

Seminario “La Energía Nueva y sus Actores”

El desafío del abastecimiento eléctrico

Energía Nueva

Alternativas para el desarrollo sustentable de los mercados

La experiencia regional

Ing. Daniel Llarens

www.me-consultores.com

Evolución Histórica la década del 90



- ◆ Durante **la década del noventa** , el paradigma de desarrollo de los sectores nacionales puso su acento en la **eficiencia** y en la **participación privada**.
- ◆ Se realizaron reformas en los sectores eléctricos para hacer posible la participación privada en el sector energético cambiando los paradigmas de la década anterior (estatal).

- ◆ En América Latina este proceso abarco prácticamente a todos los países:

- Chile
- Argentina
- Colombia
- Perú
- Bolivia
- Rep. Dominicana

- Brasil
- Ecuador
- Panamá
- Guatemala
- El Salvador
- Nicaragua

SIN CAMBIOS

- Uruguay
- Venezuela
- Costa Rica
- Honduras

Evolución Histórica la década del 90



- ◆ Estos procesos de transformación tuvieron un conjunto de características comunes (entre otras):
 - **El fin de los monopolios integrados** estatales y la apertura a la participación privada.
 - **La separación de las actividades de la industria** en generación, transmisión y distribución, comercialización.
 - **Un conjunto de reglas de programación y despacho** para optimizar el uso de los recursos de generación disponibles, priorizar los requisitos de calidad y seguridad y promover la compra eficiente y su traslado a tarifas.
 - **Un Mercado de Contratos** que permite acuerdos libres entre partes para la compra y venta de energía eléctrica.
 - **Un Mercado de Oportunidad**, que permite intercambios de corto plazo de oportunidad y promueve la eficiencia en el cubrimiento de la demanda, con un precio determinado horariamente reflejando el costo o precio marginal de corto plazo de producción.

Evolución Histórica la década del 90



- ◆ La década además se caracterizó por la estabilidad de los precios de combustible lo cual hacía predecible el precio de la energía (costo marginal).
- ◆ Como resultado se privatizaron activos de generación propiedad del estado y se instalaron nuevas centrales que vendían su producción por contratos y en el mercado spot.
- ◆ A fines de 2001 se instala una crisis a nivel mundial que afecta a los precios de la energía y la normal operación de los mercados por problemas de cobrabilidad.
- ◆ El concepto de “**sustentabilidad**” de los mercados necesita ser reformulado definiendo nuevos paradigmas y nuevos instrumentos que hagan posible lograr la suficiencia energética con inversión privada, a costos económicos y accesibles por la gente.

- ◆ La situación energética actual puede ser caracterizada por:
 - Un fuerte incremento en los precios del petróleo.
 - Incertidumbre en la disponibilidad de gas en el Cono Sur, por reducción de la producción y cambios políticos que agregan ciertos niveles de riesgo al suministro;
 - El gas natural convertido en un commodity con precios que pueden alcanzar valores que superan a los 5 USD/MMBTU, y la correspondiente afectación del precio regional y local;
 - Se redujo sensiblemente la capacidad de financiamiento de los países por un menor flujo de capitales (Inversión Extranjera Directa) hacia los países de América Latina;
 - Falta de inversión en el sector eléctrico y riesgo de desabastecimiento.

La experiencia de Brasil

Brasil – En nuevo modelo sectorial



- ◆ El nuevo modelo resulta de una combinación de planificación y competencia
 - Se crean condiciones más seguras para los inversores en un escenario de fuerte volatilidad
 - Se promueve la creación de un fuerte sector de consumidores libres (Grandes Usuarios)
 - Licitaciones para el periodo de transición buscan garantizar una adecuada protección a las centrales existentes
 - La sustentabilidad a largo plazo se logra vía contratos de energía de largo plazo:
 - Todos los consumidores deben tener cubierto por contratos el 100% de su demanda
 - Todos los contratos deben tener respaldo de energía firme
 - Se crean dos instancias de contratación:
 - Regulada
 - Libre
 - Los contratos libres son para los Grandes Usuarios de más de 3 MW pueden contratar su abastecimiento directamente con los generadores.

- ◆ Los contratos regulados son los realizados entre generadores y distribuidores
 - Distribuidores deben comprar energía para sus clientes regulados vía licitaciones (contratos regulados).
 - Licitaciones separadas para energía “vieja” (existente) y energía nueva (producida por centrales a ser construidas).
 - Licitaciones por energía nueva otorgarán contratos tipo PPA y concesiones hidráulicas
 - Generadores deben contratar con distribuidores en proporción a los requerimientos de energía de estos últimos

Distribuidores – Sustentabilidad de abastecimiento de mediano y largo plazo



◆ **Demanda:**

- Licitaciones Reguladas para contratar nueva capacidad
- Tres/ Cinco años en adelanto respecto del comienzo del suministro; contratos con un plazo de 15 a 30 años, tipo PPA
- Los ganadores de la licitación tienen tiempo suficiente para la construcción y financiamiento de las nuevas centrales
- Los Distribuidores son los responsables por el pronóstico de demanda;
- Los costos de los contratos son transferidos a los clientes regulados (el mínimo costo es conseguido vía el procedimiento de licitación).

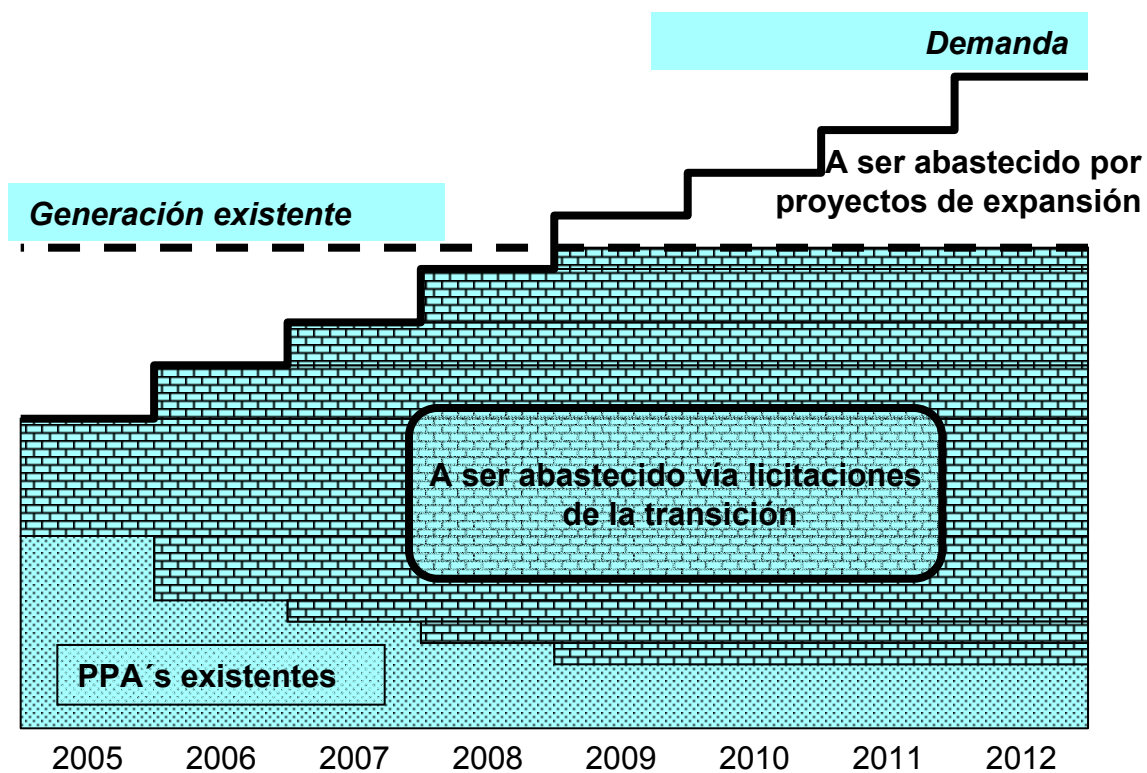
◆ **Oferta:**

- El Gobierno ofrece un gran número de proyectos de generación para las licitaciones
- Las concesiones para todos los nuevos proyectos hidro tendrán estudios ambientales pre-aprobados
- Cualquier inversor puede ofertar

La transición



- ◆ Objetivo: cubrir la transición entre los modelos sectoriales
- ◆ 50,000+ MW serán re-contratados
- ◆ Contratos de 8 años, comenzando en 2005, 2006 y 2007



- Todas las distribuidoras declararan los montos a (re)contratar:
 - 1a subasta (12/2004): para los años 2005-2007 (tres “productos”)
 - 2a subasta (04/2005): para los años 2008-2009 (dos “productos”)
- Cada licitación tuvo como objetivo contratar los montos totales declarados
- Criterio: menor tarifa

Resultados de la subasta

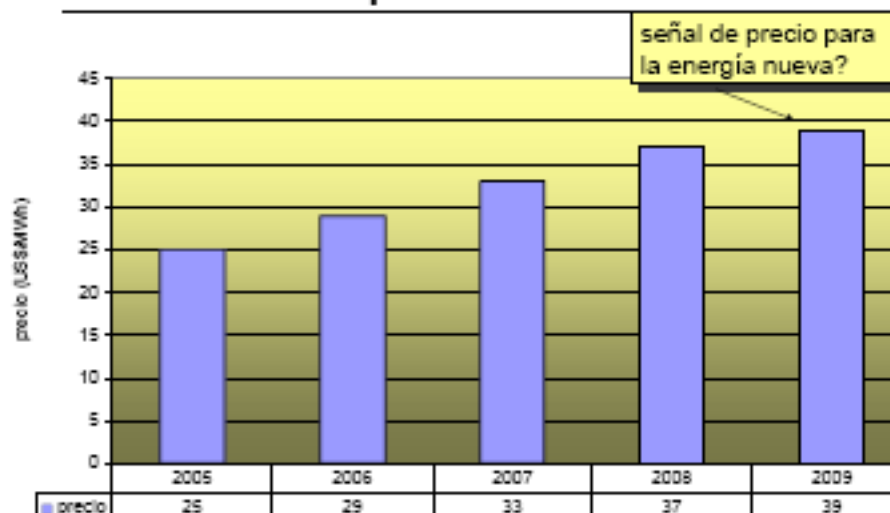


| Año | Monto (MW promedio) | Precio (US\$/MWh) |
|-------|---------------------|-------------------|
| 2005 | 9000 | 25 |
| 2006 | 7000 | 29 |
| 2007 | 1000 | 33 |
| Total | 17000 | |

- Oferta total de energía: 21 mil MW médios (18 empresas)

- Contratos para 2008 y 2009
- 1300 MW promedio contratados para 2008 (de un total estimado de 3 mil MW promedio)
 - precio de los contratos: 37 US\$/MWh
- cero MW promedio para 2009
- Razón (?): precios límite para 2008-2009 fueron demasiado bajos

La “escalera” de precios



Contratos de largo plazo

Nueva Energía



- ◆ **Demanda:** Sesenta días antes de la licitación, las distribuidoras informan las cantidades (en MW medio) que desean contratar
- ◆ **Proyectos candidatos:**
 - Proyectos hidroeléctricos sin concesión
 - Deben tener licencia ambiental
 - Cualquier agente puede hacer ofertas
 - Proyectos con concesión o autorización
 - hidroeléctricas/térmicas, biomasa, carbón, etc.
 - Solamente el titular del proyecto hace ofertas
- ◆ El criterio de selección está basado en el **precio unitario de la energía P** (R\$/MWh) ofertado por cada agente por la construcción y operación de las centrales
- ◆ El cálculo del precio P depende de la modalidad de contratación:
 - por **cantidad de energía** (centrales hidro) o
 - por **disponibilidad de potencia** (centrales térmicas)

Características de los Contratos



- ◆ **Cantidad de energía (forward)** : El generador es responsable de entregar la cantidad de energía contratada, con producción propia o comprando la diferencia en el mercado
- ◆ **Disponibilidad (call options)**: Es como si el consumidor “alquilase” una central, pagando una cantidad fija al inversor. El consumidor es responsable de los costos variables relacionados con la operación y transacciones en el mercado.
 - Incentiva la concurrencia a la licitación, y por lo tanto promueve una reducción del precio final para el consumidor
 - Facilita el “project finance” ya que elimina varios factores de riesgo desde la perspectiva de los bancos
 - Transfiere al consumidor los riesgos sistémicos (por ejemplo, hidrología), que son difíciles de administrar por los inversores
 - Permite comparar, desde a óptica del consumidor, fuentes de generación con diferentes características

Contratos por Cantidad (hidro): cálculo del precio unitario “P_q”



- ◆ Cada inversor indica una cantidad fija anual **F_q (R\$/año)** por la energía anual contratada **E (MWh/año)** (Energía Firme de la central)
 - La cantidad **F_q** debe remunerar todos los costos de la central (inversión, operación, y transacciones en el mercado)

- ◆ El precio unitario **P_q (R\$/MWh)** se determina como :

$$P_q = F_q \text{ (R\$/año)} / E \text{ (MWh/año)}$$

Contratos por Disponibilidad



- ◆ Antes de la licitación, cada inversor informa al Ministerio de Minas y Energía (MME) los siguientes parámetros:
 - Generación mínima M (MWh/año)
 - Costo variable de operación V (R\$/MWh)
- ◆ El MME, utilizando un procedimiento de simulación, calcula dos valores:
 - EO: Valor esperado del costo operativo (R\$/año)
 - EC: Valor esperado de las ventas/compras en el mercado (R\$/año)
- ◆ Cada inversor indica una cantidad fija anual F_d (R\$/año) por la disponibilidad de la potencia contratada de la central
 - La cantidad F_q debe remunerar todos los costos fijos de la central (inversión, etc.)
- ◆ El precio unitario P_d (R\$/MWh) está dado por:

$$P_d = (F_d + EO + EC) \text{ (R$/año)} / E \text{ (MWh/año)}$$

Criterio de Selección de las ofertas



- ◆ Se ordenan las ofertas por precios unitarios crecientes (P_q o P_d) hasta que la cantidad acumulada de energía segura sea igual a la demanda licitada
- ◆ Los proyectos vencedores realizan contratos de suministro con cada una de las empresas distribuidoras:

Periodo de contratación

- de **15 años** para las térmicas y
- de **30 años** para las hidro

Procedimiento de licitación aplicado a la primera licitación



- ◆ La licitación se realiza en tres fases:
 - **Fase 1** – consiste en seleccionar, los oferentes que competirán por la construcción de cada central hidro “nueva”
 - **Fase 2** – consiste en definir el año de entrada de cada proyecto candidato (2008, 2009 o 2010), segmentado en hidros y térmicas
 - **Fase 3** – consiste en la contratación de las ofertas más competitivas para cada año y para cada segmento (H, T)

Fase 1 – selección de ofertas para las nuevas hidros



- ◆ Como cada proyecto hidro “nuevo” puede tener más de un oferente el objetivo de esta fase es seleccionar una de las ofertas para cada proyecto.
- ◆ Procedimiento:
 1. Cada candidato hace una oferta (R\$/MWh) (Precio máximo 116 R\$/MWh)
 2. Si la diferencia % entre las dos menores ofertas excede 5%, el proceso se termina; caso contrario, se realiza un proceso iterativo entre las 2 ofertas menores (la oferta mayor debe hacer una oferta menor)

Fase 2 – Distribución de los candidatos por año



- ◆ Son licitados contratos con inicio en los años 2008, 2009 y 2010
 - Algunos proyectos, por ejemplo la biomasa, pueden entrar en cualquier año; otros, como las hidros o térmicas a carbón nuevas, sólo participan en el año 2010, debido al tiempo de construcción
- ◆ El objetivo de esta fase es hacer que cada proyecto tenga definido solamente un año para entrar en operación

Fase 2 – Procedimiento



1. El MME define internamente las cantidades de demanda correspondientes a los años 2008, 2009 y 2010 que serán destinadas a cada segmento (hidros / térmicas). Por ejemplo:

| | 2008 | 2009 | 2010 |
|-----------------|-------------|-------------|-------------|
| Hidro | 647 | 415 | 2559 |
| Térmica | 623 | 1600 | 874 |
| Total F2 | 1210 | 1980 | 3300 |
| D.Real | 1100 | 1800 | 3000 |

La oferta supera a la demanda real para crear condiciones de alta competencia

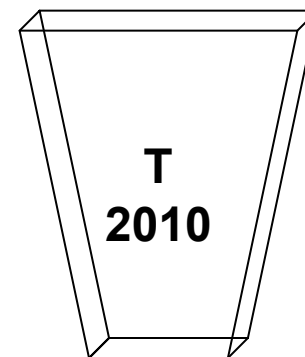
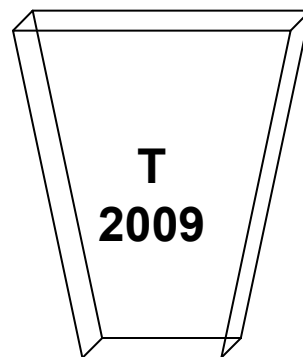
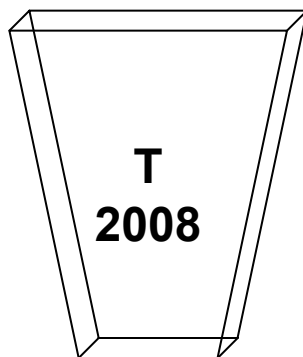
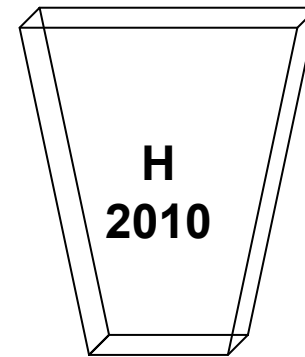
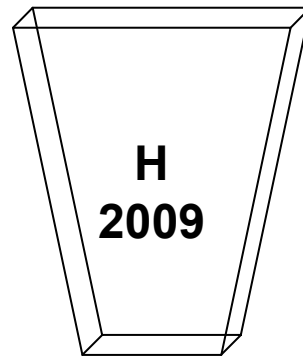
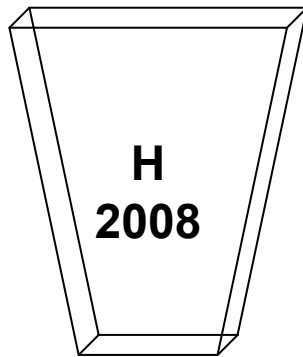
Estos valores son conocidos solamente por el MME y pueden ser modificados durante el proceso de licitación

Fase 2 – Procedimiento

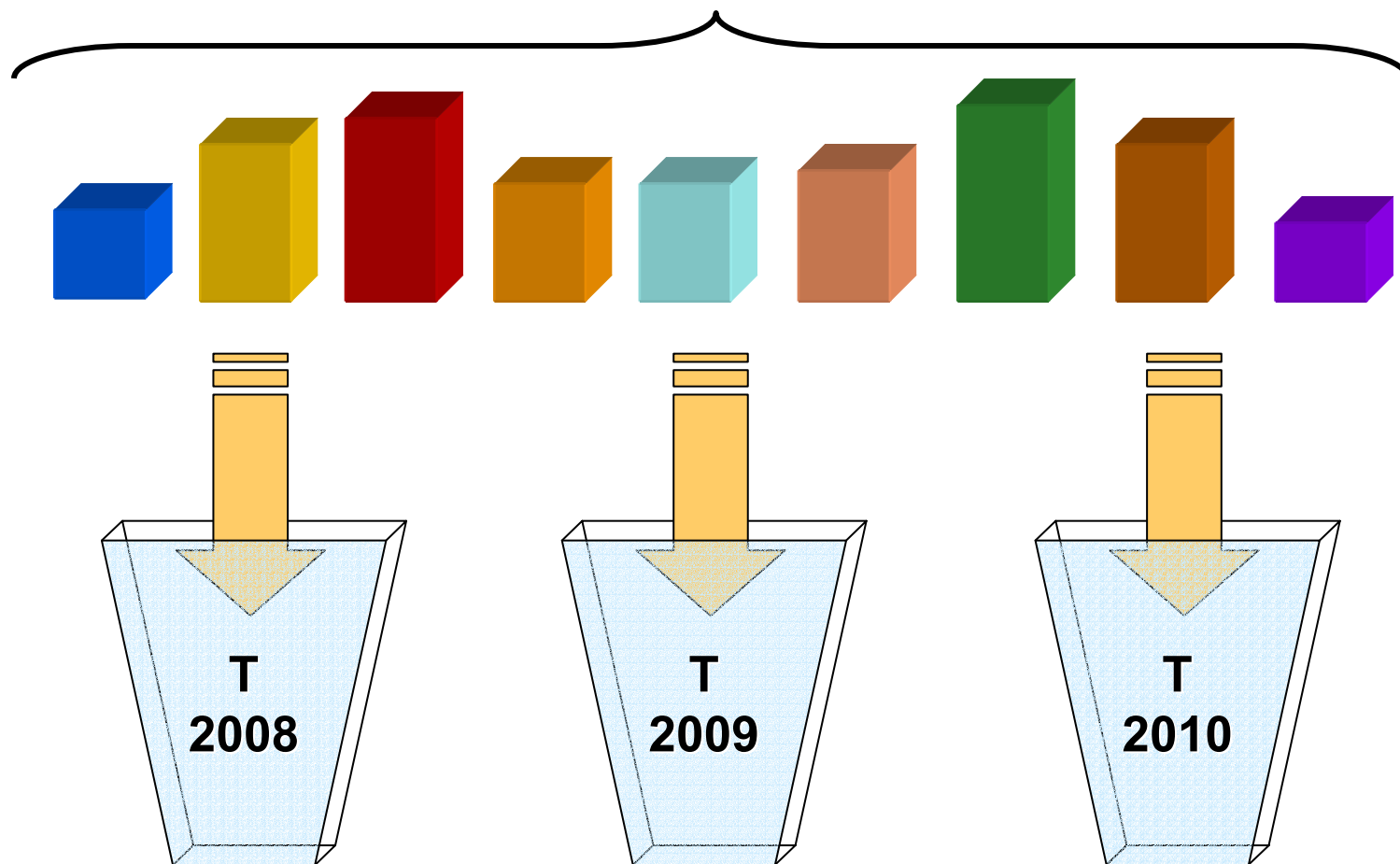


2. Cada generador candidato hace una oferta (R\$/MWh) para uno de los siguientes productos: segmento H o T en los años 2008, 2009 o 2010
3. Para cada segmento (H / T), el MME calcula a oferta total en cada producto. Si todos los productos resultaron “con excedentes” (oferta total del producto > demanda del producto) el proceso termina.
4. Caso contrario, el MME ordena las ofertas de los productos con excedentes por precio, avisa a los generadores no clasificados que no serán contratados en dicho productos, y que deberían hacer una nueva oferta para alguno de los productos deficitarios.
4. Si aún así persisten productos deficitarios, se repite el paso 4 (hasta 3 veces)
5. Los generadores no clasificados quedan fuera de la licitación

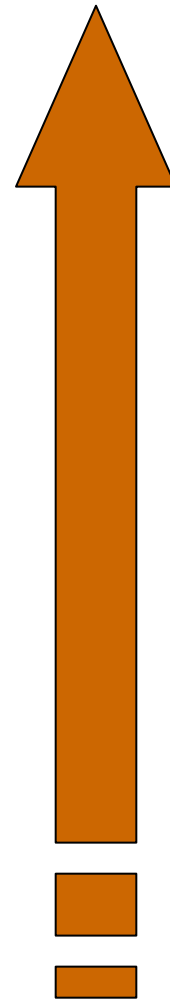
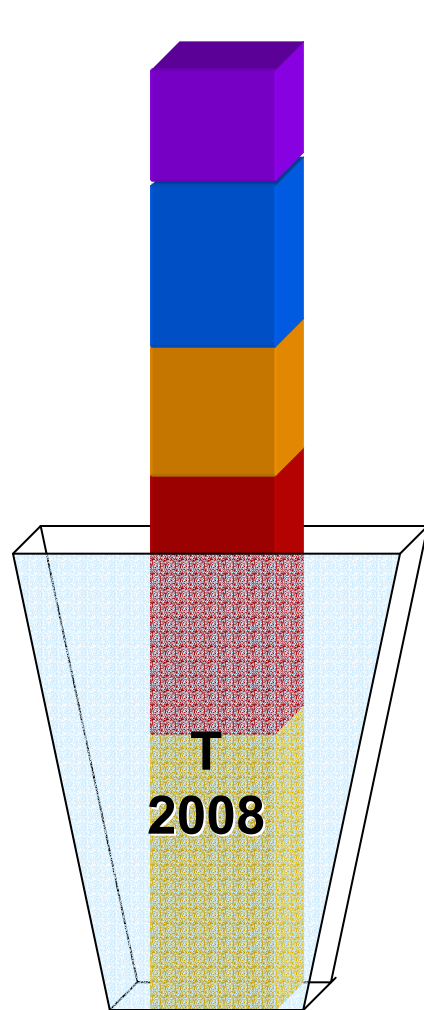
Productos



Oferta Térmica

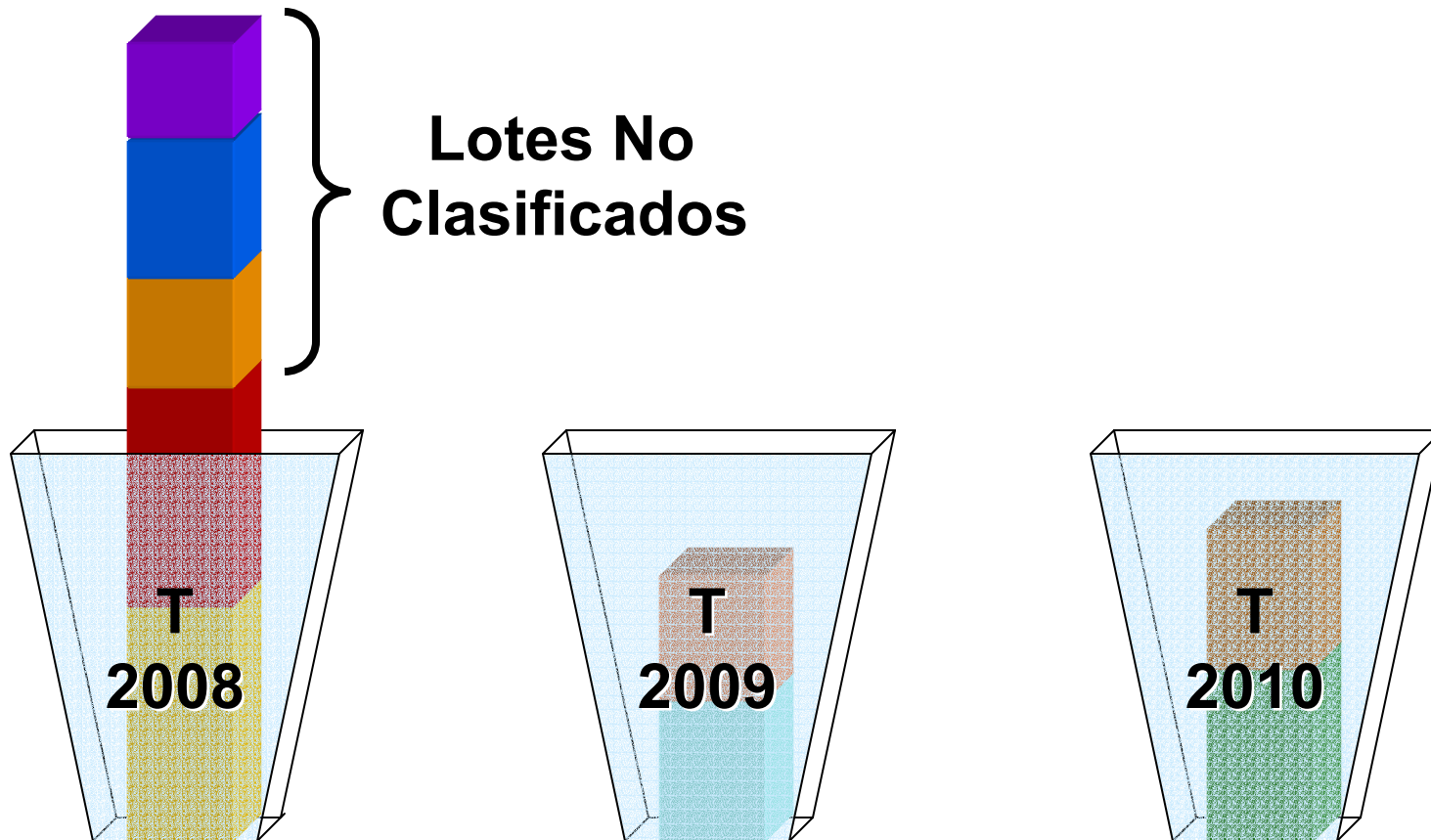


Fase 2 – Orden Crescente de Precios

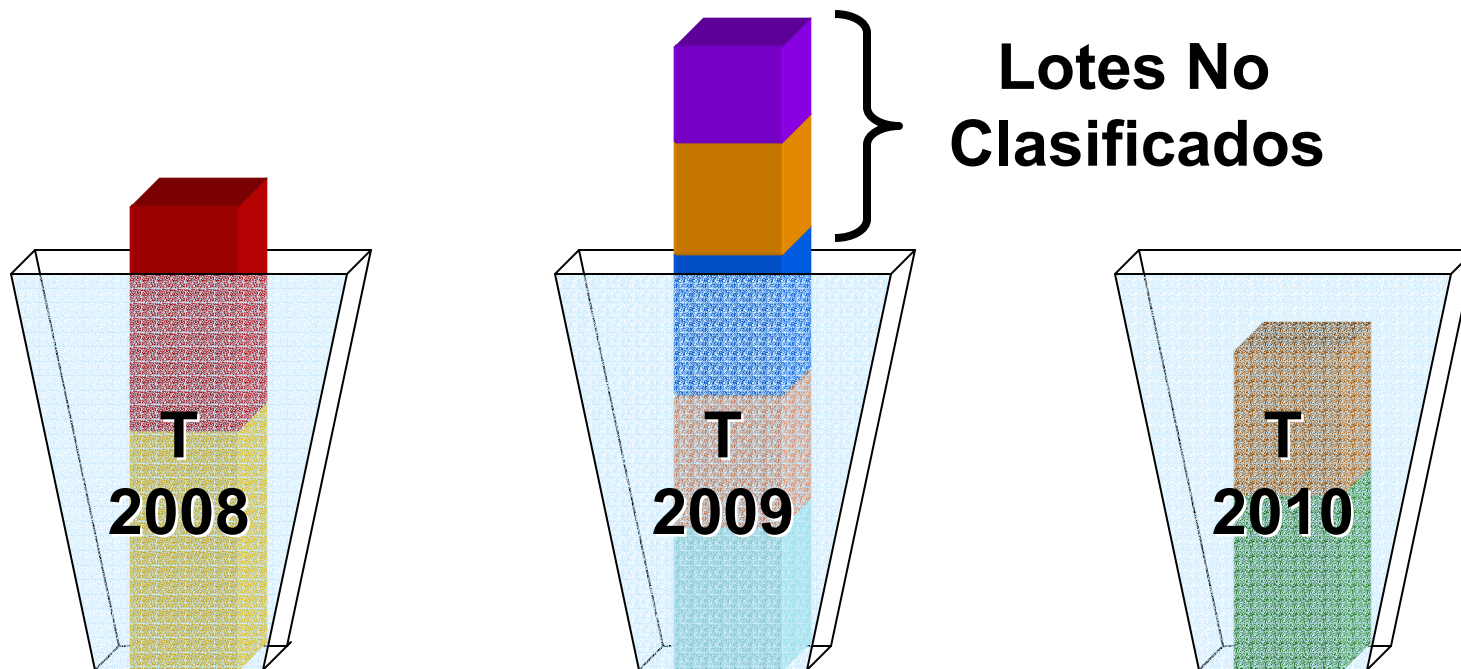


Orden Crescente de Precios

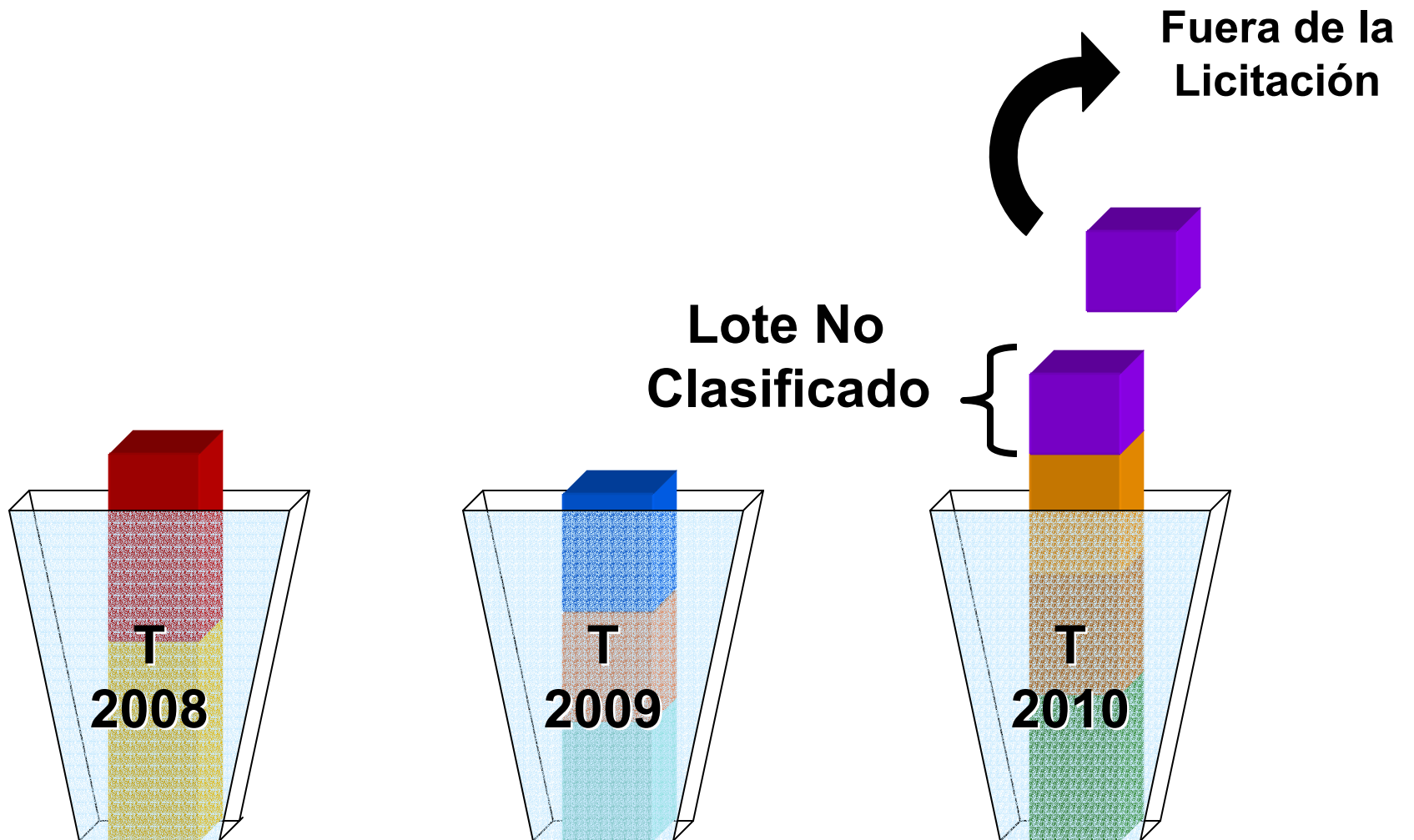
Fase 2 – Primera Vuelta



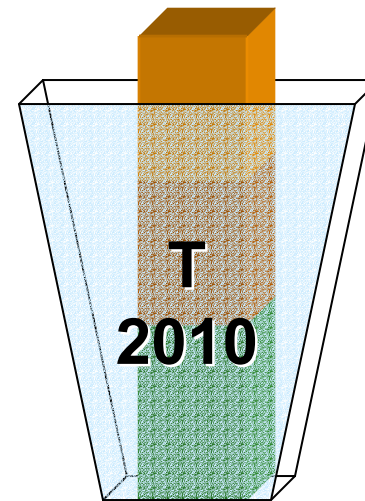
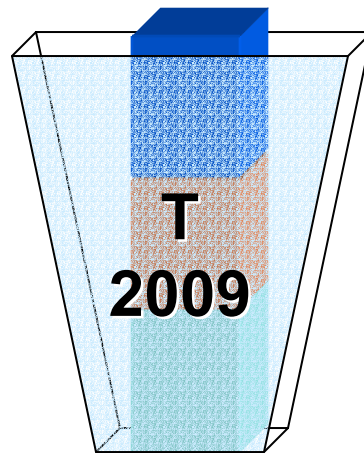
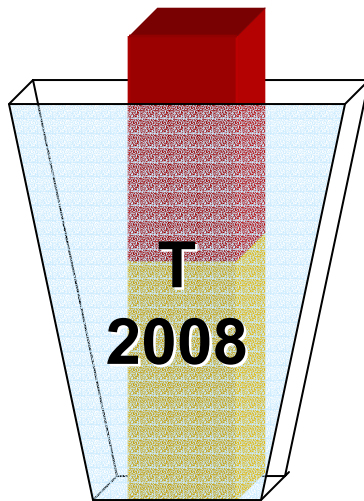
Fase 2 – Segunda Vuelta



Fase 2 – Tercera Vuelta



Fase 2 – Resultado



Fase 3 – Licitación



- ◆ En la Fase II anterior, una licitación multi-año y multi-producto fue realizada dividiendo el proceso en seis licitaciones independientes:
 - 3 licitaciones para centrales hidroeléctricas, para cada uno de los años 2008 a 2010
 - Idem para centrales térmicas
- ◆ El procedimiento descrito a continuación se aplica a cada licitación por separado

Fase 3 – Procedimiento

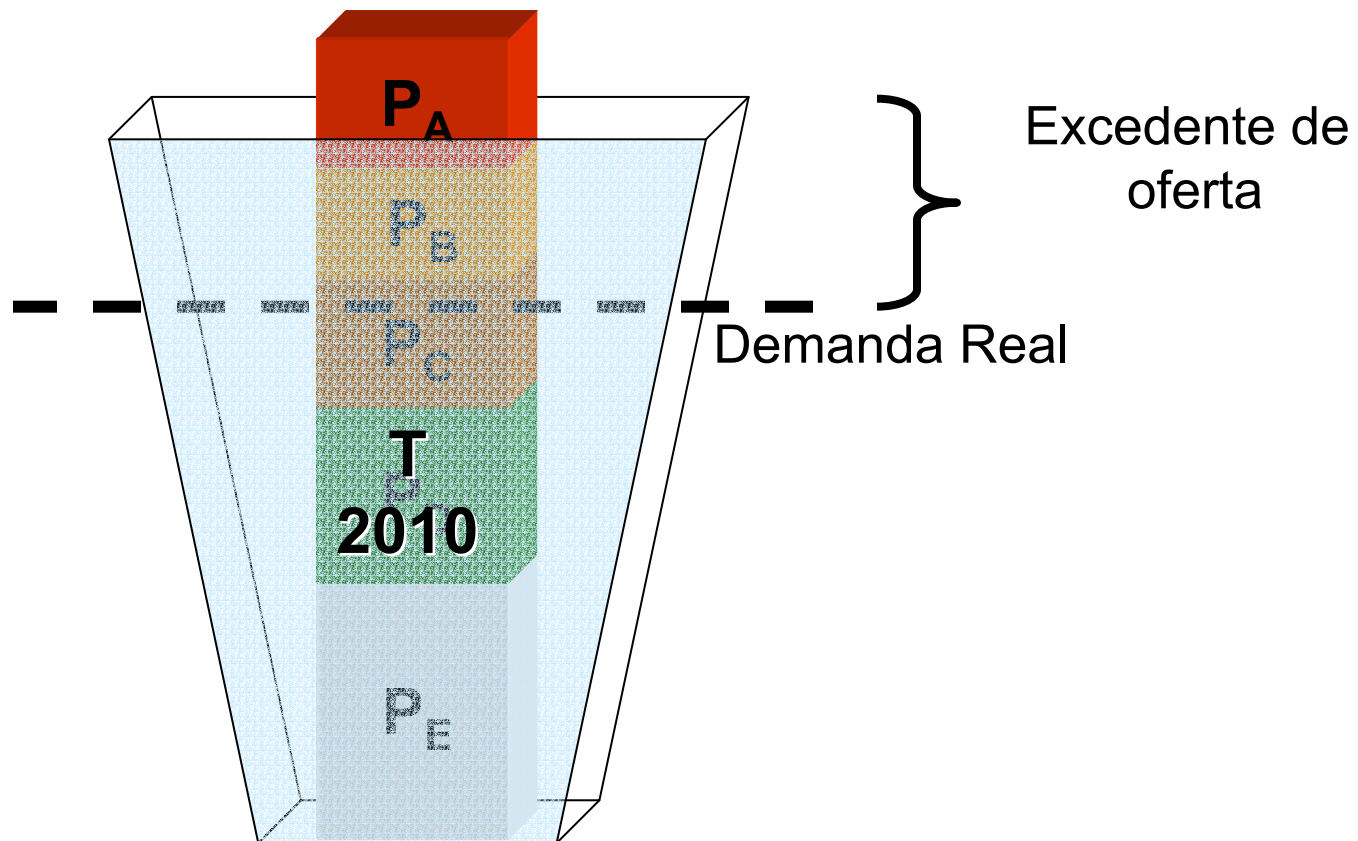


1. El MME define un precio de referencia inicial (P_{ref}) para el producto licitado
 - Por ejemplo, el MME puede ordenar las ofertas de la Fase 2 y usar el precio del último generador que abastece la demanda real del producto; (**Nota:** recordar que en la Fase 2 fueron utilizadas demandas más altas, para “forzar” competencia vía un exceso de oferta)
2. Todos los generadores con ofertas de precios mayores al P_{ref} pueden reducir sus ofertas. Se no hubiesen nuevas ofertas, el proceso de licitación termina
3. Caso contrario, el MME ordena las nuevas ofertas y define como nuevo P_{ref} (precio corriente) el precio ofertado por el último generador que cubre la demanda del producto;
4. Los vendedores con lotes no aceptados deberán hacer ofertas con precios inferiores al precio corriente
5. Durante esta etapa, habrá un contador descendente con el tiempo restante de finalización de la licitación; a cada oferta válida, el contador es reiniciado y se repite el paso 3

Fase 3 – Procedimiento



Precio Inicial = P_C (por ejemplo)

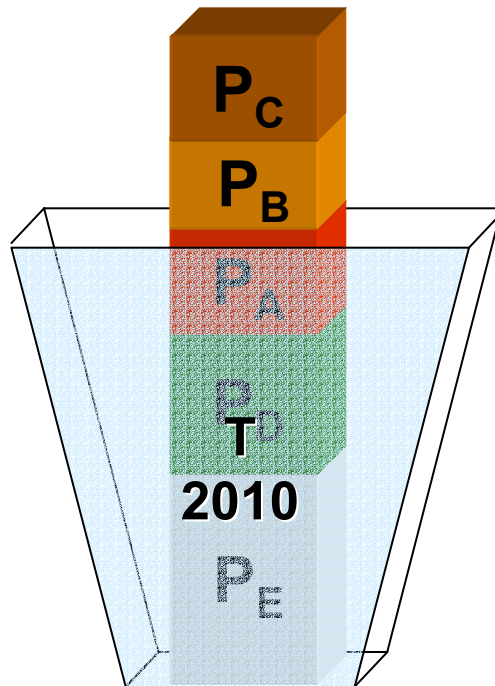


Fase 3 – Procedimiento

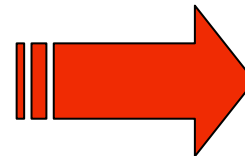


Precio Corriente = P_A

Lotes No Asignados: B e C



Inicia Contador descendente!

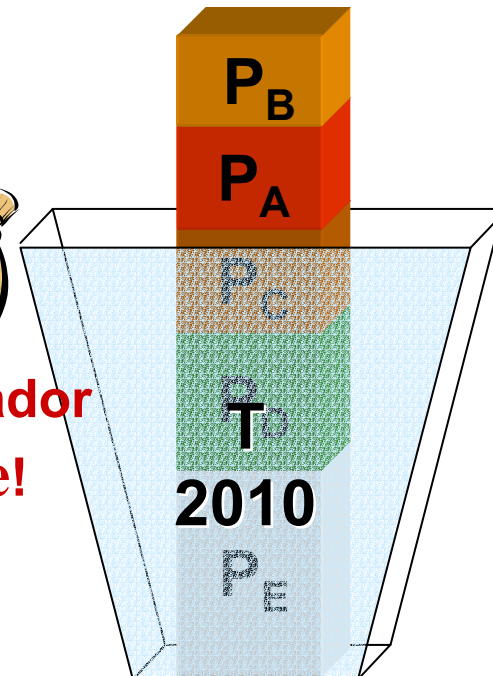


Oferta Válida

Precio Corriente = P_C



Re-inicia Contador descendente!



Procedimiento aplicado a la última licitación



- ◆ Si limitó la licitación a un año (-3 / -5) para los segmentos H y T
- ◆ En la FASE 2 la demanda de cada segmento puede ser modificada por el MME.
- ◆ En la FASE 3 se puede realizar una única oferta (hay tres minutos para hacerlo).

La experiencia de Chile

Licitación por Energía Nueva



- ◆ Distribuidores de Chile han iniciado el proceso de contratación de energía de largo plazo en cumplimiento a lo indicado en la Ley Corta aprobada en Mayo de 2005.
- ◆ La demanda contratada permitirá abastecer a clientes regulados.
- ◆ El objetivo del proceso de licitación es proveer incentivos económicos para instalar nueva generación que permitirá abastecer una demanda que crece entre el 6-8%
- ◆ La demanda a contratar para el periodo antes indicado será de aproximadamente 300 TWh. Requerirá la instalación de nueva generación por aproximadamente 5100 MW (400 MW/año) con una inversión estimada de 400 millones de us\$/año (1000 us\$/kW).

Licitación por Energía Nueva



- ◆ De acuerdo a lo indicado por la Ley Corta, los precios a ofertar no podrán exceder el 20% de los precios de nudo actuales. Esto significa un techo de aproximadamente 75 us\$/MWh. Como resultado de la primera licitación se obtuvieron precios promedio de 62.7 us\$/MWh.
- ◆ Los generadores chilenos se deberían beneficiar del proceso ya que les permitiría asegurar ingresos y con ello su rentabilidad. Cabe destacar que dado que no se hacen diferencias respecto a la tecnología de generación, los beneficios del proceso pueden ser dispares.
- ◆ Las empresas de distribución no deberían ser afectadas sensiblemente dado que el precio resultante se pasa a las tarifas a usuarios finales. Sin embargo si resultan precios elevados puede verse afectada la “cobrabilidad” del mercado impactando esto en el negocio de distribución.

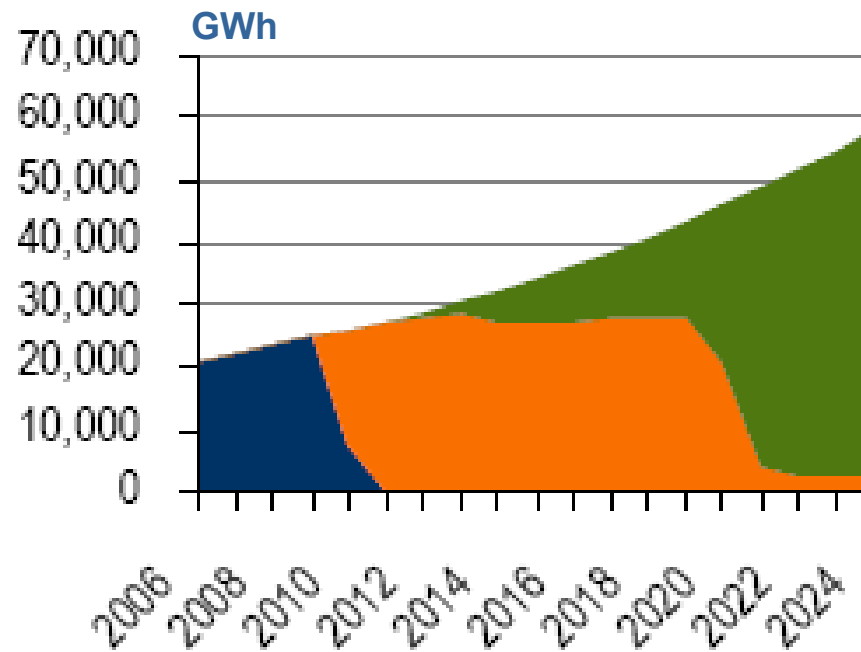
- ◆ El proceso de licitación tendrá las siguientes características:
 - **Dos Etapas:** La licitación será dividida en dos etapas (bloques)
 - La primera (Octubre 31, 2006) (ya realizada).
 - La segunda será realizada en 2007
 - **Duración de los contratos:** 5 a 15 años con inicio en 2010.
 - **Precios de referencia:** Limitado a un 20% superior a los precios de nudo referenciales (75 US\$/MWh = 1.2x62.7 US\$/MWh)
 - **Indexación:** Los precios ofertados podrán ser indexados de acuerdo con sus componentes de costos (fuel, otros costos variables relevantes)
 - **Tipos de suministro:**
 - **Base**, que permitirá cubrir la demanda media esperada. Se pueden ofrecer diferentes sub-bloques
 - **Variable**, que permitirá ajustar las cantidades contratadas con las fluctuaciones que se registren en el periodo de contratación

Licitación – Principales características



| Años | | 2010-2024 |
|-----------------|------------|-----------|
| Capacidad | (MW) | 5100 |
| Energía | (TWh) | 300 |
| Bloques | | 2 |
| Distribuidores | | 5 |
| Precio Máximo | (us\$/MWh) | 75.00 |
| Precio Esperado | (us\$/MWh) | 55-65 |

Demanda de Distribuidores



- Contratos existentes
- Bloques licitados (I y II)
- Energía NO contratada

La experiencia en otros mercados

Los mercados de la región



- ◆ Procesos de licitación para el cubrimiento de la demanda futura se encuentran en diferentes etapas del proceso de implementación en varios países de la región.
 - Panamá
 - Guatemala
 - El Salvador
 - Perú
- ◆ Se avanza en la definición de Pliegos de Licitación y de Contratos con las siguientes características comunes:
 - Plazo: 8 años (mínimo).
 - Inicio del suministro compatible con nuevos proyectos
 - Asignación equitativa de riesgos a las partes.
 - Se admite indexación de precios.
 - Pliegos de licitación estándar
- ◆ La regulación define las cantidades mínimas a contratar en cada año para atender la demanda de consumidores regulados.

Conclusiones

Conclusiones



- ◆ Se necesitan nuevos paradigmas e instrumentos regulatorios / comerciales para hacer sustentables los mercados.
- ◆ La experiencia regional muestra que un posible camino es una combinación de planificación y mercado.
- ◆ Se necesitan instrumentos comerciales que promuevan la participación privada aportando capitales sin que ello signifique un elevado costo de la energía para la demanda.
 - Diferenciando los instrumentos en función de la tecnología.
 - Distribuyendo riesgos de forma tal que sean administrables por las partes.
 - Preservando señales de largo plazo para dar confianza a inversores

Seminario
“La Energía Nueva y sus Actores”

El desafío del abastecimiento eléctrico

MUCHAS GRACIAS