



Abastecimiento Eléctrico 2008-2018

Departamento de Políticas del Sector Real

Daniel Barco, Jorge Iberico,
Paola Vargas y Rafael Vera Tudela

XXVI Encuentro de Economistas - BCRP

Noviembre, 2008



BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ





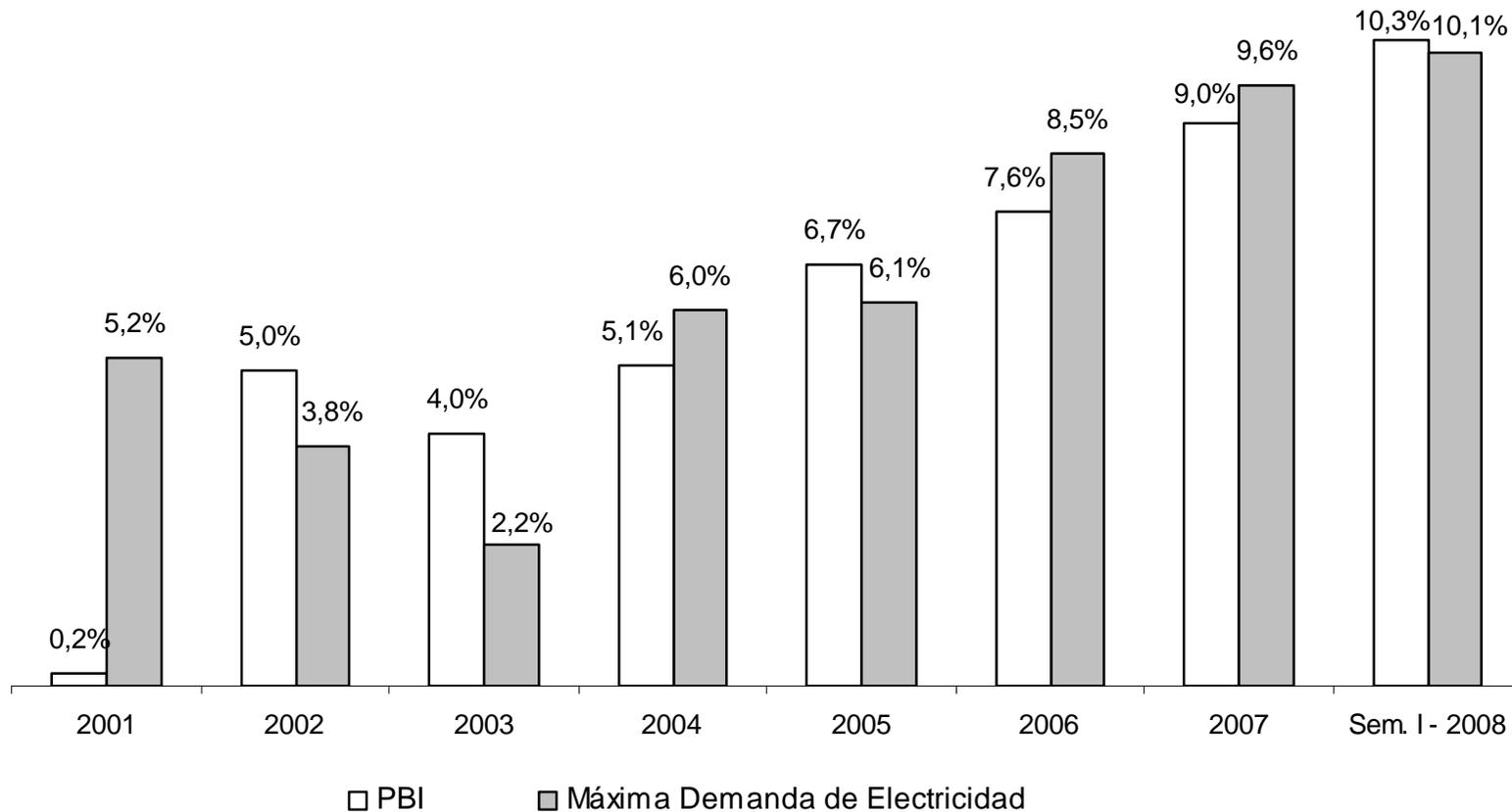
Agenda

- ❑ Introducción / Motivación:
 - Aspectos generales y problemática actual del sector eléctrico
- ❑ Balance Oferta – Demanda en el Corto Plazo: 2008 - 2010
- ❑ Balance Oferta – Demanda en el Largo Plazo: 2008 – 2018
- ❑ Aspectos Regulatorios y Factores de Riesgo:
 - Precios Regulado de la Energía vs Costos Marginales
 - Precio Regulado de la Potencia vs Costos de Inversión
 - Licitaciones
 - Rentabilidad Relativa Hidroeléctrica vs Térmica
- ❑ Recomendaciones de Política / Comentarios Finales



Motivación

La electricidad es un factor de producción de naturaleza complementaria: su evolución determina el producto potencial de la economía.

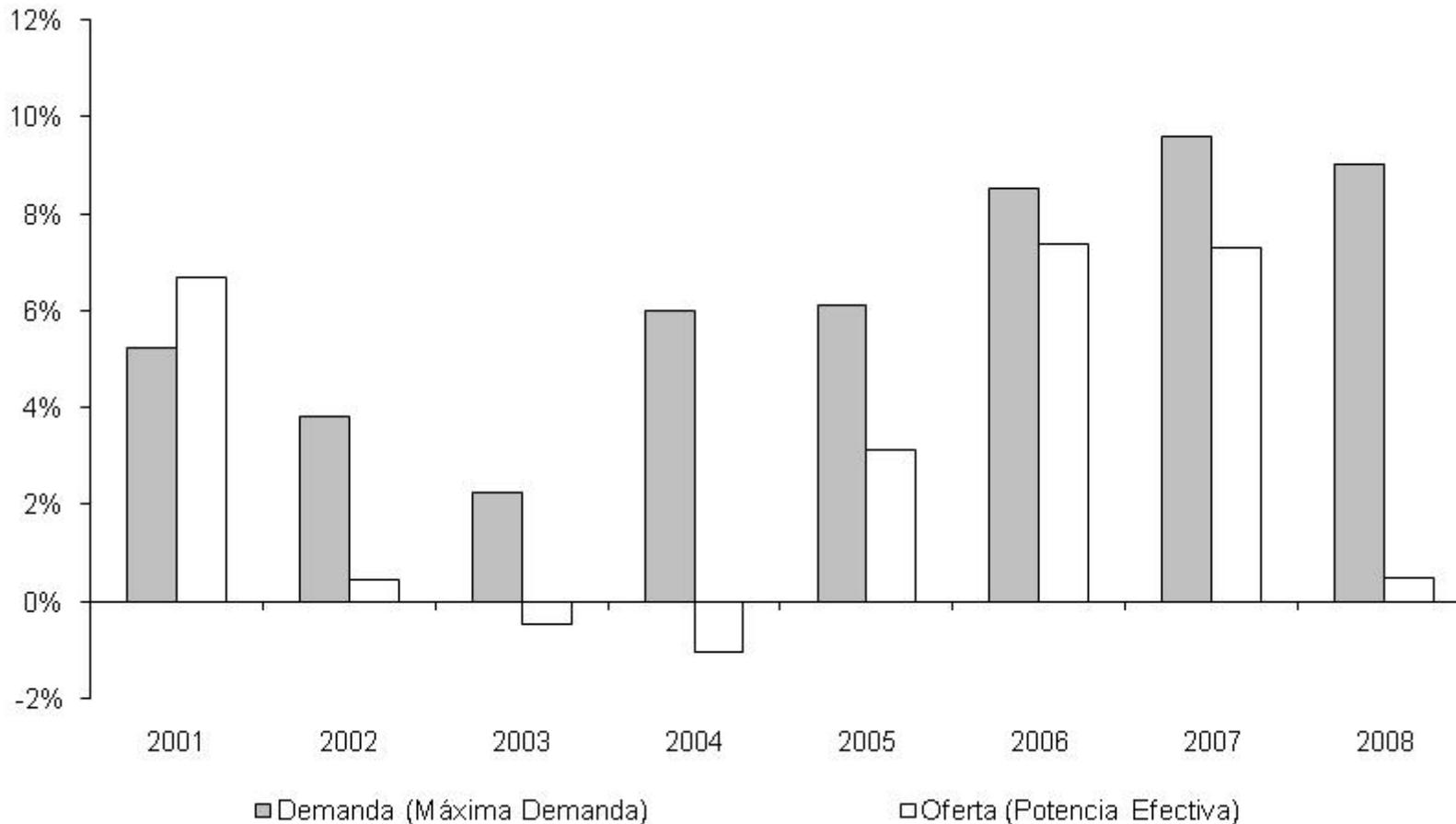


Consecuentemente, la demanda eléctrica se acelera en línea con el PBI.



Motivación

...Sin embargo, el crecimiento de la oferta de electricidad no registra similar dinámica

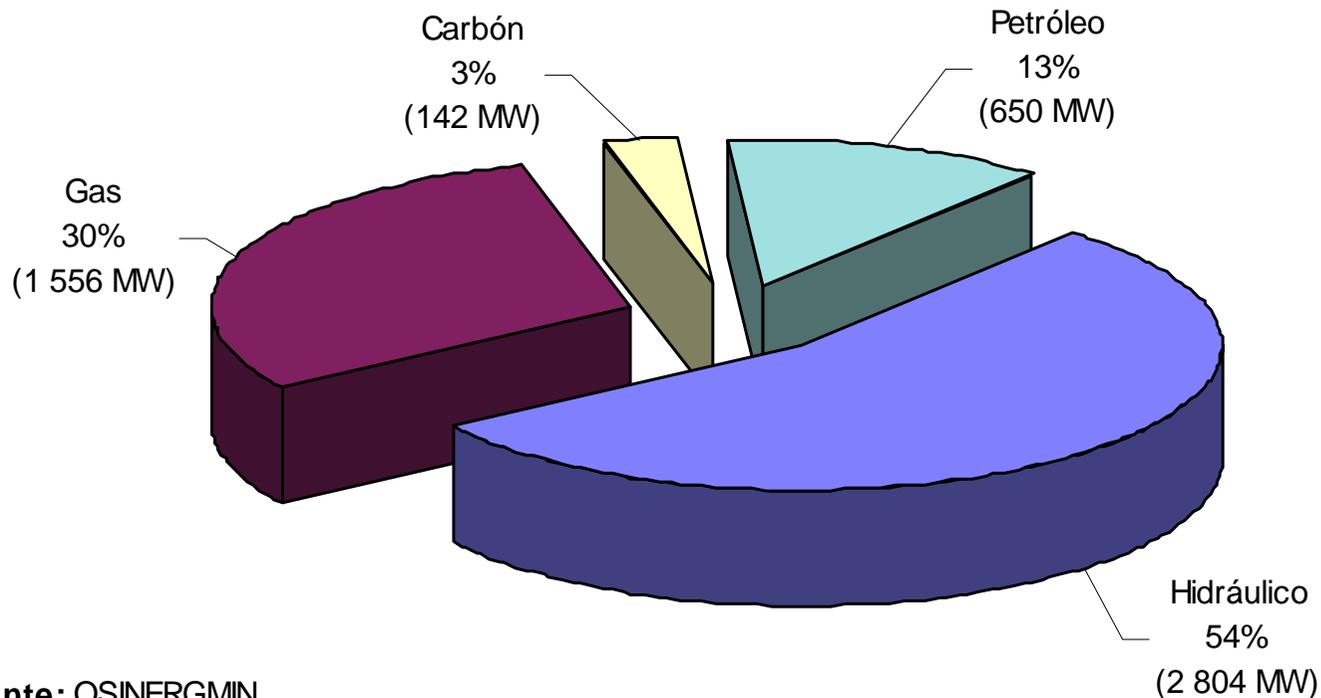


Durante el periodo 2000 – 2007, la demanda eléctrica creció 49 por mientras que la oferta solo 25 por ciento.



Problemática actual

La potencia efectiva al 2007 ascendió a 5 152 MW, superior en 30 por ciento a la máxima demanda (3 996 MW)



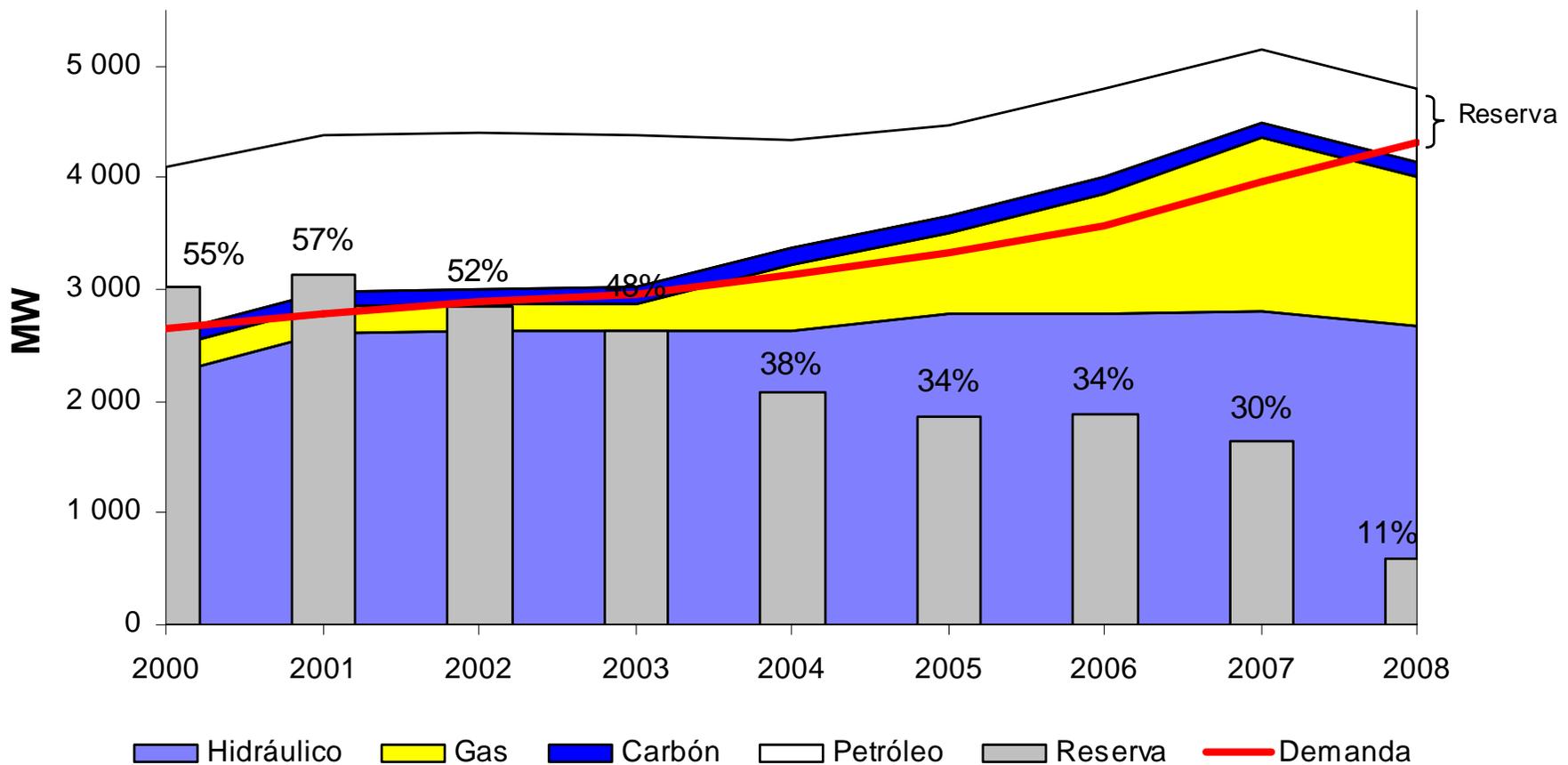
Fuente: OSINERGMIN

El cálculo del margen de reserva asume: i) inexistencia de riesgos de transmisión, ii) inexistencia de riesgos de falla, iii) inexistencia e riesgo hídrico e iv) inexistencia de limitaciones del ducto de gas.



Problemática actual

Demanda Máxima y Oferta de Potencia Efectiva por Fuente de Energía





Problemática actual

Ante el crecimiento de la demanda, el sector enfrenta riesgos de falla y racionamiento en el corto plazo y riesgo de insuficiencia en el largo plazo.

Factores Críticos

Consecuencias

Corto Plazo
2008-2010

Estiaje más severo que el promedio

Saturación del ducto de gas natural

Caída del margen de reserva

Uso de centrales a diesel / Riesgo de falla

Aumento de costos marginales

Riesgo de racionamiento

Largo Plazo
2008-2018

Baja rentabilidad relativa de hidroeléctricas

Intervención en el mercado spot

Precios máximos de licitaciones

Capacidad de transporte de gas

Insuficiente inversión en generación

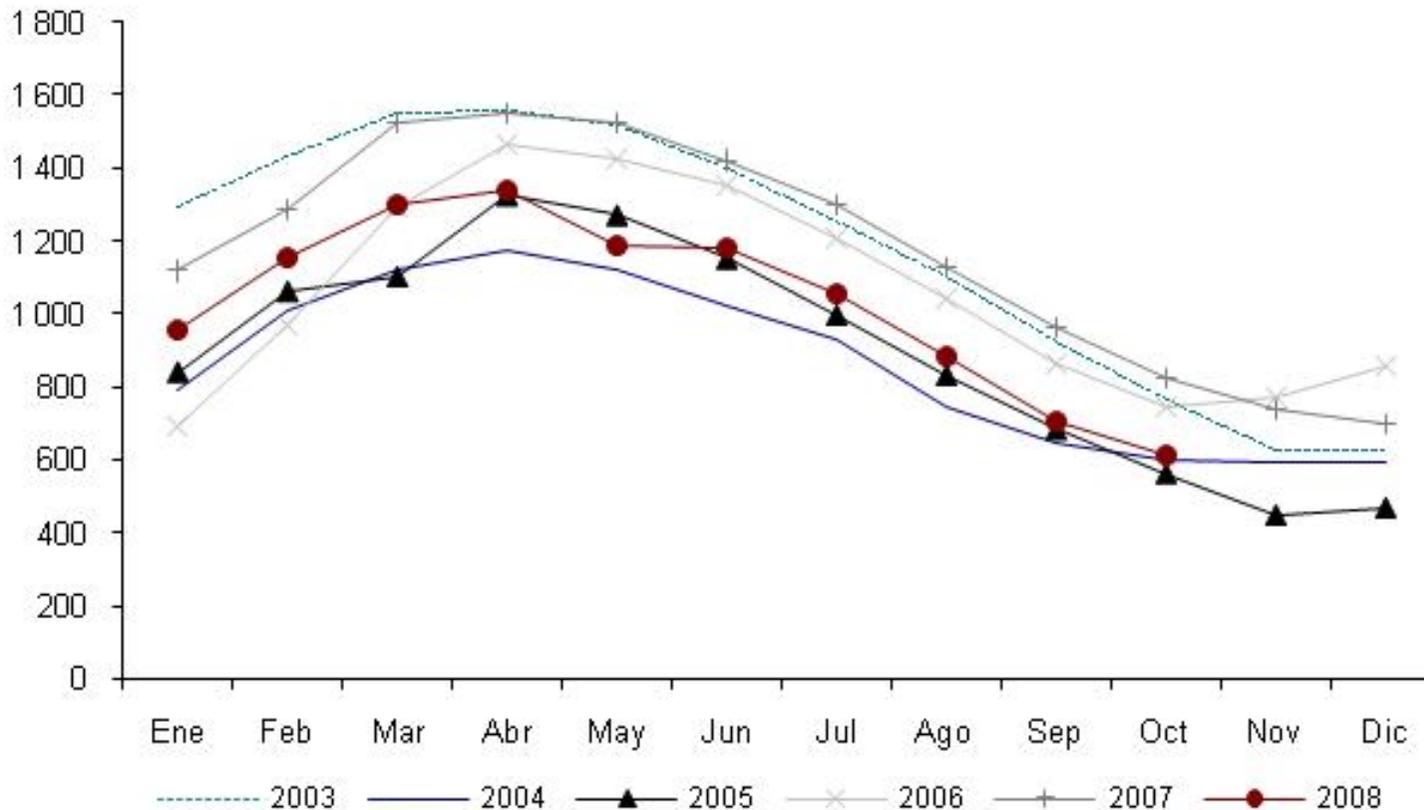
Escasa inversión hidroeléctrica



Corto Plazo: 2008-2010

Condiciones Hidrológicas

Volumen Hídrico, (Mill. M3)



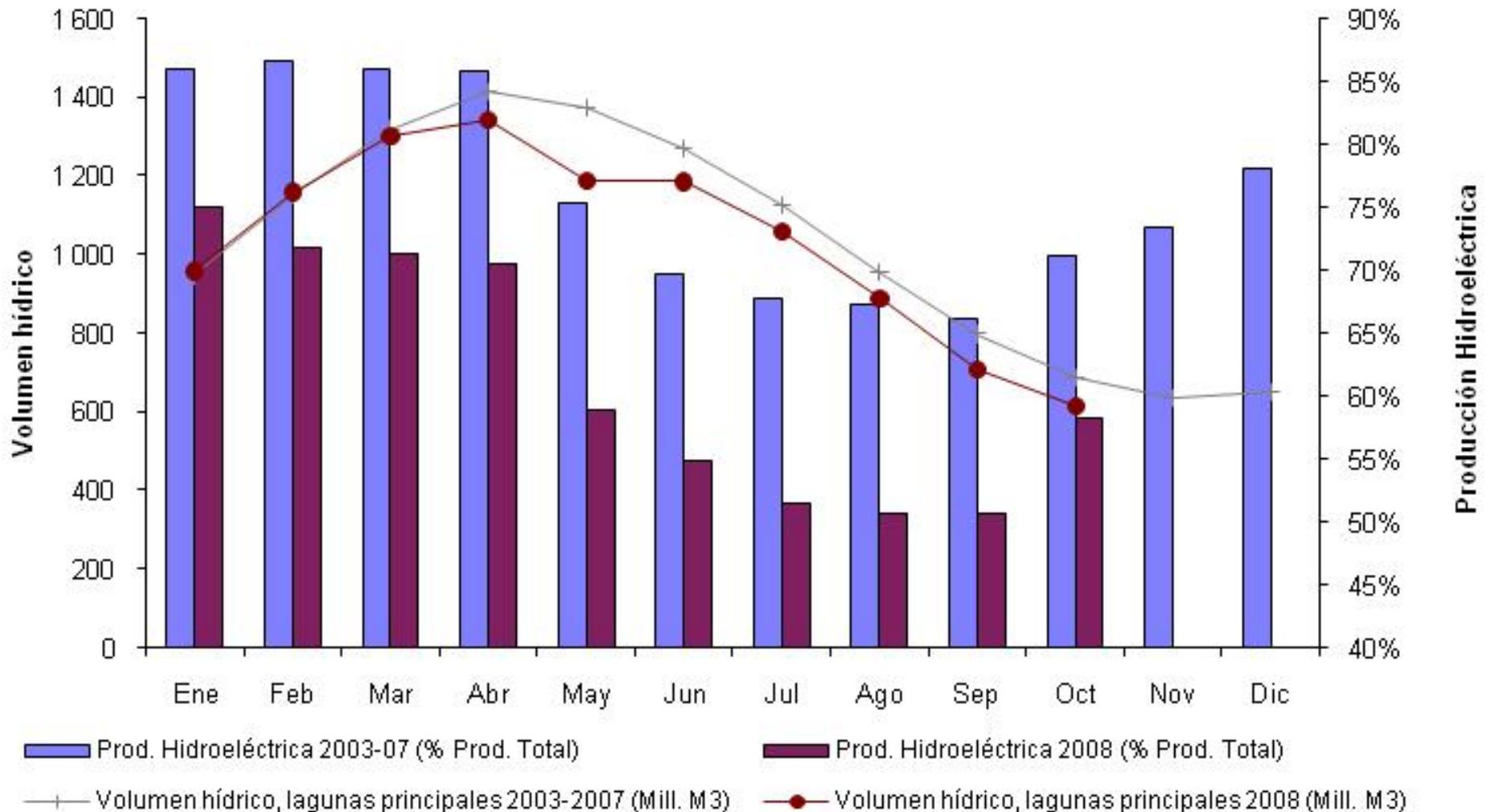
La capacidad efectiva de generación hidroeléctrica disminuye estacionalmente en el período de estiaje (mayo – noviembre). La reserva hídrica útil para generación eléctrica del periodo ene.-oct. 2008 es 18 por ciento menor que en 2007 y es la tercera menor reserva hídrica desde 2003.





Corto Plazo: 2008-2010

Condiciones Hidrológicas y Producción Hidroeléctrica





Corto Plazo: 2008-2010

Ducto de Gas Camisea – Lima y Centrales Térmicas

Si bien la demanda de estas generadoras térmicas podría llegar hasta 267 MMPCD, debido a las limitaciones en el ducto de gas natural, actualmente solo consumen alrededor de 200 MMPCD.

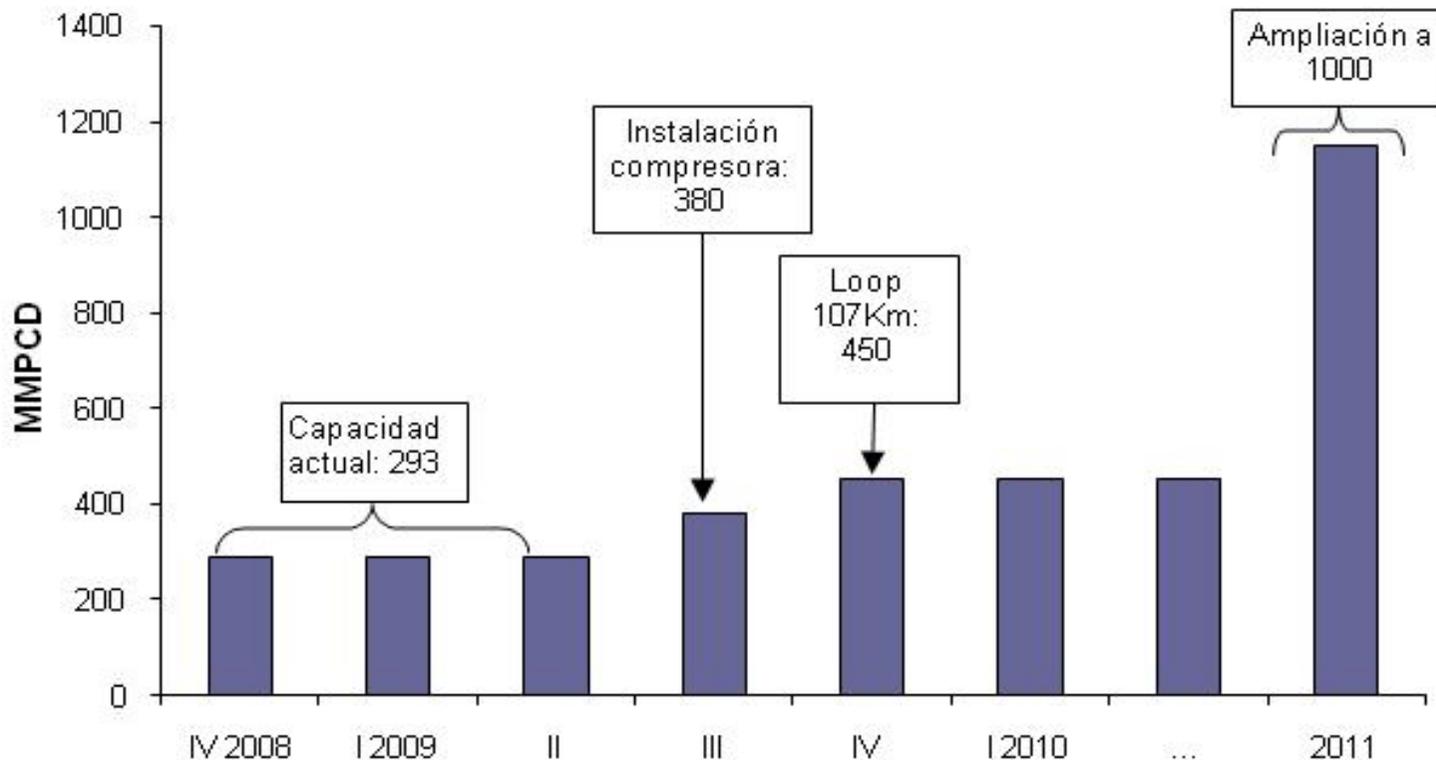
Empresa	Central Térmica	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Específico (MMBTU por MWh)	Consumo Gas (MMPCD)		
				Factor de Planta 50%	Factor de Planta 70%	Factor de Planta 100%
Edegel	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI - 6	52	13,4	8	12	17
	Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG	123	11,4	17	24	34
	Turbo Gas Natural Ventanilla CCTG3	228	6,8	19	28	37
	Turbo Gas Natural Ventanilla CCTG4	228	6,8	19	28	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
Globeleg	Turbo Gas Natural Kallpa 1	177	10,1	21	30	43
Total		1 212		134	187	267

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.



Corto Plazo: 2008-2010

Ducto de Gas Camisea - Lima

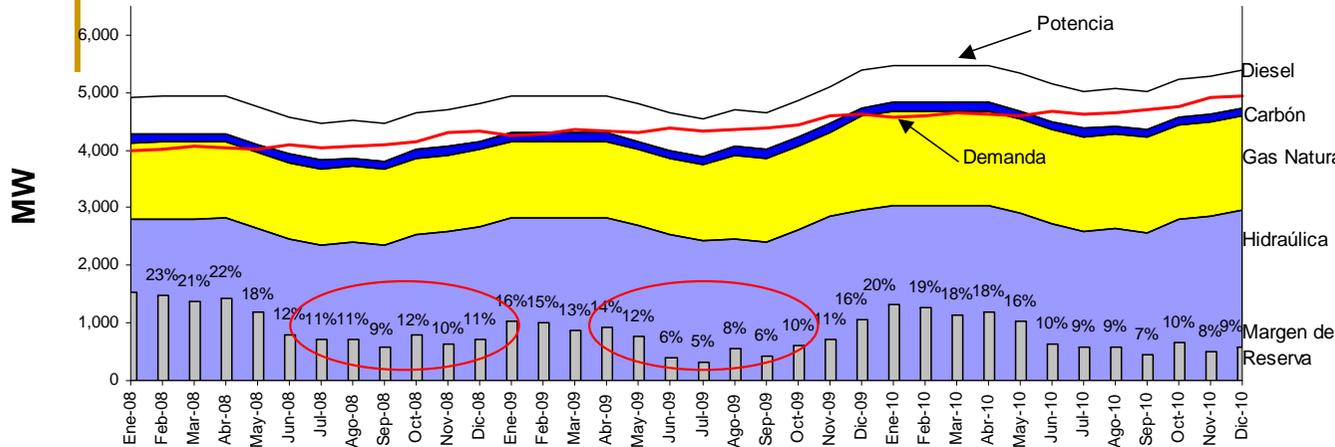


El aumento de la capacidad del ducto a 380 MMPCD , en la práctica, solo permitiría el ingreso de una central (aumento de la potencia en 140 MW). Considerando la expansión de 380 a 450 MMPCD programada para diciembre de 2009, se concretaría el ingreso efectivo de una central térmica adicional en 2010 (operación parcial de las nuevas centrales TG2 de Kallpa y TG3 de Chilca I)



Corto Plazo: 2008-2010

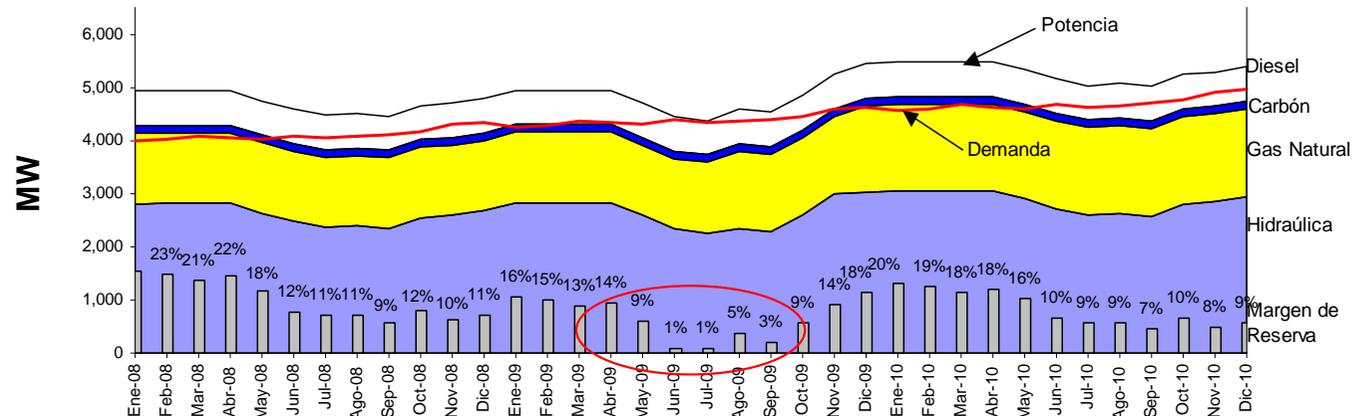
Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento medio y estiaje promedio



Actualmente, se registra riesgo de falla en los meses de estiaje (mayo a noviembre).

Si el crecimiento de la demanda continúa a niveles cercanos al potencial y se produce un estiaje severo, se produciría riesgo de racionamiento para el 2009.

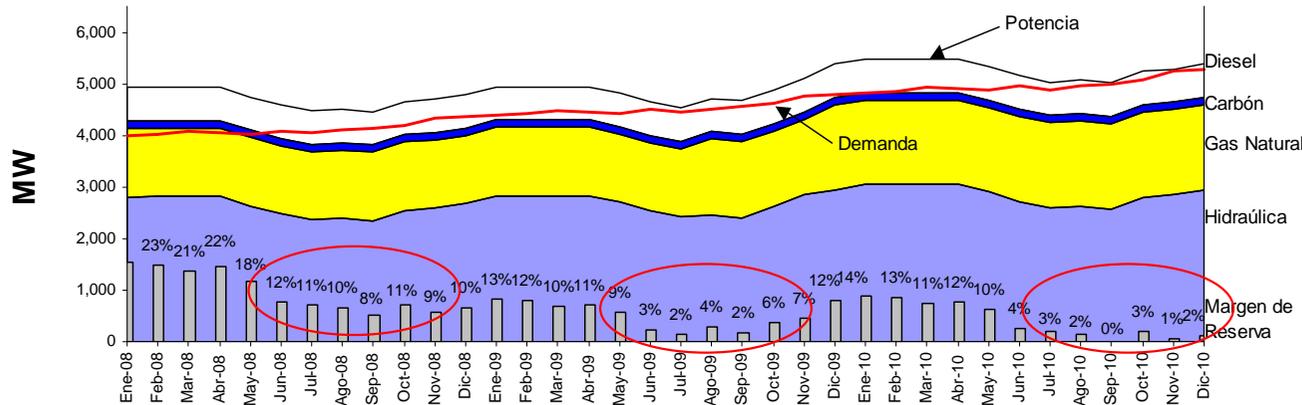
Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento medio y estiaje severo





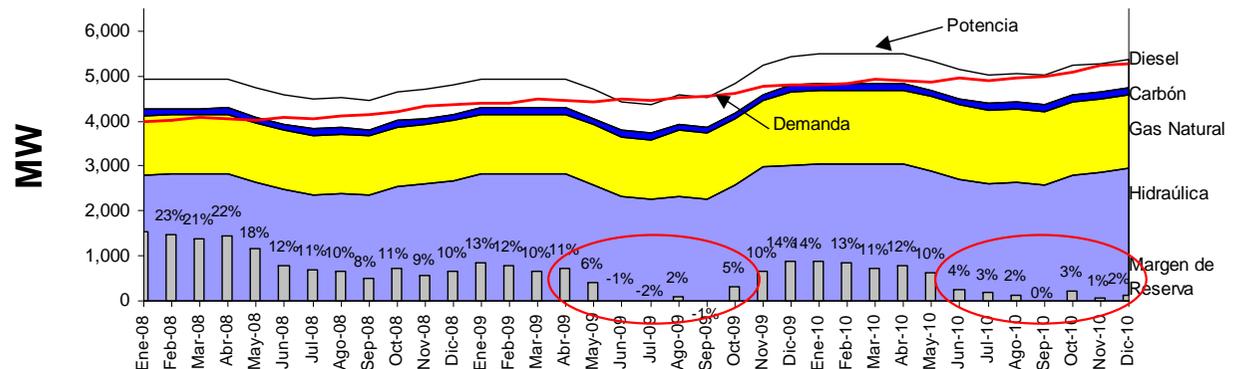
Corto Plazo: 2008-2010

Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento alto y estiaje promedio



Un crecimiento de la demanda de 10 por ciento, agravaría los problemas al 2010.

Demanda Máxima y Potencia Neta: Crecimiento alto y estiaje severo



Con crecimiento alto de la demanda y estiaje severo se hace inminente el racionamiento de energía durante el 2009





Corto Plazo: 2008-2010

RIESGO ESPERADO DE RACIONAMIENTO (Margen de Reserva Mayo-Noviembre 2009)			
		Estiaje	
Crecimiento		Promedio	Severo
	Moderado	8,4	6,3
	Alto	4,8	2,8

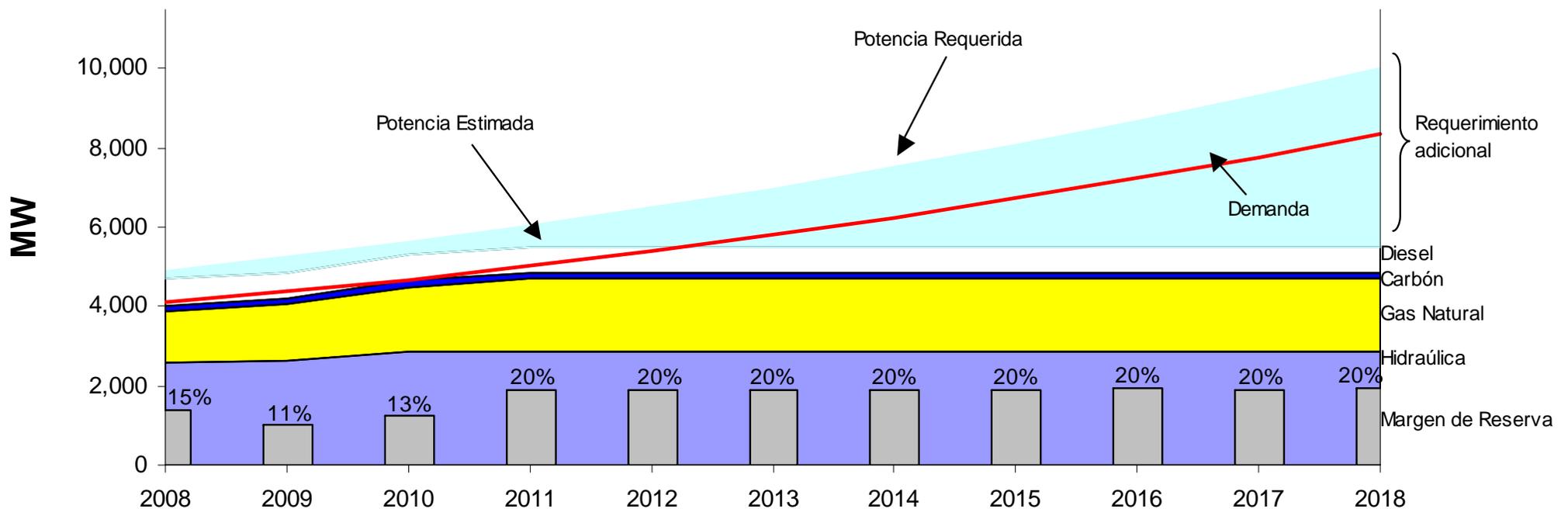
Dadas las restricciones actuales (ducto, riesgo hídrico), el crecimiento de la demanda es factor de potenciales racionamientos. En un escenario pasivo, la falla de una central de 200 MW de 10 por ciento, generaría racionamiento.



Largo Plazo: 2008-2018

Riesgo de insuficiencia

Proyección Demanda Máxima y Potencia 2008-2018



En el plazo de 10 años, se requiere duplicar la oferta de potencia efectiva (aumento de 5 500 MW o 550 MW por año), asumiendo un crecimiento anual de la demanda eléctrica de 7,5 por ciento.



Largo Plazo: 2008-2018

Plan de Obras

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
<i>Total</i>			<i>825,7</i>

^{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.

Al 2010, se espera un aumento de la oferta eléctrica superior al 15 por ciento (826 MW)



Largo Plazo: 2008-2018

Concesiones y autorizaciones

Potenciales proyectos energéticos				
	Fecha de puesta en servicio	Ubicación	MW	Estado actual
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	

...sin embargo, no existe certidumbre relativa a grandes proyectos en el mediano y largo plazo y las capacidad de transporte de gas.

Como referencia, de los 5 500 MW requeridos al 2018, una expansión del ducto de gas a 1 000 MMPC solo podría permitir la entrada de 1 700 MW.



Marco Regulatorio: descripción

- Tres mercados de comercialización de energía eléctrica:
 - Mercado Spot
 - Participan generadoras y distribuidoras para cumplir con sus contratos de suministro.
 - Transan a costos marginales.
 - Mercado Libre (260)
 - Usuarios con demanda mayor a 1 000 KW
 - Precios de contratos privados.
 - Representan el 46 por ciento del mercado eléctrico
 - Mercado regulado (4,6 Mill.):
 - Transacciones entre generadores y distribuidores de usuarios regulados
 - Precios: tarifa en barra y precios de licitaciones.



Aspectos Regulatorios

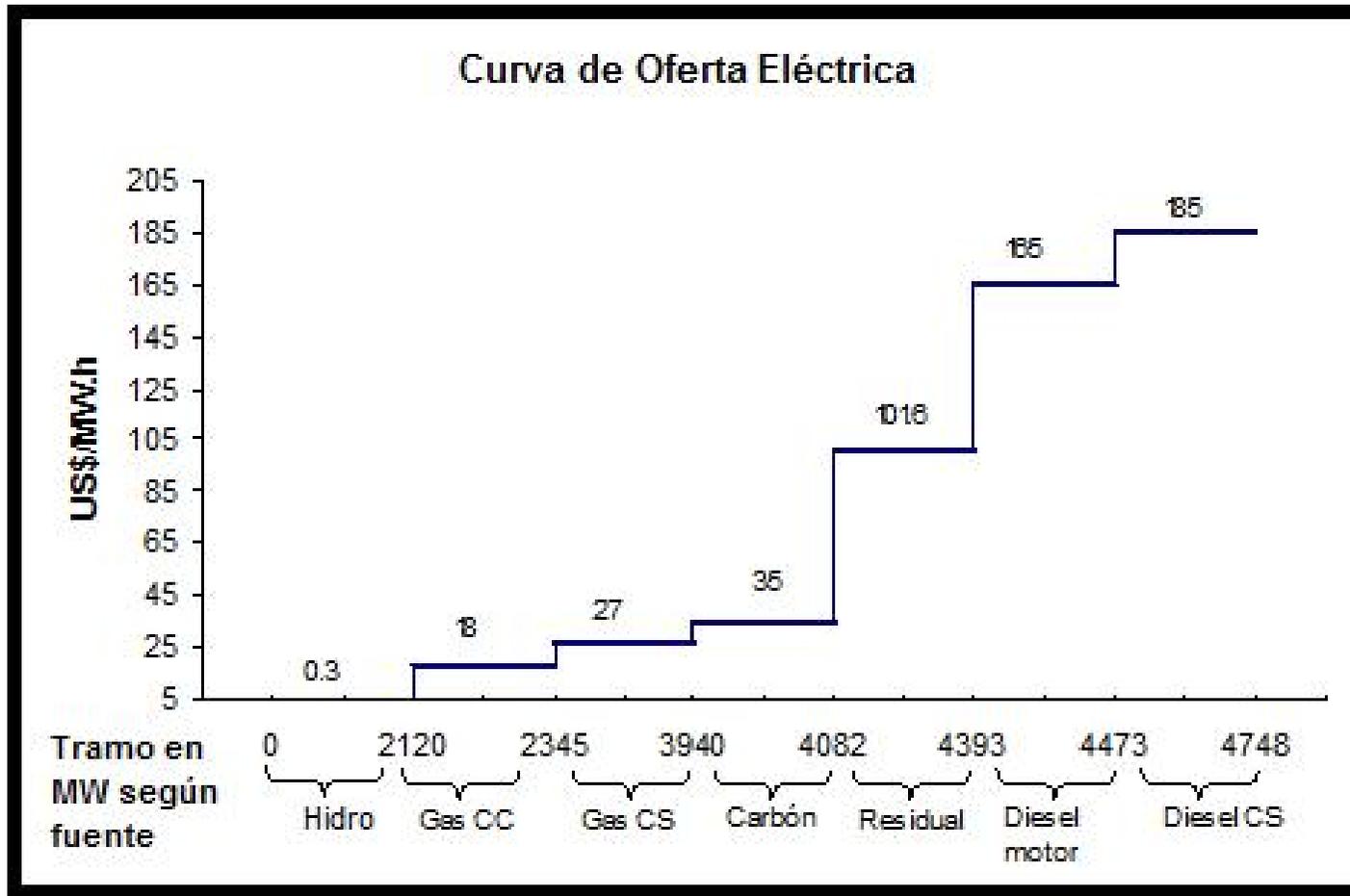
Tarifa de clientes regulados

Componentes	<u>Tarifa en barra</u>					<u>Distribución</u>
	<u>Generación</u>		<u>Transmisión</u>			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	<u>14%</u>	<u>37%</u>	<u>16%</u>		<u>33%</u>	



Aspectos Regulatorios

Precio de la Energía y Costos Marginales



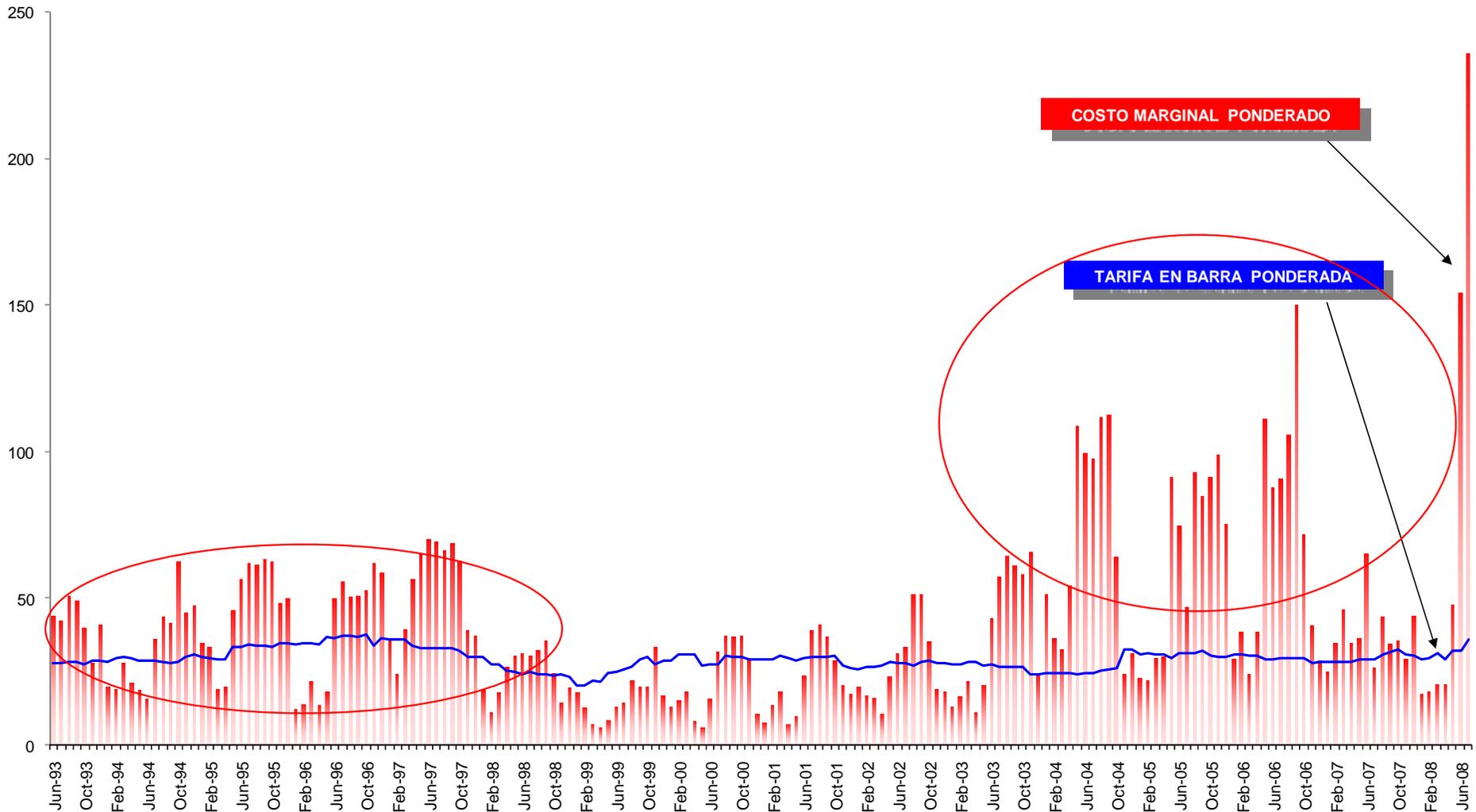
El precio regulado de la energía tiene como finalidad remunerar el costo marginal de producción eléctrica.

El precio regulado de la energía es determinado mediante un modelo de optimización que, sobre la base de información histórica (-1) y proyectada (+2) de oferta-demanda y condiciones hidrológicas, estima los Costos Marginales Promedio Ponderados.



Aspectos Regulatorios

Precio de la Energía y Costos Marginales



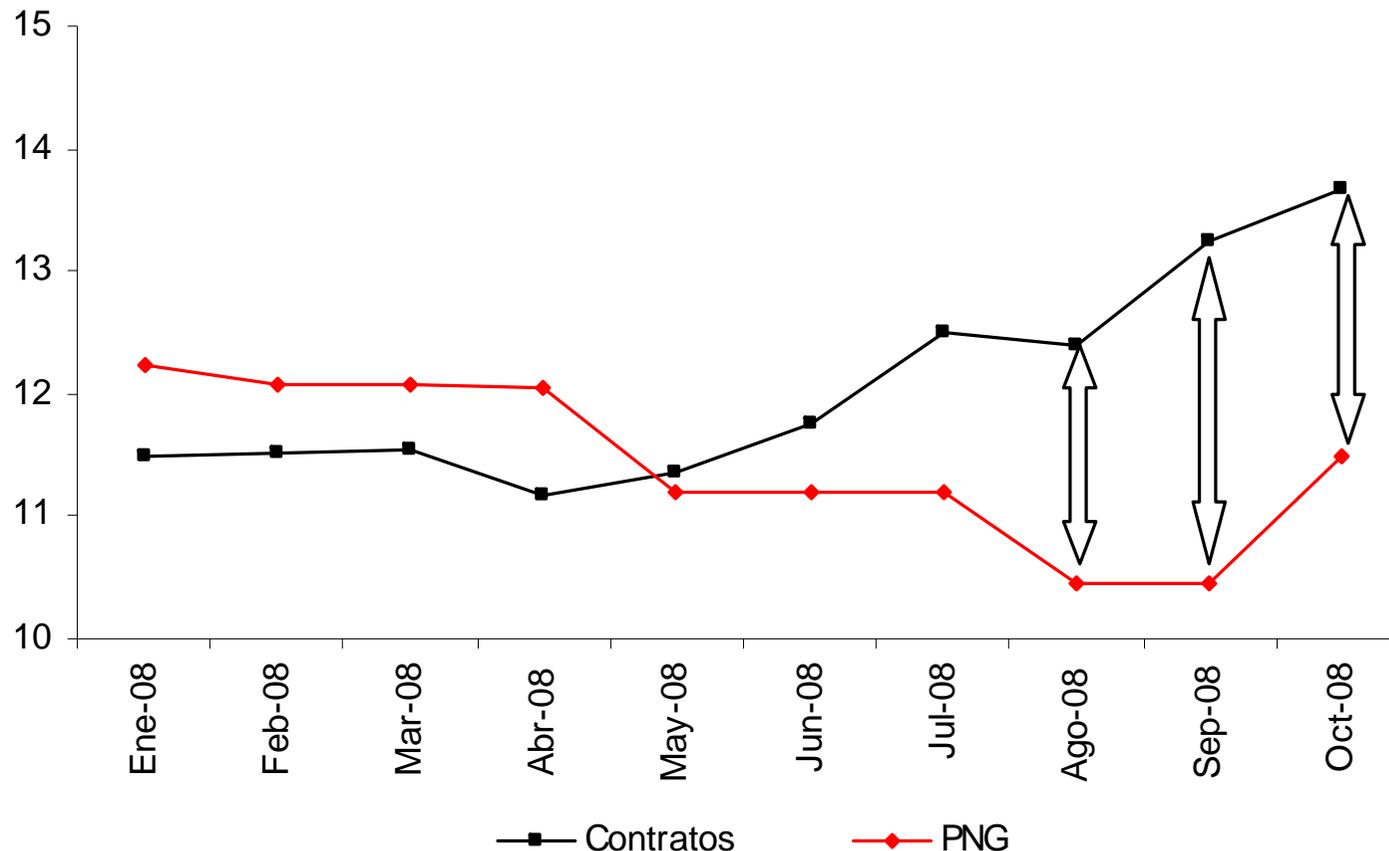
..pero la tarifa regulada, en promedio, subestima costos marginales.



Aspectos Regulatorios

Precio de la Energía y Costos Marginales

PRECIO A NIVEL DE GENERACIÓN Y PRECIO DE CONTRATOS
(Ctm S./ kWh)



...los precios de contratos (licitaciones) registran una tendencia reciente al alza que genera impactos sobre tarifas finales (con rezago, nov08: 10%).



Aspectos Regulatorios

Precio de la Potencia y Costos de Inversión

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

El precio regulado de potencia tiene como finalidad remunerar los costos de inversión de la generación eléctrica.

Sin embargo, a pesar de que existen estructuras de costos claramente diferenciadas, existe solo un precio de potencia equivalente al menor costo de inversión (turbina de gas natural, CS).



Aspectos Regulatorios

Licitaciones

Principales características:

- Distribuidores y usuarios libres tienen la posibilidad de adquirir electricidad mediante el mecanismo de subasta considerando el precio de la energía como variable clave.
- De corto plazo (hasta 3 años).
- El regulador establece un precio máximo para la adjudicación de los contratos de cada licitación que se mantendrá en reserva durante el concurso.
- Precios máximos fijados por el regulador que no son consistentes con los costos marginales.
- El precio de la potencia es equivalente al precio regulado.

Resultados:

- 2006 - 2008: 22 convocatorias de licitación pública (2 en 2006, 8 en 2007 y 12 en 2008), de las cuales 9 fueron declaradas parcialmente desiertas y 12 fueron declaradas desiertas.
- No incentiva la participación de nuevas generadoras (principalmente, hidroeléctricas).



Aspectos Regulatorios

Rentabilidad Relativa Hidroeléctrica vs. Térmica

La rentabilidad de una central térmica es 50 por ciento mayor que la de una central hidroeléctrica (11% vs 17%, sin considerar costo de financiamiento).

- El precio local del gas natural para generadoras es relativamente bajo (a nivel local e internacional): incentivo relativa al consumo de un bien no renovable (gas) en lugar de un renovable (agua).
- Los precios de potencia no remunerar los costos fijos de la hidroeléctricas.
- Para una central térmica, el periodo de construcción y de recuperación de la inversión es menor.
- Dado el periodo de construcción y de recuperación de la inversión en hidroeléctricas, las licitaciones de corto plazo no son incentivo para la inversión en una central hidroeléctrica.
- La construcción de centrales hidroeléctricas implica costos de transacción relativamente altos (e.g. estudios de factibilidad, certificado de inexistencia de restos arqueológicos, trámites ambientales).



Recomendaciones de Política

Corto plazo 2008-2010

Expansión del ducto de red principal a 450 MMPCD.

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.

Utilización parcial y transitoria del ducto para la exportación.

Redistribución transitoria del consumo de gas hacia usos de mayor productividad.

Difusión de políticas de ahorro en horas punta.



Recomendaciones de Política

Largo plazo 2008-2018

Regulación tarifaria y licitaciones de energía	Precio de energía	<p>Modificación del periodo considerado para el cálculo del precio de energía.</p> <p>Proy. Demanda: Revisión del crecimiento del PBI y la elasticidad - ingreso.</p> <p>Proy. Oferta: Inclusión exclusiva de centrales con garantía de operación.</p> <p>Incorporar factores de riesgo hídrico y tecnológico en la fórmula de actualización de tarifas.</p> <p>No interferir en el cálculo de los costos marginales.</p>
	Precio de potencia	<p>Precio regulado de potencia diferenciado para hidroeléctricas y térmicas.</p> <p>Aplicación de penalidad en caso de fallas.</p>
	Licitaciones	<p>Eliminación del precio máximo establecido por el regulador</p>



Recomendaciones de Política

Largo plazo 2008-2018

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.



Comentarios Finales

- La evolución reciente del sector es, principalmente, reflejo de la evolución de la oferta y de la demanda: crecimiento de la demanda que supera al de la oferta genera escasez y presiona precios al alza.
- La aplicación efectiva de las medidas tomadas para el corto (e.g. alquiler de equipos de generación) reducirá los riesgos de insuficiencia.
- Las medidas orientadas al largo plazo (e.g. licitaciones hasta 20 años e impuesto al gas natural), si son concretadas, reducirán los riesgos de desabastecimiento.
- La gradual disminución de la intervención administrativa para fijar tarifas es instrumento para incentivar la inversión.