Incorporar factores de riesgo hídrico y tecnológico en la fórmula de actualización de tarifas. No interferir en el cálculo de los costos marginales. </td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">Precio de potencia</td> <td> Precio regulado de potencia diferenciado para hidroeléctricas y térmicas. Aplicación de penalidad en caso de fallas. </td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">Licitaciones</td> <td> Eliminación del precio máximo establecido por el regulador </td> </tr> </table>	Regulación tarifaria y licitaciones de energía	Precio de energía	Modificación del periodo considerado para el cálculo del precio de energía. Proy. Demanda: Revisión del crecimiento del PBI y la elasticidad - ingreso. Proy. Oferta: Inclusión exclusiva de centrales con garantía de operación. Incorporar factores de riesgo hídrico y tecnológico en la fórmula de actualización de tarifas. No interferir en el cálculo de los costos marginales.		Precio de potencia	Precio regulado de potencia diferenciado para hidroeléctricas y térmicas. Aplicación de penalidad en caso de fallas.		Licitaciones	Eliminación del precio máximo establecido por el regulador
	Regulación tarifaria y licitaciones de energía	Precio de energía	Modificación del periodo considerado para el cálculo del precio de energía. Proy. Demanda: Revisión del crecimiento del PBI y la elasticidad - ingreso. Proy. Oferta: Inclusión exclusiva de centrales con garantía de operación. Incorporar factores de riesgo hídrico y tecnológico en la fórmula de actualización de tarifas. No interferir en el cálculo de los costos marginales.							
		Precio de potencia	Precio regulado de potencia diferenciado para hidroeléctricas y térmicas. Aplicación de penalidad en caso de fallas.							
		Licitaciones	Eliminación del precio máximo establecido por el regulador							
	Inversión hidroeléctrica	Inversión pública (APP u otra modalidad). Fomento de la inversión extranjera para el mercado interno y externo. Construcción de presas. Actualizar o finalizar estudios de centrales hidroeléctricas. Evaluación de incentivos tributarios adicionales. Considerar el incremento gradual del precio del gas natural. Mejorar la política de manejo y derechos de agua.								
	Seguridad del sistema	Ampliación progresiva del sistema nacional de ductos de gas a una capacidad no menor a 1 500 MMPCD. Promoción de la conversión de centrales de ciclo simple a ciclo combinado. Continuar el proceso de concesión de redes de transmisión. Intensificar la promoción a la exploración de gas natural y energía renovable. Fomento del ahorro de electricidad.								

38. En el corto plazo, las medidas de política consideradas para garantizar el suministro eléctrico incluyen:
- a. Expansión del ducto de red principal a 450 MMPCD a finales de 2009.
 - b. Negociación entre el Estado Peruano y Perú LNG para utilizar transitoria y parcialmente el ducto para la exportación de gas natural de Camisea para transportar gas natural para las centrales hidroeléctricas.
 - c. Alquiler coyuntural (2008-10) de plantas de generación y compra de equipos menores de emergencia.
 - d. Cogeneración de empresas.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

- e. Incentivos para la operación dual a gas natural y combustibles líquidos.
- f. Fomento de los contratos a firme de generadores a gas natural.
- g. Redistribución transitoria y predecible del consumo de gas hacia usos de mayor productividad (clientes eléctricos) en caso de racionamiento.
- h. Difusión de políticas de ahorro de energía en horas punta durante el segundo semestre de cada año.

Al respecto, las medidas señaladas, en su mayoría, implican costos directos adicionales. Por ello, dada la coyuntura, se resalta que garantizar el suministro energético para los próximos dos años implica necesariamente un costo que deberá ser distribuido entre el Estado, las empresas de generación, los consumidores de gas natural y los clientes eléctricos. Como se mencionó, el costo adicional de inversión y producción generado por la adquisición y contratación de equipos será cubierto mediante un cargo adicional que será asignado entre usuarios regulados (14 por ciento), libres que no son grandes usuarios (29 por ciento) y grandes usuarios (57 por ciento).

39. Con respecto al largo plazo, las medidas de política consideradas para incrementar la inversión en generación eléctrica y garantizar el suministro eléctrico se clasifican en tres áreas principales:

a. Determinación de tarifas reguladas y de precios de licitaciones

Fundamentalmente, los incentivos a la inversión en generación (en particular, hidroeléctrica) suponen la formación de estructuras tarifarias que remuneren óptimamente los costos de inversión y que sean consistentes con la evolución de los costos marginales. En estricto, medidas que impliquen la reducción de la intervención administrativa y, dada la coyuntura, el aumento de las tarifas finales.

- Revisión del proceso de cálculo del precio regulado de energía:
 - i. Modificación del periodo considerado para el cálculo de las tarifas en barra de forma que se otorgue un mayor peso relativo al registro histórico de los costos marginales y se reduzca así el grado de incertidumbre para su determinación. El esquema regulatorio actual desincentiva el anuncio de planes de inversión debido a que reducirían los costos marginales proyectados.
 - ii. Revisión del crecimiento de mediano plazo del PBI y de la elasticidad considerados para la proyección de la demanda de electricidad.
 - iii. Inclusión exclusiva de centrales con entrada en operación garantizada durante el periodo considerado para la vigencia de las tarifas en barra de forma que se minimice la sobrestimación del programa de obras proyectado.
 - iv. Incorporación efectiva de factores de ajuste por riesgo hídrico (factor estacional: estiaje) y tecnológico (fallas de transmisión y riesgo de congestión) a las formulas de actualización de manera que la variación de los costos marginales se refleje en tarifas en el corto plazo.
 - v. Consideración de los costos marginales realizados (en lugar de los CMPPH “idealizados”) para el cálculo del precio regulado.
- Revisión de la determinación del precio de potencia de forma que se incremente la remuneración a los costos fijos y se apliquen precios diferenciados por tipo de tecnología con la finalidad de incrementar la rentabilidad de las centrales por potencia. En particular:

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

- i. Precio regulado de la potencia diferenciado por costo de inversión de cada tecnología o ajustado por un factor de capacidad instalada de forma que se incremente la remuneración de las centrales hidroeléctricas.
 - ii. Aplicación de penalidades cuando alguna generadora incurra en fallas.
- Disminución de la intervención administrativa en las licitaciones; en particular, mediante la eliminación del precio máximo establecido por el regulador.
- b. Promoción de la inversión en generación hidroeléctrica
- A pesar de que diversas medidas recientes están orientadas a la promoción de la inversión en generación hidroeléctrica, el análisis de rentabilidad comparada entre estas centrales y la alternativa de inversión (central térmica a gas natural) sugiere que no existen aún suficientes incentivos para atraer inversión privada a la generación hidroeléctrica. En esta línea, dado el potencial hídrico del país y la rentabilidad social de la generación hidroeléctrica, las políticas consideradas suponen el incremento de la inversión pública así como el incremento de la rentabilidad relativa de centrales hidroeléctricas:
- Inversión pública en el sector eléctrico orientada exclusivamente a la generación hidroeléctrica (APP u otra modalidad).
 - Fomentar la inversión extranjera en centrales hidroeléctricas para la provisión del mercado interno y externo. En particular, la posibilidad de exportar electricidad incrementaría la rentabilidad de proyectos hidroeléctricos.
 - Construcción de presas para aumentar la reserva hídrica nacional y, de esta forma, incrementar la tasa de utilización de centrales hidroeléctricas y el conjunto de proyectos factibles de generación hidroeléctrica.
 - Reducción de los costos de transacción de la inversión hidroeléctrica mediante la extensiva actualización, finalización y presentación activa de los proyectos factibles (con su correspondiente autorización gubernamental) al sector privado.
 - Evaluar incentivos de orden tributario para las centrales hidroeléctricas adicionales a la recuperación anticipada del IGV y el régimen de depreciación acelerada.
 - Considerar el incremento gradual del precio del gas natural mediante la aplicación de un impuesto selectivo, para disminuir el diferencial de rentabilidad entre tecnologías.
 - Mejorar la política de manejo de agua con el objetivo de garantizar los derechos de agua para la producción eléctrica y así incrementar la reserva hídrica para la generación. De esta forma, la garantía de derechos de agua contribuiría a aumentar la probabilidad de inversión en nuevas plantas hidroeléctricas y el factor de planta de las centrales hidroeléctricas.
- c. Medidas orientadas a minimizar el riesgo de racionamiento en el largo plazo
- Ampliación progresiva del sistema nacional de transporte de gas natural para el consumo interno a una capacidad superior a 1 500 MMPCD en el periodo 2009-2018¹⁸:

¹⁸ Sobre la base de una proyección de la demanda total de transporte de gas natural al año 2018 (1 400 MMPCD, los generadores eléctricos y el resto de usuarios demandarían 800 y 600 MMPCD, respectivamente). La proyección asume que: i) el requerimiento anual de energía consistente con una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica de 8 por ciento anual en un horizonte de 10 años (550 MW) es abastecido 50 por ciento por centrales térmicas a gas natural y 50 por ciento por centrales hidroeléctricas; ii) el

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

- i. Expansión de la capacidad del ducto de red principal a 1 100 MMPCD y / o licitación pública para la construcción de un nuevo ducto hacia la capital.
 - ii. Aceleración del proceso de concesión de las redes regionales de transporte de gas de forma que los ductos regionales operen con una capacidad de transporte no menor a 500 MMPCD en el menor plazo.
- Promover la conversión de centrales térmicas a gas natural de ciclo simple a la tecnología de ciclo combinado (menor consumo de gas que la tecnología vigente) mediante la aplicación de incentivos tributarios.
 - Continuar el proceso de concesión de redes de transmisión.
 - Intensificar la promoción a la exploración de gas natural y la inversión en generación eléctrica con fuentes renovables.
 - Aplicar medidas que fomenten el ahorro de electricidad (principalmente, sector público y consumidores residenciales).

Subgerencia de Política Económica

Gerencia de Política Monetaria

9 de setiembre de 2008

parque generador a gas natural está formado por un 25 y 75 por ciento de centrales a ciclo simple y a ciclo combinado, respectivamente; iv) así, el consumo específico promedio de una central térmica de gas natural es 7,6 MMBTU por MWh; v) el crecimiento de la demanda de gas natural de usuarios no eléctricos crece a una tasa promedio de 15 por ciento anual.