



Comité de Operación Económica del Sistema
Interconectado Nacional

COES SINAC

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO
DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS DE POTENCIA
Y ENERGÍA EN BARRAS PARA LA FIJACIÓN
TARIFARIA DE MAYO DE 2005

25 de enero de 2005

COES

- El COES es un organismo técnico creado por Ley y está integrado por las empresas de generación y transmisión del Sistema Interconectado.
- Su finalidad es coordinar la operación del Sistema Interconectado al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, con independencia de la propiedad de las instalaciones.

FUNCIONES DEL COES

- Programación de la operación del sistema eléctrico interconectado.
- Coordinación de la operación en tiempo real.
- Evaluación de la operación del sistema eléctrico interconectado.
- Registro de información histórica

FUNCIONES DEL COES (Cont.)

- Valorización de las Transferencias de Energía y Potencia entre Generadores.
- Elaboración de los Estudios para la Fijación de Tarifas en Barra, para su propuesta al OSINERG GART.
- Otras funciones referidas a la operación en tiempo real y calidad del servicio, establecidas por Normas Técnicas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

SISTEMA ELÉCTRICO

- Potencia Efectiva (*)
Existente - 2004: 4 336 MW
CC.HH. 61%
CC.TT. 39%
- Producción año 2004 (*)
21 903 GWh
CC.HH 76%
CC.TT 24%
- Máxima Demanda (*)
Año 2004: 3131 MW
Factor de carga : 79.5%
- Líneas en 220 kV: 7077 Km

(*) COES



EMPRESAS INTEGRANTES COES

➤ Empresas de Generación (14):

EDEGEL		ETEVENSA	
EGEMSA		CAHUA	
EGESUR		EGENOR	
ELECTROPERU		ELECTROANDES	
EGASA		SHOUGESA	
ENERSUR		EEPSA	
TERMOSELVA		SAN GABAN	

EMPRESAS INTEGRANTES COES

➤ Empresas de Transmisión (5):

REP	
TRANSMANTARO	
REDESUR	
ISA	
ETESSELVA	

MODIFICACIÓN DE LA LEY

Con fecha 30 de diciembre de 2004 se publicó la Ley N°27844, que entre otros, modifica el Art. 47° de la LCE.

- Cambio del período del estudio tarifario a 36 meses; 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año y 24 meses proyectados.
- Inclusión de la oferta y demanda extranjera sujeta a lo establecido en el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE).

CONTENIDO

➤ CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA

- Proyección de la Demanda
- Programa de Obras
- Costos Variables
- Programa de Mantenimiento
- Modelo de Cálculo (PERSEO)
- Resultados

➤ CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

- Resultados

➤ VNR, COyM y PEAJE DEL SPT

- Resultados

➤ FÓRMULAS DE REAJUSTE

- Precio Básico de Energía
- Precio Básico de Potencia

CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA



DEMANDA



DEMANDA

- Se ha considerado la demanda ejecutada del año 2004 (12 meses anteriores).
- Se ha pronosticado la demanda para un horizonte de 24 meses, considerando factores económicos y demográficos relevantes.
- La demanda comprende todos los suministros a ser atendidos por el SEIN, agregando las pérdidas de transmisión y distribución correspondientes.

DEMANDA

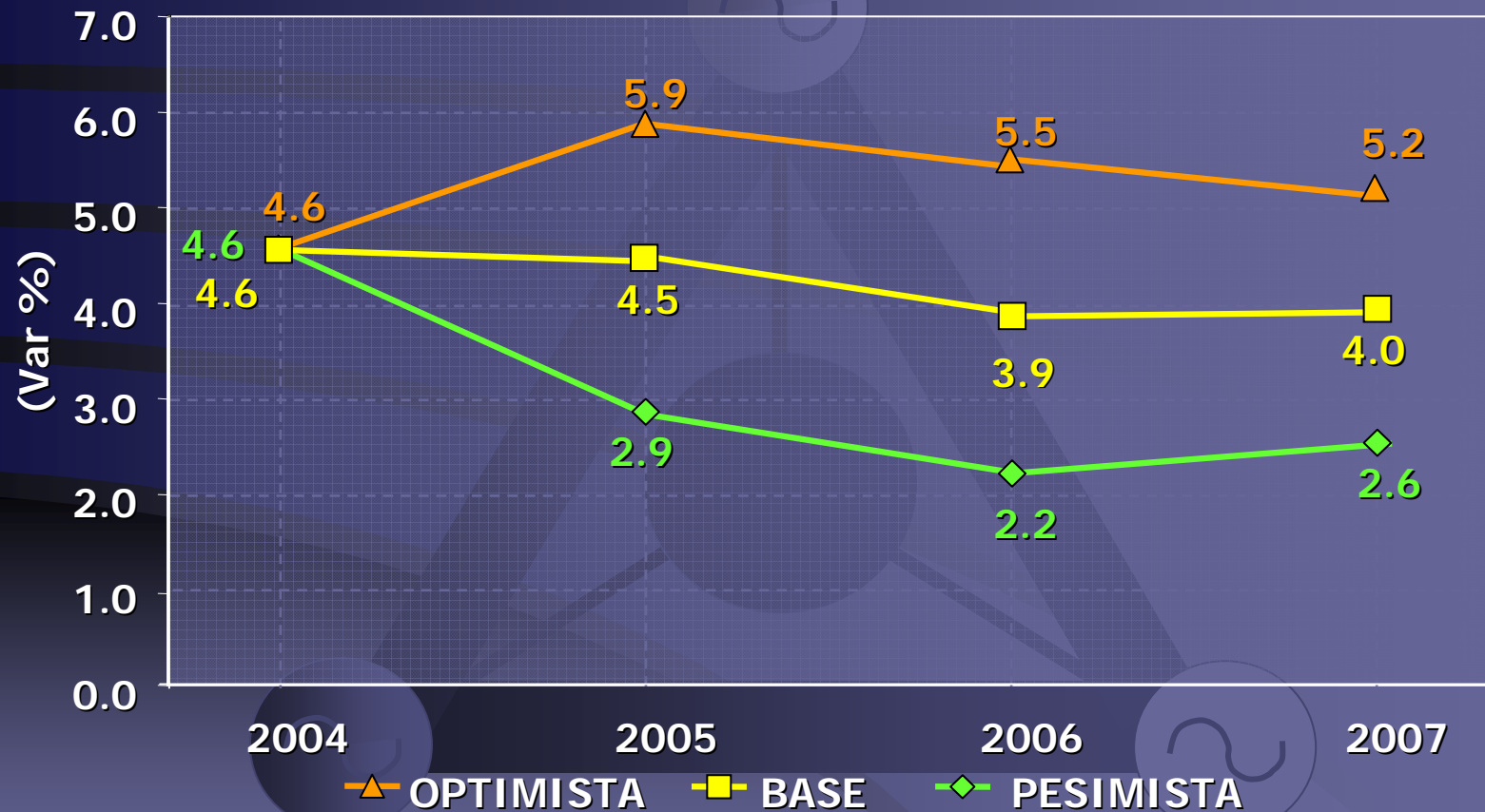
DEMANDA GLOBAL ANUAL (DGA)

- Ventas de Energía (VE)
 - Modelo econométrico ajustado (PBI, Población, Tarifas).
 - Información histórica (1981 – 2003).
- Cargas Especiales (CE)
 - Ex-Centromin, Shougang, Southern, Antamina, Cerro Verde, Tintaya, San Rafael, Callalli, Cementos Yura, Yanacocha, Huaron, Marsa y Horizonte.
- Cargas Incorporadas (CI)
 - Talara, Tumbes, Yura-Cachimayo, La Joya, Santa Rita, Siguas, Tambobamba, Huancarani, Paucartambo y Pucallpa.
- Demanda asociada a la interconexión con Ecuador (DAE)

$$\mathbf{DGA = VE + CE + CI + DAE}$$

DEMANDA

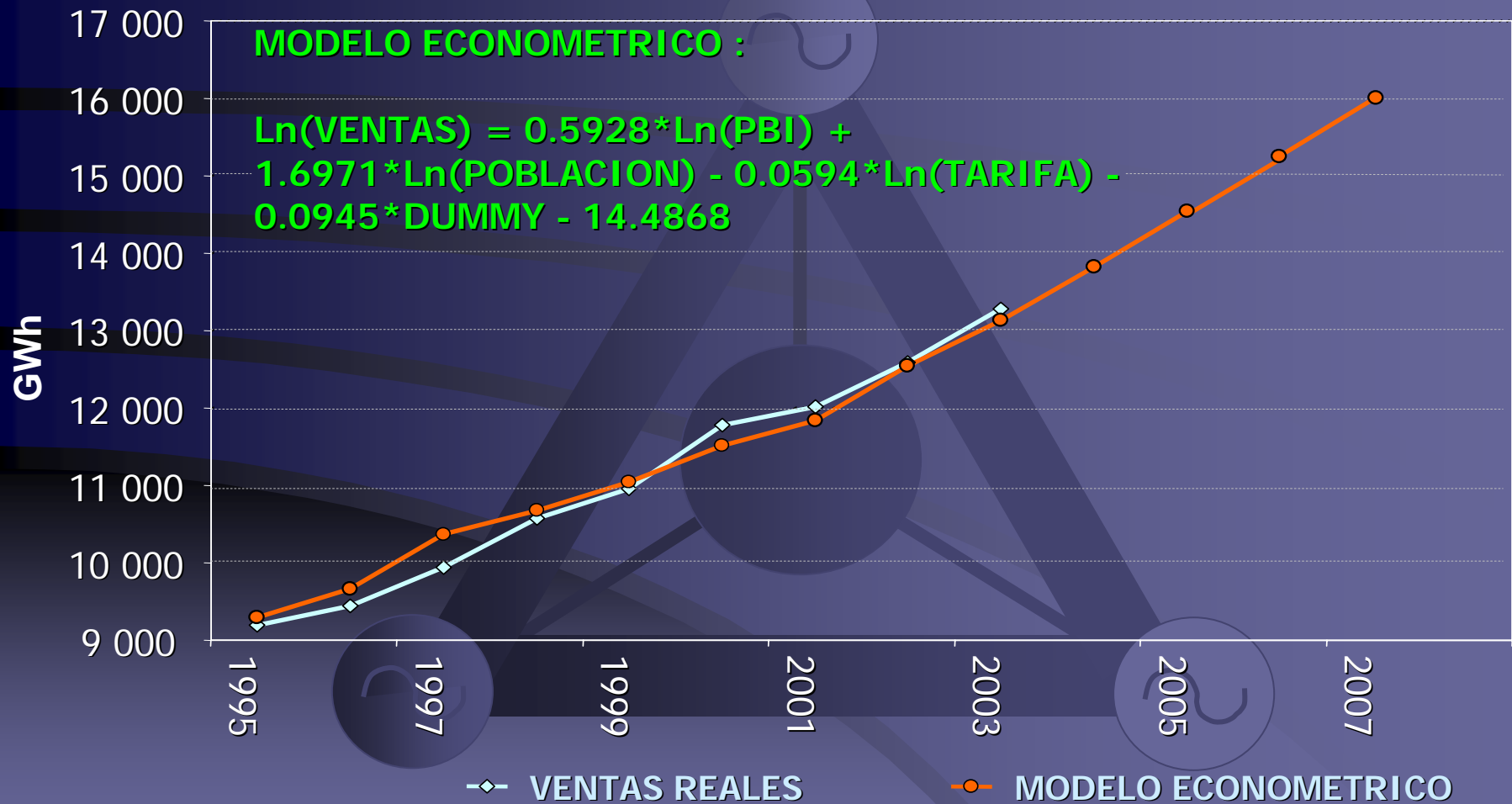
INCREMENTO ANUAL DEL PRODUCTO BRUTO INTERNO (PBI)
(AREA DE INFLUENCIA DEL SEIN, SIN PROYECTOS MINEROS)



Fuente: Apoyo Consultoria

DEMANDA

COMPARACIÓN DE LAS VENTAS DE ENERGÍA



DEMANDA

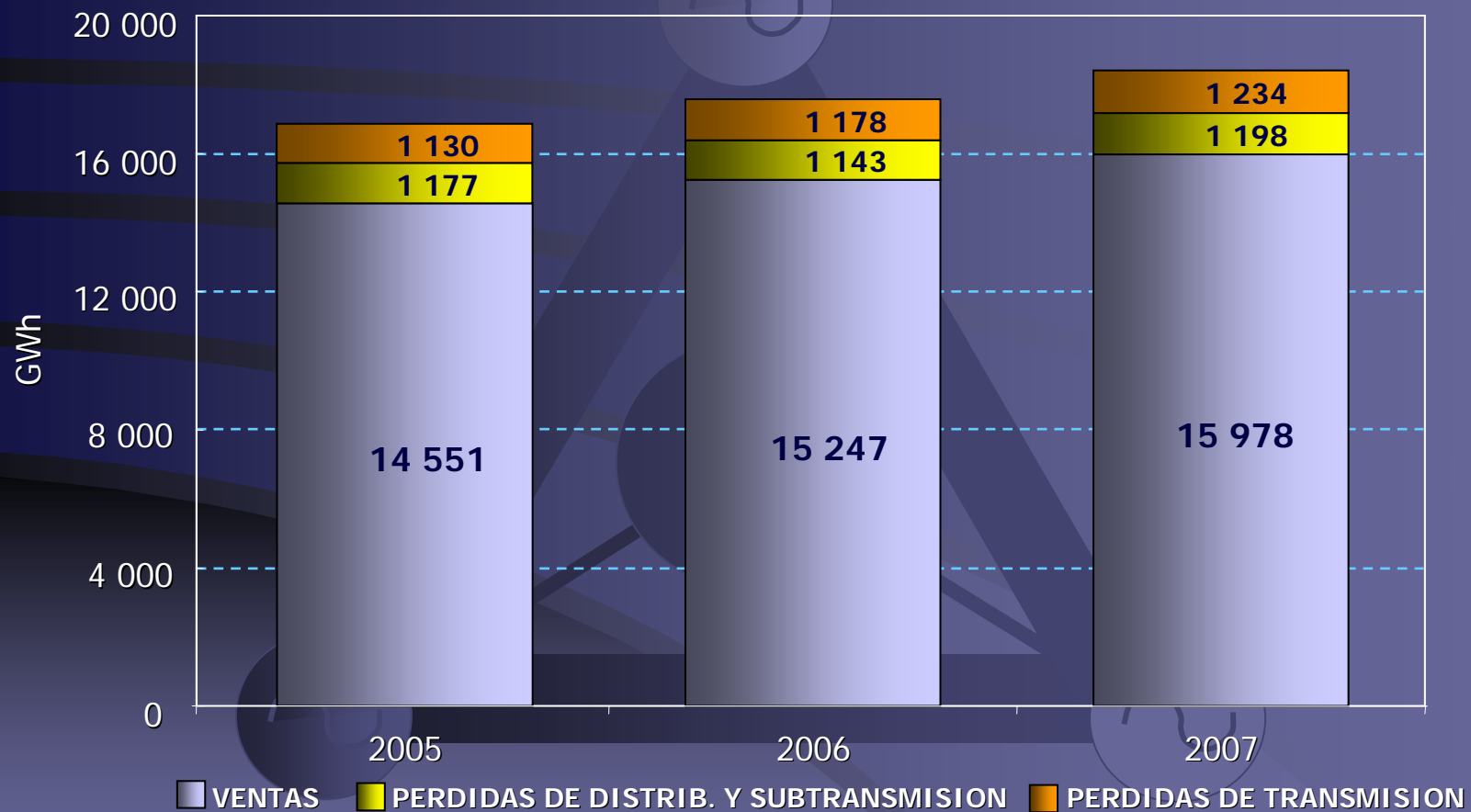
PROYECCIÓN DE PARÁMETROS ECONÓMICOS Y VENTAS DE ENERGÍA EN EL SEIN

Año	PBI ⁽¹⁾ Millones de Nuevos Soles de 1994	%	POBLACION (Miles Hab).	%	TARIFA PROMEDIO (Ctvs. US\$/kWh)	%	VENTAS (GWh)	%
2004	128 814		24 614		6.64		14 062	
2005	134 674	4.5%	24 972	1.5%	6.64	0.0%	14 551	3.5%
2006	139 898	3.9%	25 330	1.4%	6.64	0.0%	15 247	4.8%
2007	145 435	4.0%	25 688	1.4%	6.64	0.0%	15 978	4.8%

⁽¹⁾ Escenario Base (APOYO CONSULTORIA)

DEMANDA

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA, PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN, SUB TRANSMISION Y TRANSMISIÓN



DEMANDA

DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON ECUADOR

➤ RIEE (Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad)

A efectos de la fijación de Tarifas en Barra, la proyección de la demanda y oferta futura de los Sistemas que se encuentran interconectados con el SEIN, se efectuará utilizando los valores de potencia y energía de las transacciones de corto plazo realizadas en los últimos 12 meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación del Estudio.

➤ DATOS UTILIZADOS:

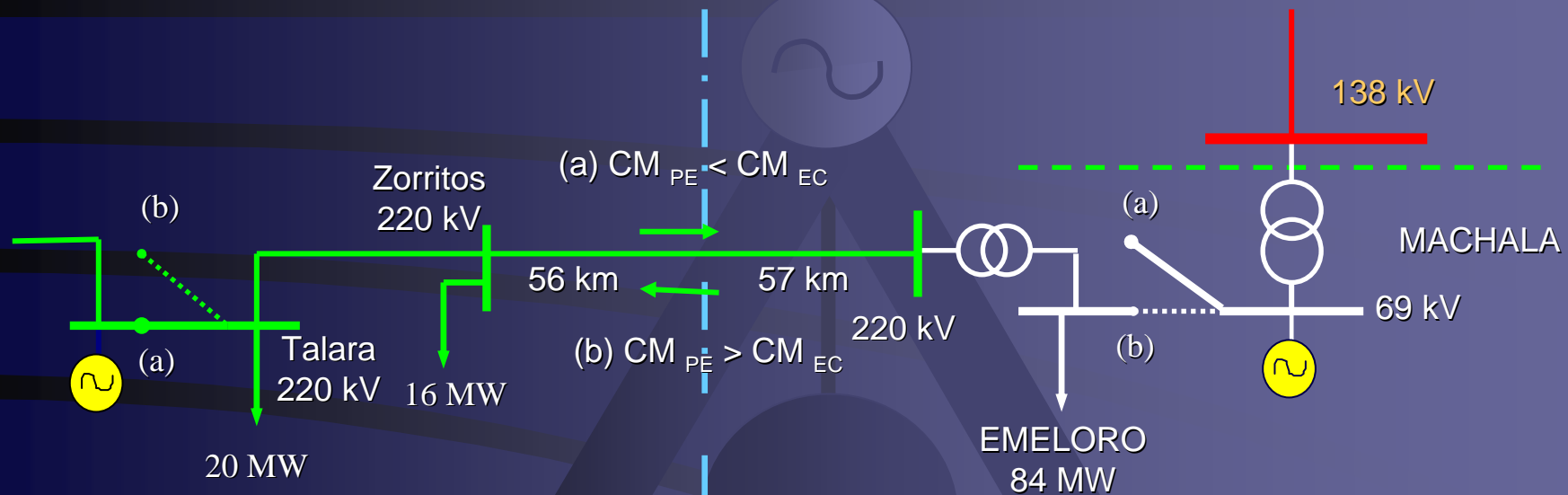
Costos Marginales : Perú, Ecuador (Año 2004).

Demanda : Zorritos y Talara (Perú), Machala (Ecuador).

Tipo de abastecimiento : radial.

DEMANDA

DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON ECUADOR



- (a) Perú Exporta energía = Emeloro
- (b) Ecuador Exporta energía = Zorritos + Talara

DEMANDA

DEMANDA NETA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON ECUADOR

AÑO	EXPORTACION GWh	IMPORTACION GWh	DEMANDA NETA ASOCIADA A LA INTERCONEXION CON EL ECUADOR GWh
2005	276	67	208
2006	276	67	208
2007	276	67	208

DEMANDA

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL DEL SEIN Período 2004 - 2007

Año	Demanda ⁽²⁾ Anual MW	Energía ⁽²⁾ Anual GWh	Factor de Carga Anual	Tasa de Crecimiento (%)	
				Potencia	Energía
2004 ⁽¹⁾	3 143	21 960	79.5%		
2005	3 248	22 634	79.6%	3.3%	3.1%
2006	3 381	23 544	79.5%	4.1%	4.0%
2007	3 624	25 379	79.9%	7.2%	7.8%
PROMEDIO 2005-2007:				4.9%	5.0%

(1) Valores Históricos.

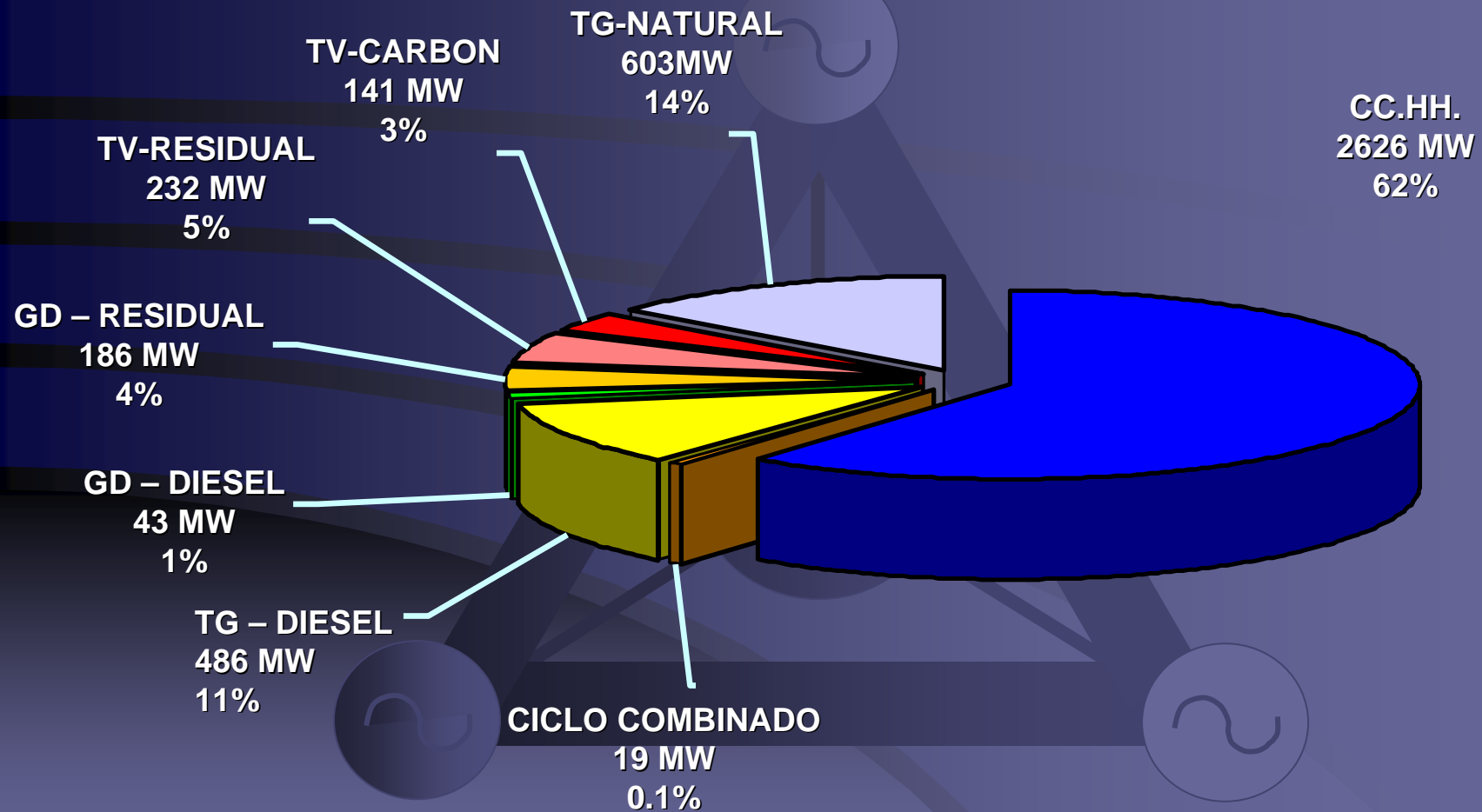
(2) Considera la producción de las C.H. de Curumuy y Poechos durante todo el período y la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador.

PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN



PROGRAMA DE OBRAS

OFERTA ENERO 2005 – POTENCIA EFECTIVA TOTAL 4 336 MW



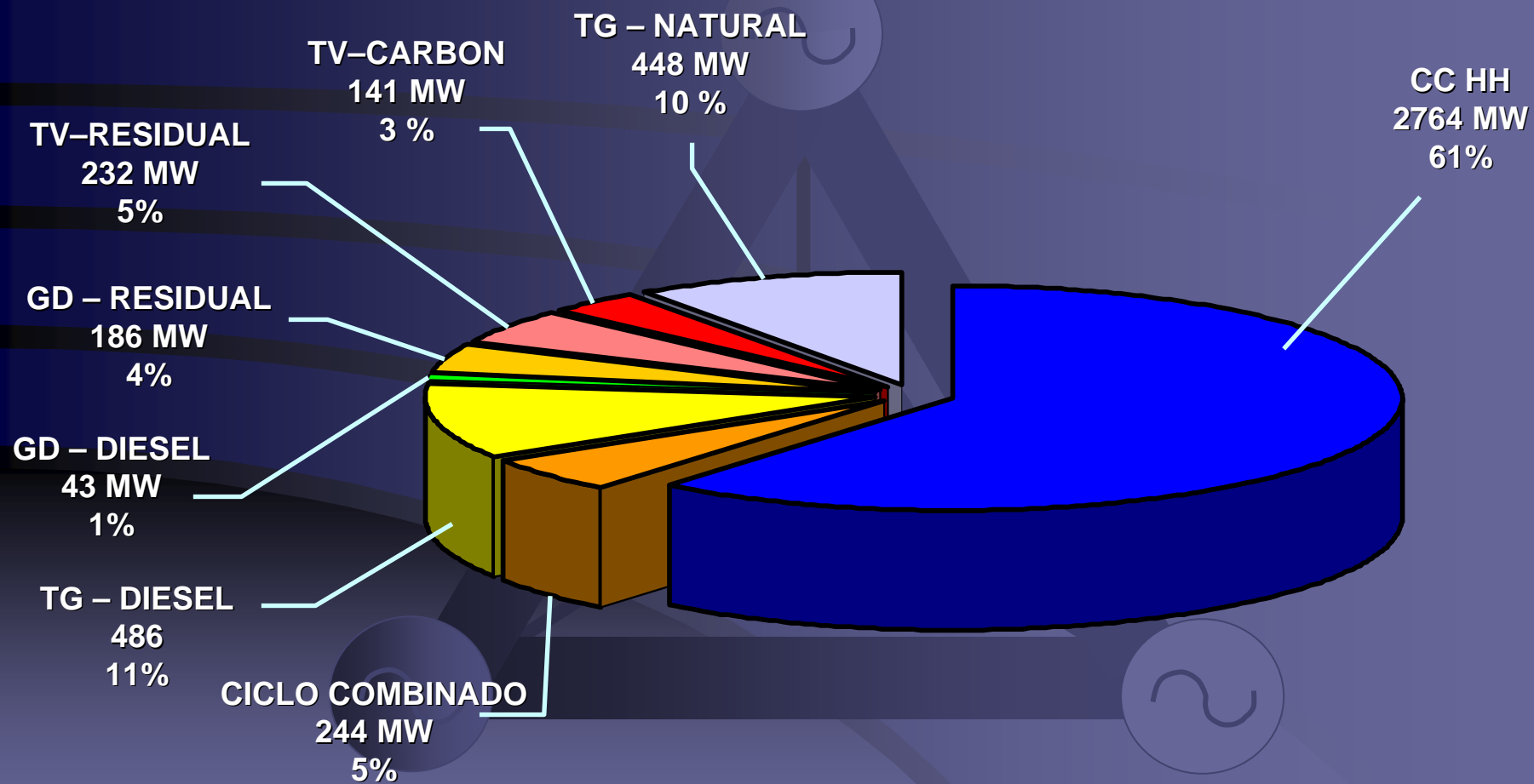
PROGRAMAS DE OBRAS

PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

FECHA	PROYECTO
Ene-2005	Presa Pillones (71 MMC)
Ene-2005	Regulación de la Laguna Rajucolta (10 MMC)
Jun-2005	Repotenciamiento C.H. Callahuanca - G1 (2.5 MW)
Jul-2005	C.H. Yuncán (130 MW)
Set-2005	Repotenciamiento C.H. Callahuanca - G2 (2.5 MW)
Dic-2005	Repotenciamiento C.H. Callahuanca - G3 (2.5 MW)
Jun-2006	Ciclo Combinado a GN - Reconversión C.T. Ventanilla TG3 (225 MW)

PROGRAMA DE OBRAS

OFERTA ENERO 2007 – POTENCIA EFECTIVA TOTAL 4 544 MW



PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN



PROGRAMA DE OBRAS

PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

FECHA	PROYECTO
Ene-2005	L.T. Zorritos - Zarumilla 230kV (Interconexión con el Ecuador)
Jul-2005	L.T. Huallanca-Sihuas-Tayabamba 138kV
Jul-2005	Autotransformador 138/220 kV Yuncán
Oct-2005	L.T. Yuncán-Carhuamayo Nueva 220 kV (doble terna) ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Resolución Suprema N° 059-2004-EM



PRECIOS Y COSTOS VARIABLES



PRECIOS Y COSTOS VARIABLES

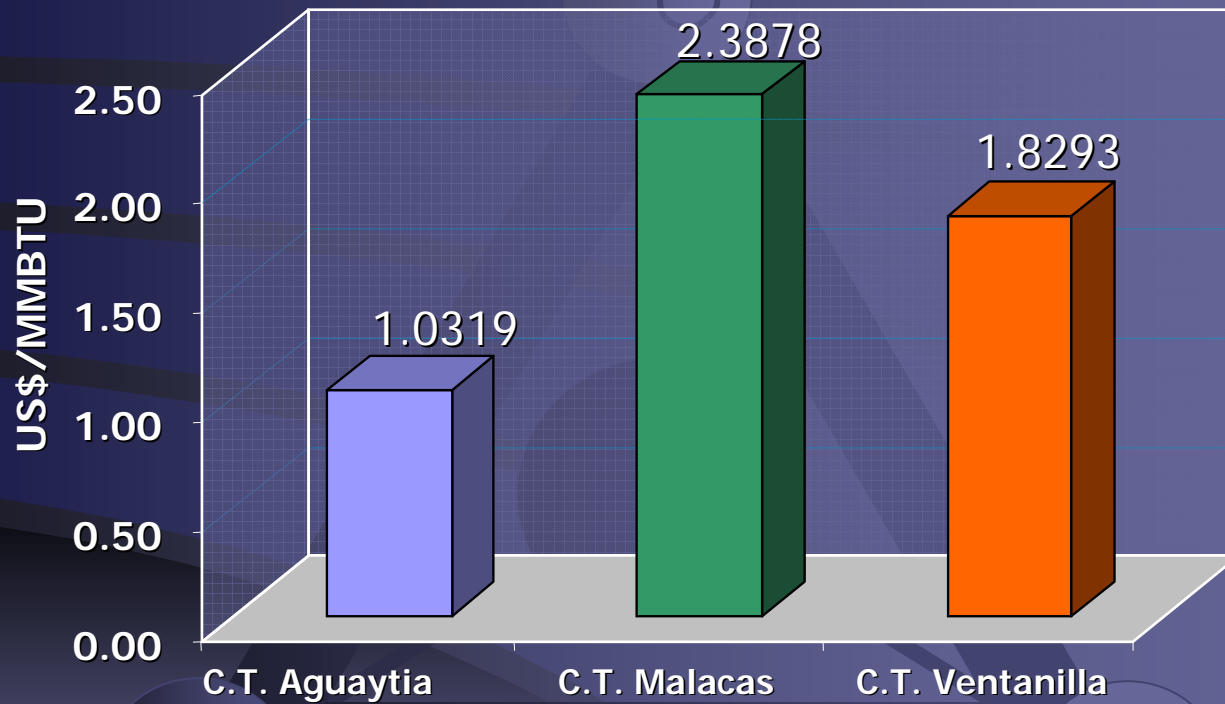
➤ Precio del Gas Natural

- Para el precio del gas natural se ha considerado lo establecido en el Decreto Supremo N° 055-2002-EM del 21.12.2002, el que señala que se tomará como precio del gas natural, el precio único que se obtenga como resultado de la aplicación del Procedimiento N° 31-C (COES), teniendo como límite superior para Fijación Tarifaria el precio máximo dispuesto por el Decreto Supremo N° 034-2001-EM.

Los precios utilizados son:

PRECIOS Y COSTOS VARIABLES

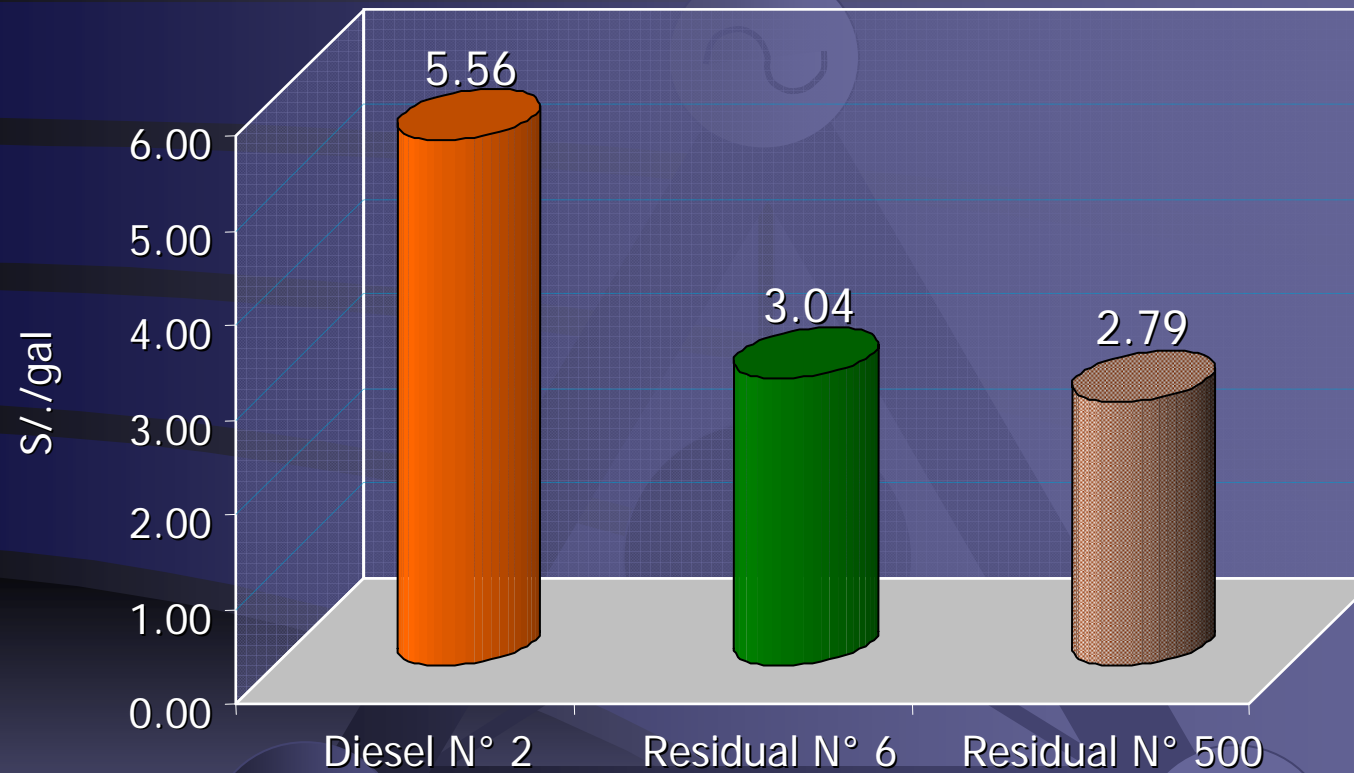
PRECIO DEL GAS NATURAL⁽¹⁾ (US\$/MMBTU)



⁽¹⁾ Precios vigentes al 01.01.2005

PRECIOS Y COSTOS VARIABLES

PRECIO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS (S./gal)



COMBUSTIBLES

(1) Precio de combustibles vigente al 30.12.2004

(2) Tasa de cambio: 3,282 S./US\$. Precio Venta al 30.12.2004

PRECIOS Y COSTOS VARIABLES

PRECIO DEL CARBON ⁽¹⁾

CENTRAL	US\$/Ton
C.T. Ilo 2	73.35

⁽¹⁾ Precio vigente al 30.12.2004

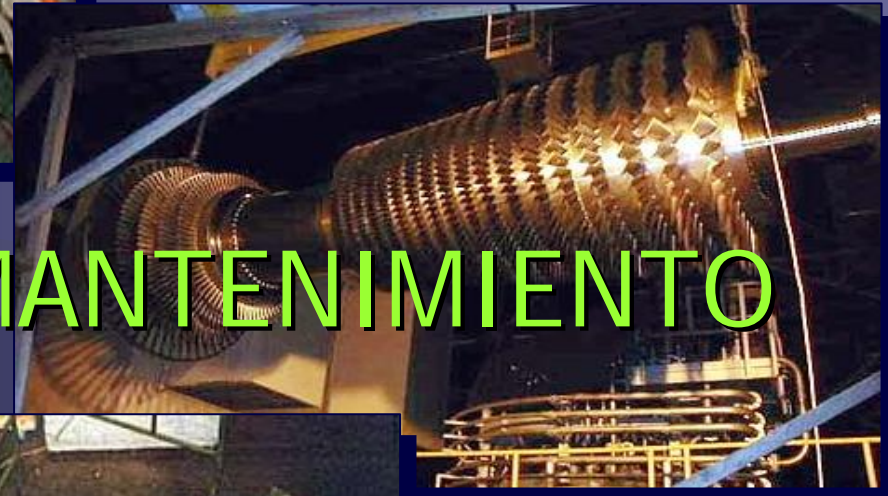
PRECIOS Y COSTOS VARIABLES

COSTOS VARIABLES POR TIPO DE COMBUSTIBLE (Parque Térmico Existente)

COMBUSTIBLE	US\$/MWh	MW	(%)
GAS NATURAL	15 - 53	603	36%
CARBON	25	141	8%
RESIDUALES R6 / R500	58 - 106	395	23%
DIESEL 2	121 - 255	548	33%
TOTAL		1 687	100%



PROGRAMA DE MANTENIMIENTO



PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN

➤ Año 2004:

- Se utilizó los Mantenimientos Ejecutados que figuran en el Sistema de Información del COES (SICOES).

➤ Año 2005:

- Se utilizó el Programa de Mantenimiento Anual aprobado de las unidades de generación del SEIN correspondiente al año 2005.

➤ Años 2006-2007:

- Para este período la programación de mantenimiento se realizó tomando en consideración la información entregada por las empresas generadoras.

REPRESENTACIÓN DEL SEIN PARA EL CÁLCULO DEL PBE (MODELO PERSEO)

$$\sum_{j \in \psi_i} \rho_{ji} Q_{ji}^t - \sum_{k \in \sigma_i} Q_{ik}^t = \partial_i^t$$

$$\sum_{j \in \psi_i} \rho_{ji} Q_{ji}^t - \sum_{k \in \sigma_i} Q_{ik}^t \geq d_i^t$$

$$\sum_{j \in \psi_i} \rho_{ji} Q_{ji}^t - \sum_{k \in \sigma_i} Q_{ik}^t \leq p_i^t$$



```
Command Prompt - perseo9-rev2
E:\cmeneses\Tarmay05\Wasp\Caso1\Corrida1>perseo9-rev2
=====
MODELO DE OPTIMIZACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL DEL PERU
=====
Desarrollado en la Comision de Tarifas
de Energia - C.T.E.
=====
Autores:
Daniel J. Camac Gutierrez
Manuel A. Uribe Gonzalez
=====
Lima, Enero 2000
=====
ESCRIBA EL NOMBRE DEL CASO:
sinac
GPLEXLICDIR=C:\ilog\ilm
Version Deployment
SECUENCIA HIDROLOGICA001
```

MODELO PERSEO

REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA

- Cuencas: 17
- Hidrologías: 39 años (1965-2003)
- Barras: 98
- Líneas de Transmisión: 149
- Centrales Hidroeléctricas: 37
- Unidades térmicas: 46

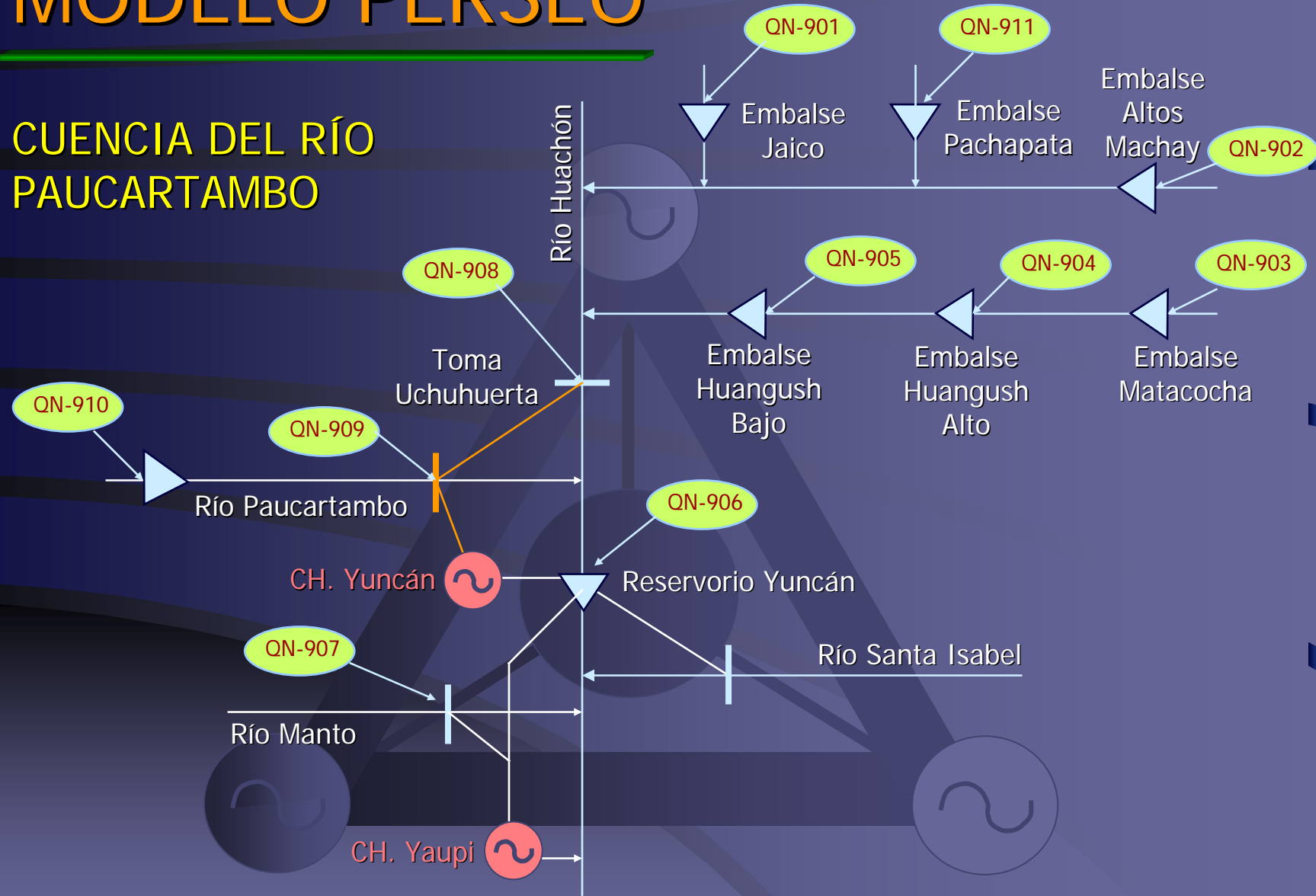
MODELO PERSEO

REPRESENTACIÓN DE LA DEMANDA POR BLOQUE MENSUAL



MODELO PERSEO

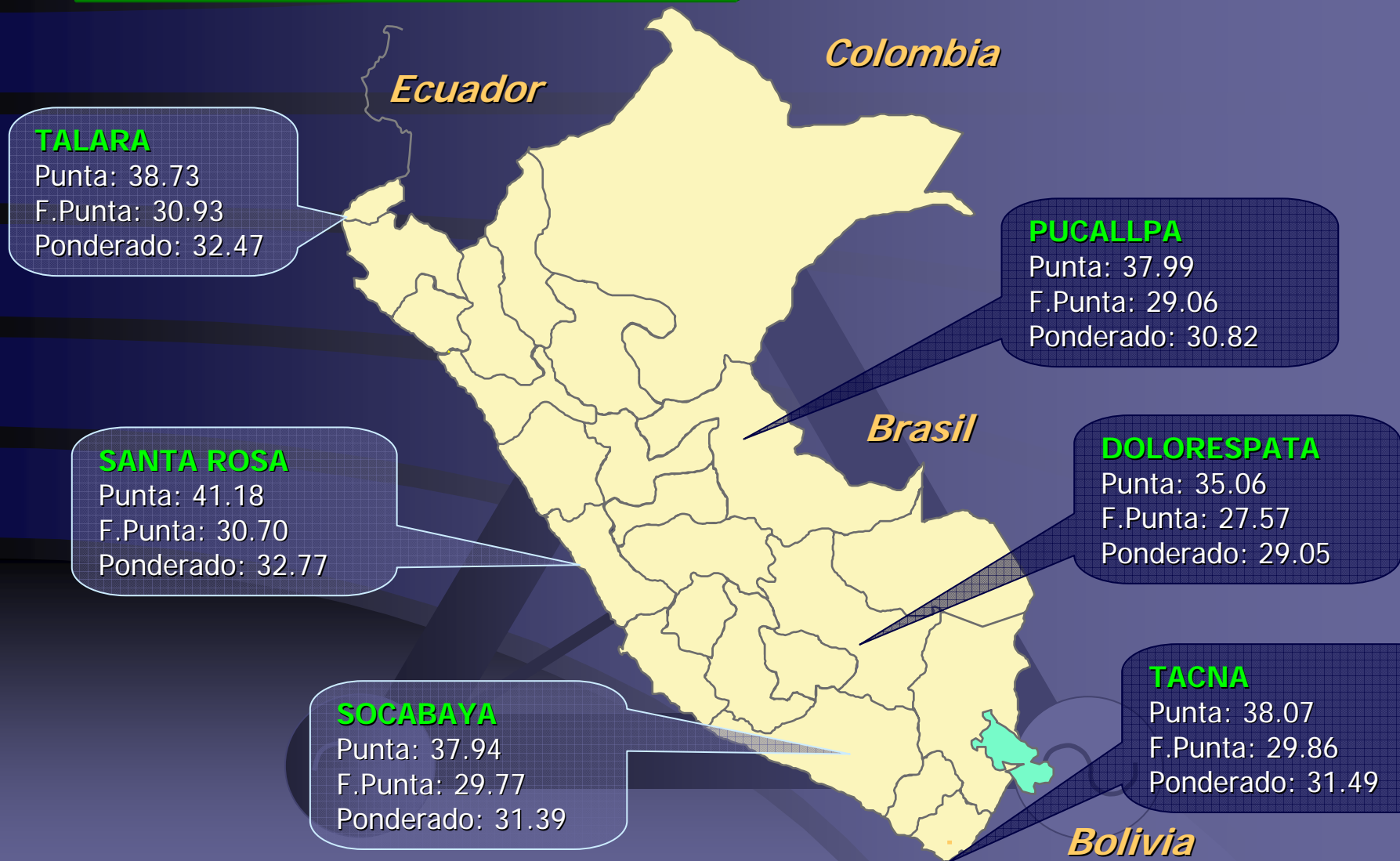
CUENCA DEL RÍO PAUCARTAMBO



RESULTADOS



RESULTADOS DEL PRECIO BASICO DE ENERGIA (US\$/MWh)



PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

- El OSINERG con fecha 30.09.2004 ha publicado el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" vigente a partir de la presente Fijación Tarifaria.
- Aplicando los criterios y metodología del procedimiento los resultados son:

PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

DESCRIPCIÓN

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE ISO)	114.78 [MW]
Potencia Efectiva (PEF)	109.25 [MW]
Factor de Ubicación (FU)	1.0506
Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO)	19.40%
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	2.63%
Costo Total Generador	31 064 [miles US\$]
Costo Total Conexión	1 620 [miles US\$]
Total	32 684 [miles US\$]
Anualidad de la Inversión	37.98 [US\$/kW-año]
Costos Fijos Personal	462 [miles US\$/año]
Costos Fijos O&M	945 [miles US\$/año]
Total	1 407 [miles US\$/año]
Costos Fijo Anual	12.26 [US\$/kW-año]
Costo Capacidad por Unidad Pot. Estándar (CCUPS)	50.24 [US\$/kW-año]
Costo Capacidad por Unidad Pot. Efectiva (CCUPE)	52.79 [US\$/kW-año]
Precio Básico de la Potencia (PBP)	64.73 [US\$/kW-año]

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION (SPT) PEAJE POR CONEXIÓN

PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO DEL SPT

EMPRESA	VNR (miles US\$)
REP	123 360
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	708
ETESSELVA	31 295
REDESUR	78 991
TRANSMANTARO	185 449
ISA	57 264
TOTAL	477 067

PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT

COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SPT

EMPRESA	COyM (miles US\$)
REP	3 686
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	21
ETSELVA	1 241
REDESUR	3 730
TRANSMANTARO	5 250
ISA	1 718
TOTAL	15 646

PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT

CÁLCULO DEL PEAJE DEL SPT

EMPRESA DE TRANSMISIÓN	COSTO ANUAL (US\$/Año)	LIQUIDACIÓN ANUAL ⁽¹⁾ (US\$/Año)	AJUSTE POR RAG (US\$/Año)	INGRESO TARIFARIO (US\$/Año)	PEAJE ANUAL (US\$/Año)	PEAJE UNITARIO (US\$/kW-Año)
REP	18 999 822		15 651 103	233 717	15 417 386	5.234
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	109 122			3 705	105 416	0.036
ETESELVA	5 125 787			515 778	4 610 009	1.565
REDESUR	13 536 464	13 076 963		378 835	26 234 592	8.906
TRANSMANTARO	28 272 619	- 298 616		311 040	27 662 963	9.391
ISA	8 826 865			395 847	8 431 018	2.862
SUB TOTAL						27.994
Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea ⁽²⁾						38.091
TOTAL						66.086

⁽¹⁾ Valores provisionales

⁽²⁾ Resolución de OSINERG N° 187-2004-OS/CD del 05.08.2004

Máxima Demanda sin Ecuador año 2005: 3167 MW

Factor de MD Clientes: 0.9302

Máxima Demanda Ventas sin Ecuador año 2005: 2946 MW

PRECIOS EN BARRA

Barra Santa Rosa

Precio en Barra de Potencia			Precio en Barra de Energía	
PPM US\$/kW-mes	PCSPT ⁽¹⁾ US\$/kW-mes	PPB US\$/kW-mes	PEMP ctv. US\$/kWh	PEMF ctv. US\$/kWh
5.12	5.23	10.34	4.12	3.07

⁽¹⁾ Incluye la Garantía por Red Principal del proyecto Camisea

FÓRMULAS DE REAJUSTE

FÓRMULAS DE REAJUSTE

a) ENERGÍA

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

Donde: $d = 0.1120$ $e = 0.0289$ $f = 0.3205$
 $g = 0.3883$ $\text{cb} = 0.1503$

FAPEM = Factor de actualización del precio de la energía a nivel generación en las Subestaciones Base del Sistema.

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N°2.

FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.

FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.

$$= (0.4901 + 0.5099 \text{ PGN} / \text{PGNo}) * \text{FTC}$$

PGNo = Precio Inicial en Boca de pozo de ETEVENSA.

PGN = Precio de Boca de Pozo actualizado mensualmente, aplicando el Factor de Ajuste establecido en el contrato de ETEVENSA.

FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.

FÓRMULAS DE REAJUSTE

b) POTENCIA

$$FAPPM = a * FTC * FTAPBP + b * FPM$$

Donde: a = 79.75
 b = 20.05

FAPPM = Factor de actualización del precio de la potencia de punta.

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

FTAPBP = Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.

FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor .

