

# Mecanismos para Asegurar el Abastecimiento de Energía en el Perú

Alfredo Dammert Lira

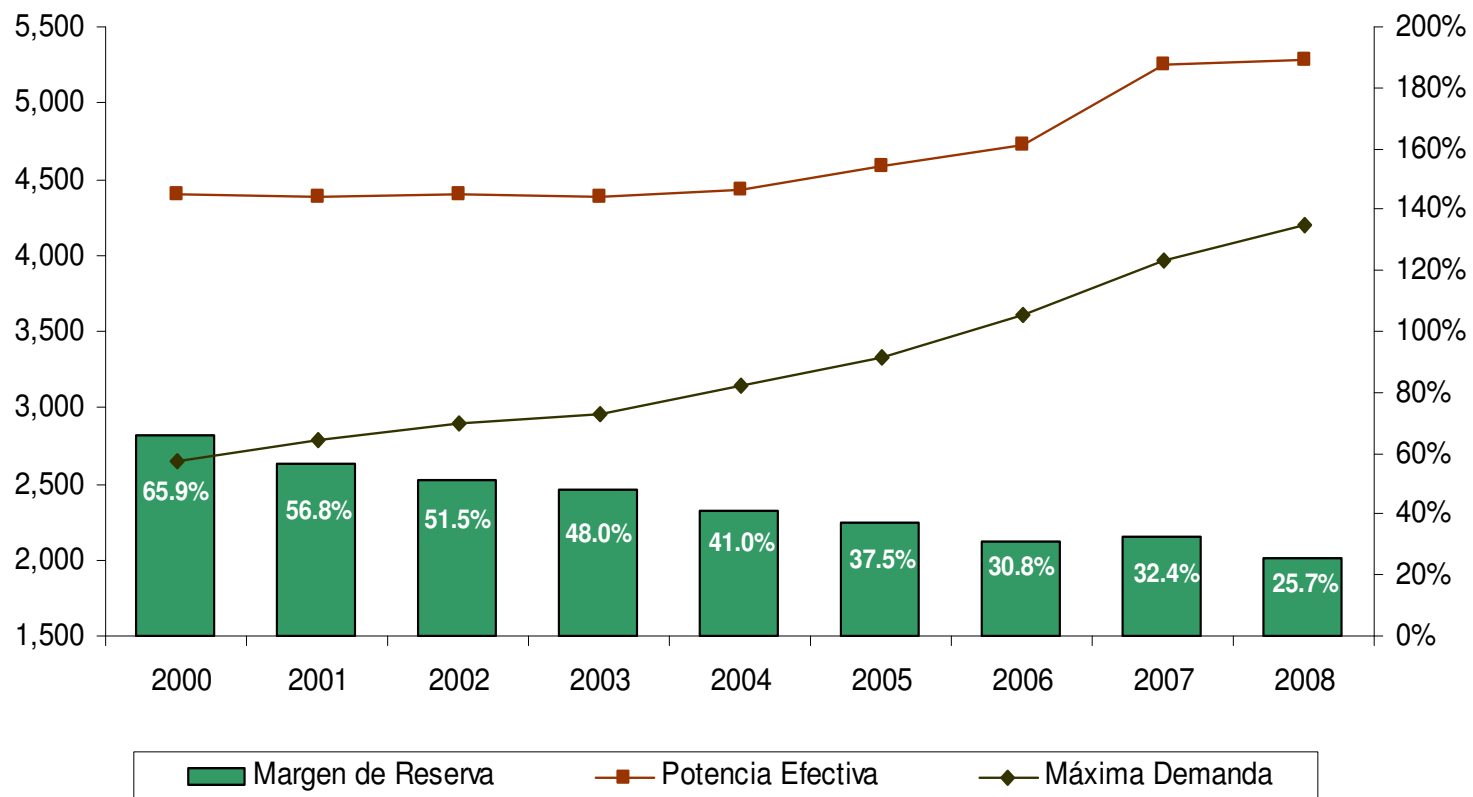
OSINERGMIN

# Contenido

- Evolución Reciente de la Oferta y Demanda en el Perú y Medidas Tomadas
- Problemática de la Remuneración de la Capacidad en el Perú
- Otros Mecanismos orientados a garantizar el suministro:
  - Las Licitaciones de Contratos
  - Reducción de Barreras a las Hidroeléctricas
  - El Papel de las Energías Renovables
- Comentarios Finales

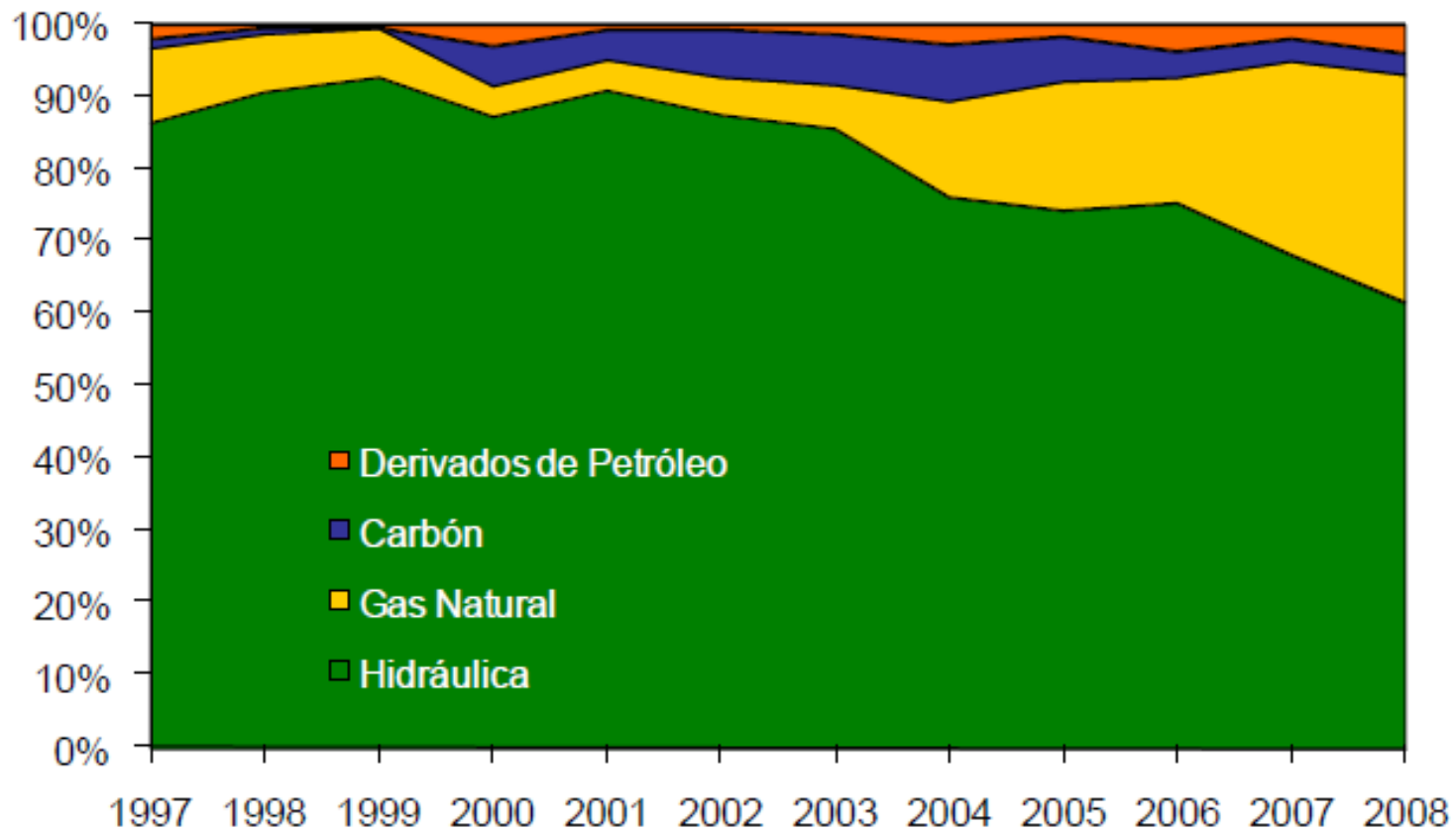
# Evolución del Margen de Reserva

*Balance entre Oferta y Demanda de Electricidad (2000 – 2008)*



# Generación de electricidad en el Perú

## Participación en la Producción de Electricidad por Tecnología



Fuente: COES. Elaboración: Macroconsult

# Evolución Reciente del Balance de Oferta y Demanda

- El inesperado crecimiento de la demanda de electricidad en los últimos años (casi un 10% promedio anual entre el 2005 y 2008) redujo el margen de reserva de capacidad por debajo del 30% reconocido actualmente a nivel tarifario.
- A este problema se unieron restricciones en el suministro de gas natural (proyecto iniciado en el año 2004) y problemas de congestión en la transmisión que ponían en peligro la continuidad del suministro.
- En este contexto se dictaron una serie de medidas de urgencia no necesariamente consistentes entre sí como:
  - Pago separado de los sobrecostos por generación a diesel y residual a fin de evitar que el precio spot se incremente demasiado.
  - Eliminación de los cargos por congestión en los precios en nodo.
  - Encargo a la empresa estatal Electroperú para alquilar centrales y garantizar el suministro.
  - Medidas de eficiencia en el sector público.
  - Exigencia de contratos en firme de gas natural para remuneración de potencia a los generadores.

Paralelamente se inició la discusión de los mecanismos adecuados para garantizar el suministro en el largo plazo.

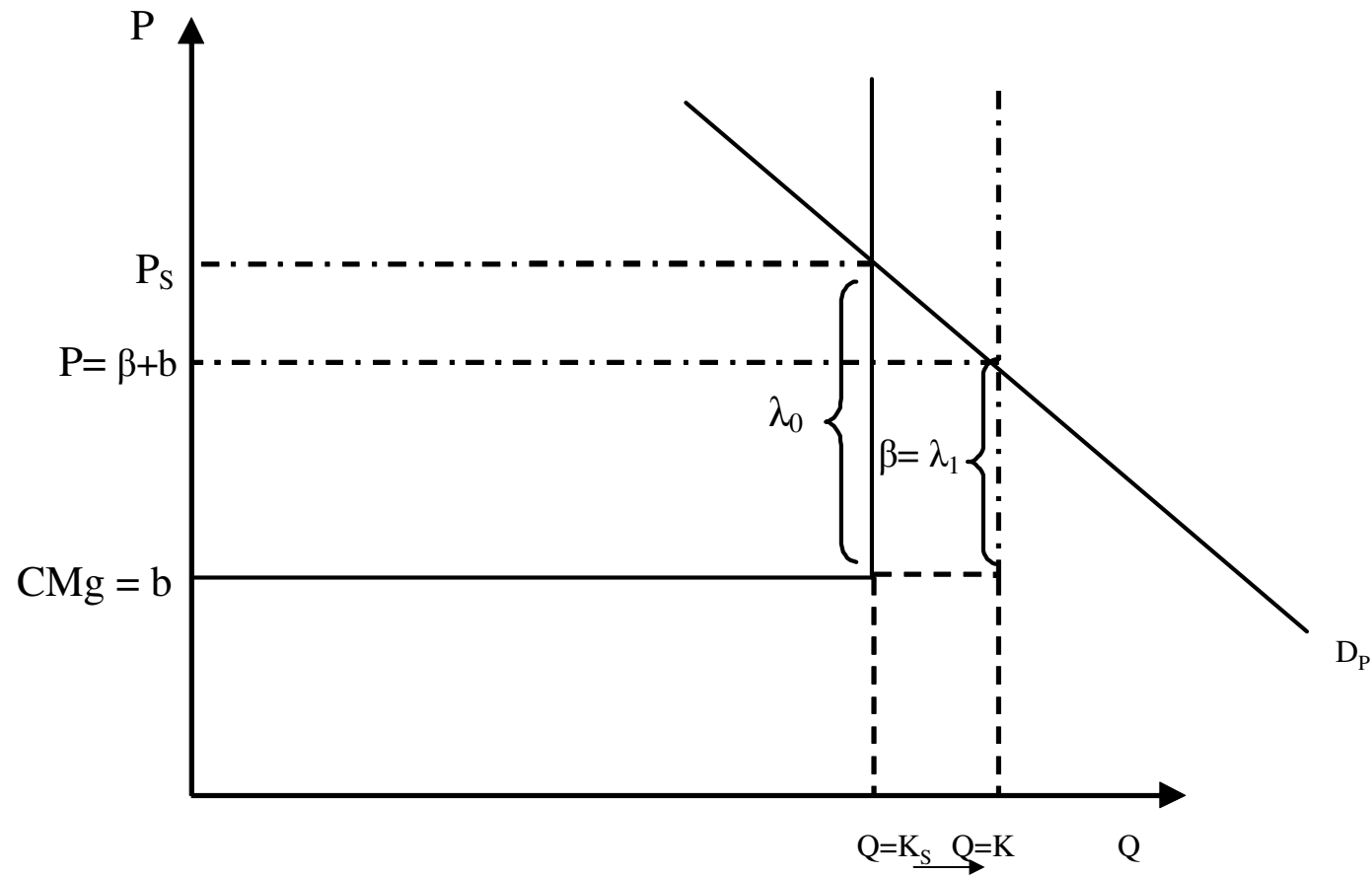
# El Problema de la Confiabilidad del Suministro

- La confiabilidad del suministro de electricidad está asociada a dos conceptos que están interrelacionados pero son diferentes: la adecuación (“adequacy”) y seguridad (“security”), que de acuerdo a la NERC (1996) se refieren a:
- Seguridad: la habilidad del sistema eléctrico para soportar disturbios imprevistos tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema. Tiene carácter de bien público.
- Adecuación: la habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos incrementales de demanda teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable salidas de elementos del sistema no programadas. Es en principio un bien privado.

En base a esta distinción, Stoft (2002) define dos tipos de reservas:

- Reservas Operativas: aquellas destinadas a mantener la seguridad del sistema permitiendo el manejo de los disturbios de corto plazo. En este caso, la reserva viene a ser más bien un servicio complementario (“ancillary service”).
- Reservas Planificadas: aquellas requeridas para mantener la adecuación del sistema permitiendo cubrir la creciente demanda. Estas reservas están asociadas a los mecanismos de remuneración de la capacidad.

# El Valor de la Capacidad Adicional



# Mecanismos Usados Internacionalmente

Existen varios enfoques:

“Only Energy Markets”: se organizan mercados “adelantados” donde se forman precios únicos en base a los cuales la demanda y oferta generan contratos que garanticen el suministro.

El modelo marginalista: Se establece un pago basado en el costo de expansión (costo fijo de la unidad marginal) que permita la recuperación de todos los costos. Se incluyen un margen adicional para pagar a las centrales de reserva. Usado en Chile y Perú.

Pagos Adicionales al Precio de Energía: Se suma un pago adicional en las horas en que el margen de reserva se estrecha. El VOLL\*LOLP (en base a la teoría del “Peak Load Pricing” con incertidumbre).

Requerimientos cuantitativos de capacidad adicional para la firma de contratos.

Pago de Capacidad mediante opciones o sistemas de cobertura de precios spot por encima de cierto umbral (Strike Price). Usado en Colombia.



# Remuneración de la Capacidad en el Perú

Esta es remunerada mediante el costo marginal de potencia o costo de expansión al que se adiciona un margen de reserva y las posibles indisponibilidades.

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left( \frac{1}{1 - TIF} \right)$$

Este cargo es cobrado mensualmente por todos los generadores que tienen contratos ya sea con distribuidoras o clientes libres.

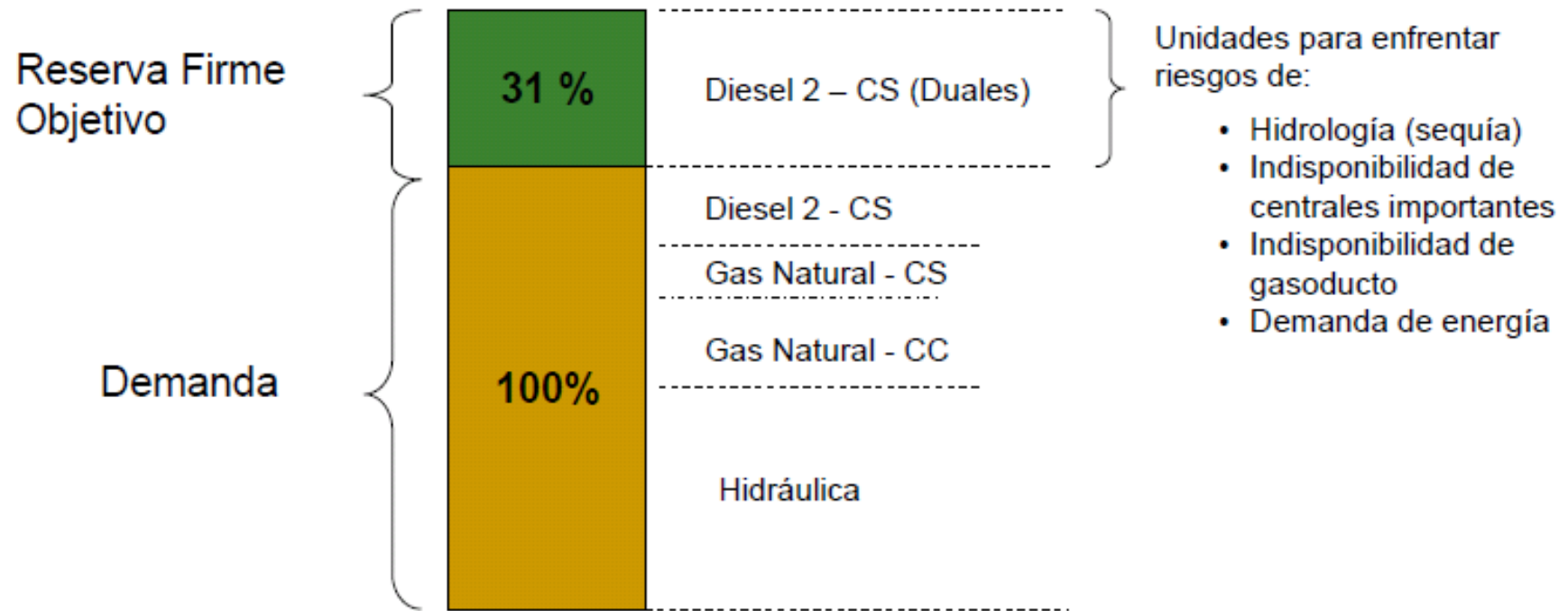
Se crea una “Bolsa de Capacidad” en la que los generadores “depositan” mensualmente en el COES lo recaudado por capacidad y este monto es repartido en base criterios administrativos.

$$\text{Bolsa de Capacidad} = PBP \times \text{Máxima Demanda Mensual}$$

Siendo PBP: Precio Básico de Potencia, PTG: precio del turbogenerador (anualidad de la inversión más costos fijos de operación y mantenimiento), MRFO: margen de reserva firme objetivo (30%), TIF: tasa de indisponibilidad fortuita (2.63%)

De acuerdo a los procedimientos del COES, el reparto de la bolsa de capacidad se realiza de la siguiente forma: 30% se reparte a las centrales que despachan en la máxima demanda y 70% se reparte a las unidades que están disponibles en base al criterio de potencia firme remunerable.

# Remuneración de la Capacidad en el Perú



# Problemas con el Mecanismo de Remuneración de la Capacidad

El mecanismo de remuneración de la capacidad (incluida la reserva) tiene limitaciones tales como:

- Se confía en una señal de precios que incentivará la entrada de inversionistas. Si la reserva es menor a la remunerada pues habrá sobreganancias en las empresas incumbentes. Sin embargo, requiere un mercado competitivo y subestima factores como la incertidumbre.
- Se basa en cálculos administrativos respecto a puntos controvertidos como el valor de la energía no suministrada y criterios ad hoc que no necesariamente son homogéneos.
- El reparto de los ingresos recaudados no necesariamente está asociado con la contribución a la confiabilidad de las centrales pudiendo generar distorsiones.

En síntesis, las obligaciones a contraprestarse por esta remuneración no están bien definidas por el esquema actual.

## Propuestas de Cambio

Se viene analizando la posibilidad de migrar de un mecanismo administrativo de pago de la capacidad a un sistema de licitaciones de capacidad de reserva.

Se licitaría una cantidad a potencia que haría las funciones de reserva en frío siendo remunerada de acuerdo a sus ofertas.

Este proceso podría llevarlo una entidad como Proinversión (encargada de la promoción de inversiones en Perú).

Se requerirían ciertas modificaciones para hacerlo compatible con el sistema actual de remuneración de la potencia.

Una alternativa sería implementar un esquema similar al colombiano donde a partir de un precio de escasez del sistema estas centrales empiecen a cubrir del riesgo de altos precios al mercado.

# El Mecanismo de las Licitaciones para el Suministro de Electricidad (I)

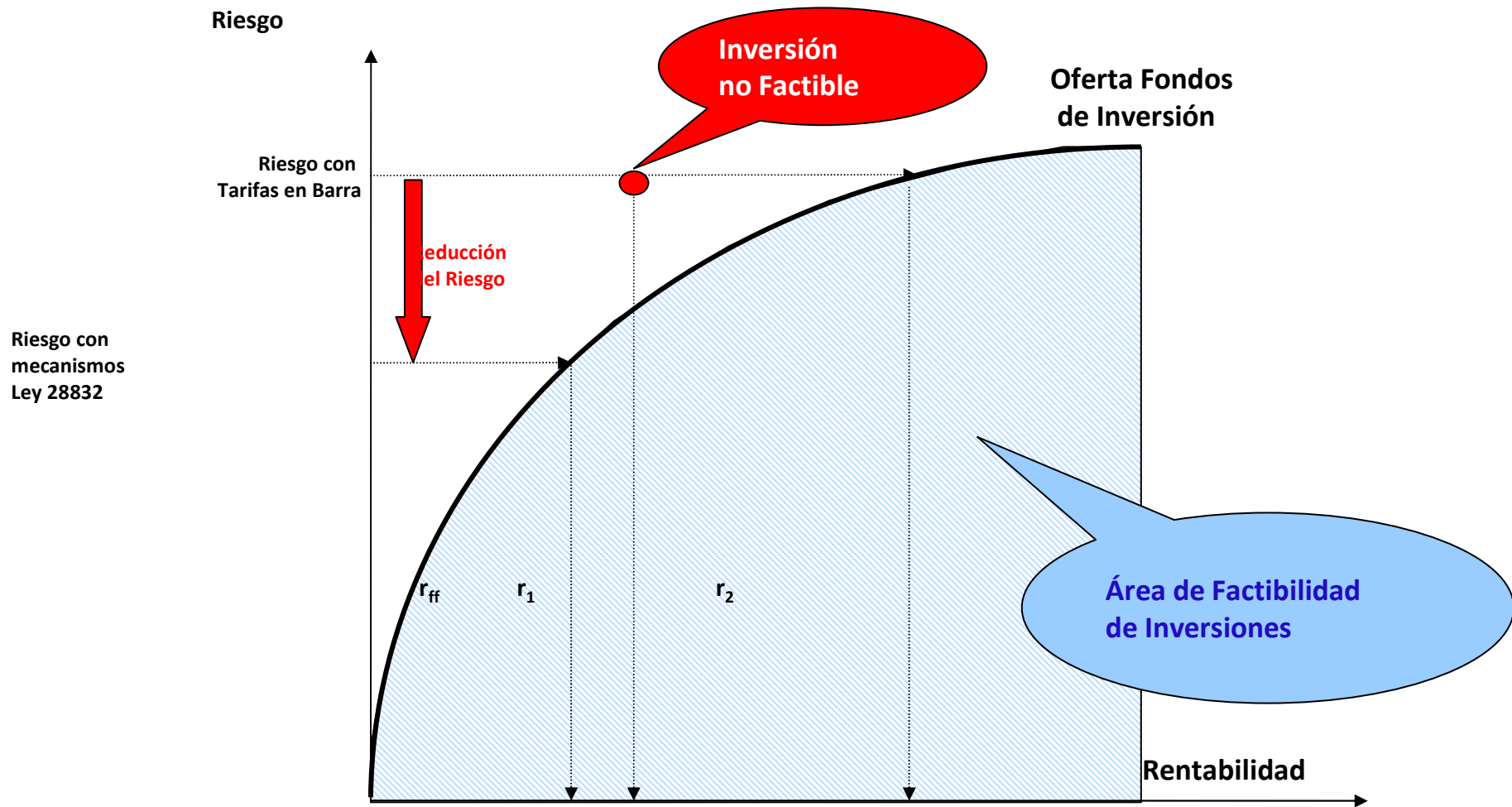
En el año 2004 se generó un problema para la renovación de los contratos de suministro entre generadores y distribuidores debido a que los primeros no querían renovar los contratos a la tarifa en barra vigente calculada por el regulador en base a proyecciones de la demanda y costos.

Este y otros problemas relacionados a la organización del mercado mayorista y al tratamiento regulatorio de la transmisión dieron origen a la Ley 28832 “Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual, en el caso de la generación crea el mecanismo de licitaciones de contratos para atraer nueva capacidad, mediante una demanda asegurada.

Se busca reducir de esta forma el componente administrativo en la fijación de tarifas, y por lo tanto el “riesgo regulatorio”, y de que los precios obtenidos surjan de un mecanismo de competencia por los contratos, pudiendo mantenerse fijos hasta por un período de 20 años (incentivo para las hidroeléctricas).

En una primera etapa este esquema contempla la competencia por los precios de energía, manteniéndose fijo el pago por potencia.

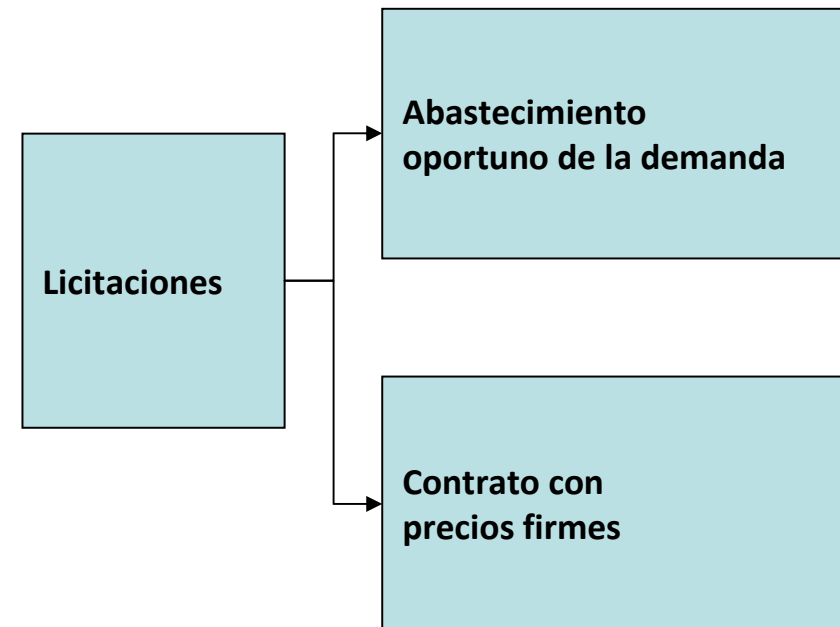
# El Mecanismo de las Licitaciones para el Suministro de Electricidad (II)



# El Mecanismo de las Licitaciones para el Suministro de Electricidad (III)

## Objetivo:

- Asegurar suficiencia de generación a través de contratos de suministro o abastecimiento.
- Requisito fundamental: creación de competencia (he aquí un desafío para la reglamentación)
- Si el mercado no es competitivo, deberá hacerlo disputable disminuyendo las barreras de entrada para nuevos agentes.
- Precios de licitaciones serán trasladados a consumidores.



# El Mecanismo de las Licitaciones para el Suministro de Electricidad (IV)

La cobertura del Servicio Público de Electricidad se dará mediante tres tipos de licitaciones, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda:

<b>Tipo</b>	<b>Plazo Contractual</b>	<b>Convocatoria</b>	<b>Cantidad a Contratar</b>	<b>Objetivo</b>
<b>Larga Duración</b>	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
<b>Mediana Duración</b>	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados con antelación respecto de lo estimado
<b>Corta Duración</b>	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

De acuerdo a la normatividad vigente OSINERGMIN fijará un precio máximo en las licitaciones. A las empresas que usen energía hidroeléctrica se les descontará un factor de 15% en sus propuestas en la etapa de evaluación.



# El Mecanismo de las Licitaciones para el Suministro de Electricidad (V)

Puntos de discusión y problemas de implementación:

- La convocatoria la realizan las empresas distribuidoras de acuerdo a sus requerimientos e incentivos (cuanto más adelantado lo hagan mejor). En otros países lo realiza un ente especializado.
- No se hace distinción en los contratos de largo plazo entre “energía vieja” y los requerimientos de nueva capacidad para la “energía nueva” que puede tener un costo de expansión diferente.
- Hay algunos problemas para posibilitar la participación de nuevos generadores. En particular, persisten algunas barreras a la entrada para las hidroeléctricas.
- Es conveniente definir el rol del gas natural considerando la incertidumbre en las reservas y sus posibles usos alternativos (costo de oportunidad).
- Se requiere definir el rol de las energías renovables en el esquema.

# Problemática de las Centrales Hidroeléctricas

- En el Perú solo se ha usado menos del 5% del potencial hidroeléctrico. Sin embargo, es necesario evaluar los costos de inversión y el impacto ambiental de los diferentes proyectos existentes.
- Entre los principales avances para incentivar la inversión en centrales hidroeléctricas tenemos:
  - Se brinda la opción de la depreciación acelerada y devolución anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV).
  - El esquema de licitaciones se amplió hasta 20 años para incentivar la participación de los generadores hidroeléctricos con precios “firmes”.
  - Las hidroeléctricas de menor tamaño (menores de 20 MW) tienen bonificaciones para la adjudicación de contratos.
  - Se han realizado algunos avances como el reconocimiento de los MDLs en Europa (35 proyectos energéticos están inscritos).
  - Se vienen realizando esfuerzos por ordenar el manejo de los recursos hídricos (ley de marzo de 2009).

## Otras medidas para Promover las Hidroeléctricas

- Se requiere actualizar los estudios sobre el potencial hidroeléctrico nacional y designación de entidad responsable (MINEM), incluyendo los registros de precipitaciones de las cuencas.
- Es conveniente sistematizar los mecanismos para protección del medio ambiente, así como la determinación de los beneficios y costos de los proyectos para las comunidades vecinas.
- Se debería desarrollar un catálogo de proyectos que incluya los respectivos estudios de preinversión, con sus correspondientes permisos ambientales, que sería puesto a disposición de los inversionistas interesados a través de licitaciones para el otorgamiento de las concesiones.
- Se recomienda analizar posibilidades de cofinanciamiento.
- Un incentivo adicional sería posibilitar la suscripción de mecanismos de desarrollo limpio con países que deben reducir sus emisiones.

## Otras medidas para Promover las Hidroeléctricas

- Evaluar la promoción de la participación privada en la construcción de centrales y un posible tratado con Brasil para la edificación de grandes centrales hidroeléctricas que tengan como prioridad el abastecimiento confiable del mercado interno y la exportación de los excedentes.
- Continuar con mecanismos de promoción directa como las subastas llevadas a cabo por Proinversión (octubre de 2009), donde se adjudicaron 109 MW a US\$ 49.5 por MWh (Empresa de Generación Cheves de SN Power).

En este esquema se otorgaba un contrato de concesión definitiva y un contrato de suministro. Este último será transferido luego a una empresa distribuidora (algo similar al esquema de Brasil).

## Promoción de Energías Renovables No Convencionales

- Se promulgó la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables No Convencionales (solar fotovoltaico, Solar Térmico, eólico, geotérmico biomasa e hidroeléctrico sólo hasta 20 MW).
- El MINEM establecerá cada 5 años un porcentaje objetivo en el consumo nacional de electricidad, el cual será de hasta 5% anual durante el primer quinquenio (2009 – 2014).
- El Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Octubre 2008) establece que estas tecnologías:
  - Tienen prioridad en el despacho (se le considera con costo variable de producción igual a cero).
  - Se remuneran en base al precio spot con primas que estabilizan sus ingresos (recargadas al peaje de transmisión y calculadas por OSINERGMIN).
  - Tienen prioridad en conexión a redes.
  - Se establecen fondos para investigación y desarrollo.
- Como una primera etapa se ha convocado una primera licitación por 1314 GWh en energías renovables no convencionales (813 GWh de biomasa, 320 GWh de energía eólica y 181 GWh de solar). Adicionalmente se convocaron 500 MW para pequeñas centrales hidráulicas (menores de 20 MW).

# Promoción de Energías Renovables No Convencionales

## *Resultados de Energía*

Resultados	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Precio Máximo (Ctv US\$/kWh)	12.00	11.00	26.90	
Precio adjudicado promedio (Ctv US\$/kWh)	8.1	7.92	22.14	
Energía Requerida (GWh/año)	813	320	181	1314
Energía Adjudicada (GWh/año)	143.30	571	172.94	887.24
Nº de Proyectos Propuestos	2	6	6	14
Nº de Proyectos Adjudicados	2	3	4	9

## *Resultados de Potencia*

Resultados	Hidroeléctrica
Precio Máximo (Ctv US\$/kWh)	7.40
Precio adjudicado promedio (Ctv US\$/kWh)	5.99
Potencia Requerida (MW)	500
Potencia Adjudicada (MW)	161.71
Nº de Proyectos Propuestos	17
Nº de Proyectos Adjudicados	17

## Conclusiones

- El crecimiento rápido de la demanda continuará los próximos años por lo que resulta crucial garantizar nuevas inversiones.
- Es necesaria una reforma del mecanismo actual de remuneración de la capacidad.
- Se requiere mejorar las subastas de largo plazo para promover nuevas inversiones.
- Es necesario continuar con la promoción de las centrales hidroeléctricas dado el potencial del país. El ingreso de estas centrales, cumplidos los estándares ambientales necesarios, permitirán un desarrollo más balanceado del parque generador y el uso eficiente de otros recursos como el gas natural.
- Es recomendable también determinar a futuro el rol de las energías renovables no convencionales.