
“Fijación de Precios en Barra Mayo 2011 – Abril 2012”

Prepublicación



Audiencia Pública
Exposición y Sustento de Criterios, Metodología y Modelos Económicos

Ing. Jaime Mendoza Gacon
Gerente División Generación y Transmisión
11 de marzo de 2011



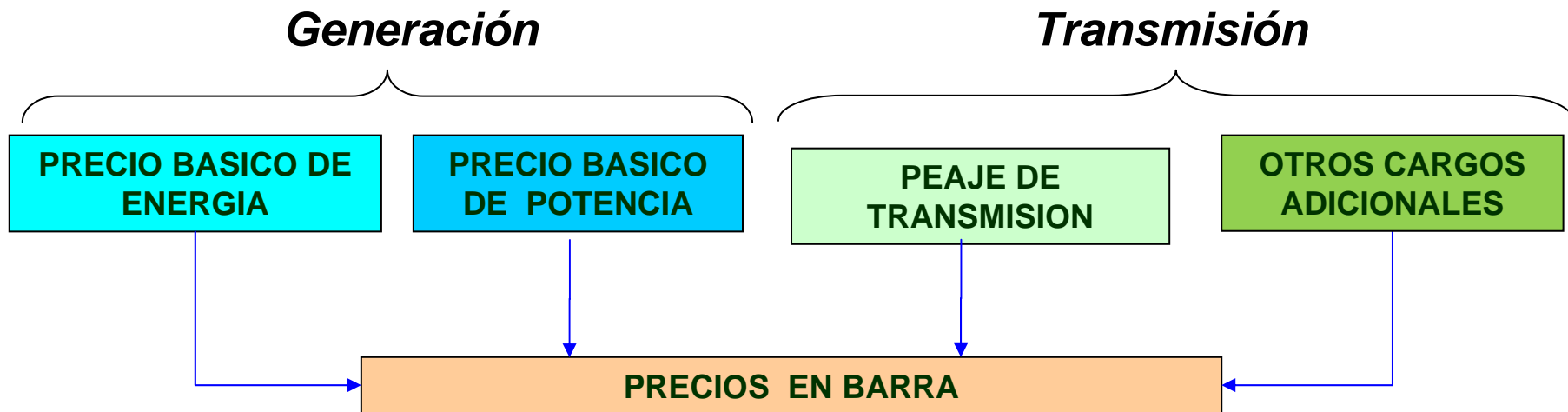


Introducción





¿Qué tarifas se están regulando como Precios en Barra? (1 de 3)





¿Qué tarifas se están regulando como Precios en Barra? (2 de 3)

- **Tarifas de Generación Eléctrica**
 - **Precio de Energía:** Remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica (los que dependen de la cantidad que se produzca)
 - **Precio de Potencia:** Remunera los costos fijos de las centrales de generación eléctrica (los que no dependen de la cantidad que se produzca)
- **Tarifas de Sistema Principal y Garantizado de Transmisión**
 - **Ingreso tarifario:** Monto que los generadores deben transferir a los transmisores
 - **Peaje unitario:** Monto (en por unidad) que los consumidores deben pagar al transmisor para completar los costos del servicio



¿Qué tarifas se están regulando como Precios en Barra? (3 de 3)

(Continuación)

- **Cargos Adicionales:** Monto (en por unidad) que los Decretos Legislativos 1002 y 1041, así como los Decretos de Urgencia 037-2008 y 049-2008 ordenan incluir dentro del Peaje del Sistema Principal de Transmisión.

Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro, que implica la compensación a las centrales duales que operan con gas natural o diesel (**Artículo 6° de DL-1041**)

Cargo por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), que implica la compensación a las centrales de generación que utilizan RER (**Artículo 7° de DL-1002**)

Cargo por Compensación de Generación Adicional, que implica el pago por instalación de unidades de emergencia (**Artículo 5° de DU-037-2008**)

Cargo por Compensación de Costo Variable Adicional, que implica los sobrecostos de las unidades que operan con costo variable mayor al costo marginal (**Artículo 1° del DU-049-2008**)

Cargo por Compensación de Retiros Sin Contratos, que implica los sobrecostos de las unidades que cubren los Retiros Sin Contratos (**Artículo 2° del DU-049-2008**)



Tarifas de Generación Eléctrica (SEIN)





¿Qué ordena la legislación?

- **Tarifas de Generación Eléctrica**

- Utilizar la oferta y demanda de los últimos 12 meses.
- Proyectar la oferta y demanda para los próximos 24 meses.
- Determinar el precio de energía a partir del equilibrio de la oferta y la demanda.
- Determinar el precio de potencia como el costo de inversión en una turbina a gas.
- **Los precios de energía y potencia no podrán diferir en 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones.**

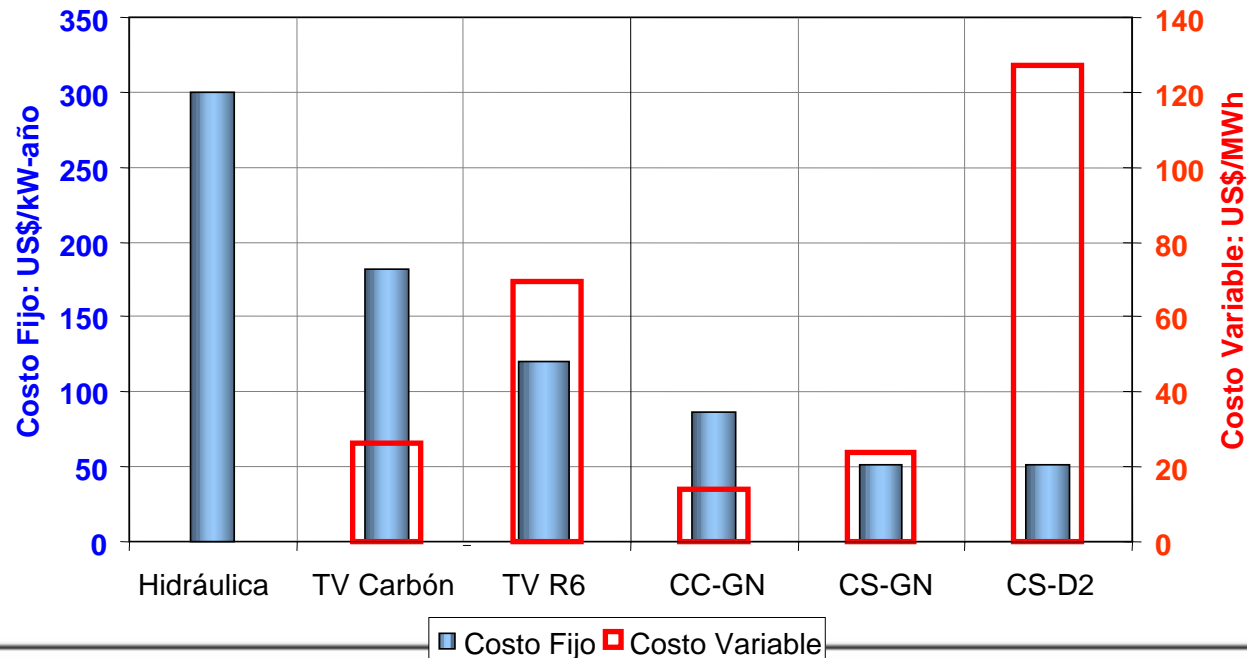


¿Qué principios se utilizan? (1 de 4)

- **Tarifas de Generación Eléctrica**

- Criterios marginalistas en el Sistema Interconectado: Se paga el costo de la generación más económica para atender la demanda

Costos de Producción de Electricidad

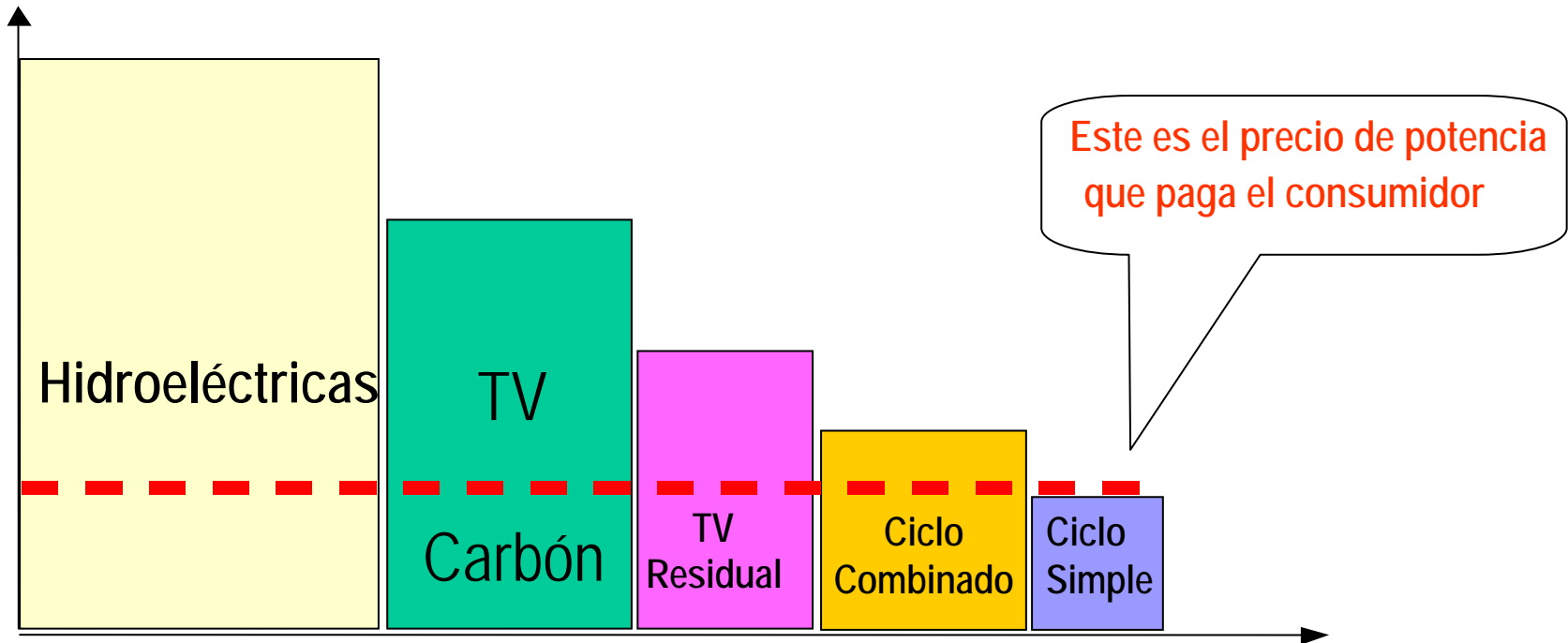




¿Qué principios se utilizan? (2 de 4)

- **Tarifas de Generación Eléctrica**

US\$/kW-año – **Precio de Potencia:** Unidad más económica a construir

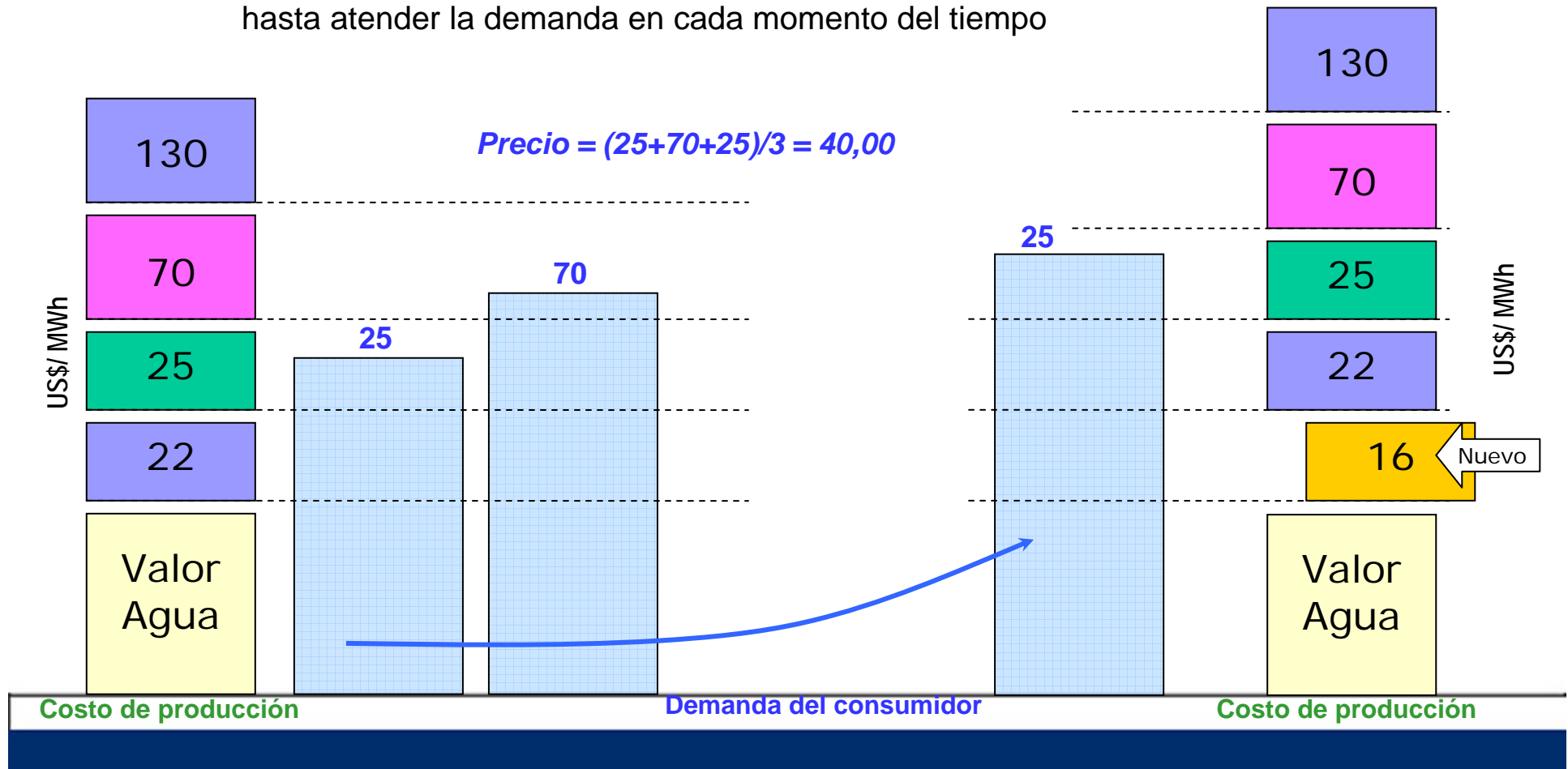




¿Qué principios se utilizan? (3 de 4)

- Tarifas de Generación Eléctrica**

- **Precio de Energía:** Promedio ponderado de los costos de la unidad más económica hasta atender la demanda en cada momento del tiempo

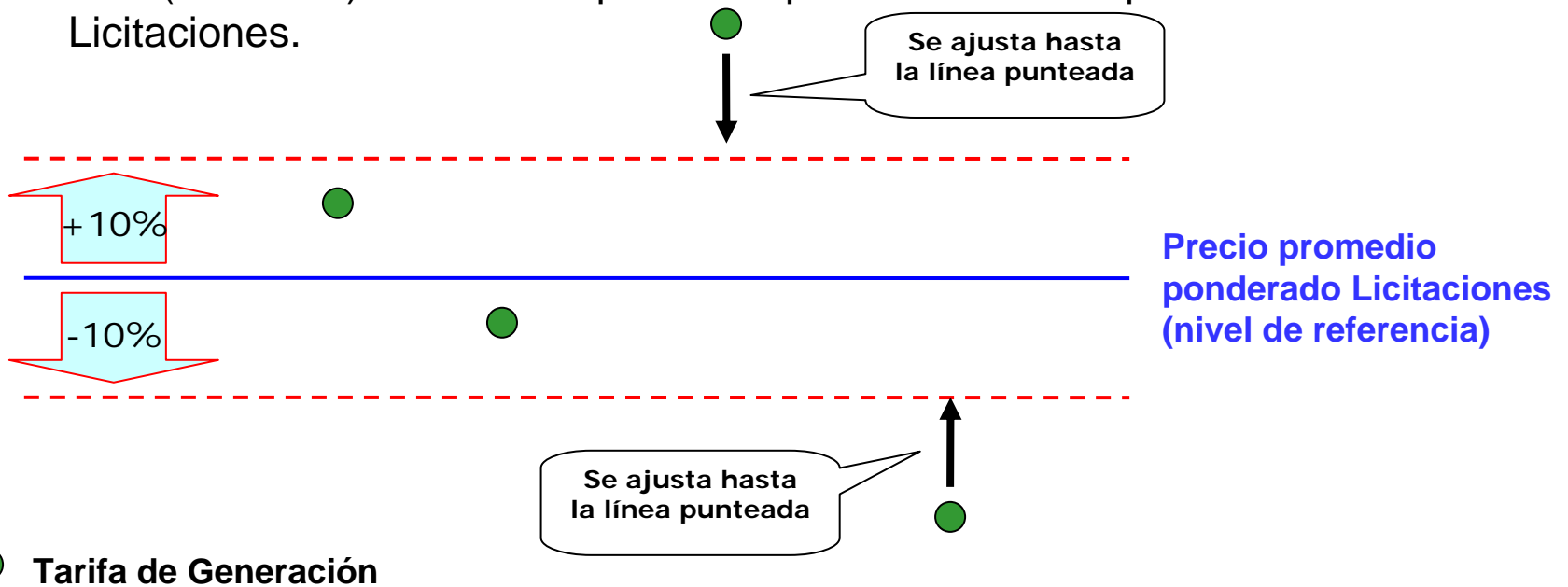




¿Qué principios se utilizan? (4 de 4)

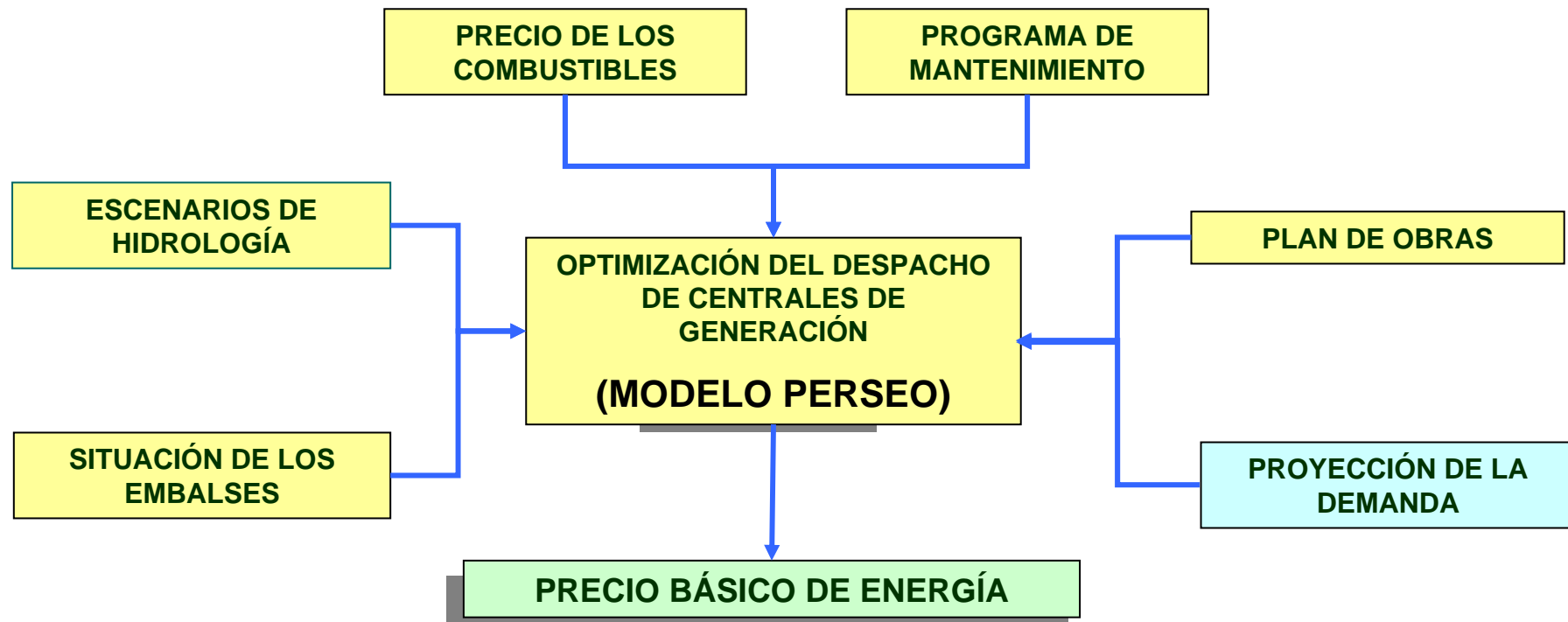
- **Tarifas de Generación Eléctrica**

- **Mecanismo de ajuste:** La tarifa regulada de generación no debe diferir en más (ni menos) de 10% del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones.



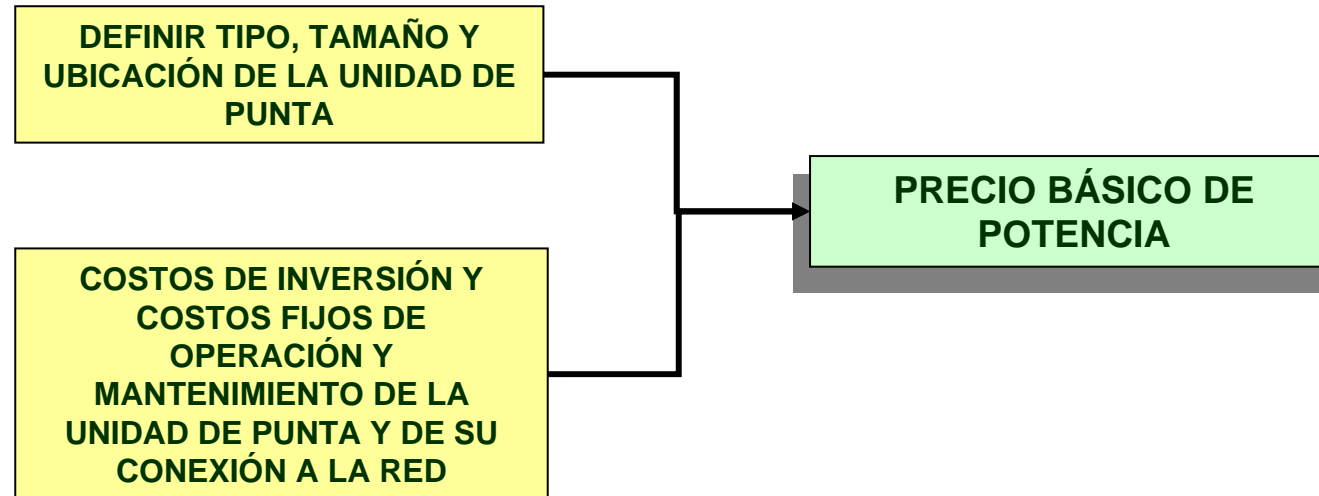


Procedimiento de Cálculo del Precio de Energía



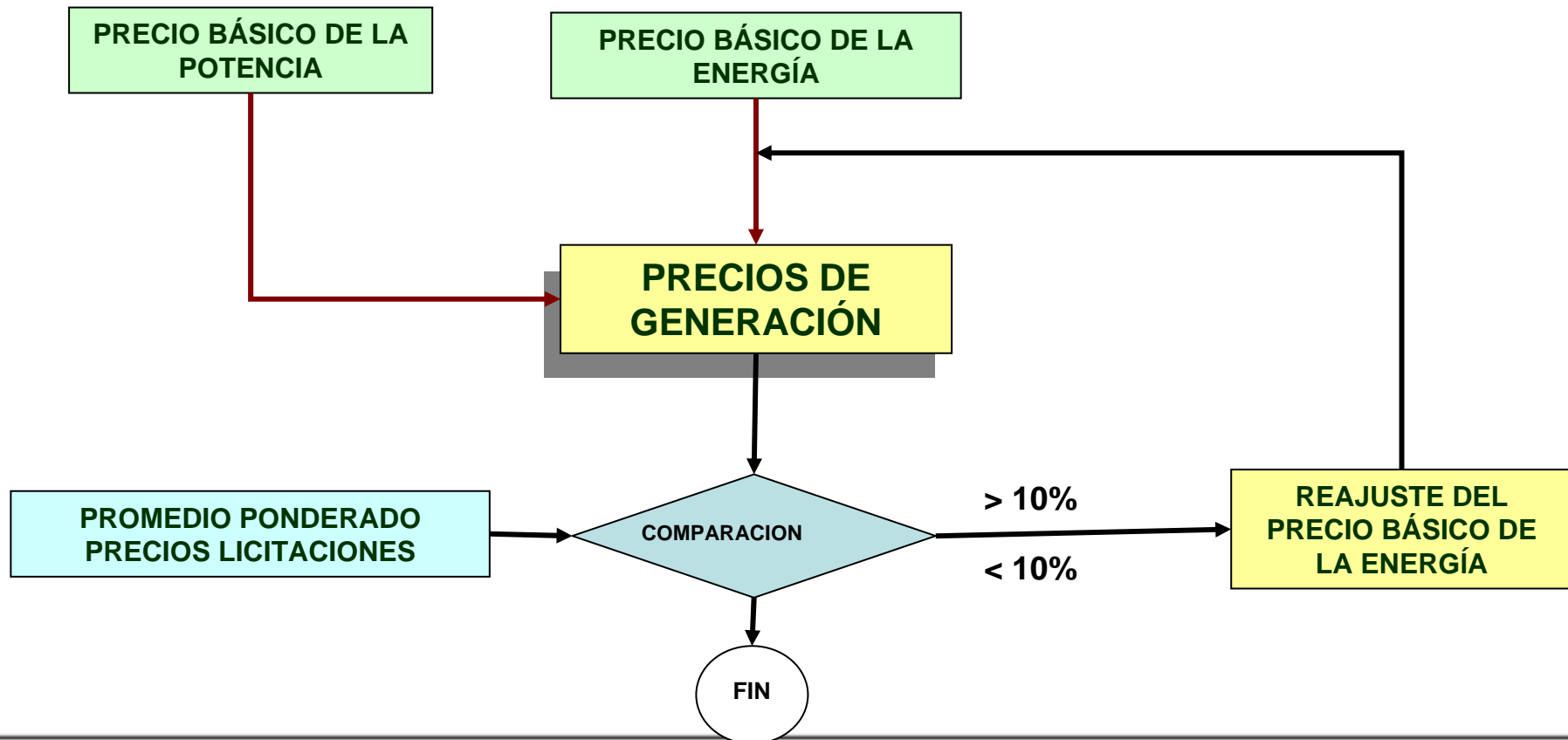


Procedimiento de Cálculo del Precio de Potencia





Procedimiento de Comparación del Precio en Barra







Cálculo del Precio de Energía (1 de 5)

- **Precio de Energía**

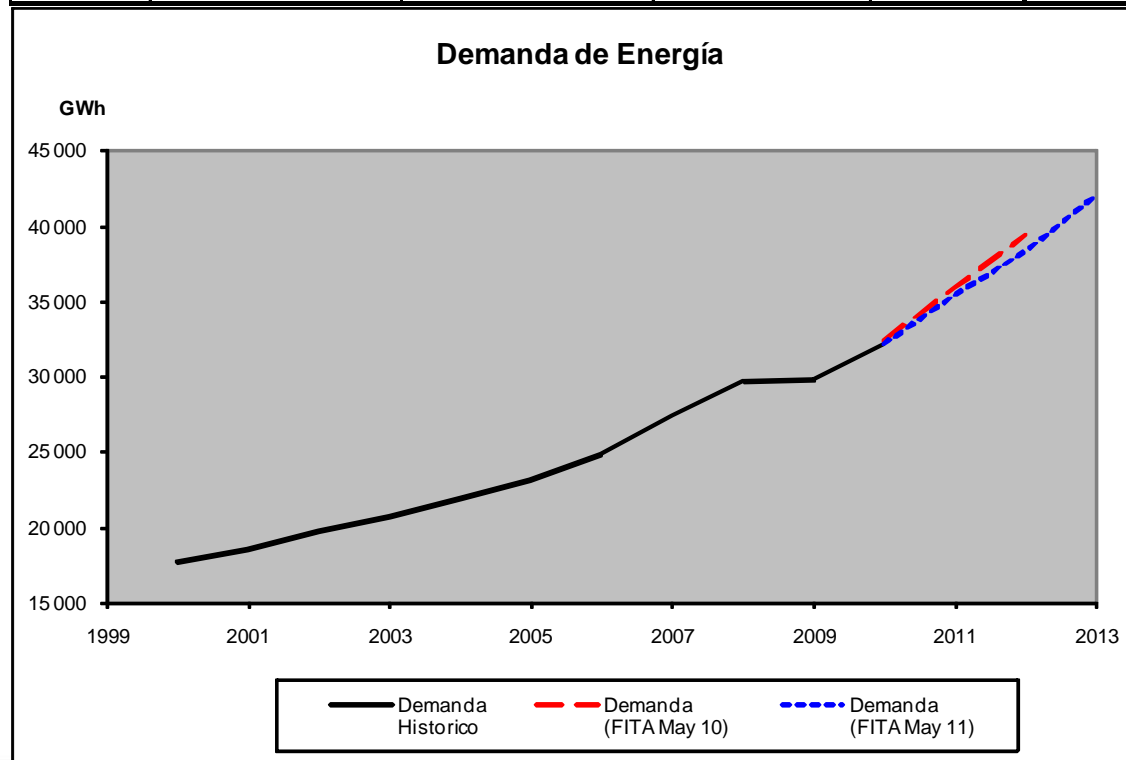
- **Proyección de Demanda**

- En el pronóstico de demanda se utiliza el Modelo Econométrico de Corrección de Errores.
 - Se considera el crecimiento de PBI del 2010 informado por INEI 
 - Se considera el crecimiento de PBI proyectado para los años 2011 y 2012 realizado por el BCR en base a sus encuestas con analistas económicos. Para el año 2013 se considera un crecimiento similar a 2012. 
 - No corresponde la inclusión de demanda extranjera, debido a que en el año 2010, se llevaron a cabo Transacciones Internacionales de Electricidad pero bajo el marco del Decreto de Urgencia N° 109-2009.
 - Las pérdidas en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución están en el orden de 5,62%, 1,96% y 7,56%, respectivamente.
 - Las cargas especiales (Electroandes, Shougesa, Antamina, Cerro Verde, Southern, etc.) representan aprox. el 21% de la demanda.



Cálculo del Precio de Energía (2 de 5)

Año	Demanda MW	Energía Anual GWh	Tasa de Crecimiento		Factor Carga Anual
			Pot (%)	Ener (%)	
2010	4 557	32 164	6,1%	7,7%	80,6%
2011	5 048	35 420	10,8%	10,1%	80,1%
2012	5 286	38 260	4,7%	8,0%	82,6%
2013	5 768	42 047	9,1%	9,9%	83,2%





Cálculo del Precio de Energía (3 de 5)

- **Precio de Energía**

- Programa de Obras

- El plan de obras debe contemplar un programa eficiente de centrales para entrar en servicio en el periodo de estudio, de modo que se mantenga el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema.
- Se ha considerado los proyectos de generación que se encuentran en desarrollo, tales como:
 - Conversión a Ciclo Combinado de CT Kallpa (859 MW)
 - Segunda Etapa de CH Machupicchu (101 MW)
 - Conversión a Ciclo Combinado de CT Chilca I (847 MW)
 - CT Fénix Ciclo Combinado (521 MW)
 - Proyectos de Generación RER
- Se ha considerado los proyectos de transmisión que se encuentran en desarrollo





Cálculo del Precio de Energía (4 de 5)

- **Precio de Energía**

- Precio de combustibles líquidos

- Menor entre Precio Ponderado de Referencia y Precio de Lista de Petroperú



- Precio del Gas Natural

- Para las centrales que operen con GN de Camisea, el precio es el efectivamente pagado en boca de pozo más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
- Para centrales que utilicen GN de fuentes distintas a Camisea, es el precio único resultado del procedimiento N° 31 C del COES-SINAC, teniendo como límite superior (Procedimiento aprobado por Resolución OSINERG N° 108-2006-OS/CD):
2,3400 US\$/MMBTU



- Precio del carbón

- Precio resultado de la aplicación del “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”: **104,3 US\$/Ton.**





Cálculo del Precio de Energía (5 de 5)

- **Precio de Energía**

- Diferencias importantes con respecto de la propuesta de los Subcomités de COES-SINAC

- Ajuste de precios de combustibles y tipo de cambio al 31.01.11 (Costos Variables).
- Ajuste de CVNC (se mantuvo los fijados en 2010, salvo por Ventanilla, Chilca, Santa Rosa e Ilo 2).
- Inclusión de los 45 escenarios hidrológicos.
- Ajuste del programa de mantenimientos, con la no inclusión de aquellos trabajos no sustentados.
- Inclusión de nuevos proyectos para los años 2013: CT Fénix (521 MW), conversión a ciclo combinado de CT Chilca I (847 MW).



Cálculo del Precio de Potencia (1 de 3)

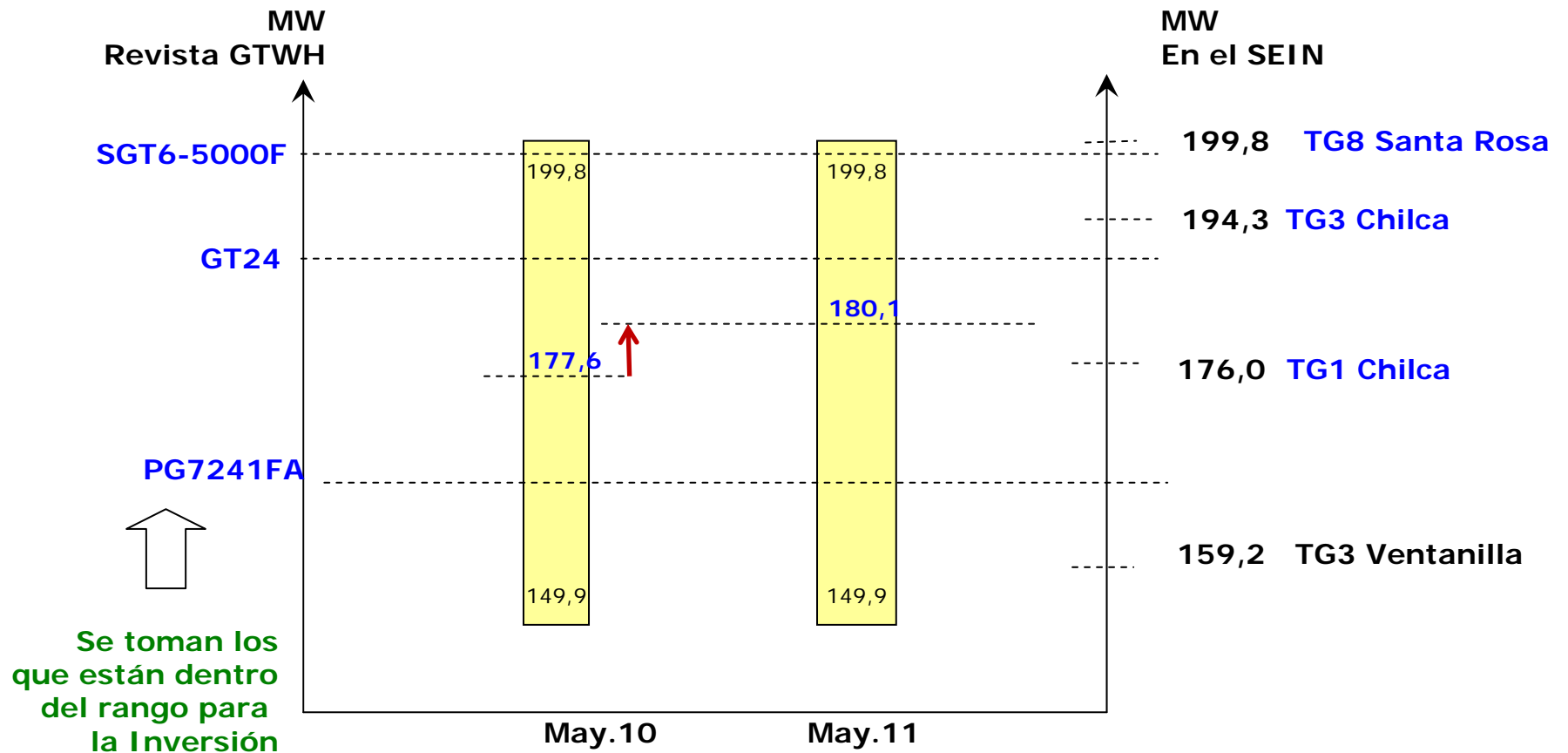
- **Precio de Potencia**

- El Precio Básico de la Potencia se determina a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta, turbogas operando con combustible diesel, conforme a la aplicación del “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD.
- De la propuesta del Subcomité de Generadores, se desestima considerar la propuesta de incluir costos de automatismo, transformadores auxiliares de media tensión y baja tensión, tomando como referencia el equipamiento de la TG8 de CT Santa Rosa, debido a que este equipamiento corresponde a una unidad de ciclo simple que opere con gas natural y que tendrá horas de operación esperadas muy superior a la unidad de punta.



Cálculo del Precio de Potencia (2 de 3)

- Aplicación Procedimiento para determinar Precio Básico de Potencia.





Cálculo del Precio de Potencia (3 de 3)

- Aumento del costo unitario de la unidad de punta, en orden de 4,7 %.

Año	CE ISO (MW)	Costo (Miles US\$)	Costo Unitario (US\$/kW)
2010	177,6	37 827	213
2011	180,1	40 217	223

- Se actualizaron los costos de conexión eléctrica de acuerdo con la última versión de la “ Base de datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con costos 2010, aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 015-2011-OS/CD.

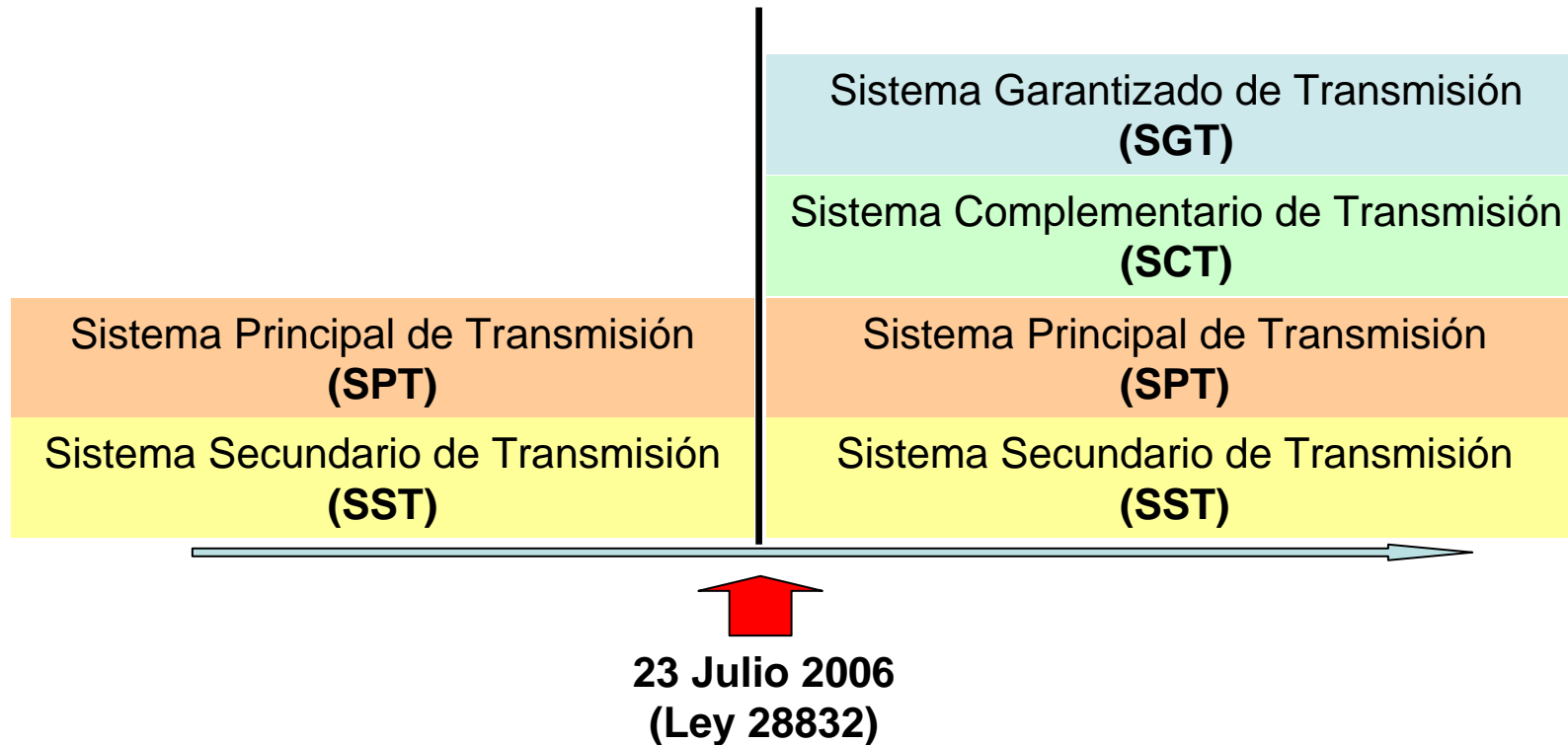


Tarifas del Sistema Principal y Garantizado de Transmisión (SEIN)





Remuneración de Transmisión



En la Fijación de Precios en Barra se regulan las tarifas para las instalaciones de transmisión que son parte de SPT y SGT



¿Qué ordena la legislación?

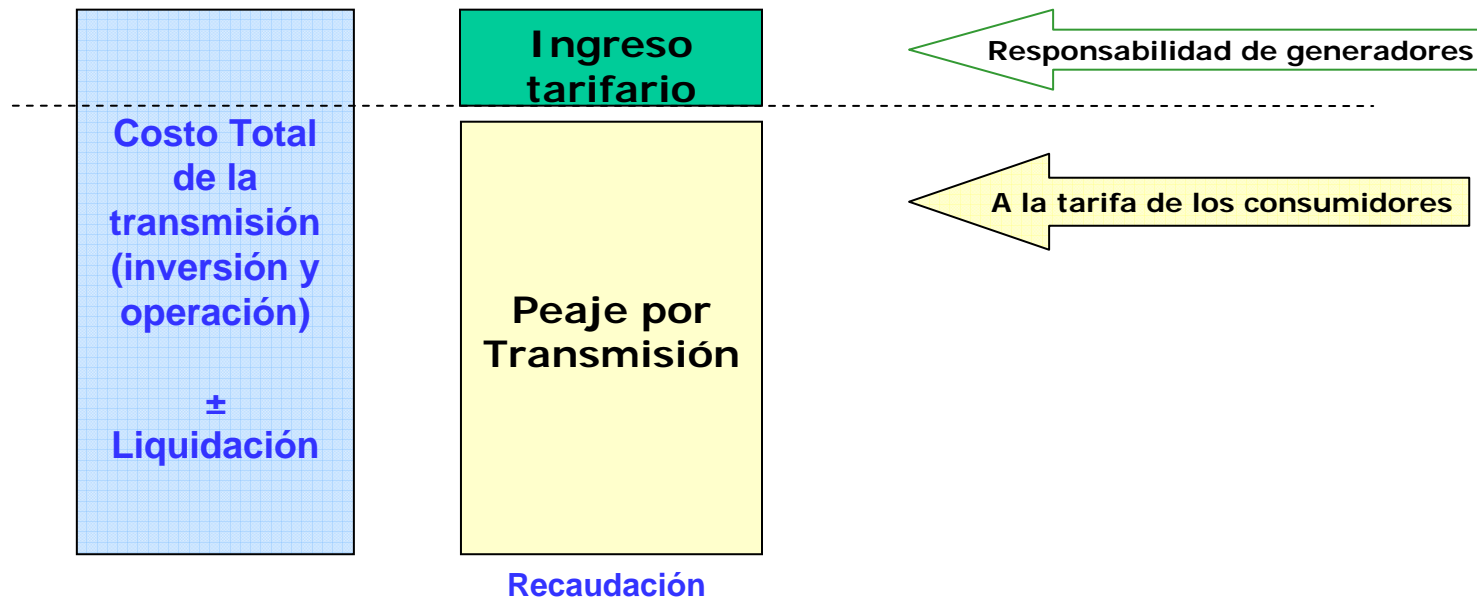
- **Tarifas de Sistema Principal de Transmisión**
 - Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión son aquellas que fueron calificadas como tales antes de la promulgación de la Ley 28832.
 - Determinar el Valor Nuevo de Reemplazo para los casos que corresponda y el Costo de Operación y Mantenimiento (costos totales).
 - Agregar los Cargos Adicionales.
- **Tarifas de Sistema Garantizado de Transmisión**
 - Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión son aquellas que forman parte del Plan de Transmisión y cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación.
 - Las componentes de inversión, operación y mantenimiento que forman parte de la base tarifaria, serán los valores que resulten de los procesos de licitación.



¿Qué principios se utilizan? (1 de 2)

- **Tarifas de Transmisión (Eléctrica)**

- Criterio de costo medio: Se paga el costo del sistema de transmisión necesario para transmitir la energía requerida por la demanda, considerando criterios de eficiencia.





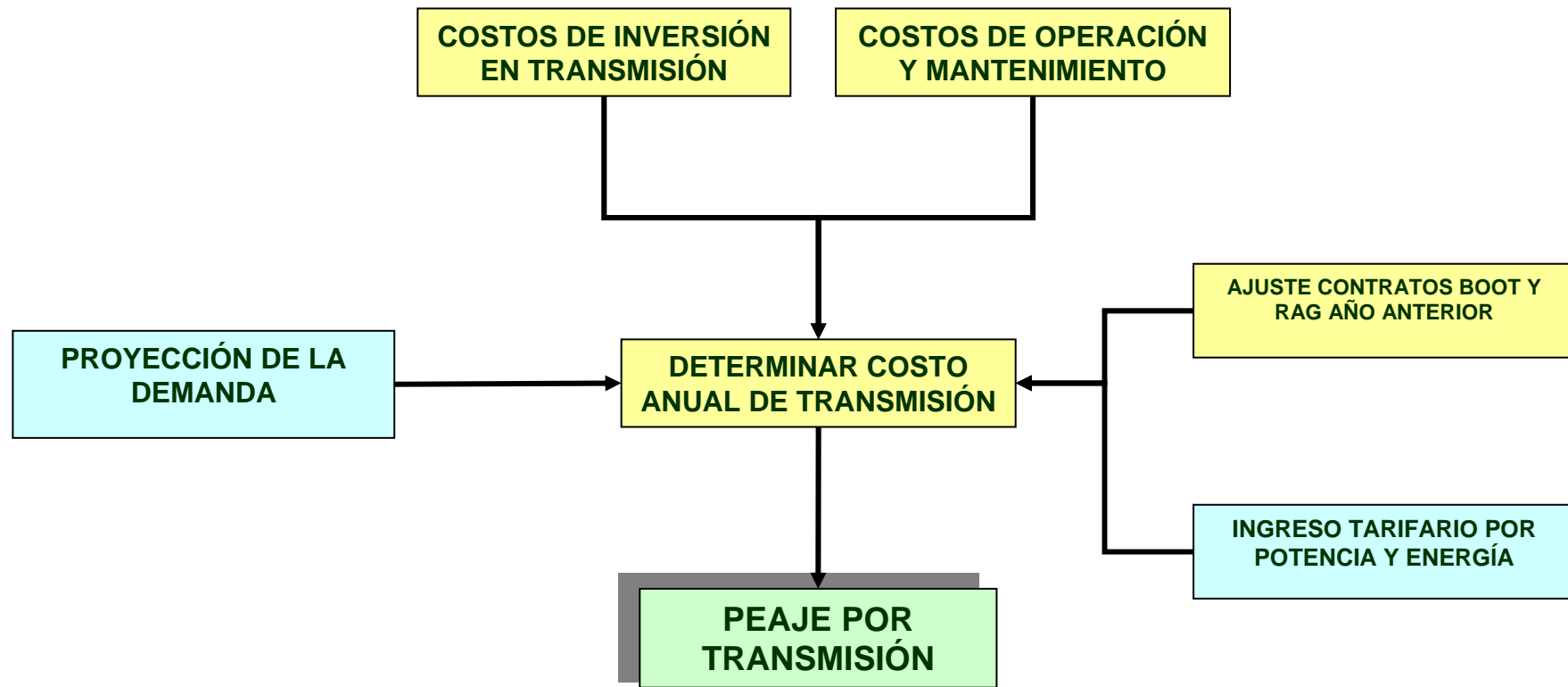
¿Qué principios se utilizan? (2 de 2)

- **Cargos Adicionales (CA)**

- Criterios de compensación: Se estiman los costos que deben ser compensados en cumplimiento de los Decretos Legislativos N° 1041 y N° 1002, así como los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008.
- Estos costos son asignados a los usuarios de electricidad dentro del Peaje del Sistema Principal de Transmisión y en las formas que establecen dichos decretos.
 - Los costos son asignados en misma proporción para los usuarios de electricidad, con excepción del Cargo por Compensación de Generación Adicional que establece en Decreto de Urgencia N° 037-2008, el cual debe ser asignado en base a los siguientes factores:
 - Usuario Regulado factor 1,0
 - Usuario Libre factor 2,0 (mayor o igual que 1MW y menor que 10 MW)
 - Grandes Usuarios factor 4,0 (mayor o igual que 10 MW)

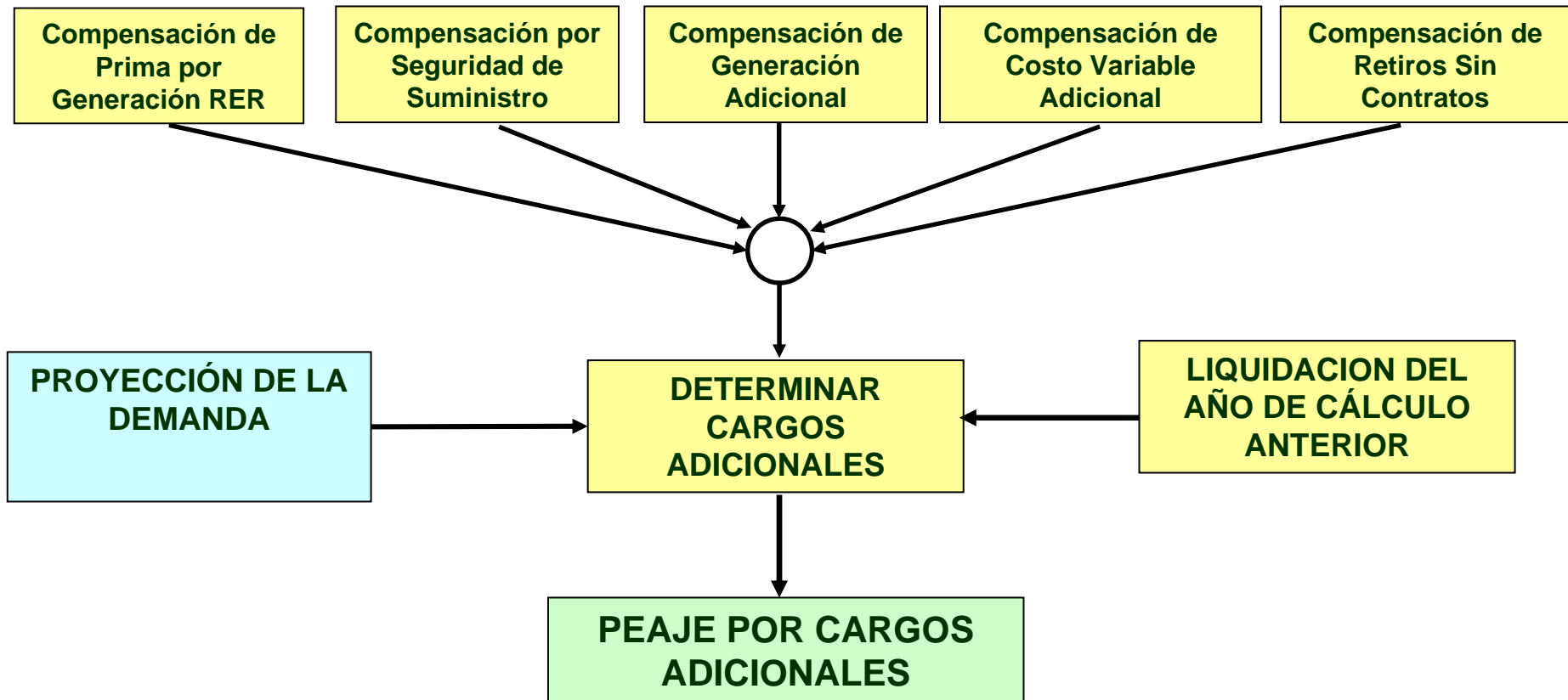


Procedimiento de Cálculo del Peaje por Transmisión





Procedimiento Cargos Adicionales





Cálculo del Peaje SPT (1 de 5)

- **Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión**
 - VNR de Instalaciones de Transmisión:
 - ETESELVA, SAN GABAN, ANTAMINA, REP : Se mantiene el valor reconocido en regulaciones de mayo 2009 y mayo 2010
 - ISA, REDESUR, TRANSMANTARO: Actualizado de acuerdo a contratos.
 - COyM de Instalaciones de Transmisión:
 - REP, ETESELVA, SAN GABAN, ANTAMINA: Determinado sobre la base de módulos estándares de operación y mantenimiento, y considerando la mejor información disponible.
 - ISA, REDESUR, TRANSMANTARO: Actualizado de acuerdo a sus contratos de concesión. En el caso de TRANSMANTARO se incluyó el Addendum N° 8 sobre el Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya, que será remunerada a partir de su fecha de entrada en operación. 



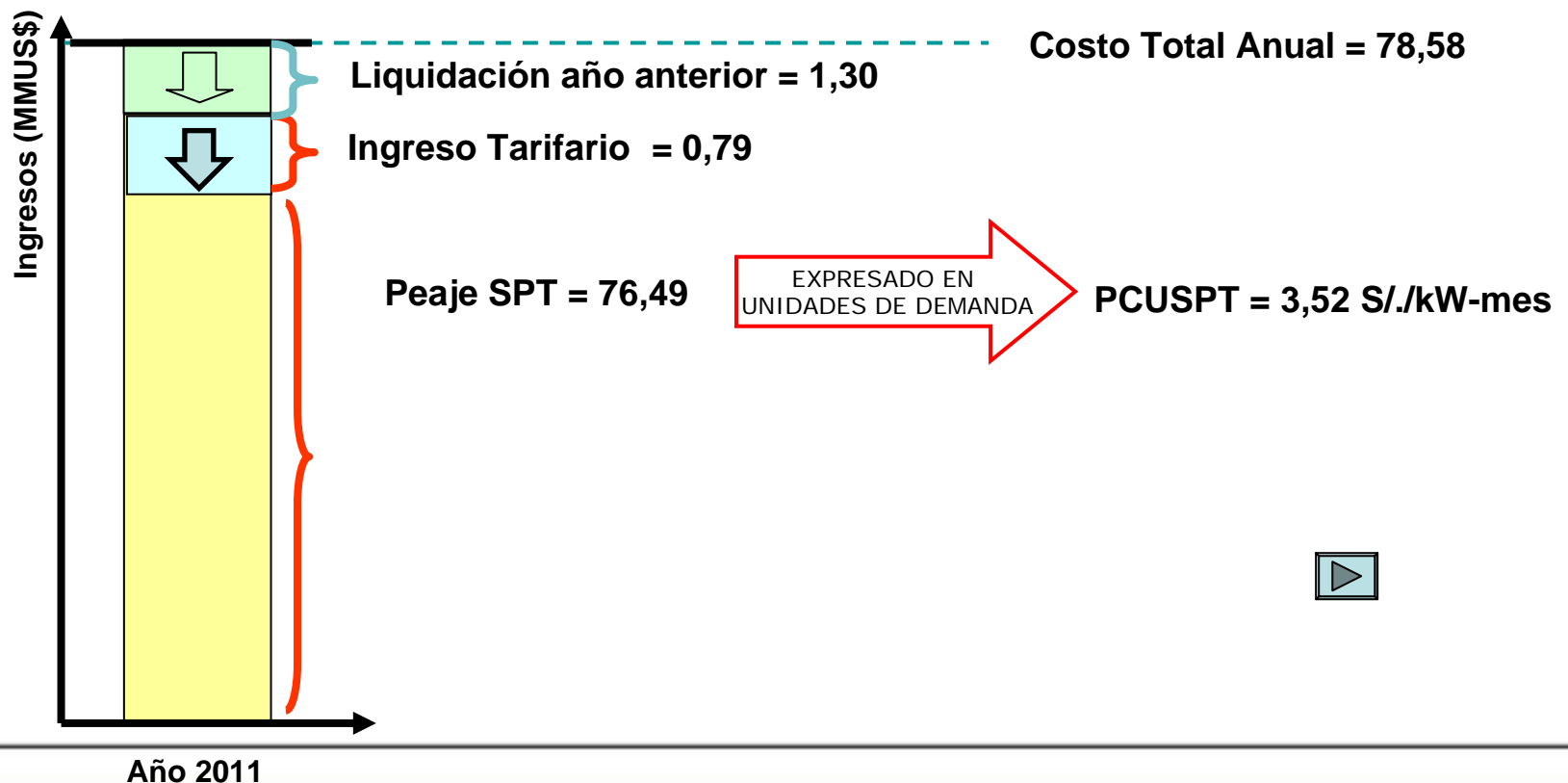
Cálculo del Peaje SPT (2 de 5)

- **Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión** (continuación)
 - Liquidaciones
 - TRANSMANTARO, REDESUR e ISA: Se aplicó el procedimiento de liquidación, Resolución OSINERG N° 335 -2004-OS/CD.
 - REP: Se aplicó el procedimiento de liquidación (Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD) y se tomó en cuenta las ocho (8) adendas.



Cálculo del Peaje SPT (3 de 5)

- **Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión**
 - Cálculo del Peaje por Sistema de Transmisión Principal





Cálculo del Peaje SPT (4 de 5)

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	INGRESO TARIFARIO (S./Año)	PEAJE ANUAL (S./Año)	PEAJE UNITARIO (S./kW-mes)
REP	484 672	50 711 723	0,84
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0	294 826	0,01
ANTAMINA	0	279 466	0,01
ETESELVA	363 993	8 170 158	0,14
REDESUR	19 240	36 728 073	0,61
TRANSMANTARO	750 601	88 556 443	1,47
ISA	584 842	27 371 378	0,45



Cálculo del Peaje SPT (5 de 5)

Cargos Adicionales	S/./kW –mes	
Cargo Unitario de Prima por Generación RER	0,38	6,5%
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,19	3,2%
Cargo Unitario por Compensación de Generación Adicional (*)	0,07	1,2%
Cargo Unitario por Compensación de Costo Variable Adicional	5,23	89,1%
Cargo Unitario por Compensación de Retiros Sin Contratos	0,00	0,0%
Total	5,87	

(*): Asignado a Usuario Regulado





Cálculo del Peaje SGT (1 de 2)

- Peaje de Transmisión**

- Las empresas TRANSMANTARO y ABENGOA, como parte del Subcomité del COES, presentaron la propuesta del SGT de sus instalaciones adjudicadas en la licitación pública realizada por PROINVERSION y que ingresarán en el presente periodo tarifario:

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		Inversión (US\$)
TRANSMANTARO	LT 220 kV Chilca-La Planicie-Zapallal	16 714 849
	LT 500 kV Chilca-Zapallal	35 519 051
ABENGOA	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha	8 964 257
	LT 220 kV Paragsha-Conococha	12 589 997
	LT 220 kV Conococha-Huallanca	23 835 370
	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca	43 884 639
	SVC-Cajamarca	10 167 898



Cálculo del Peaje SGT (2 de 2)

- Peaje de Transmisión**

- Se establecieron los Peajes del SGT para TRANSMANTARO y ABENGOA, cuyo cargo se remunerará cuando las instalaciones entren en operación comercial .

EMPRESA DE TRANSMISIÓN		INGRESO TARIFARIO (S./Año)	PEAJE ANUAL (S./Año)	PEAJE UNITARIO (S./kW-mes)
TRANSMANTARO	LT 220 kV Chilca-La Planicie-Zapallal	0	9 453 064	0,16
	LT 500 kV Chilca-Zapallal	894 240	17 368 371	0,29
ABENGOA	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha	481 051	3 727 875	0,06
	LT 220 kV Paragsha-Conococha	457 992	5 453 303	0,09
	LT 220 kV Conococha-Huallanca	1 073 666	10 117 594	0,17
	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca	1 473 986	19 130 867	0,32
	SVC-Cajamarca	0	4 774 063	0,08



Precios en Barra de Sistemas Aislados





¿Qué ordena la legislación?

- **Tarifas de Sistemas Aislados**

- Aplicar, en lo pertinente, los mismos criterios aplicados al Sistema Interconectado Nacional. Se utiliza como base la información de los titulares de generación y transmisión.
- El cálculo de la tarifa corresponde al costo medio de los costos de inversión y operación (generación y transmisión) en que se incurriría para atender la demanda del sistema aislado.
- Desde la fijación del año 2007 corresponde aplicar lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, en lo relacionado con la aplicación del Mecanismo de Compensación para la determinación de los Precios en Barra Efectivos de los Sistemas Aislados.

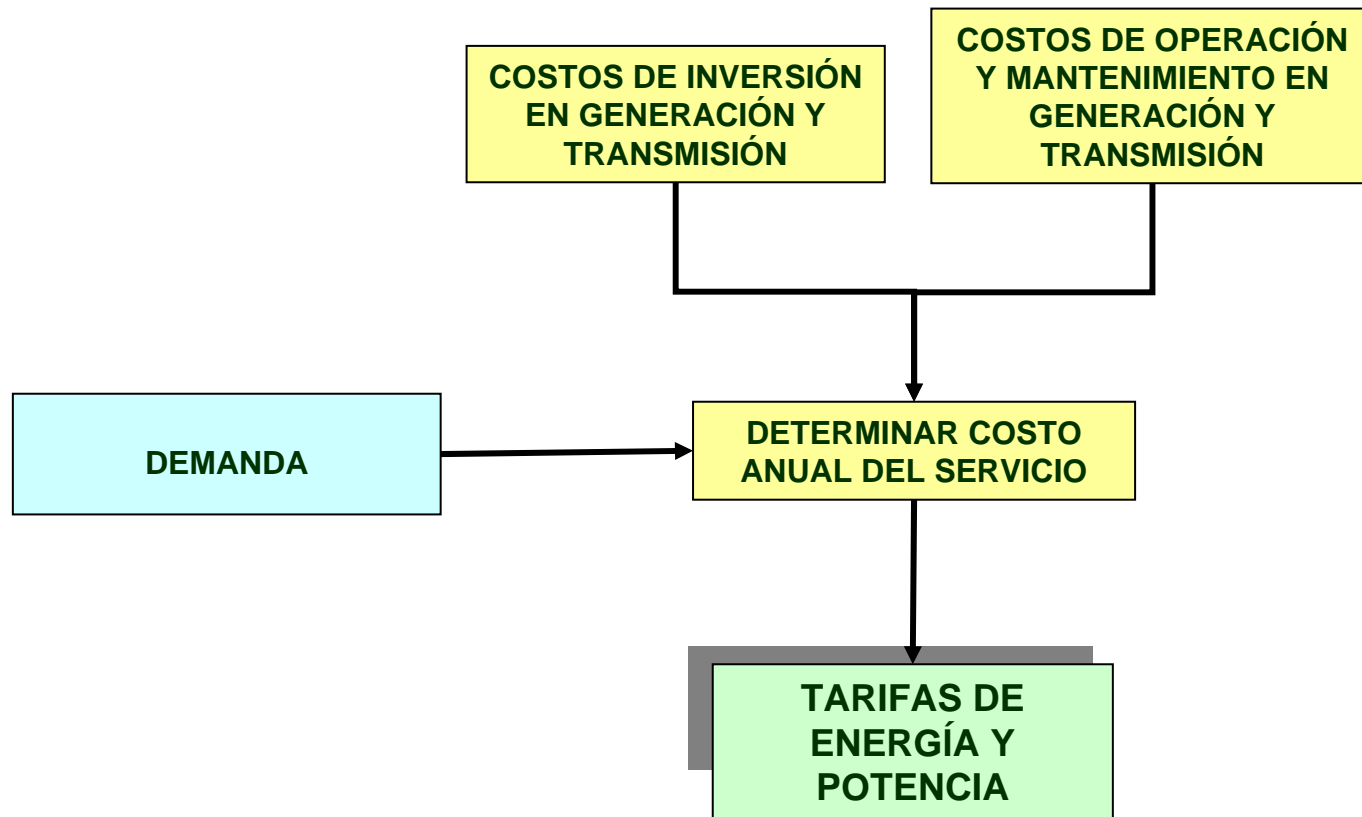


Cálculo de Precios

- El Artículo 30° de la Ley N° 28832 dispone la creación del **Mecanismo de Compensación** para Sistemas Aislados, con la finalidad de compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN.
- Se han **actualizado los precios** de los Sistemas Aislados, considerando precios de combustibles y tipo de cambio al 31.01.2011.
- El Ministerio de Energía y Minas ha determinado, mediante Resolución Ministerial N° 096-2011, el **Monto Específico** para el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, en el período entre el 01.05.2011 y el 30.04.2012, que corresponde a un valor de S/. 87 524 469.



Procedimiento de Cálculo de Precios en Barra (Sistemas Aislados)





Fórmulas de Actualización





Fórmulas de Actualización

- ¿Qué son?
 - Son expresiones matemáticas que permiten ajustar, en el tiempo, el valor de las tarifas debido a las variaciones de variables económicas (**precios de combustibles, IPM y tipo de cambio**). Sus factores indican el impacto de cada variable en el valor total de la tarifa.
- ¿Cuándo se aplican?
 - Se aplican cuando la variación conjunta de las variables económicas, conforme a la fórmula de actualización, **supere el 5%**



Factores de Actualización de Energía (1 de 2)

SEIN:

d	e	f	g	s	cb
0,1219	---	---	0,8728	---	0,0053

Factor de Actualización del Precio de la Energía:

$$\text{FAPEM} = d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB}$$

Precio en Hora de Punta:

$$\text{PEMP1} = \text{PEMPO} * \text{FAPEM}$$

Precio en Fuera de Hora de Punta:

$$\text{PEMF1} = \text{PEMFO} * \text{FAPEM}$$



Factores de Actualización de Energía (2 de 2)

SISTEMAS AISLADOS:

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Chavimochic	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Edelnor	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Edelsa	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Egepsa	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Electro Oriente	0,1522	0,0488	0,6859	---	0,1131	---
Electro Pangoa	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Electro Sur Este	0,0133	0,9208	---	---	0,0659	---
Electro Ucayali	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Electrocentro	0,1639	---	---	---	0,8361	---
Electronorte	0,1639	0	---	---	0,8361	---
Hidrandina	0,1628	0,0075	---	---	0,8297	---
Seal	0,0799	0,5516	---	---	0,3685	---

Precio en Hora de Punta:

$$PEMP1_{ef} = PEMPO_{ef} + PEMPO * (FAPEM-1)$$

Precio en Fuera de Hora de Punta:

$$PEMF1_{ef} = PEMFO_{ef} + PEMFO * (FAPEM-1)$$



Factores de Actualización de Potencia

SEIN:

Sistema	a	b
SEIN	0,7684	0,2316

$$\begin{aligned} \text{PPM1} &= \text{PPM0} * \text{FAPPM} \\ \text{FAPPM} &= a * \text{FTC} + b * \text{FPM} \end{aligned}$$

SISTEMAS AISLADOS:

En los Sistemas Aislados se utilizan los mismos Factores de Actualización del Precio de Energía (FAPEM) de la forma siguiente:

$$\text{PPM1}_{ef} = \text{PPM0}_{ef} + \text{PPM0} * (\text{FAPEM}-1)$$



Factores de Actualización de Transmisión

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,3890	0,4787	0,1207	0,0116	---
SPT de Antamina	0,5280	0,4695	---	0,0025	---
SPT de San Gabán	0,4521	0,5449	---	0,0030	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmantaro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo por Garantía por Red Principal TGP	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-CMg	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-RSC	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Generación Adicional	---	---	---	---	1,0000

$$\text{PCSPT1} = \text{PCSPTO} * \text{FAPCSPT}$$

$$\text{FAPCSPT} = l * \text{FTC} + m * \text{FPM} + n * \text{FPal} + o * \text{FPcu} + p$$

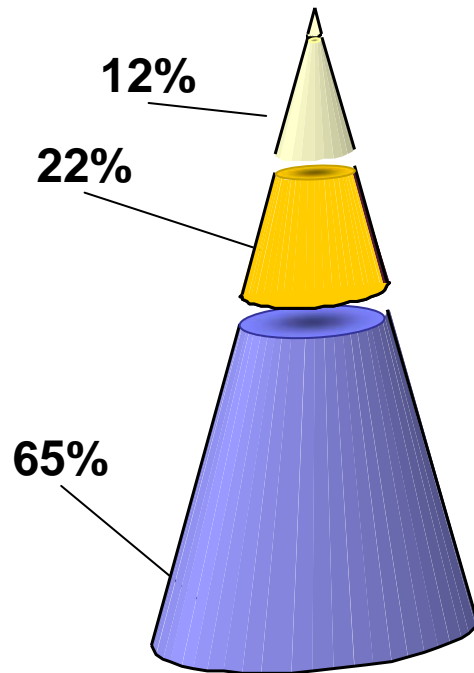


Impacto de la Propuesta





Composición del Precio en Barra



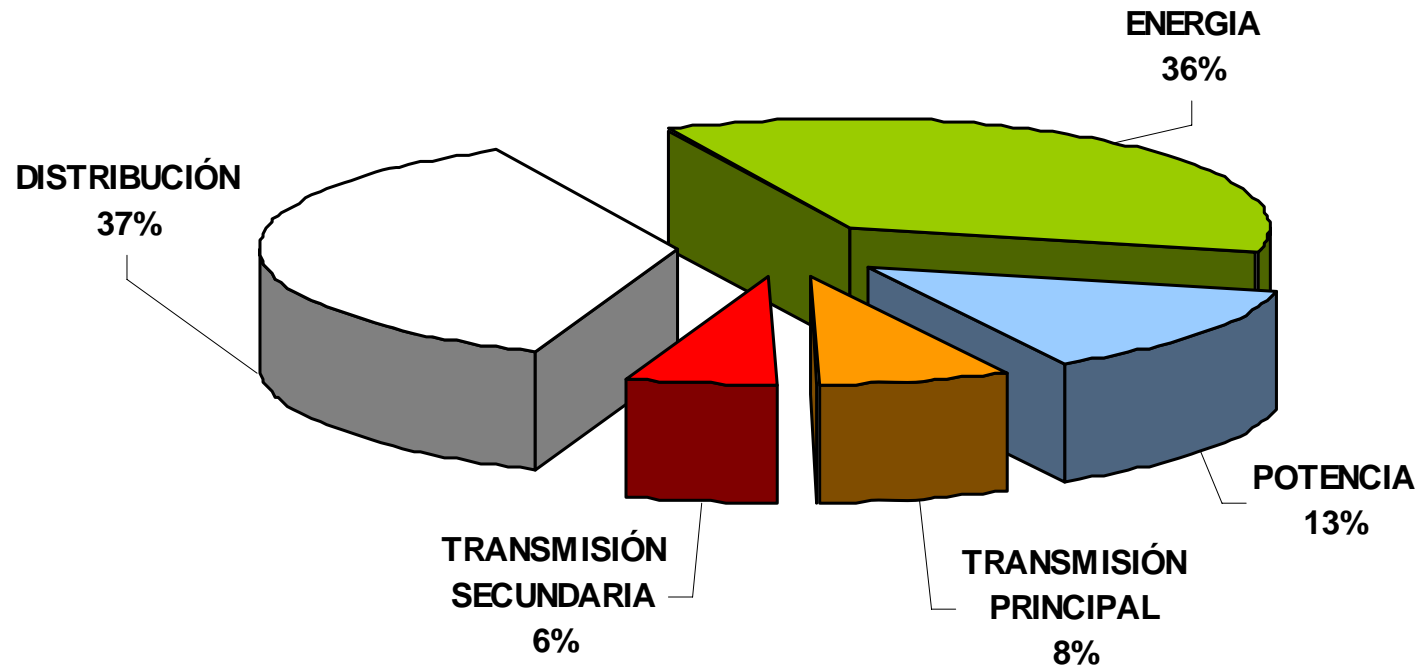
Peaje de Transmisión

Precio de la Potencia

Precio de la Energía



Composición de la Tarifa a Usuario Final



Usuario BT5 - Consumo Mensual 125 kWh - LIMA NORTE



Precio en Barra prepublicado (SEIN)

TARIFAS	Unidades	Propuesta
Precio Promedio de la Energía (*)	ctm S./kWh	9,45
Precio de la Potencia	S./kW-mes	16,72
Peaje por Conexión (**)	S./kW-mes	9,55
Precio Promedio Total	ctm S./kWh	15,61

(*) El precio promedio de energía resulta de considerar una participación en Horas Punta de 24,35%

(**) Incluye los cargos adicionales por DL 1041, DL-1002, DU 037-2008 y DU 049-2008

Artículo 29° de la Ley 28832: Los Usuarios Regulados pagarán el Precio a Nivel Generación, el cual será único salvo por efecto de las pérdidas y límites de transmisión eléctricas.

El Precio a Nivel Generación será el promedio ponderado de: (i) Promedio entre Precio en Barra y precios de contratos bilateralmente pactados; y (ii) Precios de contratos producto de licitaciones.



Impacto a Usuario Final Residencial SEIN (125 kWh/mes)



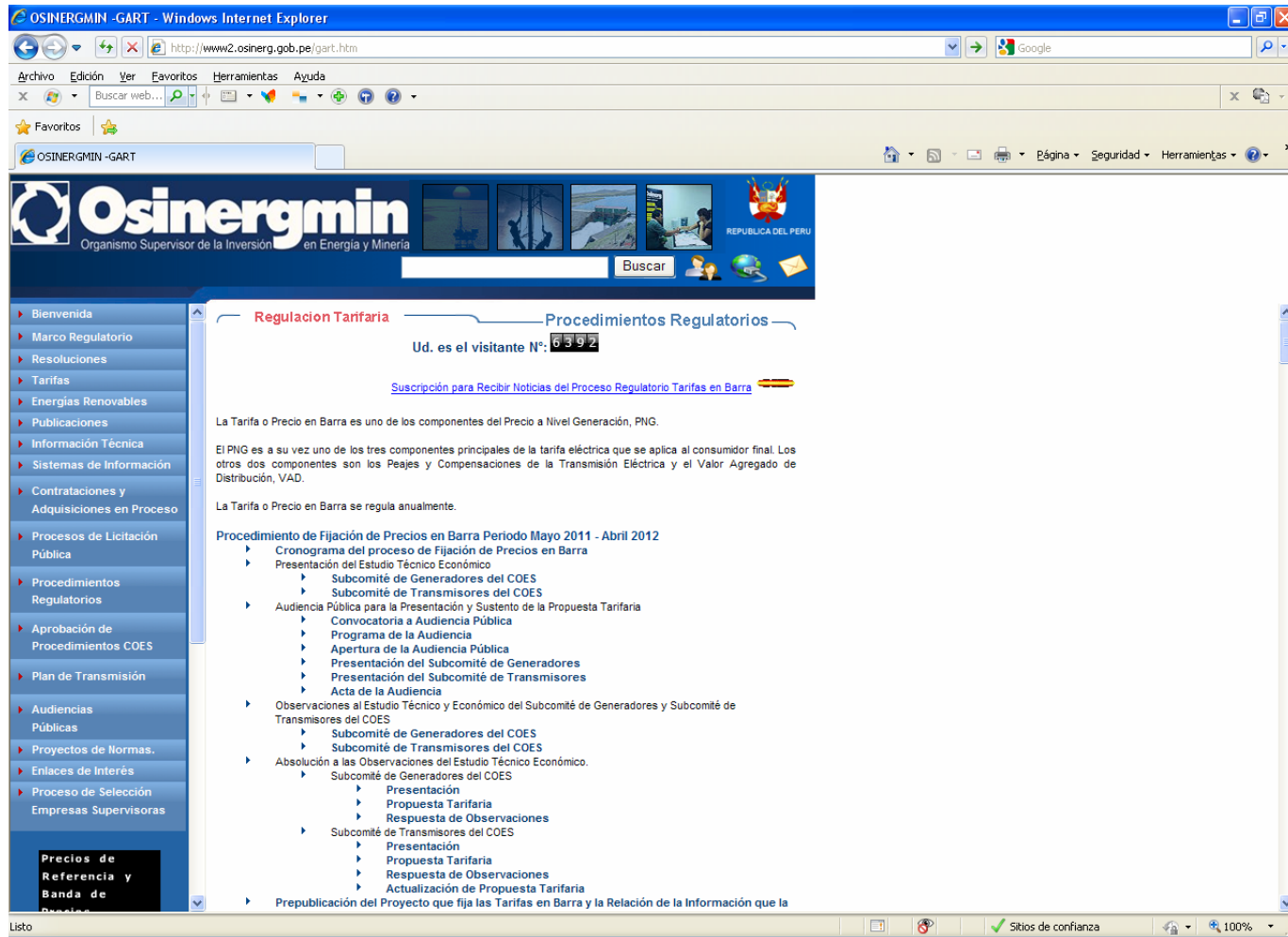


Impacto a Usuario Final Residencial en Sistemas Aislados

Sistema Aislado	Consumo Residencial		
	0 - 30 kWh/mes	31 - 100 kWh/mes	101 - 150 kWh/mes
IBERIA	-0,5%	-0,7%	-0,7%
CHACHAPOYAS	-0,2%	-0,2%	-0,2%
IQUITOS	-8,5%	-10,2%	-10,7%
CANTA	-0,2%	-0,2%	-0,3%
PICHANAKI	-0,1%	-0,2%	-0,2%



Transparencia en la Información



OSINERGMIN -GART - Windows Internet Explorer

http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm

Archivo Edición Ver Favoritos Herramientas Ayuda

OSINERGMIN -GART

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

REPUBLICA DEL PERU

Buscar

Bienvenida

Marco Regulatorio

Resoluciones

Tarifas

Energías Renovables

Publicaciones

Información Técnica

Sistemas de Información

Contrataciones y Adquisiciones en Proceso

Procesos de Licitación Pública

Procedimientos Regulatorios

Aprobación de Procedimientos COES

Plan de Transmisión

Audiencias Públicas

Proyectos de Normas.

Enlaces de Interés

Proceso de Selección Empresas Supervisoras

Precios de Referencia y Banda de Precios

Regulación Tarifaria | Procedimientos Regulatorios

Ud. es el visitante N°: 6392

[Suscripción para Recibir Noticias del Proceso Regulatorio Tarifas en Barra](#)

La Tarifa o Precio en Barra es uno de los componentes del Precio a Nivel Generación, PNG.

El PNG es a su vez uno de los tres componentes principales de la tarifa eléctrica que se aplica al consumidor final. Los otros dos componentes son los Peajes y Compensaciones de la Transmisión Eléctrica y el Valor Agregado de Distribución, VAD.

La Tarifa o Precio en Barra se regula anualmente.

Procedimiento de Fijación de Precios en Barra Periodo Mayo 2011 - Abril 2012

- ▶ Cronograma del proceso de Fijación de Precios en Barra
 - ▶ Presentación del Estudio Técnico Económico
 - ▶ Subcomité de Generadores del COES
 - ▶ Subcomité de Transmisores del COES
 - ▶ Audiencia Pública para la Presentación y Sustento de la Propuesta Tarifaria
 - ▶ Convocatoria a Audiencia Pública
 - ▶ Programa de la Audiencia
 - ▶ Apertura de la Audiencia Pública
 - ▶ Presentación del Subcomité de Generadores
 - ▶ Presentación del Subcomité de Transmisores
 - ▶ Acta de la Audiencia
 - ▶ Observaciones al Estudio Técnico y Económico del Subcomité de Generadores y Subcomité de Transmisores del COES
 - ▶ Subcomité de Generadores del COES
 - ▶ Subcomité de Transmisores del COES
 - ▶ Absolución a las Observaciones del Estudio Técnico Económico.
 - ▶ Subcomité de Generadores del COES
 - ▶ Presentación
 - ▶ Propuesta Tarifaria
 - ▶ Respuesta de Observaciones
 - ▶ Subcomité de Transmisores del COES
 - ▶ Presentación
 - ▶ Propuesta Tarifaria
 - ▶ Respuesta de Observaciones
 - ▶ Actualización de Propuesta Tarifaria
 - ▶ Prepublicación del Proyecto que fija las Tarifas en Barra y la Relación de la Información que la

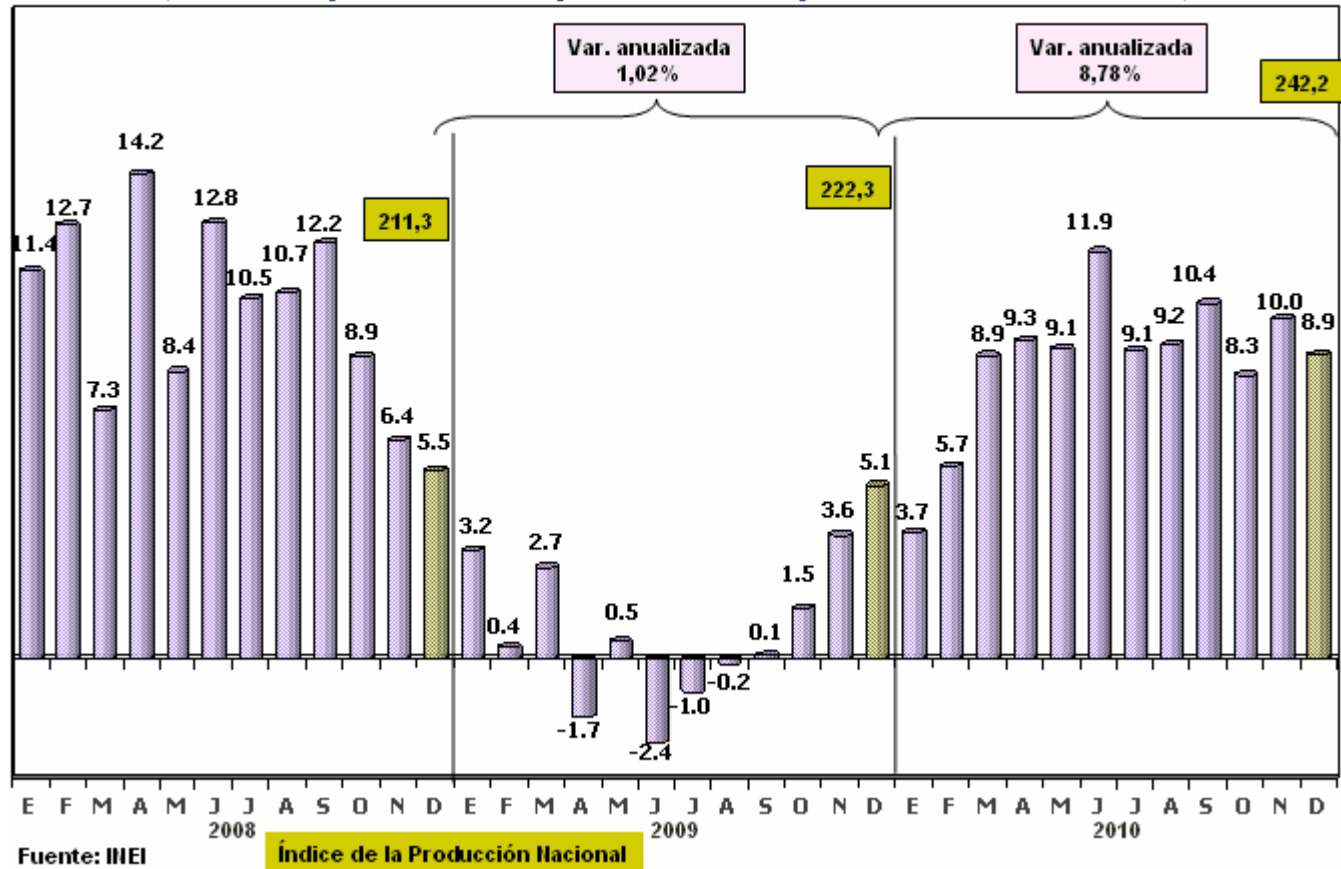


Muchas Gracias





EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL: 2008-2010
(Variación porcentual respecto a similar periodo del año anterior)





Reporte de Inflación del mes de Diciembre 2010

Cuadro 14
ENCUESTA DE EXPECTATIVAS MACROECONÓMICAS: CRECIMIENTO DEL PBI (%)

	RI Jun.10	RI Set.10	RI Dic.10
SISTEMA FINANCIERO			
2010	6,0	7,0	8,5
2011	6,0	6,0	6,3
2012	6,0	6,0	6,0
ANALISTAS ECONÓMICOS			
2010	6,0	7,5	8,5
2011	5,5	5,7	6,0
2012	6,0	6,0	6,1
EMPRESAS NO FINANCIERAS			
2010	5,0	6,5	8,0
2011	5,5	6,0	6,6
2012	6,0	6,0	6,5





Programa de Obras de Generación

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Feb. 2011	Ampliación Presa Huangsh Bajo (4,5MMC)
Jul. 2011	C.H. Pumamarca (1,8 MW)
Jul. 2011	Central Biomasa Huaycoloro (4,4 MW)
Dic. 2011	Embalse Corani Segunda Etapa (10,5 MMC) San Gaban
Dic. 2011	Embalse Pumamayo (40 MMC) San Gaban
Feb. 2012	C.H. Machupicchu, segunda etapa (101 MW)
Feb. 2012	C.H. Pias I (12,5 MW)
Abr. 2012	C.H. Huancahuasi II (8 MW)
May. 2012	Embalse Corani (24,5MMC) San Gaban
May. 2012	C.H. Nueva Imperial (3,9 MW)
Jul. 2012	Central Eólica Talara (30 MW)
Jul. 2012	Central Eólica Cupisnique (80 MW)
Jul. 2012	Central Solar Panamericana (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Majes (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Repartición (20 MW)
Jul. 2012	Central Solar Tacna (20 MW)

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Set. 2012	Conversión a ciclo combinado de C.T. Kallpa (859 MW)
Oct. 2012	C.H. Huancahuasi I (7,8 MW)
Oct. 2012	C.H. Shima (5 MW)
Dic. 2012	Central Eólica Marcona (32 MW)
Dic. 2012	C.H. Yanapampa (4,1 MW)
Ene. 2013	C.T. Fenix CC (521 MW)
Ene. 2013	C.H. Angel I, II, III (60 MW)
Ene. 2013	C.H. Pizarra (18 MW)
Ene. 2013	C.H. Chancay (19,2 MW)
Set. 2013	Conversión a ciclo combinado de C.T. Chilca I (847 MW)

Notas :

C.H. : Central Hidroeléctrica.

C.T. : Central Termoeléctrica.





Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Feb-11	S.E. Cajamarca 220 kV - SVC +120/-60 MVAR	Ago-11	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Mar-11	L.T. Conococha - Paragsha 220 kV	Ago-11	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Abr-11	L.T. Independencia - Ica 220 kV	Ago-11	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña - Piura Oeste (circuito existente) de 152 MVA a 180 MVA.
May-11	Transformador Huallanca 220/138 kV - 100 MVA	Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
May-11	L.T. Huallanca - Conococha 220 kV doble circuito	Set-2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
May-11	L.T. Cajamarca - Huallanca 220 kV doble circuito	Mar-12	L.T. 220 kV Chiclayo - Guadalupe - Trujillo de 180 MVA (segundo circuito).
May-11	L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal 220 kV doble circuito	Mar-12	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo - Guadalupe - Trujillo de 152 MVA a 180 MVA.
May-11	L.T. Chilca - Zapallal 500 kV (simple circuito)	Ago-12	L.T. Piura Oeste - Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Jul-11	Repotenciación L.T. Mantaro - Socabaya 505 MVA	Ago-12	L.T. Zapallal - Chimbote - Trujillo 500 kV
Jul-11	S.E. Industriales 220/60/10 kV - LDS	Set-2012	L.T. Pomacocha Carhuamayo 220 kV
		Oct-12	L.T. La Planicie - Industriales (Doble Terna) 220 kV
		Ene-13	L.T. Machu Picchu - Abancay - Cotaruse 220 kV
		Mar-13	LT Tintaya - Socabaya 220 kV doble circuito
		Abr-13	L.T. Carhuaquero - Cajamarca Norte 220 kV
		Jul-13	L.T. Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV





Precio de Combustibles Líquidos

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precios de referencia ponderados)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	7,75	2,79	117,38	860,5	3,248
	Residual N° 6	5,67	2,04	85,88	566,1	3,612
	Residual N° 500	5,52	1,99	83,61	541,7	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	7,87	2,84	119,20	873,8	3,248
	Residual N° 500	5,59	2,02	84,67	548,5	3,675
Ilo	Diesel N° 2	7,87	2,84	119,20	873,8	3,248
	Residual N° 6	5,76	2,08	87,24	575,1	3,612

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precio de Lista - Petroperú)

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S./ Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel N° 2	7,45	2,69	112,84	827,2	3,248
	Residual N° 6	5,61	2,02	84,97	560,1	3,612
	Residual N° 500	5,51	1,99	83,38	540,2	3,675
Mollendo	Diesel N° 2	7,56	2,73	114,50	839,4	3,248
	Residual N° 500	5,58	2,01	84,51	547,6	3,675
Ilo	Diesel N° 2	7,56	2,73	114,50	839,4	3,248
	Residual N° 6	5,70	2,05	86,26	568,6	3,612





Precio de Gas Natural

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca	Kallpa	Pisco	Independencia	Las Flores
Precio Boca de pozo	US\$/MMBTU	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual (1)		0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9600	0,9700	0,9990	1,0000
Factor B: Por Take or Pay (2)		0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	0,9500	1,0000
Factor por descuento promocional (3)		0,9500	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Precio Boca de Pozo	US\$/MMBTU	0,8664	0,9120	0,9120	0,9120	0,9120	0,9215	0,9491	1,0000
Factor de Actualización (Ene-2011) (4)		1,6494	1,6494	1,6494	1,6494	1,6494	1,6494	1,6494	1,6494
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Generador - Productor)	US\$/MMBTU	1,4290	1,5043	1,5043	1,5043	1,5043	1,5199	1,5654	1,6494
Precio Boca de Pozo actualizado (contrato Estado - Productor) - 2011	US\$/MMBTU	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697	1,6697
Precio Boca de Pozo actualizado	US\$/MMBTU	1,4290	1,5043	1,5043	1,5043	1,5043	1,5199	1,5654	1,6494
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERG)	US\$/millar m³	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384	31,4384
Factor por adelanto del GRP		0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507	0,93507
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPlo)		1,1649	1,1649	1,1649	1,1649	1,1649	1,1649	1,1649	1,1649
PPlo (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PPla (Dic-2010)		174,5	174,5	174,5	174,5	174,5	174,5	174,5	174,5
Precio Red Principal de Transporte (OSINERG)	US\$/millar m ³	34,2443	34,2443	34,2443	34,2443	34,2443	34,2443	34,2443	34,2443
Factor de conversión	PC/m ³	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467	35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,08650	1,08070	1,08135	1,08034	1,08099	1,15741	1,08200	1,07894
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000	0,9000
Precio Transporte	US\$/MMBTU	0,8032	0,8076	0,8071	0,8078	0,8073	0,7540	0,8066	0,8089
Precio Base Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m³	5,1755	5,1755	5,1755					5,1755
Factor por adelanto del GRP		0,92685	0,92685	0,92685					0,92685
Factor de ajuste al transporte (PPla / PPlo)		1,1649	1,1649	1,1649					1,1649
PPlo (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8					149,8
PPla (Dic-2010)		174,5	174,5	174,5					174,5
Precio Red Principal de Distribución (OSINERG)	US\$/millar m ³	5,5879	5,5879	5,5879					5,5879
Factor de conversión	PC/m ³	35,31467	35,31467	35,31467					35,31467
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,08650	1,08070	1,08135					1,07894
Factor de descuento (solo para tarifas)		0,9000	0,9000	0,9000					0,9000
Precio Distribución	US\$/MMBTU	0,1311	0,1318	0,1317	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1320
PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transmisión + Distribución)		2,3633	2,4437	2,4431	2,3121	2,3116	2,2739	2,3720	2,5903





VNR, COyM y Liquidación

Empresa	VNR (miles US\$)	COyM (miles US\$)	LIQUIDACIÓN (miles US\$)
REP	113 578	3 947	
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	697	19	
ANTAMINA	656	19	
ETESSELVA	19 545	651	
REDESUR	87 582	2 488	-139
TRANSMANTARO	219 679	5 991	-1 056
(*)	93 009	1 960	
ISA	66 442	1 982	-105
TOTAL	600 836	17 059	



(*): Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220kV Mantaro – Socabaya, que será remunerada a partir de su fecha de entrada en operación.



Disminución del Peaje por Conexión

Año	Total (Miles US\$)	IT (Miles US\$)	Peaje (Miles US\$)	MD (1) (MW)	Costo Unitario (US\$/kW-año)
2010	77 353	668	76 685	4 385,6	17,49
2011	77 286	794	76 492	4 762,3	16,06



Liquidaciones
origina una ligera
disminución



Incremento de
Demanda origina
una reducción

(1) A nivel de barras de demanda

