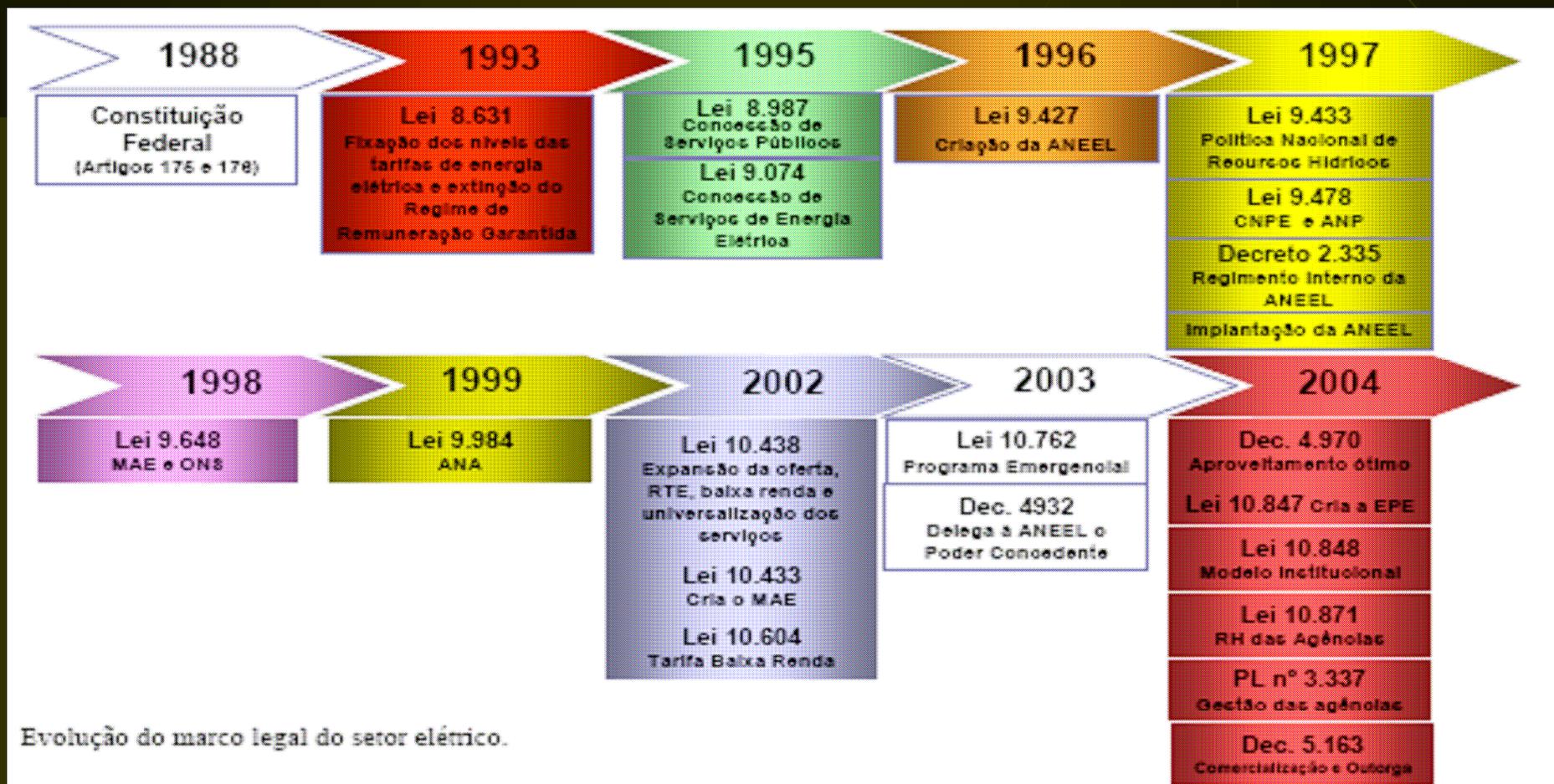


Mercado Eléctrico Brasileiro

LEGISLACIÓN

LEGISLAÇÃO DEL SECTOR ELÉTRICO



FUENTE: "Desafios de la Regulación del sector Eléctrico, modicidad tarifária y atracción de investimentos" por Paulo Pedrosa

LEGISLACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO BRASILEIRO

- ◆ Constitución 1988 Artículos 175 y 176: Regimen de concesión y utilización de potencial de energía hidráulica
- ◆ MAR/1993 - LEY 8631: Extinge la ecualización tarifaria vigente y crea los contratos de suministro entre generadores y distribuidores
- ◆ JUL/1995 - LEY 9074: LEY de concesiones sector eléctrico; libre acceso a la red, crea el PIE y autoriza libre elección del proveedor para consumidor con carga mayor a 3 MW
- ◆ DEZ/1996 - LEY 9427: Instituye la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)
- ◆ AGO/1998 - RES 264: Condiciones de contratación de energía p/ consumidores libres
- ◆ MAI/1999 - LEY 9648: 50% de reducción encargos de uso de las redes p/ PCH's <30MW; crea MAE y ONS
- ◆ NOV/2000 - RES 456: Establece las Condiciones Generales de Suministro de Energía Eléctrica
- ◆ MAI/2001 - RES 169: MRE para PCH's
- ◆ ABR/2002 - LEY 10438: Crea ECE, RTE, CDE, PROINFA - Reducción encargos de uso en la punta del consumo
- ◆ NOV/2003 - LEY 10762: Reducción encargos uso redes p/ eólica, solar, biomasa y cogeneración cualificada
- ◆ MAR/2004 - LEY 10848: Remates obligatorios compra p/ distribuidores; lastro físico integral p/todos agentes
- ◆ JUL/2004 - DEC 5163: Reglamenta la comercialización de energía eléctrica (LEY 10848) y declara libres consumidores encuadrados en la LEY 9074 con tensión inferior a 69 kV
- ◆ AGO/2004 - RES 77: Reducción de las tarifas de uso de las redes p/ fuentes alternativas y PCH's <= 30 MW
- ◆ OUT/2004 - DEC 5249: Reestablece el limite de 69 kV para consumidores libres
- ◆ MAI/2005 - RES 157: Reducción de 100%, establecida por la Resolución nº 077/2004 p/ punta del consumo
- ◆ DEZ/2006 - RES 247: Establece la comercialización de energía a través de fuentes incentivadas para unidades o conjuntos de unidades consumidoras con carga mayor o igual a 500 kW
- ◆ ENE/2007 - RES 248: Adecuación del sistema de medición y encargos de conexión a efectos de facturación

COMPARACION ENTRE MODELOS

Modelo Antiguo hasta 1995	Modelo de Libre Mercado 1995 al 2003	Nuevo Modelo A partir del 2004
Financiamiento por medio de recursos públicos	Financiamiento por medio de recursos públicos y privados	
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por actividad: generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación.	
Empresas predominantemente Estatales	Apertura y énfasis en la privatización de las Empresas	Convivencia entre Empresas Estatales y Privadas
Monopolios – Competencia Inexistente	Competencia en la generación y comercialización	
Consumidores Cautivos	Consumidores Libres y Cautivos	
Tarifas reguladas en todos los segmentos	Precios libremente negociados en la generación y comercialización En el ambiente libre: Precios libremente negociados en la generación y comercialización. En el ambiente regulado: subasta y licitación por la menor tarifa	
Mercado Regulado	Mercado Libre	Convivencia entre Mercados Libre y Regulado
Planificación Determinativa – Grupo Coordinador de la Planificación de los Sistemas Eléctricos (GCPS)	Planificación Indicativa por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)	Planificación por la Empresa de Investigación Energética (EPE)
Contratación: 100% del Mercado	Contratación : 85% del mercado (hasta agosto/2003) y 95% mercado (hasta dic./2004)	Contratación: 100% del mercado + reserva
Sobras/déficits del balance energético rateados entre compradores	Sobras/déficits del balance energético liquidados en el MAE	Sobras/déficits del balance energético liquidados en CCEE. Mecanismo de Compensación de Sobras y Déficit (MCSD) para las Distribuidoras.

Mercado Eléctrico Brasileiro

MODELO INSTITUCIONAL
(NUEVO)

Modelo Institucional del Sector Eléctrico

CNPE – Consejo Nacional de Política Energética.

Homologación de la política energética, en articulación con las demás políticas públicas.

MME – Ministério de Minas y Energía.

Formulación e implementación de políticas para el sector energético, de acuerdo con las directrices del CNPE.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

Ejecución de estudios para definición de la Matriz Energética y planeamiento de la expansión del sector eléctrico (generación y transmisión)

CMSE – Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico.

Monitoreo de las condiciones de atención y recomendación de acciones preventivas para garantizar la seguridad del suministro

ANEEL – Agencia Nacional de Energía Eléctrica.

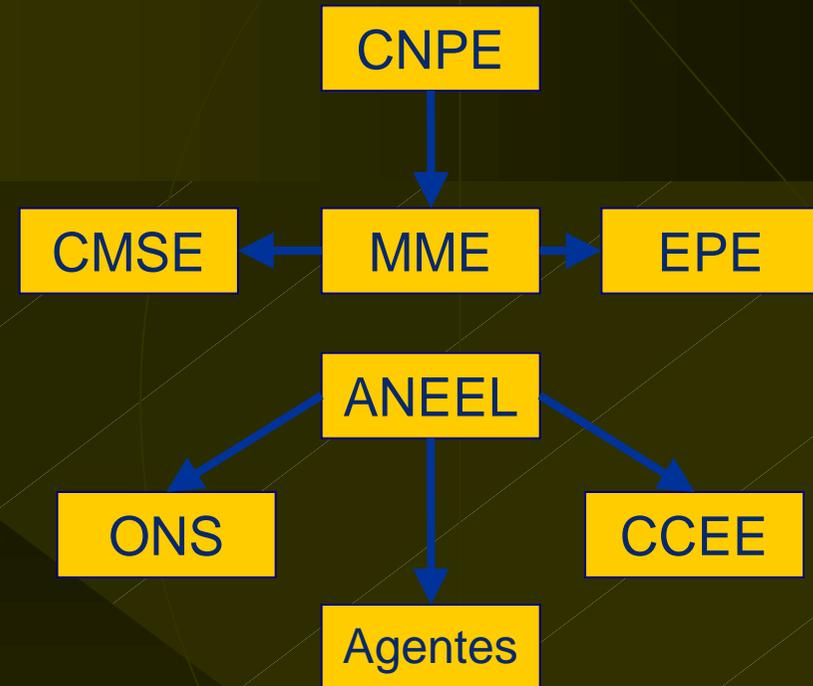
Regulación y fiscalización, celar por la calidad de los servicios prestados, universalización del atendimento y por el establecimiento de tarifas para consumidores finales, preservando la viabilidad económica y financiera de los Agentes de Comercialización.

ONS – Operador Nacional del Sistema.

Coordinación y control de la operación de la generación y de la transmisión en el sistema eléctrico interligado

CCEE – Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica.

Administración de contratos, liquidación del mercado de corto plazo, Remates de Energía.



Modelo Actual

➤ OBJETIVOS PRINCIPALES:

- ◆ seguridad del suministro
- ◆ modicidad tarifarla
- ◆ inserción social

➤ CARACTERISITICAS

- ◆ concesión: licitadas por mercado
- ◆ desverticalización: generación, transmisión y distribución
- ◆ prohibición del *self-dealing*
- ◆ contratación:
 - ◆ regulada (obligatoria p/ distribuidores) : *pool* (remates)
 - ◆ libre: *pie* / comercializadores / consumidor libre
- ◆ ecualización tarifaría (*pool* – precio de compra)
- ◆ recursos: estatales / privados

Contratación en dos Ambientes



MODELO ACTUAL

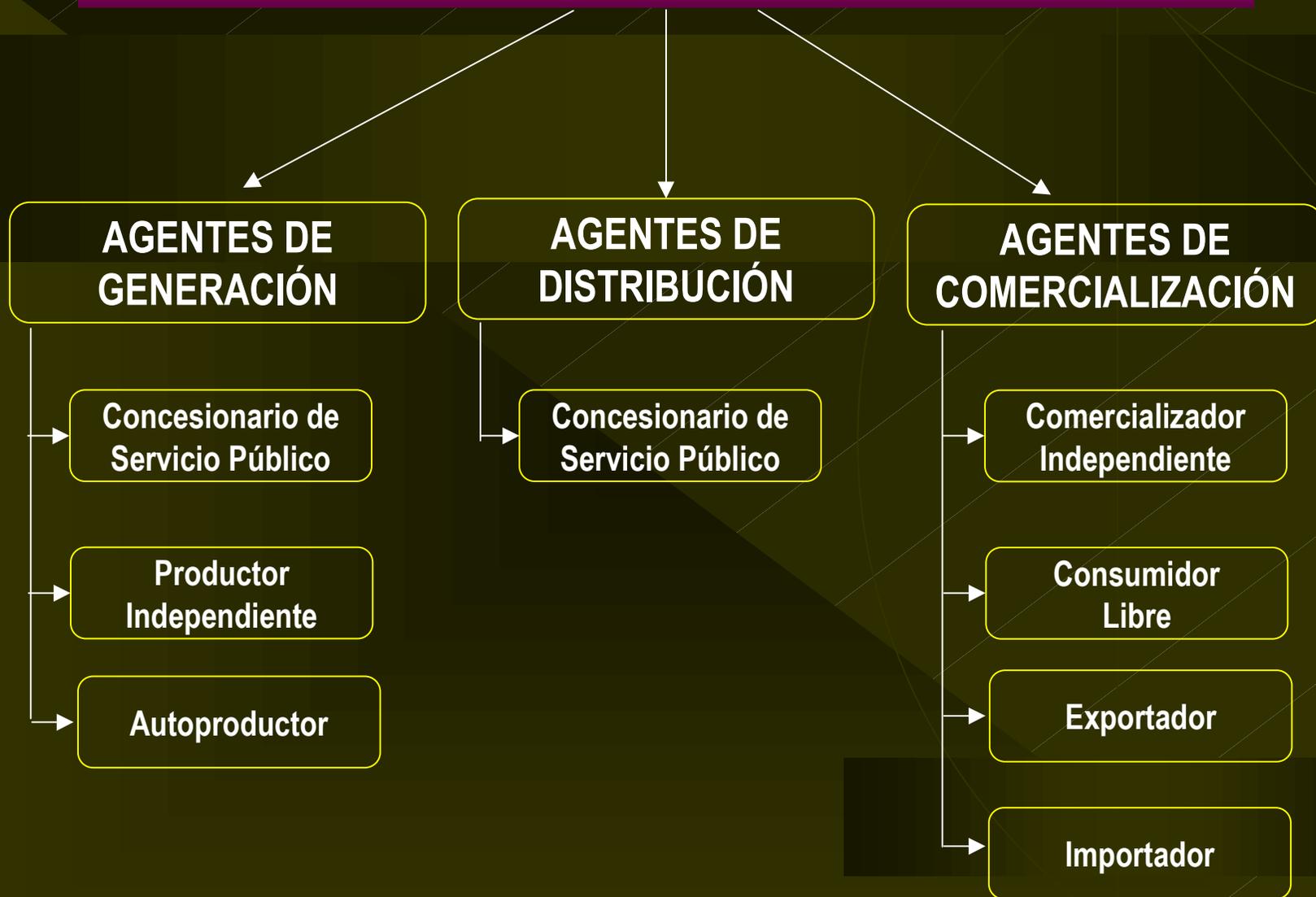
AMBIENTE DE CONTRATACIÓN REGULADA - ACR

- segmento del mercado en el cual se realizan las operaciones de compra y venta de energía eléctrica entre agentes vendedores y agentes de distribución, precedidas de licitación, resalvados los casos previstos en Ley, conforme reglas y procedimientos de comercialización específicos

AMBIENTE DE CONTRATACIÓN LIBRE – ACL

- segmento del mercado en el cual se realizan las operaciones de compra y venta de energía eléctrica, objeto de contratos bilaterales libremente negociados, conforme reglas y procedimientos de comercialización específicos

AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO



AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

GENERADORES:

Concesionarios de Servicio Público de Generación – CSP

Productores Independientes de Energía Eléctrica – PIE

Auto productores - APE

DISTRIBUIDORES:

Concesionarios el Permisarios de Servicio Público de Distribución.

Cooperativas autorizadas

COMERCIALIZADORES:

Detentores de autorización para comercializar energía

CONSUMIDORES LIBRES

Consumidores autorizados legalmente a escoger su proveedor de energía

AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

DE GENERACIÓN

- ✓ Pueden vender: Al pool (ambiente de contratación regulada)
 - A consumidores libres
 - A comercializadores
 - A distribuidores (Generación Distribuída)
 - Al PROINFA
- ✓ Participan del Mecanismo de rateo de los riesgos hidrológicos (MRE), opcional para PCH's.
- ✓ Generación termoeléctrica ; 50 MW: sujetos al despacho centralizado por el ONS
- ✓ Otros: PCH fuera del MRE, PCT, fuentes alternativas

DE DISTRIBUCIÓN - Actividad regulada

- ✓ Pueden:
 - ✓ intercambiar sobras y déficits en el Mecanismo de Compensación el de Sobras y Déficits (MCSD)
 - ✓ comprar energía en Leilões de Ajuste (anuales, realizados por la CCEE)
 - ✓ comprar energía en los Leilões de Energía Nueva el Existente
 - ✓ comprar energía de generación distribuída (conectada directamente a la red)

DE COMERCIALIZACIÓN - Actividad competitiva

- ✓ compran y venden energía de generadores,
- ✓ comercializan energía con consumidores libres,
- ✓ venden en los remates regulados.

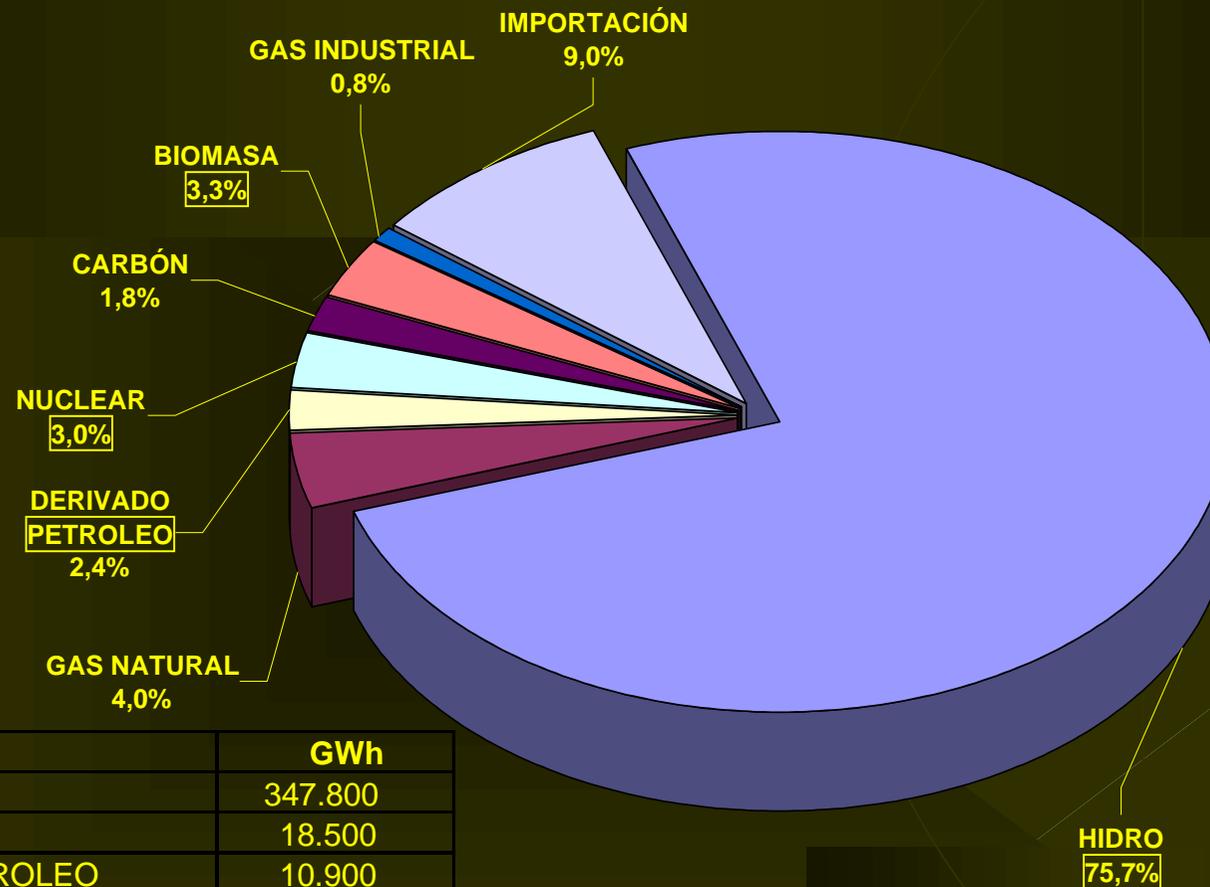
Brasil - Matriz de Energía Eléctrica - Ene 2007

Fuente	Nº Usinas	MW	Estructura %
Hidreléctrica	635	73.680	72,1
Gás	101	10.799	10,6
Petróleo	569	4.466	4,4
Biomasa	270	3.718	3,6
Nuclear	2	2.007	2,0
Carvon Mineral	7	1.415	1,4
Eólica	15	237	0,2
Capacidad Instalada	1.599	96.322	94,3
Importación Contratada (1)		5.850	5,7
Capacidad Disponible		102.172	100,0

(1) Paraguay Itaipu – 5.600 MW; Paraguay ANDE – 50 MW; Venezuela – 200 MW.

MATRIZ DE OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Brasil - 2006

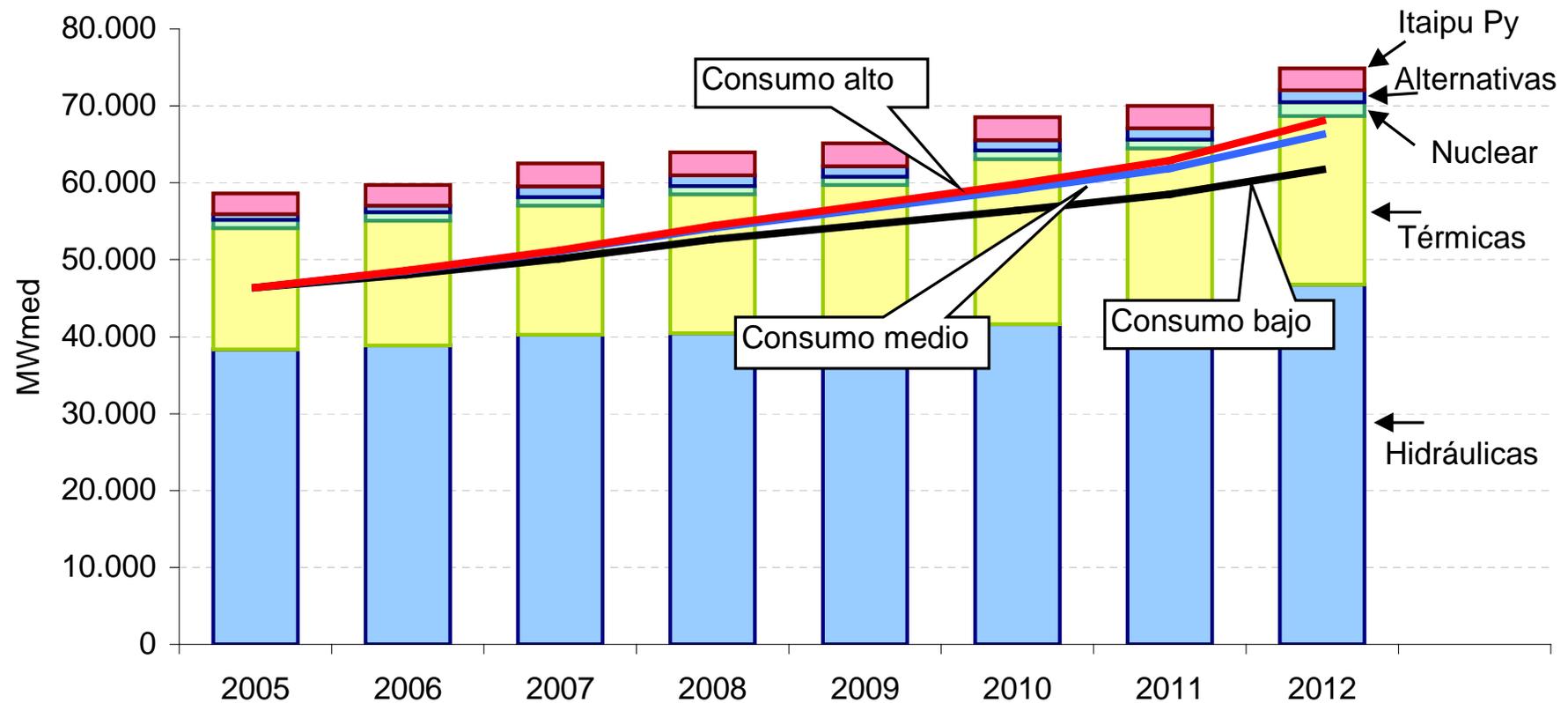


	GWh
HIDRO	347.800
GAS NATURAL	18.500
DERIVADO PETROLEO	10.900
NUCLEAR	13.800
CARBÓN	8.500
BIOMASA	15.200
GAS INDUSTRIAL	3.700
IMPORTACIÓN	41.200
TOTAL	459.600

Nota: Incluye Autoproductores (41.700 GWh) 9,1%

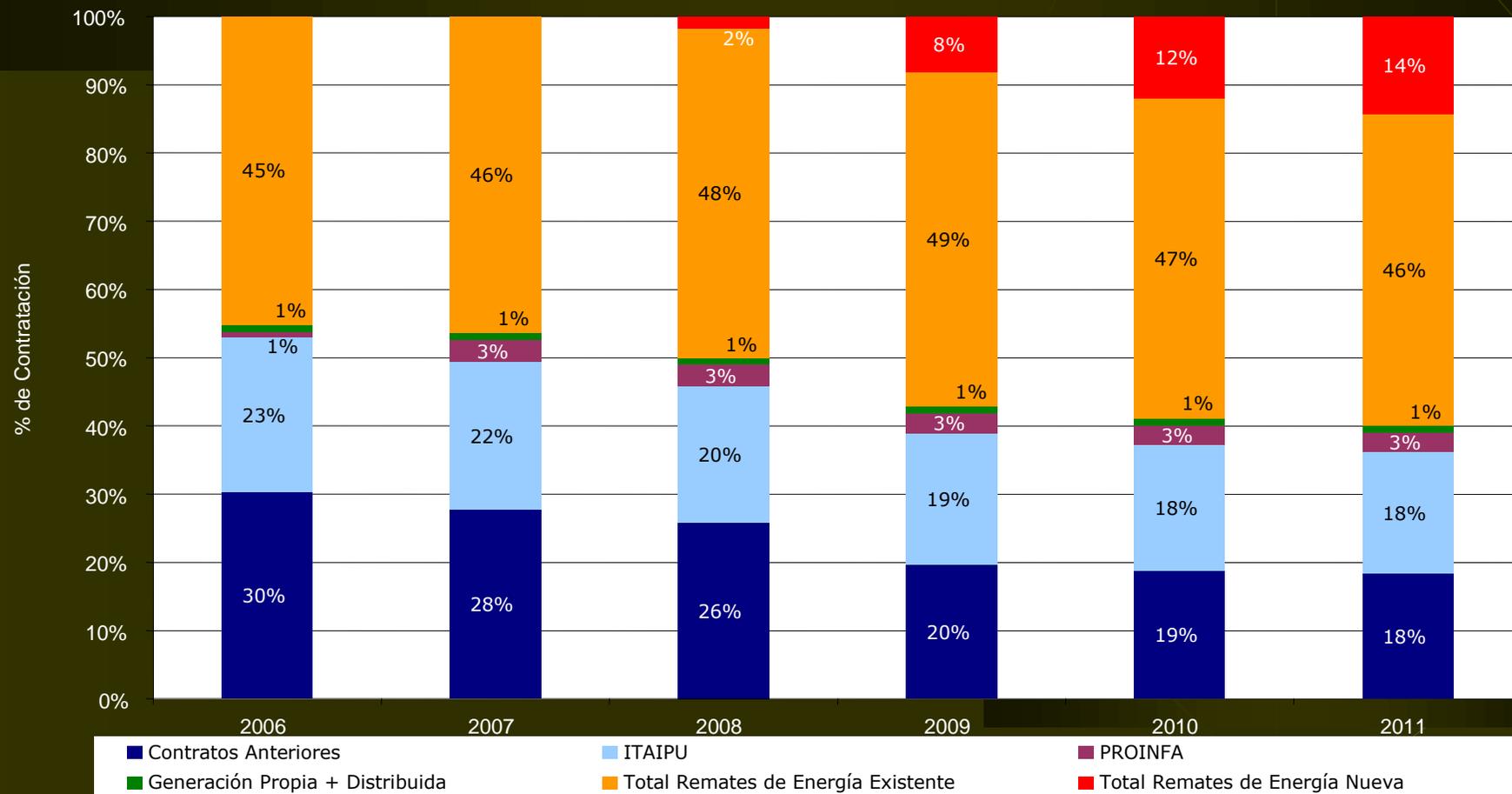
Expansión del Sistema Eléctrico vs. Consumo Previsto

Balance de energía (MWmed)



Estimativa de la evolución de la estructura de la demanda contratada

Carga de las Distribuidoras por Tipo de Contratación



Características de los Subsistemas

Balance de Energía por Submercado (GWh) – 2005
Producción / Consumo

- Sistema Interligado Norte
- Exportador 9 meses del año, con tendencia a aumentar volumen de energía exportado
- GWh - 30.168 / 27.101

- Sistema Interligado Nordeste
- Mercado de demanda Creciente : cada vez mayor importador
- GWh - 53.984 / 58.647

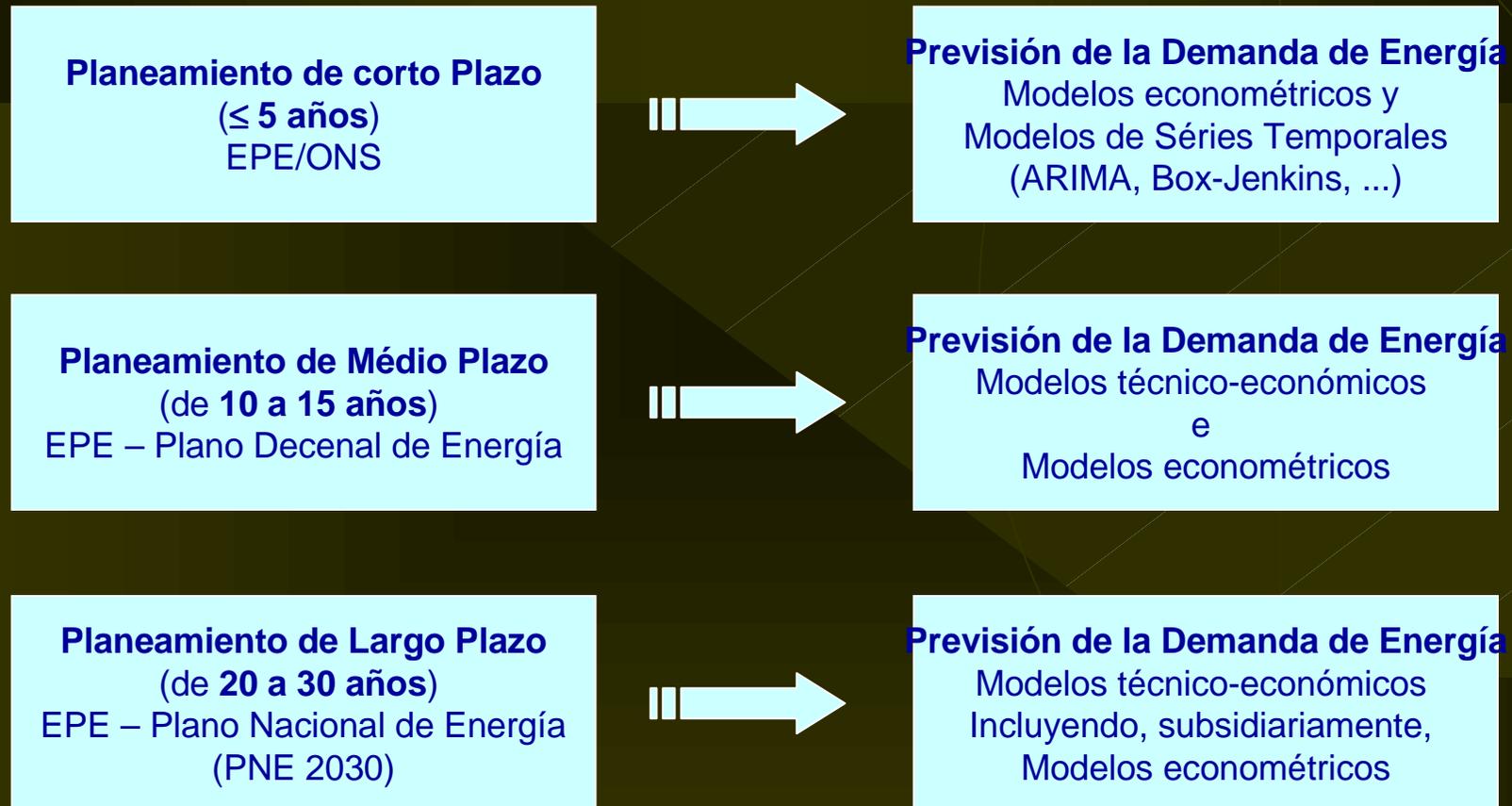


- Itaipu
- GWh – 81.736 / 0

- Sistema Interligado Sul
- Hoy: Sistema hidrotérmico con gran variabilidad de almacenaje: intercambios con SE/CO variando de sentido
- Futuro: Expansión de la generación e intercambios internacionales lo tornan exportador en potencial
- GWh - 56.051 / 66.198

- Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste
- Gran mercado de demanda en el país
- Importador de otras regiones y países vecinos, en la mayor parte del año
- Gran capacidad de almacenaje en múltiples reservatórios
- GWh - 178.702 / 248.428

Aspectos Metodológicos – Planeamiento del sector Eléctrico



Metodología general de proyección del consumo

Escenários Económicos

- Escenários internacionales
- Escenários nacionales
- Tasa de crecimiento del PIB
- Estructura del PIB
- Estructura de la industria

Escenários Demográfico

- Tasa de crecimiento demográfico
- Habitantes/domicilio
- Número de domicilios
- Tasa de urbanización
- Regionalización

Otras Premisas

- Caracterización del uso de la energía
- Indicadores de consumo de energía
- Hipótesis de conservación
- Substitución de energéticos
- Pose y uso de equipamientos
- Escenários tecnológicos

Modelos de
Cuantificación

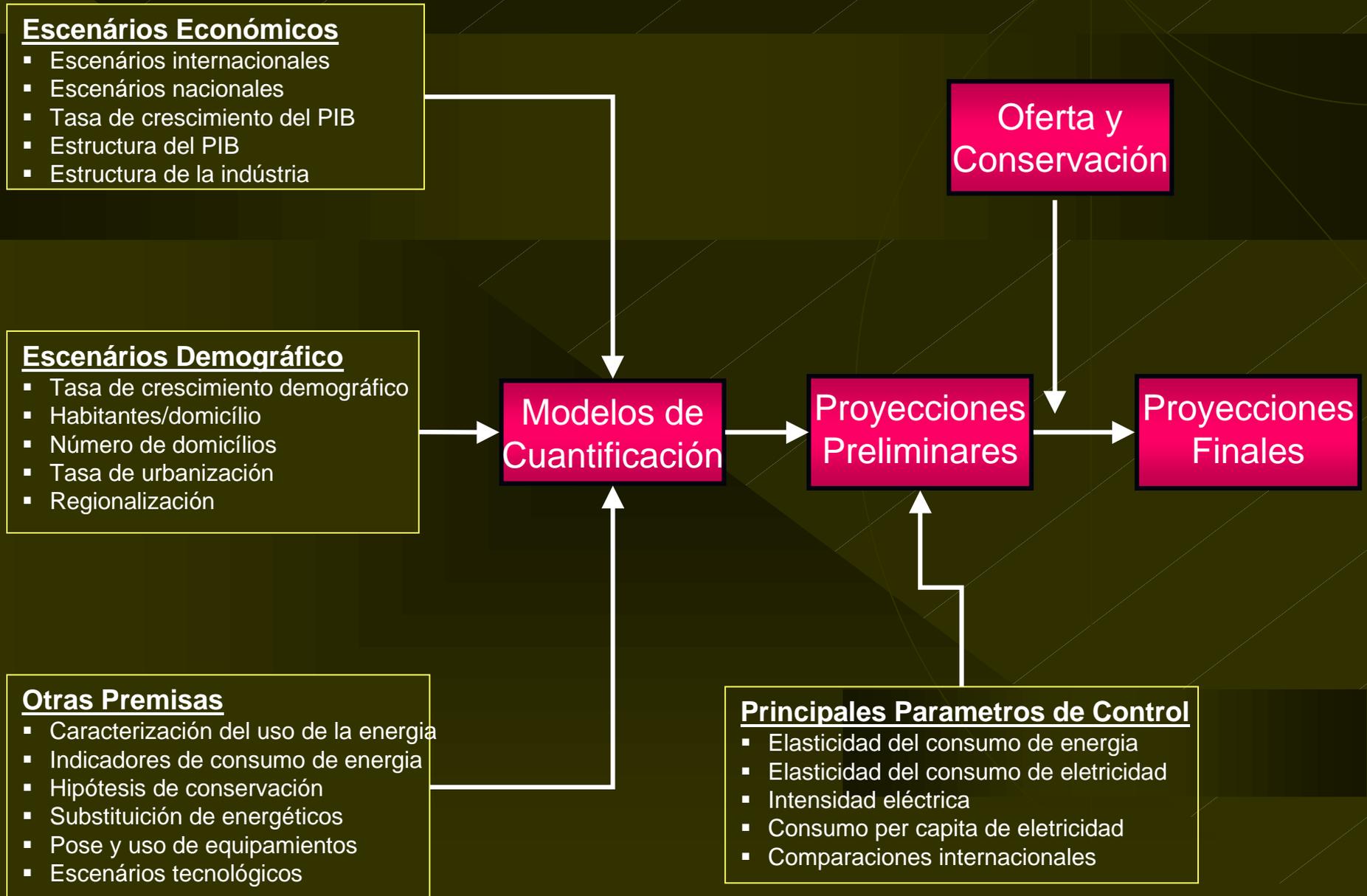
Proyecciones
Preliminares

Proyecciones
Finales

Oferta y
Conservación

Principales Parametros de Control

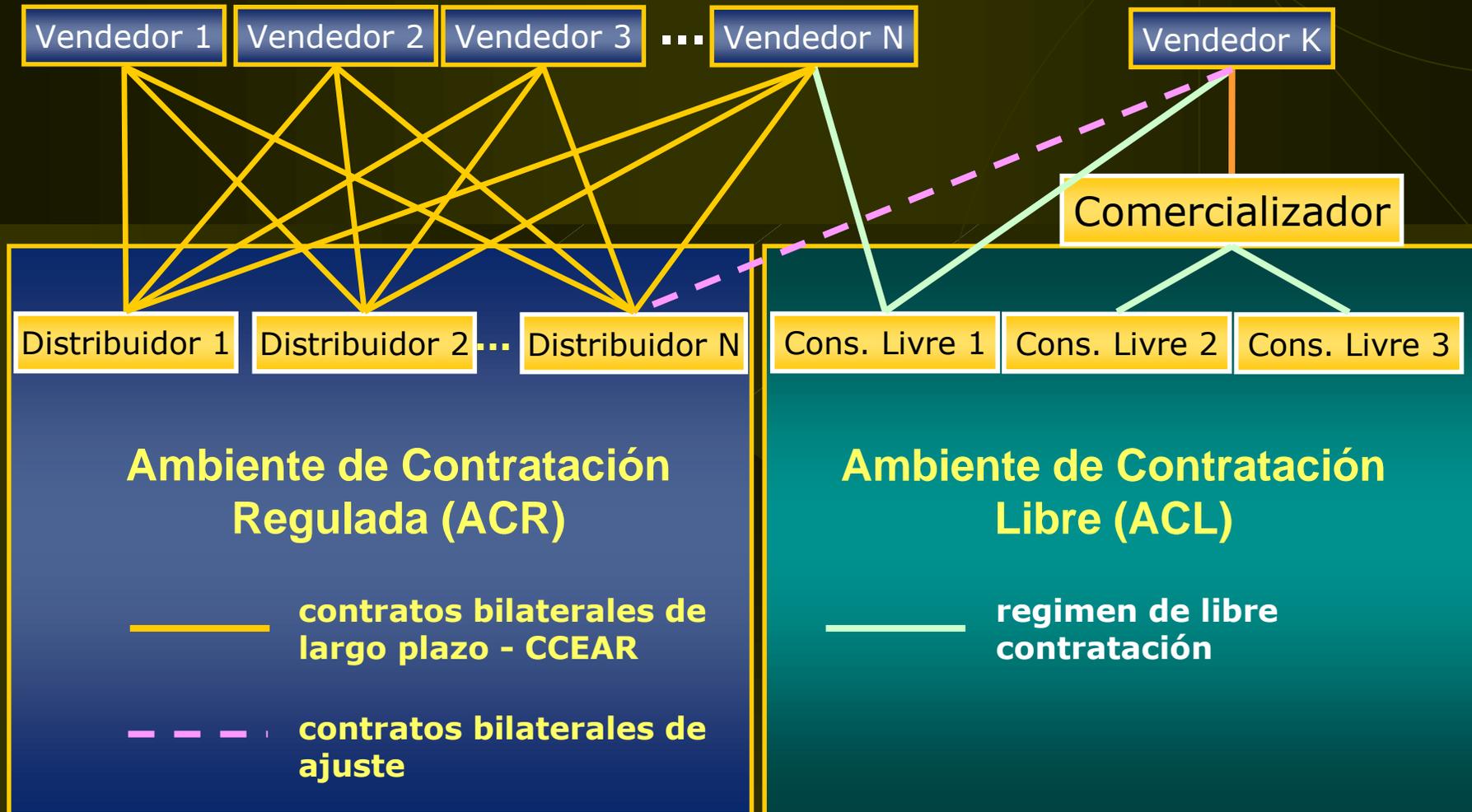
- Elasticidad del consumo de energía
- Elasticidad del consumo de electricidad
- Intensidad eléctrica
- Consumo per capita de electricidad
- Comparaciones internacionales



Mercado Eléctrico Brasileiro

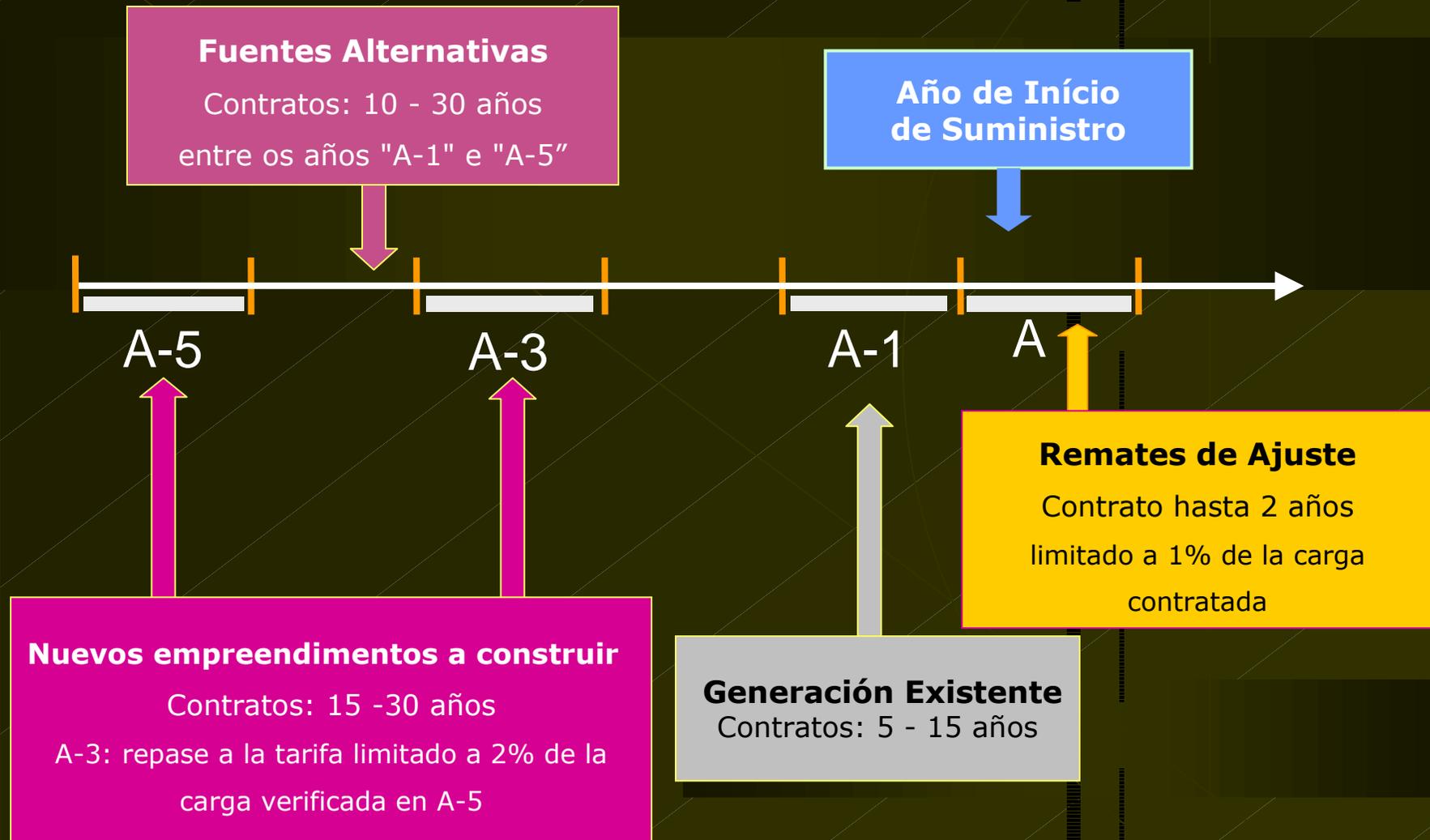
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Contratación en dos Ambientes - Relaciones



En el ACR, excepto los remates de ajuste, cada Generador hace contratos padrones de venta de EE para todas las Distribuidoras del SIN, con entrega en el Centro de Gravedad del submercado del Generador.

ACR - Remates de compra de Energía para Distribuidoras



	EN A-5	EN A-3	EE A-1	EE Ajuste
Início	Em 5 anos	Em 3 anos	Jan seguinte	Em até 4 meses
Prazo	De 15 a 30 anos	De 15 a 30 anos	De 5 a 15 anos	De até 2 anos
Montante	Livre	Livre	Livre	1% Carga
Repasse	VR nos 3 primeiros anos e integral a partir do quarto ano.	Até 2% da carga: VR nos 3 primeiros anos e integral a partir do quarto ano. Acima de 2% da carga: repasse ao mínimo entre VL5 e VL3.	De 2005 a 2008: integral até 1% da carga. Acima disso, repasse a V_{70} . 2009 em diante: Limitado a LI e 105% de MR, repassado ao preço do leilão.	Repasse ao mínimo entre o preço da compra e VR.

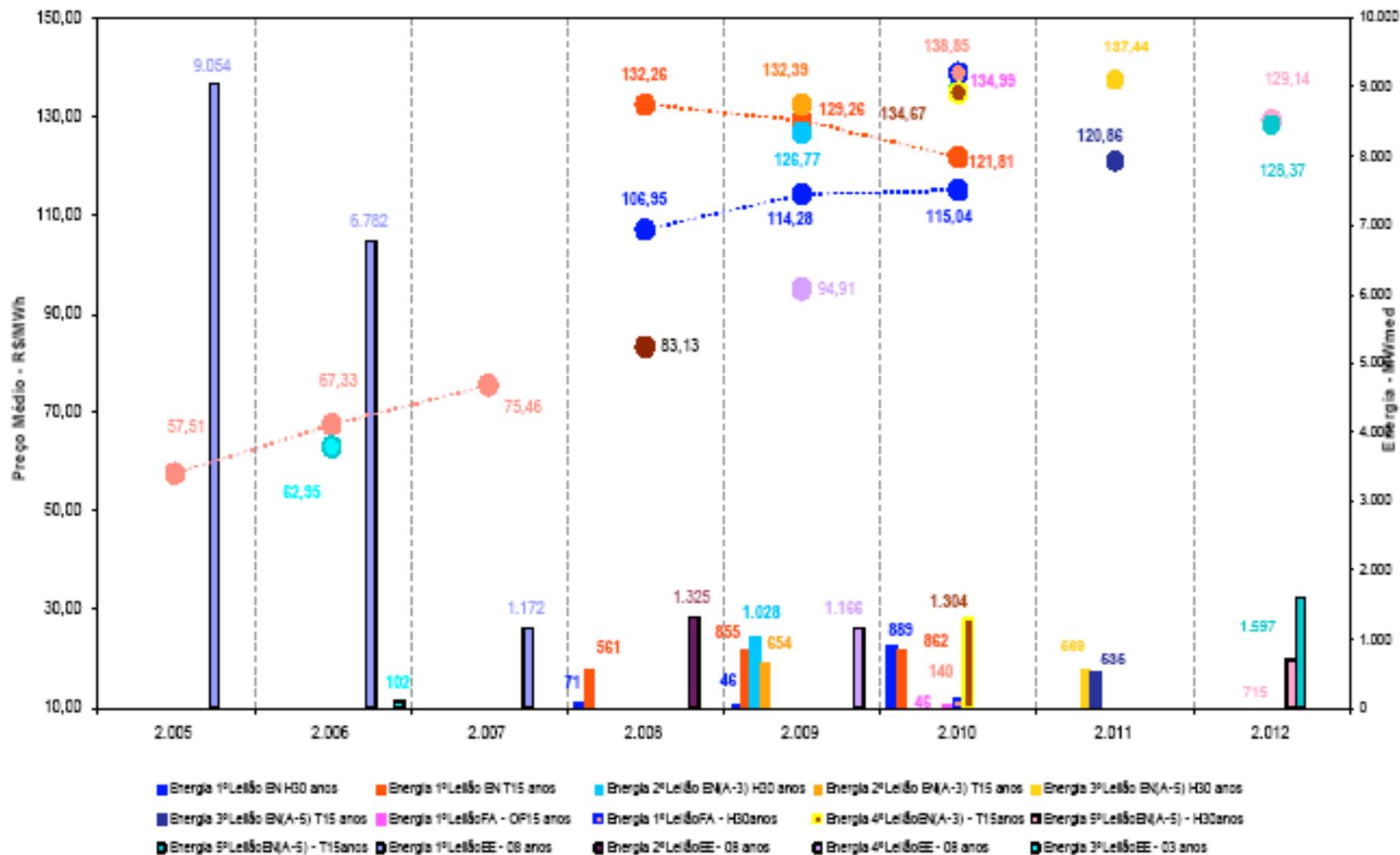


Contratação no Ambiente Regulado

(Incentivo à contratação de longo prazo, com maior antecedência, via repasse à tarifa e mitigação de riscos de penalidade)

		Início de Suprimento	Duração do Contrato
Leilões	Fontes Alternativas	Em 1 a 4 anos	De 10 a 30 anos
	Energia Nova A-5	Em 5 anos	De 15 a 30 anos
	Energia Nova A-3	Em 3 anos	De 15 a 30 anos
	Energia Existente A-1	Ano seguinte	De 5 a 15 anos
	Energia Existente de Ajuste	Em até 4 meses	Até 2 anos
Chamada Pública	Geração Distribuída	Definido pela Distribuidora	Definido pela Distribuidora
Regra de Comerc.	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit - MCSD	Redução ou acréscimo contratual a partir do mês seguinte	Até o fim da vigência do produto afetado

MCSD pode ocorrer para compensar saída de clientes livres, acréscimos de contratos bilaterais, ou variações de mercado limitadas a 4% ao ano.



Resultados de los remates para compra de energía proveniente de nuevos emprendimientos de generación

Remate		Producto	Precio R\$/MWh	Cantidad MWmédío
año	tipo			
1° Remate (2005)	A-3	2008 – H –30	106,95	71
1° Remate (2005)	A-3	2008 – T –15	132,26	561
1° Remate (2005)	A-4	2009 – H –30	114,28	46
1° Remate (2005)	A-4	2009 – T –15	129,26	855
1° Remate (2005)	A-5	2010 – H –30	115,04	889
1° Remate (2005)	A-5	2010 – T –15	121,81	862
2° Remate (2006)	A-5	2009 – H –30	126,77	1.028
2° Remate (2006)	A-3	2009 – H –30	132,39	654
3° Remate (2006)	A-5	2011 – H –30	120,86	569
3° Remate (2006)	A-5	2011 – T –15	137,44	535
4° Remate (2007)	A-3	2010 – T –15	134,67	1.304
5° Remate (2007)	A-5	2012 – H –30	129,14	715
5° Remate (2007)	A-5	2012 –T –15	128,73	1.597
Sto. Anto. (2007)	A-5	2012 – H –30	78,87	1553
Jirau (2008)	A-5	2013 – H –30	71,37	1383

Fuente CCEE

Resultados de los Remates de Energía Existentes

Remate	Producto	Precio (R\$/kW/h)	Cantidad (MWmédio)
1º Remate	2005-08	57,51	9.054
1º Remate	2006-08	67,33	6.782
1º Remate	2007-08	75,46	1.172
2º Remate	2008-08	83,13	1.325
3º Remate	2006-03	62,95	102
4º Remate	2009-08	94,91	1.116
5º Remate	2007-08	104,74	204

PRECIOS DE ENERGÍA RESULTANTES DE LOS REMATES REALIZADOS

Valores actualizados en R\$ por IPCA con Tasa de Cambio DIC/2007: 1,7440 R\$/US\$

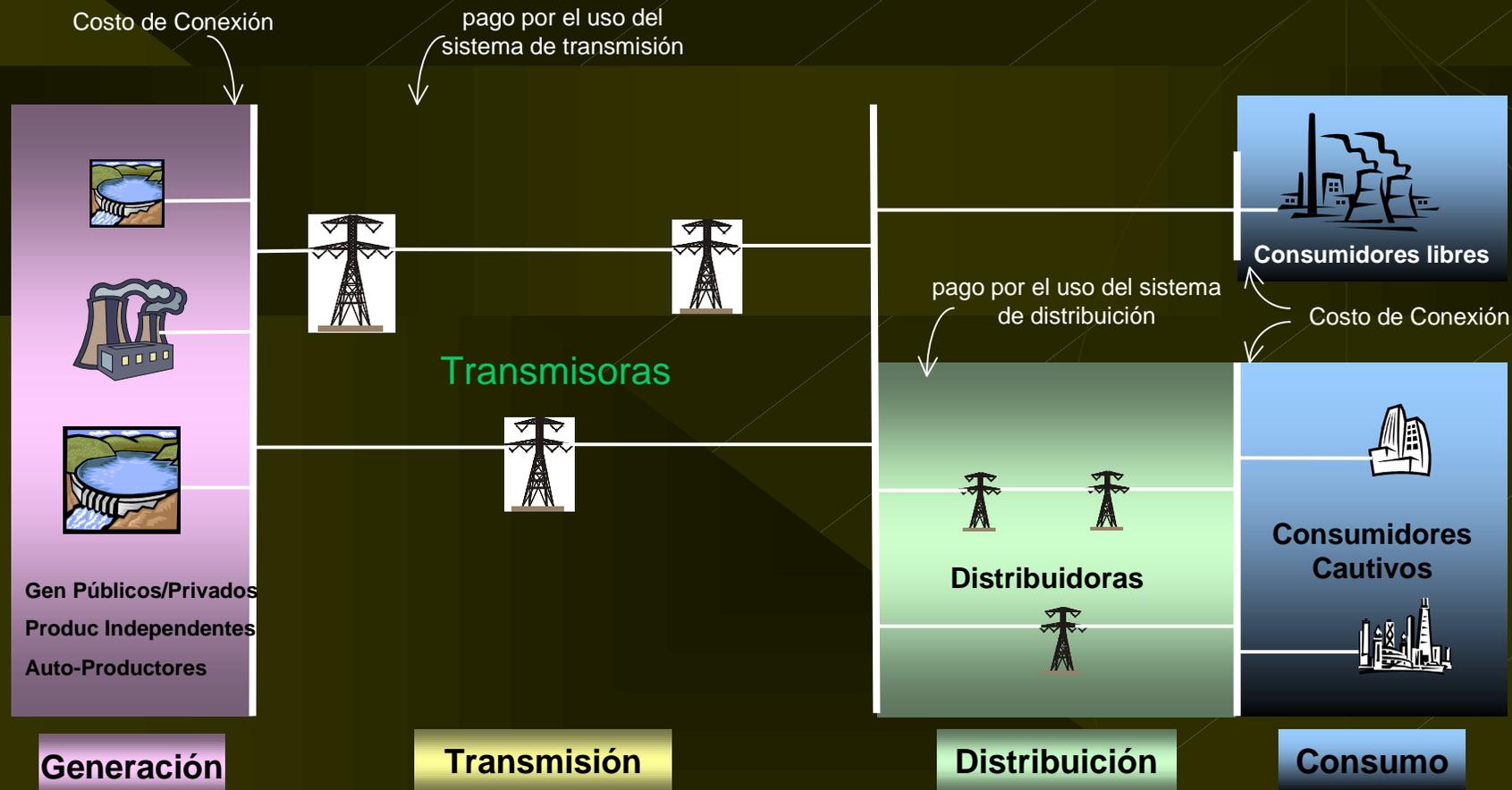
	Fecha Remate	US\$/MWh							
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1º Existente	07.12.2004	35,83							
1º Existente			41,95						
1º Existente				47,01					
2º Existente	03.04.2005				51,24				
3º Existente	11.10.2005		38,72						
4º Existente	11.10.2005					58,37			
5º Existente	14.12.2006			(*) 60,06					
1º Nueva Hidráulica	16.12.2005				63,23				
Térmica	16.12.2005				78,19				
2º Nueva Hidráulica	29.06.2006					75,33			
Térmica	29.06.2006					78,67			
3º Nueva Hidráulica	10.10.2006							72,10	
Térmica	10.10.2006							81,99	
4º Nueva Térmica	27.07.2007						77,22		
5º Nueva Hidráulica	16.10.2007								74,05
Térmica	16.10.2007								73,61
1º Alternativa Hidráulica	18.06.2007						77,40		
Térmica	18.06.2007						79,62		
Santo Antônio	10.12.2007								45,22

ELETRONUCLEAR 70,28

ITAIPU 49,00

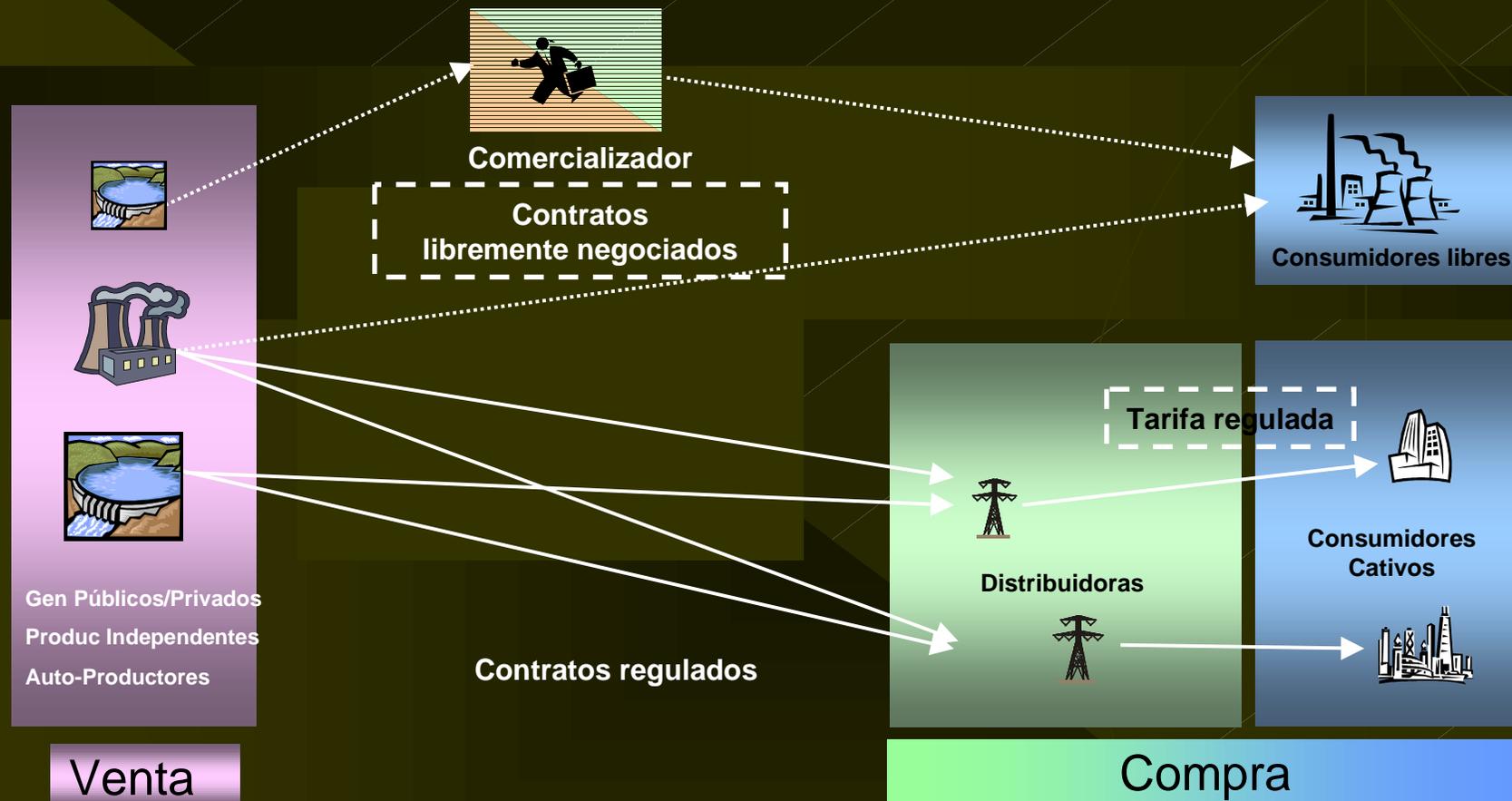
(*): Representa 1,2% del Suministro Total

Funcionamiento del Sistema



- **Coordinación técnica de la operación** - Ejecutar las actividades de coordinación y control de la operación, de la generación y de la transmisión de energía eléctrica en los sistemas interligados
- Seguridad del suministro – continuidad (buscando evitar racionamientos y minimizar black-out) y calidad (buscando reducción del impacto de perturbaciones y atención según padrones de desempeño técnico)
- Optimización económica – operación al menor costo total (presente y futuro) y modicidad tarifaria

Funcionamiento del Mercado



- Administración del Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y Ambiente de Contratación Libre (ACL)
- Cálculo del precio de Liquidación de las Diferencias (PLD)
- Contabilización y liquidación de las transacciones realizadas en el mercado de corto plazo

Mercado Eléctrico Brasileiro

CONTABILIZACIÓN DE
CONTRATOS
MRE - PLD - TEO

Contabilización

Contabilización es el procesamiento mensual de los datos de contratos, medición, precio y demás informaciones necesarias para el cálculo del resultado final de cada Agente de Comercialización en el ámbito de la CCEE, con base en las reglas de Comercialización, que calcula las exposiciones en el mercado de corto plazo, recibimiento/pago de encargos, exposiciones financieras, MRE y consolidación de los resultados financieros a ser liquidados.

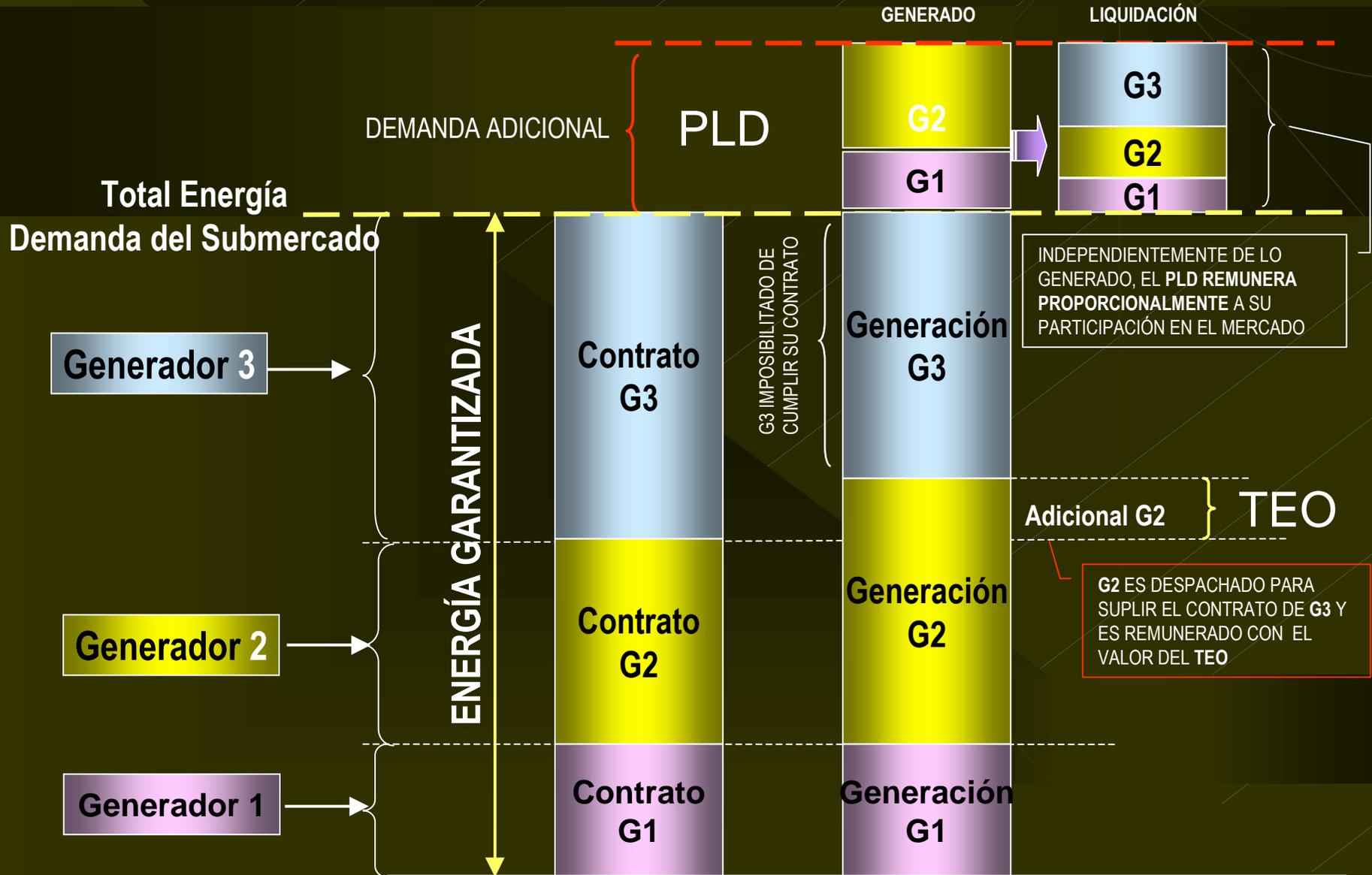
MRE - Mercado de Recolocación de Energía

El Mecanismo de Recolocación de Energía - MRE, tiene la finalidad de:

- ◆ operacionalizar el compartillamiento de los riesgos hidrológicos asociados al despacho centralizado y a la optimización del Sistema Hidrotermico por el ONS,
- ◆ asegurar que todas las usinas participantes del MRE recíbam sus niveles de Energía Asegurada independientemente de sus niveles reales de producción de energía, desde que la generación total del MRE no se sitúe abajo del total de la Energía Asegurada del Sistema.

En otras palabras, el MRE recoloca la energía, transfiriendo el excedente de aquellos que generaron además de sus Energías Aseguradas para aquellos que generaron abajo.

MRE - Liquidación Mensual



TEO - Tarifa de Energía de Optimización

Tarifa de Energía de Optimización (TEO) es utilizada para liquidar la energía transferida entre las Centrales Generadoras participantes del MRE

Dicha Tarifa es determinada anualmente por la ANEEL en función a:

- Costos incrementales de Operación y Mantenimiento de las Centrales Hidroeléctricas participantes del MRE
- Tarifa de Referencia (6,75% de la TAR) utilizada para valorizar la compensación por uso de recursos hídricos
- Variación del Índice Nacional de precios al Consumidor amplio (IPCA)

El valor vigente para el 2008 es de R\$ 7,77/kW/h

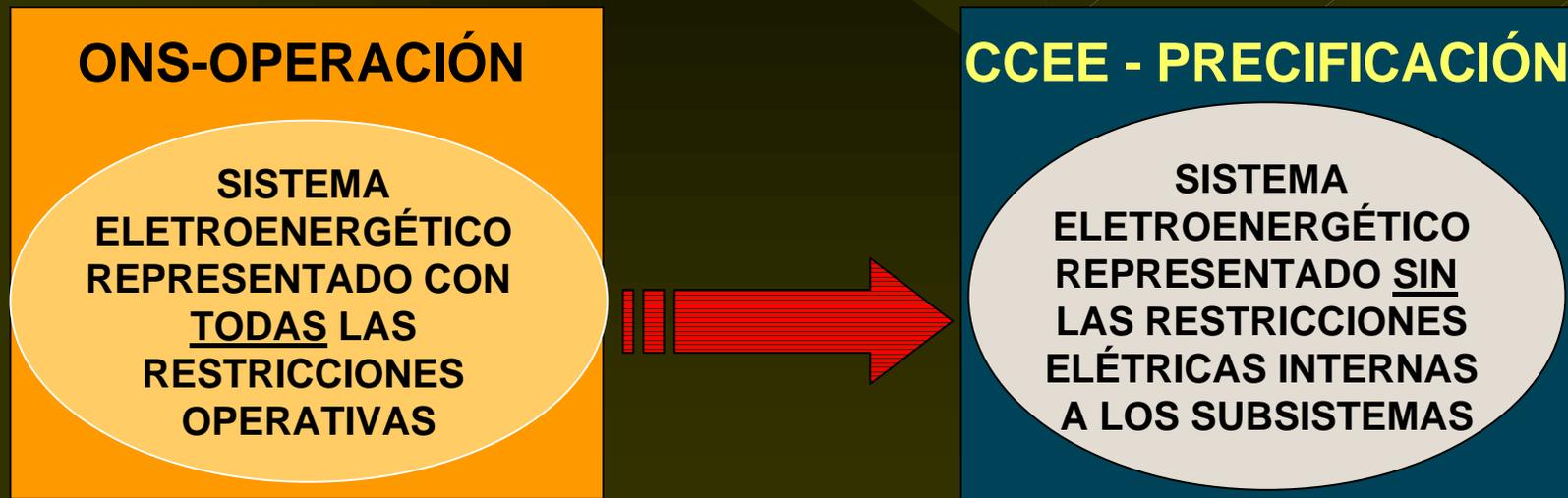
PLD - Precio de Liquidación de Diferencias

- El PLD es utilizado para valorar los volúmenes de energía comercializados sin cobertura contractual (mercado spot)
 - El cálculo es realizado ex-ante (considerando informaciones previstas de disponibilidad de generación, caudal de afluentes y carga del sistema)
 - ✓ Semanalmente, por patamar de carga y por Submercado
 - La base del cálculo del PLD es el Costo Marginal de Operación, determinado a partir de dos modelos matemáticos
 - ✓ NEWAVE
 - ✓ DECOMP
- El PLD es limitado, anualmente, por un precio máximo y mínimo (Respectivamente R\$ 569,59/kW/h y R\$15,47 kW/h para 2008)

Mercado SPOT

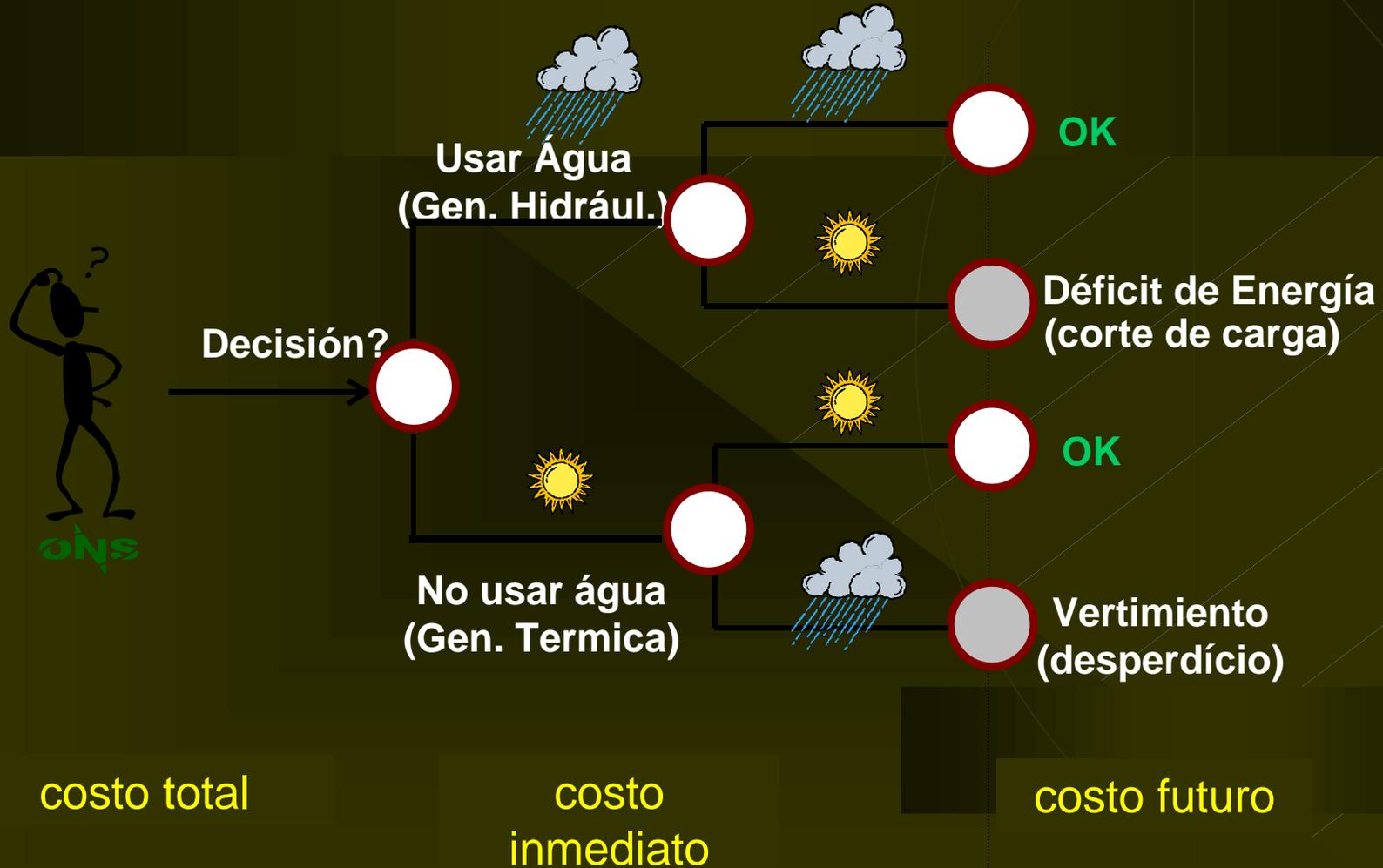
$$\text{PLD - PRECIO DE LIQUIDACIÓN DE DIFERENCIAS} \\ = \\ \text{CMO - COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN}$$

COSTO DEL ATENDIMIENTO A UN INCREMENTO DE DEMANDA, CORRESPONDIENTE A LA FUENTE DE GENERACIÓN MAS BARATA ENTRE LAS AÚN DISPONIBLES



PLD - Precio de Liquidación de Diferencias

Determinación del CMO



Ejemplo de Cálculo del CMO

UTE1

$E1 = 10 \text{ kW/h}$
 $CO1 = 8 \text{ \$/kW/h}$



UTE2

$E2 = 6 \text{ kW/h}$
 $CO2 = 12 \text{ \$/kW/h}$



UTE3

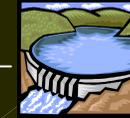
$E3 = 20 \text{ kW/h}$
 $CO3 = 15 \text{ \$/kW/h}$



UHE4

$E4 = 0,1 \text{ kW/h/hm}^3 \times \text{VAF}$

$E4_{\text{max}} = 10 \text{ MWh}$
 $CO4 = 2 \text{ \$/kW/h}$



$E_{\text{sistema}} = 46 \text{ kW/h}$



Carga

Semana 1 = 20 kW/h
 Semana 2 = 20 kW/h



Semana 1 - $\text{VAF4} = 100 \text{ hm}^3$



Semana 2 - $\text{VAF4} = 0 \text{ hm}^3$

E4 en la semana 1 (kW/h)	Volumen turbinado (hm ³)	Volumen almacenado (hm ³)
10	100	0
8	80	20
5	50	50
2	20	80
0	0	100

E = Energía
 VAF = Caudal afluente
 CO = Costo Operación

Ejemplo de Cálculo del CMO

UTE1
E1 = 10 kW/h
CO1 = 8 \$/kW/h



UTE2
E2 = 6 kW/h
CO2 = 12 \$/kW/h



UTE3
E3 = 20 kW/h
CO3 = 15 \$/kW/h



UHE4
E4 = 0,1 kW/h/hm³ x VAF

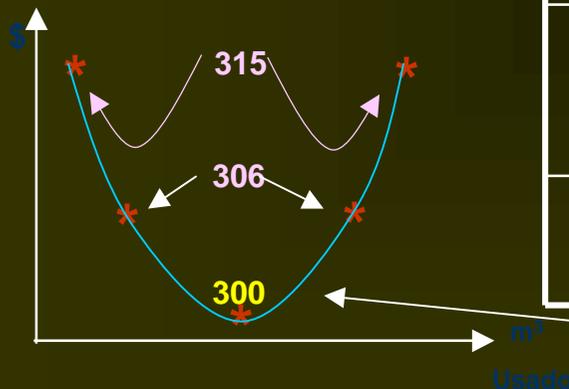
E4_{max} = 10MWh
CO4 = 2 \$/kW/h



E_{sistema} = 20 kW/h

Estados	Volúmen turbinado (hm ³)	Volumen almacenado (hm ³)
1	100	0
2	80	20
3	50	50
4	20	80
5	0	100

Estados	generación en la Semana 1	Costo Imediato [R\$]	generación en la Semana 2	Costo Futuro [R\$/kW/h]	Costo Total [R\$/kW/h]
1	UHE4 = 10 kW/h UTE1 = 10 kW/h	20 + 80 = 100	UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 5 kW/h UTE3 = 5 kW/h	80 + 60 + 75 = 215	315
2	UHE4 = 8 kW/h UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 2 kW/h	16 + 80 + 24 = 120	UHE4 = 2 kW/h UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 6 kW/h UTE3 = 2 kW/h	4 + 80 + 72 + 30 = 186	306
3	UHE4 = 5 kW/h UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 5 kW/h	10 + 80 + 60 = 150	UHE4 = 5 kW/h UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 5 kW/h	10 + 80 + 60 = 150	300
4	UHE4 = 2 kW/h UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 6 kW/h UTE3 = 2 kW/h	4 + 80 + 72 + 30 = 186	UHE4 = 8 kW/h UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 2 kW/h	16 + 80 + 24 = 120	306
5	UTE1 = 10 kW/h UTE2 = 5 kW/h UTE3 = 5 kW/h	80 + 60 + 75 = 215	UHE4 = 10 kW/h UTE1 = 10 kW/h	20 + 80 = 100	315



Mejor Solución

Ejemplo de Cálculo del CMO - Solución



Costo Marginal de Operación

- El CMO es determinado por el costo del próximo kW/h a ser producido.

- En el escenario presentado el próximo kW/h será producido por la UTE2.

Así:

$$\text{CMO} = 12,00 \text{ [$/kW/h]}$$

E = Energía
VAF = Caudal afluente
CO = Costo Operación

COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN

EL COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN es igual al costo del recurso más caro para atender a un incremento de carga:

- CERO hay vertimiento turbinable
- VALOR DEL ÁGUA generación hidráulica (desestoque)
- COSTO DE GENERACIÓN TÉRMICA generación térmica
- CMO OTRO SUBSISTEMA importación de otro subsistema
- COSTO DEL DÉFICIT corte de carga



Comercialização de energia

- Como se Associar
- O Processo de Comercialização
- Agentes
- Regras
- Procedimentos
- Leilões
- Preços
 - Metodologia
 - Histórico
 - Preços Semanais
 - **Preços Médios**
 - Download Deck de Preços
 - Preços em Formatos csv
- Ambiente de Contratação
- Proinfa
- Medição
- Contabilização
- Patamares
- Liquidação Financeira
- Monitoramento de Mercado

Preço Médio

O cálculo da média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças por submercado considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês.

Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)				
Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
04/2008	68,80	72,12	71,92	50,97
03/2008	124,70	127,41	123,24	117,67
02/2008	200,42	200,65	214,37	200,43
01/2008	502,45	502,45	497,61	502,45
12/2007	204,93	204,93	204,93	204,93
11/2007	185,11	185,11	185,11	185,11
10/2007	198,13	198,13	197,45	198,13
09/2007	149,53	149,80	149,11	149,53
08/2007	39,27	36,13	45,81	44,36
07/2007	122,59	122,19	118,94	122,87
06/2007	97,15	59,42	97,19	97,35
05/2007	59,96	23,48	53,37	53,37
04/2007	49,36	49,05	28,07	24,25
03/2007	17,59	17,59	17,59	17,59
02/2007	17,59	17,59	17,59	17,59
01/2007	22,62	26,28	17,59	17,59
12/2006	58,75	59,18	17,58	45,23
11/2006	80,82	80,82	24,40	80,82
10/2006	92,42	92,42	46,25	92,42
09/2006	123,88	123,88	68,56	123,88
08/2006	104,98	105,19	51,94	104,98
07/2006	90,90	91,44	30,61	90,90
06/2006	67,89	70,01	23,44	44,84

Últimas notícias

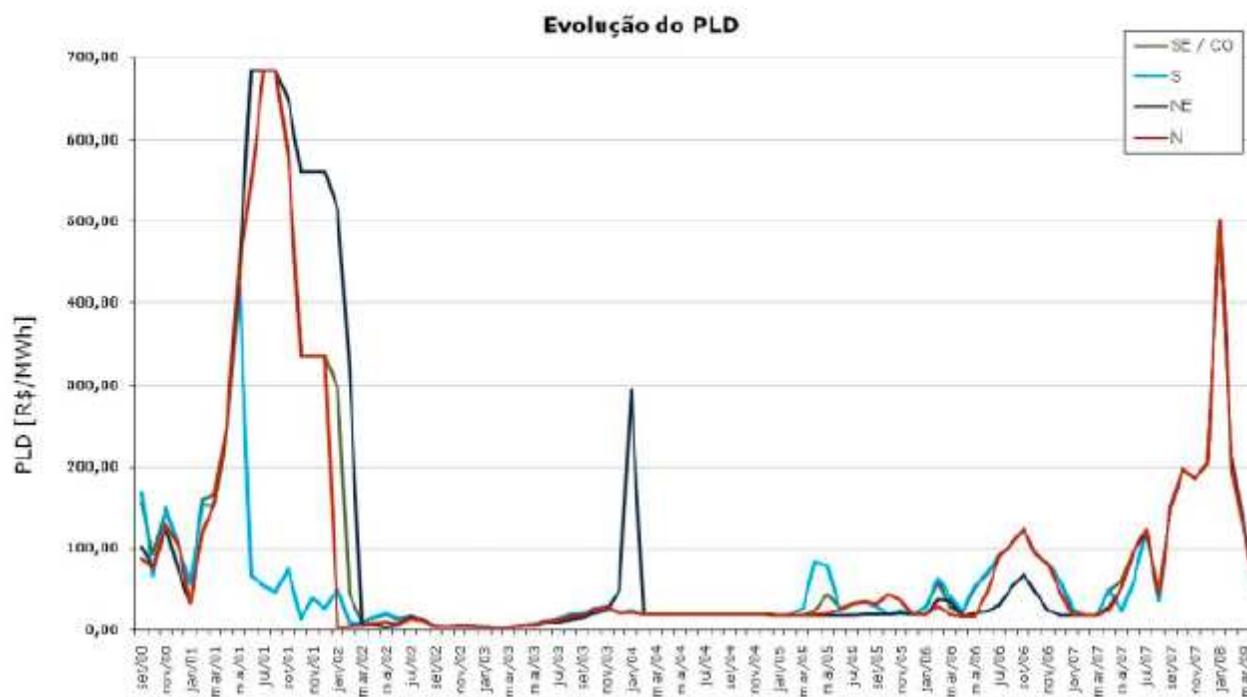
- **PLD atinge valor mínimo em todos os submercados**
[Leia mais](#)
- **Deck de Preços - download semana 3**
[Leia mais](#)
- **CCEE realiza workshop internacional sobre formação de preço**
[Leia mais](#)

Conteúdo Exclusivo

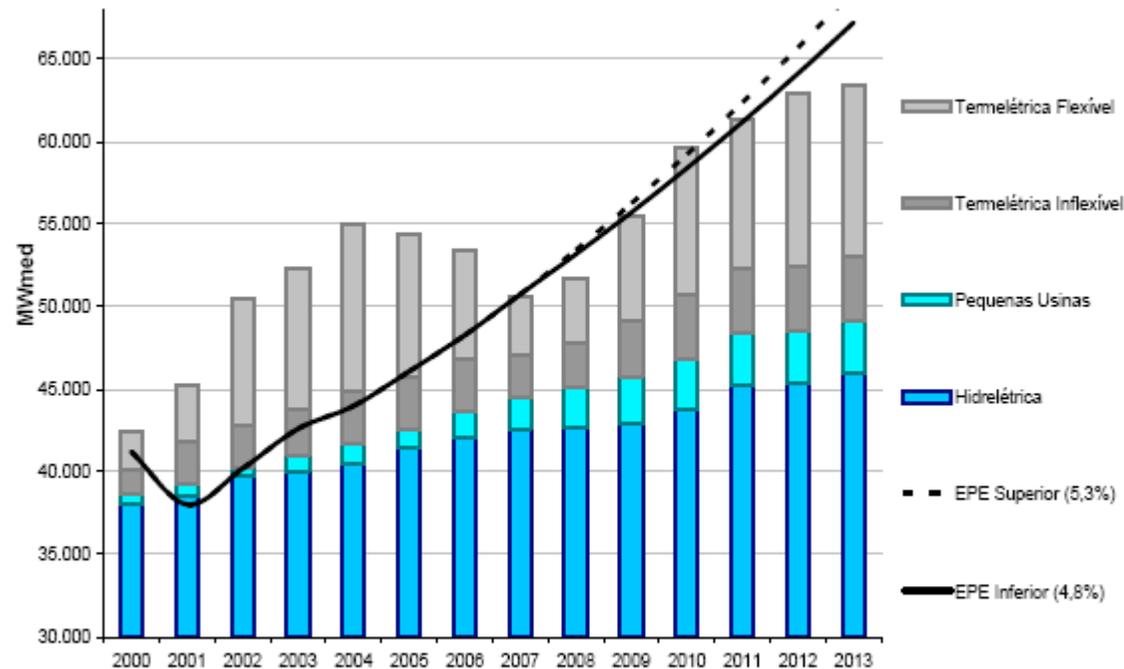
• Agente CCEE, faça seu login para ter acesso ao conteúdo exclusivo, distribuído em todo o site conforme os assuntos relacionados.
[Leia mais](#)



Evolução do PLD – Valores Médios Mensais



Por que a discussão sobre o PLD é crescente?



Balço Oferta x Demanda apertado a partir de 2007 e participação termelétrica crescente (atingindo cerca de 23% em 2013) aumentam a volatilidade

Mercado Eléctrico Brasileiro

TRANSMISIÓN

❑ LEY 9648/98, art. 9º

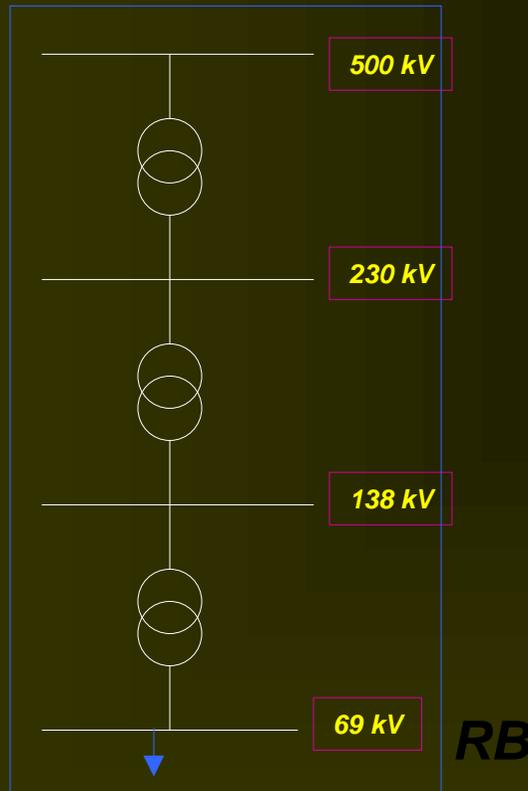
- “ Para todos los efectos legales, la compra y venta de energía eléctrica entre concesionarios o autorizados, debe ser contratada separadamente del acceso y uso de los sistemas de transmisión y distribución.”

Definición de la Red Básica

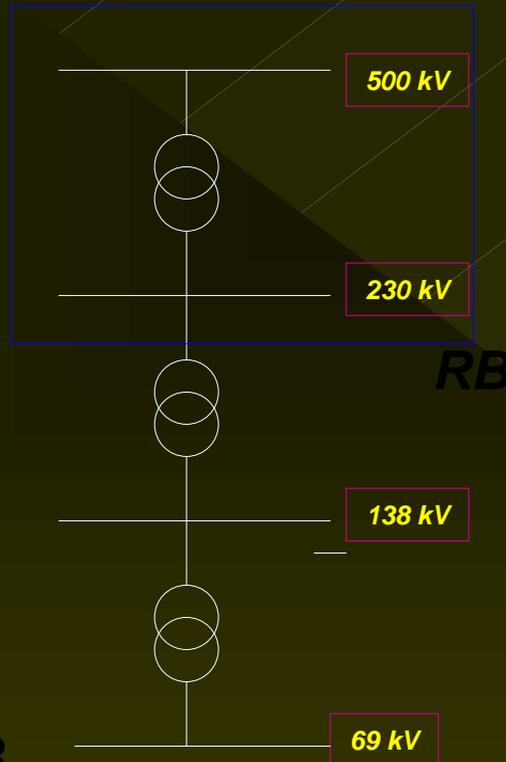
Resolución nº 245/98 - criterios para composición de la Red Básica

Actualizaciones

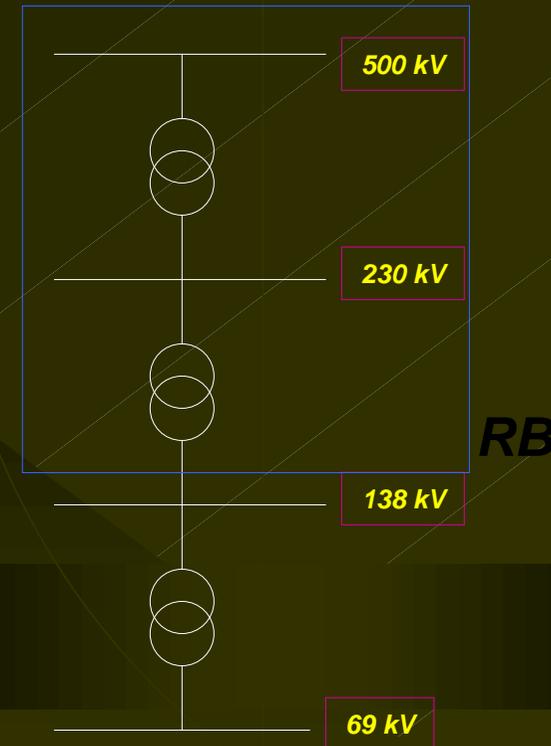
Resolución nº 166/99:

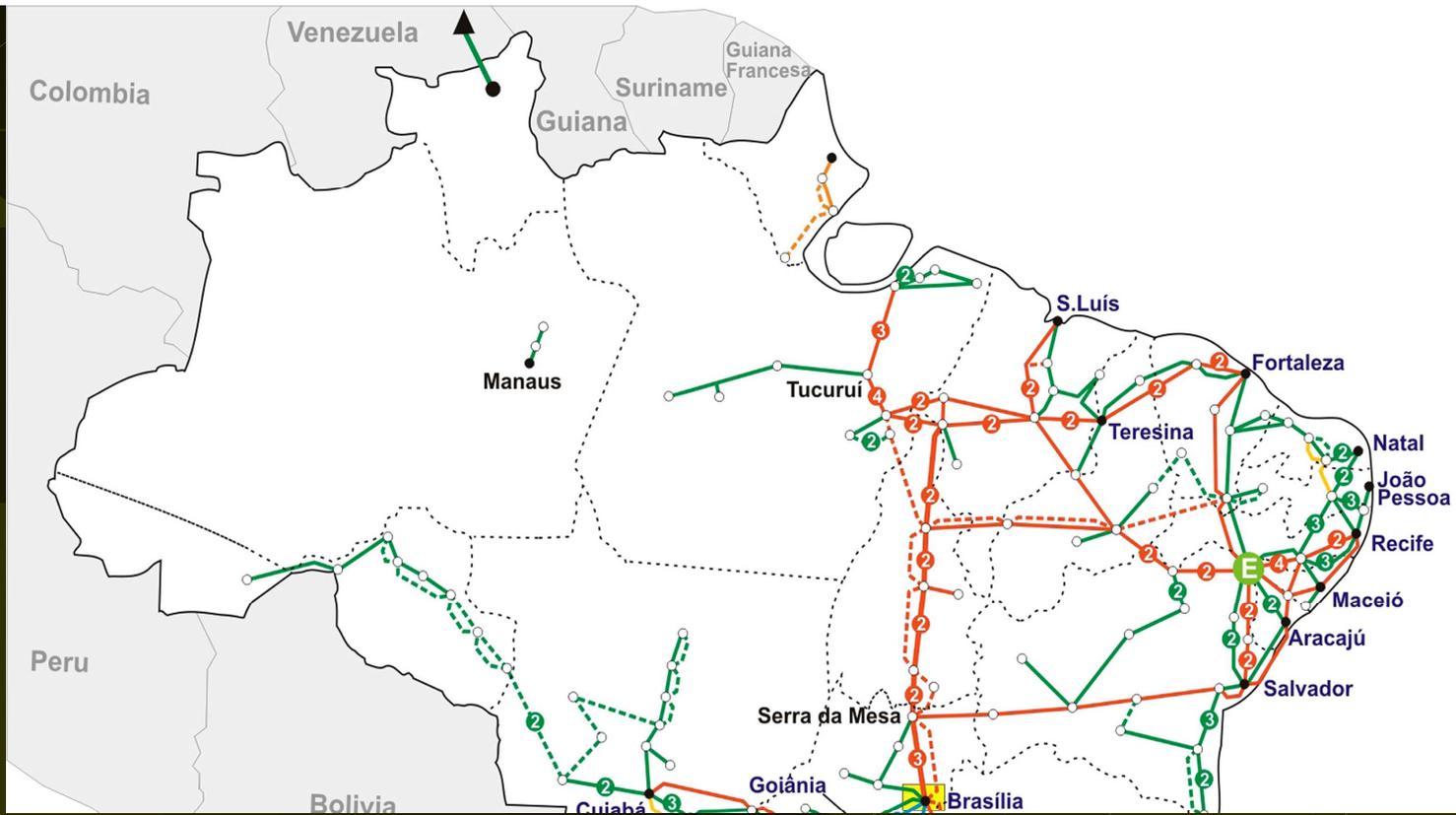


Resolución nº 433/00:



Resolución Normativa nº 067/04:





ERROR: ioerror
OFFENDING COMMAND: image
STACK: