



Pagos por Capacidad

Marcelo Tardío A.



Índice

- Mercado Eléctrico
- Mecanismos de Pagos por Capacidad
- Tipos de Mecanismos de Pago por Capacidad
- Conclusiones



Mercado Eléctrico



Mercado Eléctrico

- El mercado es un lugar físico en el cual se juntan compradores y vendedores para realizar transacciones.
- En todos los mercados existe un pago único por el bien o servicio realizado, traducido en el precio pagado por el propio bien o servicio.



Mercado Eléctrico

- Existen diversas estructuras de mercados, desde mercados de **competencia perfecta** hasta los mercados que se constituyen en **monopolios**.
- Por ejemplo un mercado de jabones, es un mercado competitivo, ya que el precio no es fijado por los compradores y vendedores, sino por el propio mercado en sí.



Mercado Eléctrico

- En este mercado, nadie paga una **tasa fija** a las empresas para que siempre existan jabones en el mercado.
- La dinámica de un mercado competitivo es elevada.



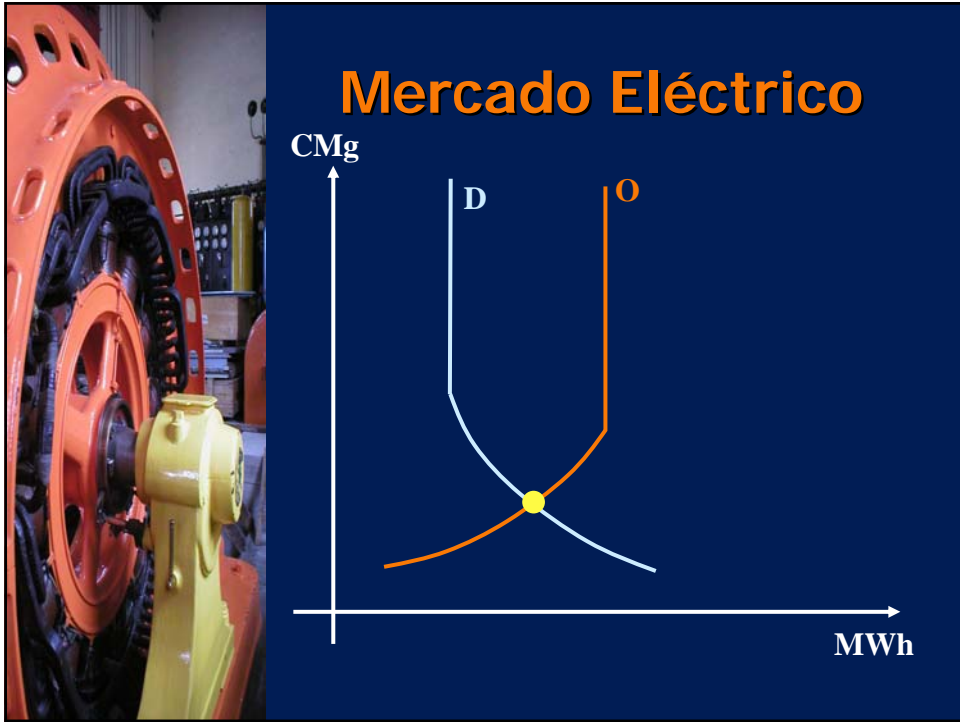
Mercado Eléctrico

- Las características de un mercado competitivo pueden ser resumidas en:
 - Muchos compradores.
 - Muchos vendedores.
 - El precio es fijado por el mercado y no por la influencia de unos pocos compradores o vendedores.
 - Si el precio es elevado, un comprador puede escoger fácilmente otro proveedor (elasticidad de la demanda)
 - Existe información perfecta.



Mercado Eléctrico

- ¿Cuáles son las características de un mercado eléctrico?
 - Baja o nula elasticidad de la demanda
 - Curva de oferta limitada en el lado derecho.
 - Curva de demanda prácticamente vertical.
 - No existe almacenamiento de la electricidad.
 - Balance continuo entre oferta y demanda.





Mecanismos de Pago por Capacidad

- Muchos mercados liberalizados han adoptado medidas como ser la introducción de pagos por capacidad, para mantener capacidad de generación suficiente en el largo plazo.



Mecanismos de Pago por Capacidad

- Estos Pagos por Capacidad son considerados “medidas transitorias” mientras madure el mercado eléctrico.
- Los pagos por capacidad introducen:
 - Estabilidad
 - Seguridad
- Los pagos deberían realizarse hasta que exista una razonable elasticidad por parte de la demanda.



Mecanismos de Pago por Capacidad

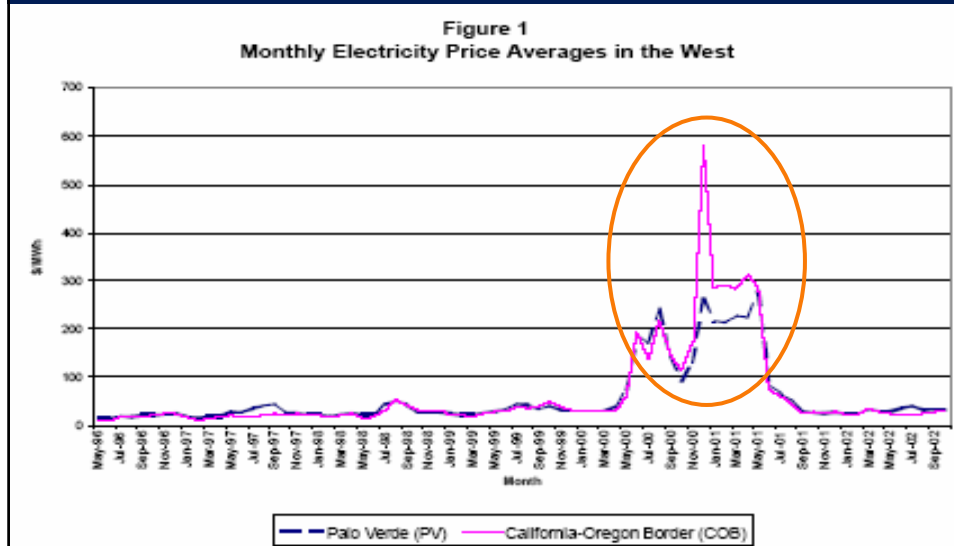
- Los mecanismos de Pago por Capacidad que serán presentados son:
 1. Pagos por Capacidad
 2. Reserva Estratégica
 3. Precio a la Reserva Operacional
 4. Requerimientos de Capacidad o Mercado de Capacidad
 5. Contratos de Confiabilidad



Mecanismos de Pago por Capacidad

- Los mecanismos de Pago por Capacidad pueden ser agrupados según:
 - Dejan las variables de decisión al mercado
 - Una o más variables están determinadas por un planificador central.

Mecanismos de Pago por Capacidad



Mecanismos de Pago por Capacidad

- El principio general de los pagos por capacidad, es tratar de reemplazar los incentivos de inversión que son proporcionados por los Price Spikes, por un incentivo *más estable*.
- Así, el riesgo de inversión se reduce.
- Los mecanismos de pago por capacidad introducen otra fuente de ingresos para los generadores.



Mecanismos de Pago por Capacidad

- Los mecanismos de pago por capacidad están diseñados de tal forma que los ingresos de los generadores en cada mecanismo de pago por capacidad, sean iguales a los ingresos promedio de un **mercado perfecto de solo energía**.

Ingresos por
Capacidad

=

Ingresos promedio
Mercado de solo
energía



Mecanismos de Pago por Capacidad

- Se debe cuidar de que los flujos por el pago de capacidad en el largo plazo, igualen a los Costos Marginales de Largo Plazo de las empresas de generación.
- Preferentemente, se debe dejar un número suficiente de variables a las fuerzas del mercado, para asegurarse que las empresas recobren sus costos a volúmenes óptimos de capacidad



Tipos de Mecanismos de Pago por Capacidad



1. Pago por Capacidad



1. Pago Por Capacidad

- El pago por capacidad da a los generadores un incentivo económico a mantener una mayor reserva de que lo harían habitualmente.
- El pago por capacidad constituye un ingreso adicional que desplaza el punto de equilibrio a un mayor cantidad de capacidad de generación.

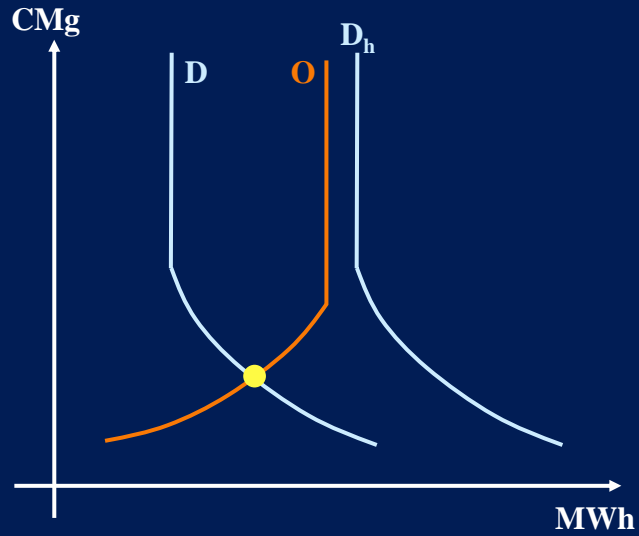


1. Pago Por Capacidad

- Un organismo centralizado (VME, SSDE o CNDC) determina el **precio** o la **función de la oferta** que los generadores recibirán a cambio de la disponibilidad de generación o la capacidad instalada de generación.



1. Pago Por Capacidad



1. Pago Por Capacidad

- La curva de Demanda que se considera es la Demanda Media D resultado de la variación estocástica.
- La curva de demanda D_h es una curva de una probable demanda elevada.
- En el ejemplo, si ocurre la curva de demanda D_h existirá racionamiento e interrupciones de servicio.



1. Pago Por Capacidad

- La curva de Oferta corresponde a una curva de oferta de un Mercado de Solamente Energía.
- El final de curva está cortado y representa el precio de la última unidad generadora disponible en el sistema.

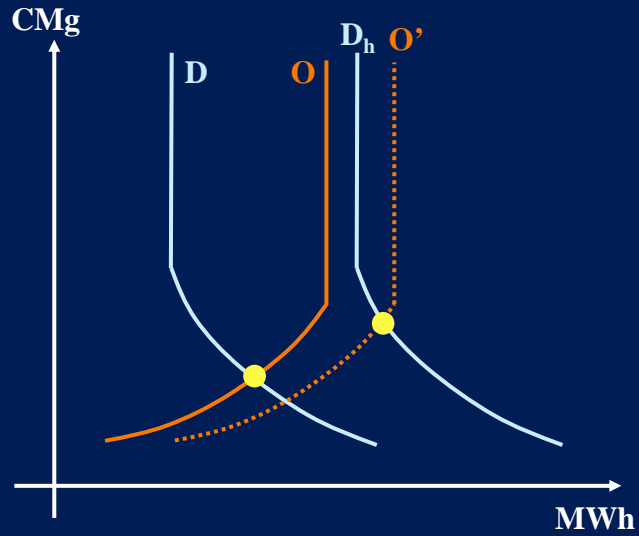


1. Pago Por Capacidad

- El propósito de los Pagos por Capacidad es estimular a los generadoras a que inviertan más.
- Esto implica desplazar la curva de oferta de O a O'
- Si ocurre la demanda D_h , entonces la probabilidad de racionamientos e interrupciones se reduce.



1. Pago Por Capacidad



1. Pago Por Capacidad

- Estos pagos por capacidad tienen el objetivo de:
 - Corregir fallas de mercado.
 - Incentivar la inversión
 - Crear menor aversión al riesgo por parte de privados.
- Cómo determinar el nivel de estos pagos por capacidad?
- El pago deberá realizarse con base a qué incentivos deberían darse en el mercado.



1. Pago Por Capacidad

- Es recomendable ajustar los pagos con base en el comportamiento de las inversiones realizadas.
- Sin embargo, el ajuste puede traer inseguridad jurídica y perder la credibilidad y desincentivar la inversión en el largo plazo.



1. Pago Por Capacidad

- Una variante de estos pagos se usaba en Inglaterra y Gales.
- Estos pagos por capacidad varían en función al margen de reserva y por eso el nombre de "pagos dinámicos por capacidad".
- Su forma de pago es:

$$\text{Pago Capacidad} = \text{LOLP} * (\text{VOLL} - \text{Máx}[\text{CMg}, \text{Precio Ofertado}])$$



2. Reserva Estratégica



2. Reserva Estratégica

- Consiste en mantener disponibles una serie de unidades para casos de emergencia a través de un agente independiente (Operador del Sistema).
- Se espera que estas unidades operen esporádicamente.
- La forma más económica de establecer esta reserva es a través de unidades viejas del sistema.



2. Reserva Estratégica

- Se las conoce como “mothball reserve”.
- La reserva es pagada generalmente como un cargo adicional sobre el consumo de electricidad.
- De acuerdo a la teoría económica, el despacho de la reserva debería ser **igual a su costo** para no distorsionar el mercado de generación.



2. Reserva Estratégica

- Debería ser despachada esporádicamente ante la escasez.
- Su uso debería estar limitado a situaciones de emergencia para minimizar su interferencia con el mercado principal.
- La reserva estratégica se puede activar frente a dos condiciones:
 - Técnica (capacidad disponible).
 - Económica (precio).



2. Reserva Estratégica

- Técnicamente:
 - Se usa ante una falta de oferta de generación y cuando el margen de reserva ha caído bajo ciertos límites.
 - Si el precio de la Reserva en US\$/MWh es el CMg del sistema, creará serias distorsiones en el mercado de generación, ya que cortará las rentas esperadas por los generadores debido a los “price spikes” o precios puntuales elevados.



2. Reserva Estratégica

- Técnicamente:
 - Para no distorsionar, se paga al precio de la mayor oferta de generación realizada al sistema.
 - Esto asegura que ningún generador será comercialmente desplazado.
 - Introduce las posibilidades de manipulación de las ofertas.



2. Reserva Estratégica

- Económicamente:
 - La reserva es activada a un precio fijo P_{RS} .
 - Este precio llega a ser el Price Cap del mercado.
 - A menor precio, menores los incentivos de los privados a invertir.
 - El volumen de reserva K_{RS} que los agentes necesitan mantener dependen del precio P_{RS} y del nivel de confiabilidad deseado.



2. Reserva Estratégica

- Económicamente:
 - La desventaja es que el Operador del Sistema determina tanto el precio P_{RS} como la cantidad de reserva K_{RS} .
 - Estas cantidades dependen de la punta de la curva de duración de carga del sistema.

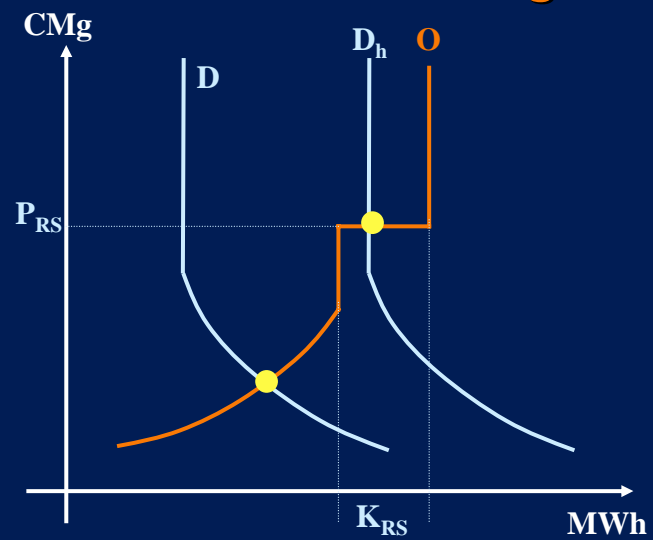


2. Reserva Estratégica

- El pago por la Reserva Estratégica crea un sector elástico en la curva de oferta.



2. Reserva Estratégica





2. Reserva Estratégica

- El valor óptimo de la Capacidad se obtiene:
- $C^* = C_M + C_{RS}$
- El valor de C^* puede ser estimado como el valor promedio de la Curva de Duración del Costo de Falla.



2. Reserva Estratégica

- El valor óptimo de la capacidad de generación está determinada cuando los **Costos Marginales de Largo Plazo** igualan al **valor promedio del Costo de Falla**.
- En este punto, el número de horas por año en el cual se corta la carga (racional) es óptimo.
- El CMg de LP puede ser aproximado a los Costos Fijos de instalar una unidad de punta.



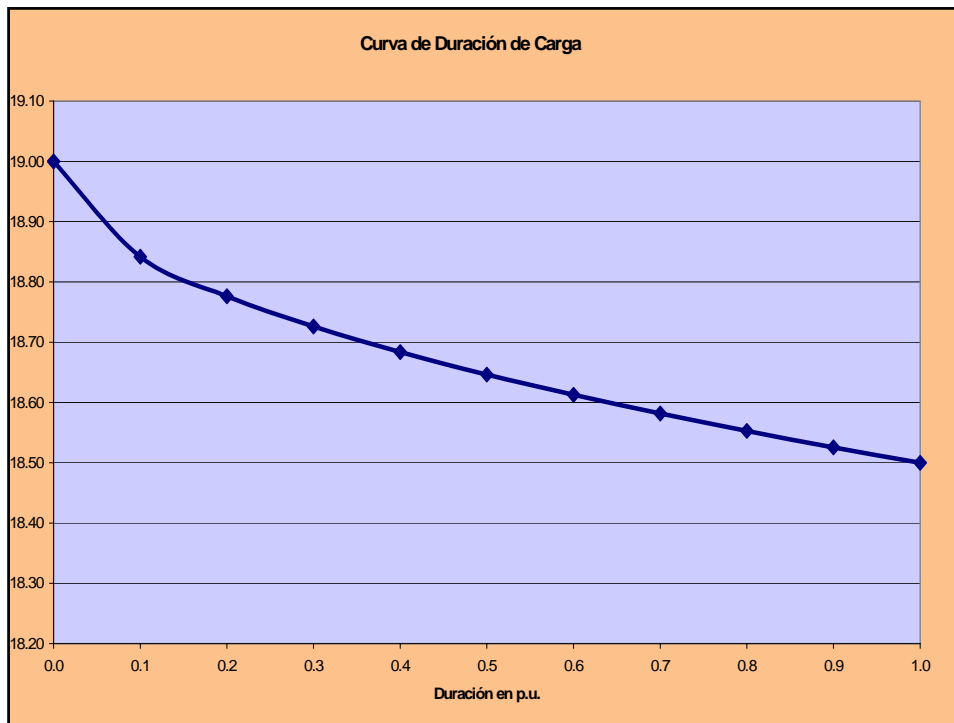
2. Reserva Estratégica

- Para el caso de Holanda
 - El valor anual de los Costos Fijos de una nueva central de punta son de 40,000 Euros/MW.
 - El valor promedio de los Costos de Falla es de 8600 Euros/MWh (determinado por Bijvoet en 2003).
 - Por tanto, la duración óptima del corte de carga anual es:
 $D = CF / VOLL$
 $D = 40,000 \text{ (Euros/MW)} / 8600 \text{ Euros/MWh}$
D = 4.7 horas/año



2. Reserva Estratégica

- Para el caso de Bolivia
 - El valor anual de los Costos Fijos de **capital** de una nueva central de punta para el periodo Mayo-Octubre/2005 es de 60,113 \$us/MW (con potencia en sitio).
 - El valor promedio de los Costos de Pérdida de Carga es de 1500 \$us/MWh (determinado administrativamente por el CNDC).
 - Por tanto, la duración óptima del corte de carga anual es:
 $D = CF / VOLL$
 $D = 60,113 \text{ (\$us/MW)} / 1500 \text{ \$us/MWh}$
D = 40.0 horas/año



2. Reserva Estratégica

- La ecuación de dicha curva de duración de carga es de la Carga (L_g) en función de la duración en (p.u.).

$$L_g = 19 - \sqrt{\frac{d}{4}}$$

- Entonces, la duración en función de la carga:

$$d = 4 * (19 - L_g)^2$$



2. Reserva Estratégica

- La Curva de Duración para años con racionamiento no es la misma para años extraordinarios que normales.
- Si asumimos que la primera ecuación es para años extraordinarios y la segunda para años sin normales:

$$d = 4 * (19 - L_g)^2$$

$$d = 4 * (16 - L_g)^2$$



2. Reserva Estratégica

- Para el caso de Holanda, si consideramos las 4.47 horas/año de la ecuación para años de demanda extraordinaria:
- Si consideramos que solo en el año extraordinario existirá racionamiento
- Además si **uno de cada 4 años** tendrá racionamiento.
- Entonces las 4.47 h/año * 4 años son las que se racionarán en un solo año.



2. Reserva Estratégica

$$L_g = 19 - \sqrt{\frac{d}{4}}$$

$$d = 4 * (19 - L_g)^2$$

$$L_g = 19 - \sqrt{\frac{4.47 * 4}{4}}$$

$$L_g = 16.88 \text{ GW}$$

- Asumimos que de estos 16.88 GW, un 6% se mantiene como Reserva Estratégica, es decir 1 GW.
- Por tanto, 15.88 GW deberá proveerlos el mercado.



2. Reserva Estratégica

- Por tanto se debe determinar la duración de la unidad de punta en años normales y extraordinarios.
- Con el valor de la demanda de 15.88 GW se determinan las horas en las que trabajará la unidad de punta:

$$d = 4 * (19 - L_g)^2$$

$$d = 4 * (19 - 15.8)^2$$

$$d = 41 \text{ horas/año}$$

$$d = 4 * (16 - L_g)^2$$

$$d = 4 * (16 - 15.88)^2$$

$$d = 0.16 \text{ horas/año}$$

$$d_{\text{promedio}} = (0.16 * 3 + 41) / 4 = 10.4 \text{ horas/año}$$



2. Reserva Estratégica

- Esto significa que el generador marginal trabajará en promedio 10.4 horas/año.
- Por tanto si consideramos la anualidad de los CF de la unidad de punta en Holanda de 40,000 Euros/MW.

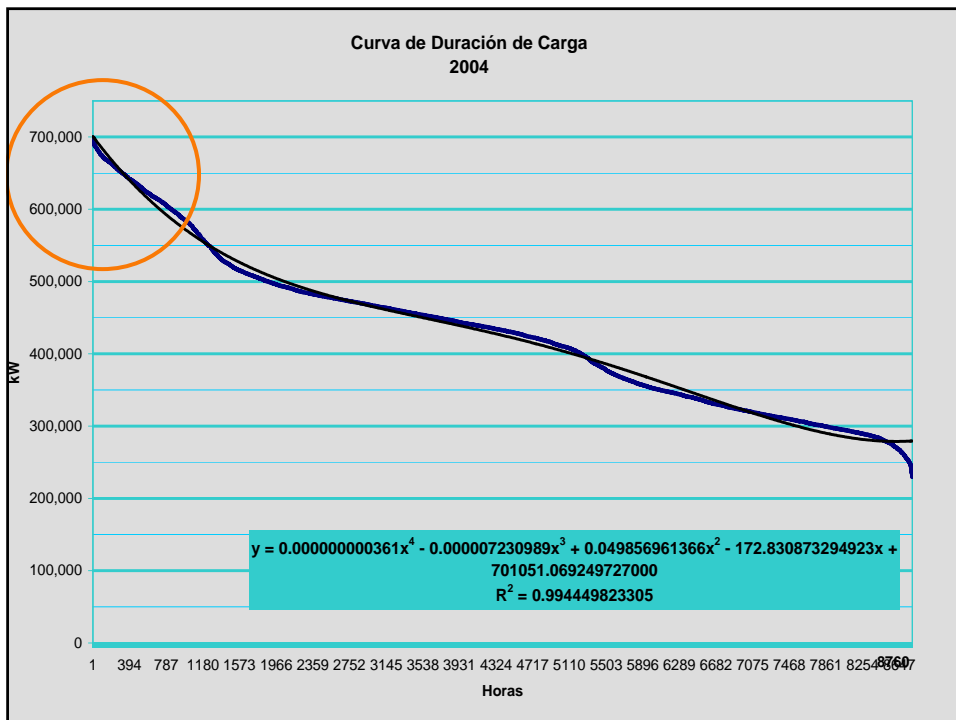
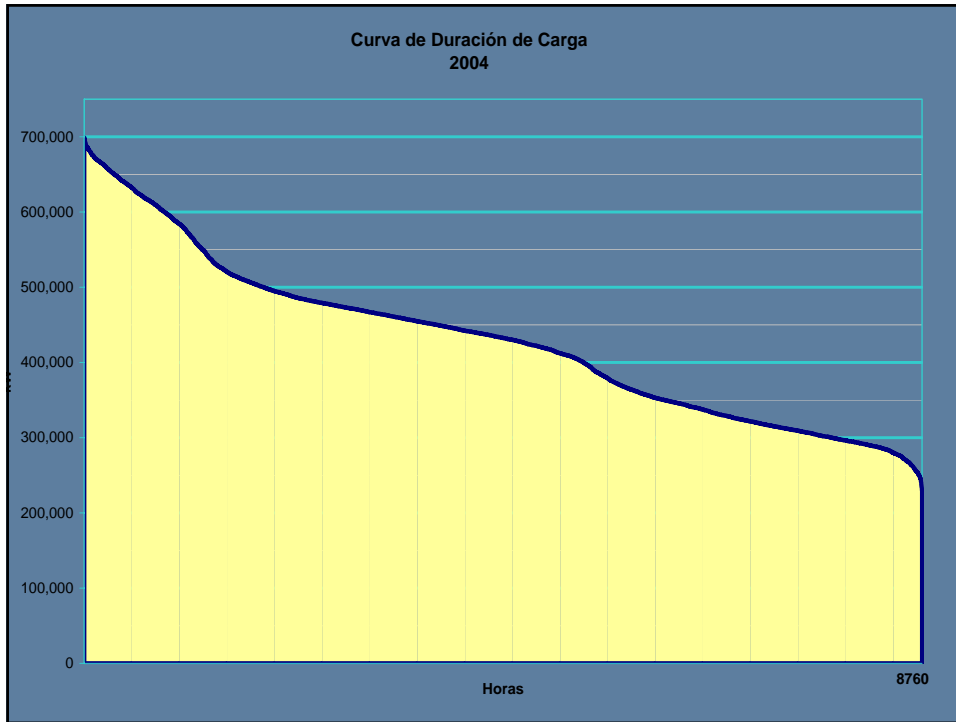
$$\text{Precio} = \frac{40,000 \frac{\text{Euros}}{\text{MW}}}{10.4 \text{ horas}}$$

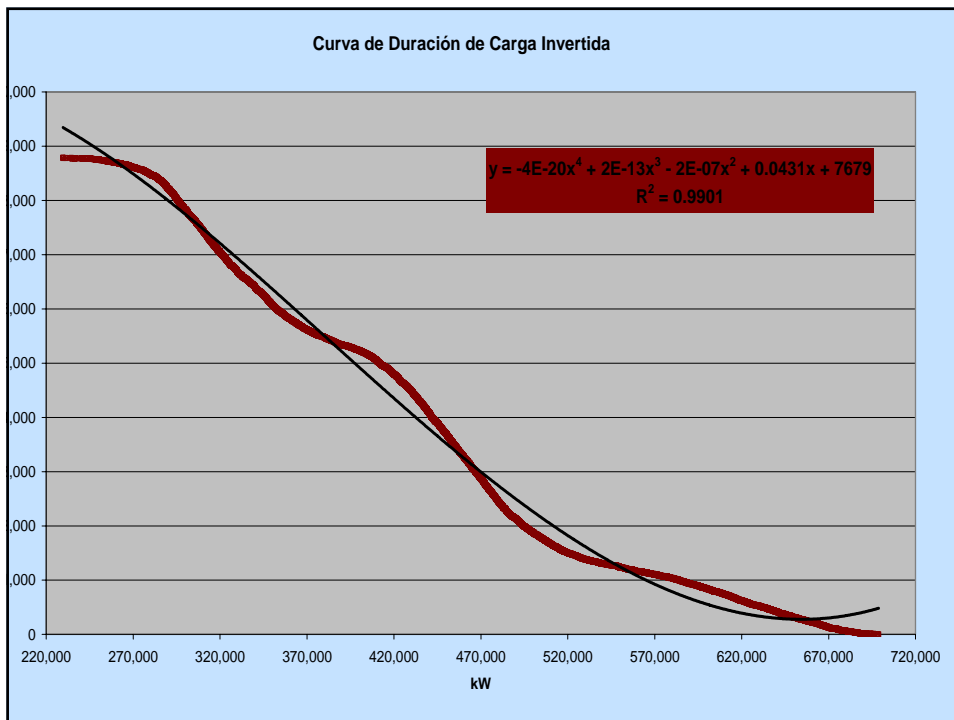
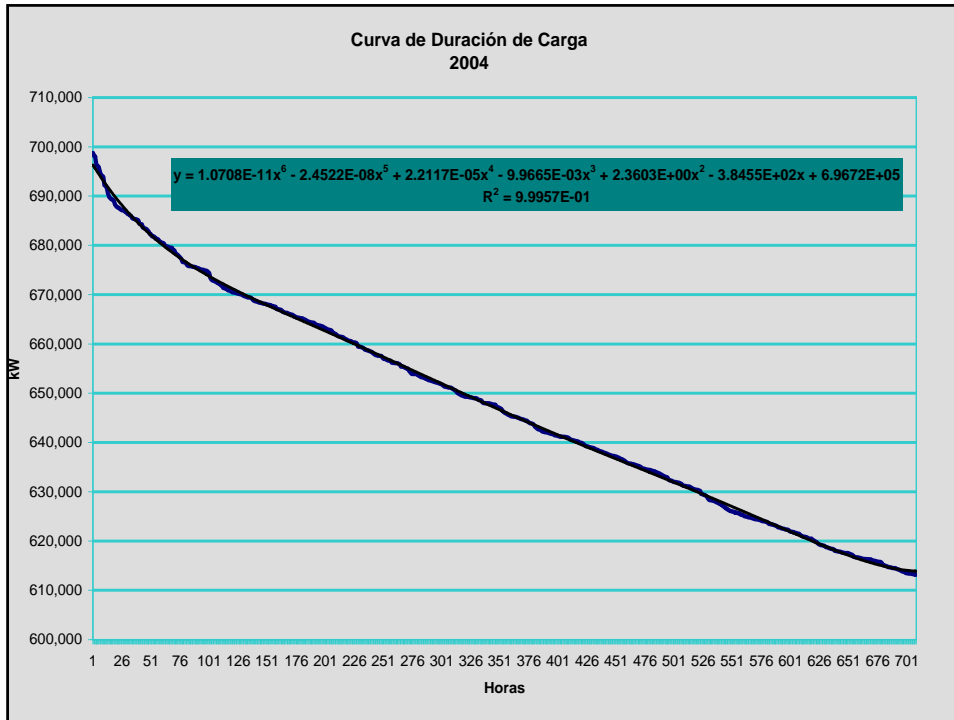
$$\text{Precio} = 3,846 \text{ Euros/MWh}$$

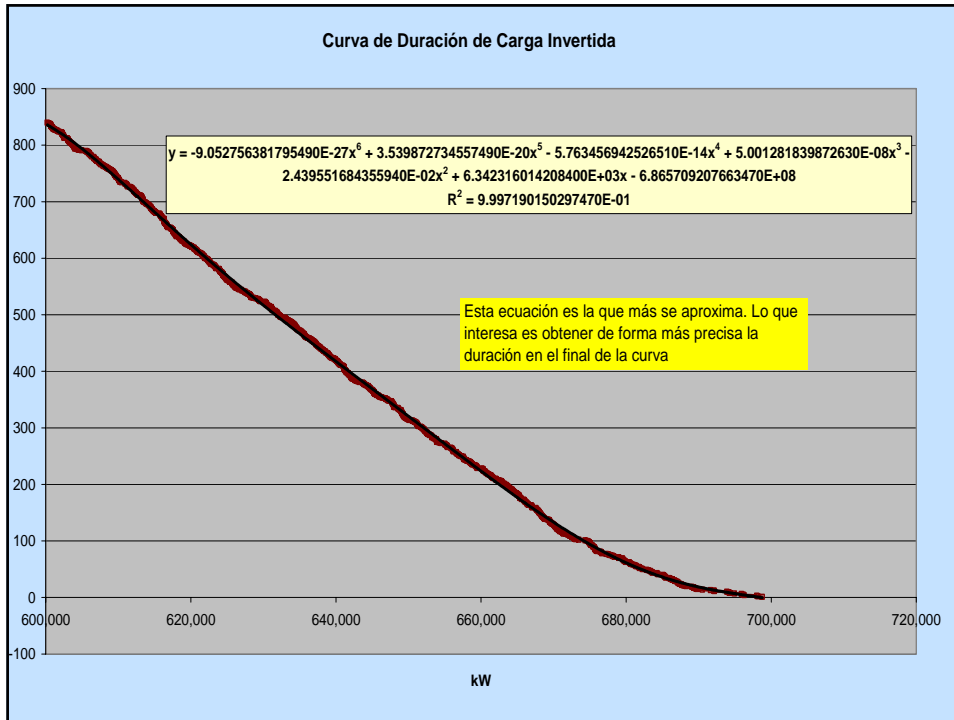


2. Reserva Estratégica

- Esto significa que el generador que trabaje como Reserva Estratégica, deberá recibir 3846 Euros/MWh para poder cubrir sus Costos Fijos en forma anual.
- Por tanto, deberá ser despachado a ese precio.
- Si el tamaño de la reserva es mayor (2GW) el precio será de 1818 E/MWh







3. Reserva Operativa



3. Reserva Operativa

- Todo sistema eléctrico necesita mantener una reserva para mantener la estabilidad del sistema.
- Este pago propone pagar a la reserva de forma sistemática.
- El **Operador del Sistema** establece una meta el contratar reserva de forma permanente, una cierta cantidad de capacidad.
- Ej. 17% de la Demanda de Punta



3. Reserva Operativa

- El Operador del Sistema:
 - Contrata la Reserva en remates diarios
 - Paga por su disponibilidad
 - Aunque la Reserva no opere
- El Operador del Sistema (OS) establece un precio máximo por el cual está dispuesto a pagar.
- Esto significa que durante periodos de escasez, el OS contratará menos capacidad que su objetivo.



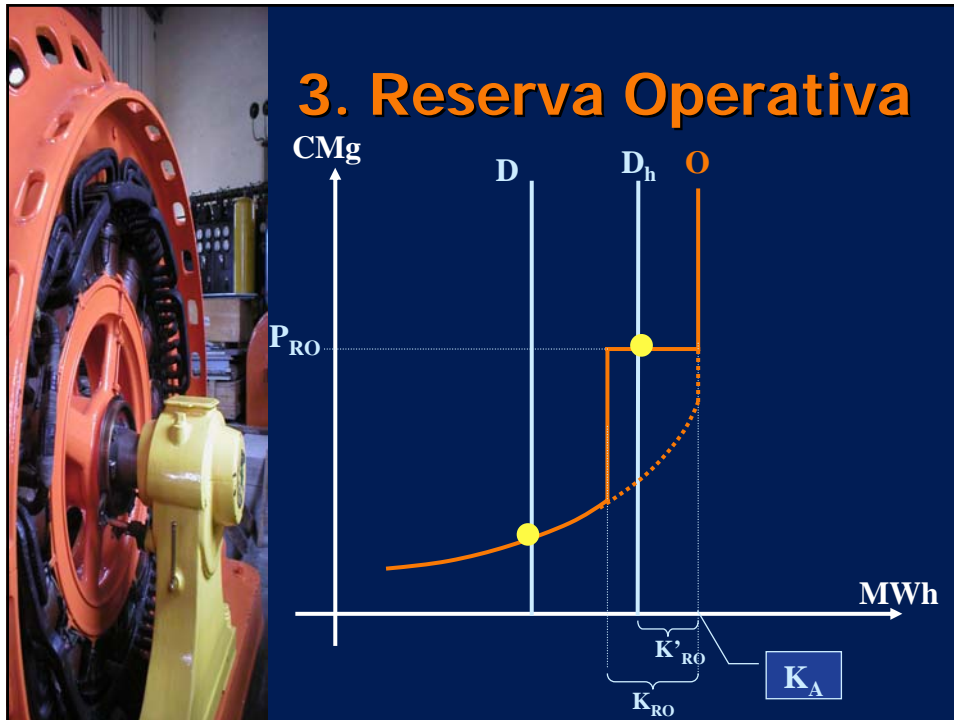
3. Reserva Operativa

- El OS puede utilizar su reserva contratada cuando así lo vea conveniente.
- En el caso de que el precio de su Reserva sea menor al CMg del mercado, el OS despachará las unidades de reserva, por las cuales pago su disponibilidad a un menor precio.
- Por tanto, el Precio P_{RO} llega a ser un **Techo** para el mercado.



3. Reserva Operativa

- Sin embargo, si aún así existe escasez, el precio del mercado P_{RO} puede subir hasta alcanzar el costo de falla.
- El efecto de la Reserva Operacional es que los **precios pueden empezar a subir** antes de que exista escasez.
- Esto da **señales tempranas** para la inversión.





3. Reserva Operativa

- Cuando la demanda D_h excede el valor pronosticado, existe escasez y los precios de oferta de reserva suben.
- El OS no puede comprar toda la capacidad que requiere y solo compra K'_{RO} al precio que está dispuesto a pagar P_{RO} .
- Para los generadores es más atractivo vender en el mercado Spot que vender reserva.



3. Reserva Operativa

- El OS debe escoger cuidadosamente la combinación de precio y cantidad K_{RO} y de P_{RO} .
- Estas dos variables son las que determinarán los ingresos para los generadores y por tanto, el incentivo para invertir.
- Por tanto, el diseñador de este mercado debe fijar ambos valores K_{RO} y P_{RO}



3. Reserva Operativa

- Los efectos de la Reserva Operativa son que existe una menor cantidad de elevaciones bruscas de precios (Price Spikes), pero existe una elevación más frecuente de menores precios.



4. Mercado de Capacidad



4. Mercado de Capacidad

- Esta forma de remuneración también es conocida como **Subscripciones de Capacidad**.
- Este mecanismo está implementado en PJM, uno de los sistemas eléctricos más grandes del mundo.
- En el mercado PJM se denomina ICAP (Installed Capacity).
- De forma similar es usado en el New York Power Pool y en New England.



4. Mercado de Capacidad

- Los requerimientos de capacidad son determinados por un operador centralizado, así como el margen deseado de capacidad.
- Con base a la máxima demanda, el OS determina la cantidad de capacidad que la Demanda (Load-Serving Entity LSE) deben comprar.
- Esta modalidad toma la forma de **capacidad generación disponible** o de **contratos interrumpibles**.



4. Mercado de Capacidad

- El regulador determina cual es la capacidad disponible que tiene cada generador.
- Esa capacidad disponible es convertida en **créditos de capacidad** que son transados en el mercado.
- La demanda, repasa el costo de la compra de capacidad en el mercado a sus usuarios finales.



4. Mercado de Capacidad

- En teoría, si el margen de capacidad es calculado óptimamente, el precio promedio pagado por los consumidores será el mismo que en el de un mercado perfecto de solamente energía.
- El hecho de contratar una mayor capacidad en el mercado (margen), hace que la escasez se sienta antes en el Mercado de Capacidad que en el Mercado de Energía.
- Esto da señales más tempranas de inversión en el mercado.



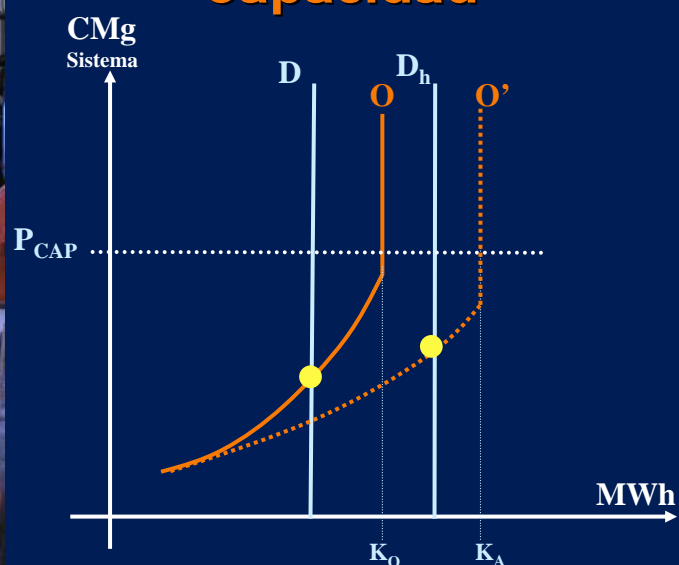
4. Mercado de Capacidad

■ Ej.:

- Si el mercado de solamente energía instala la capacidad K_O , el regulador puede requerir la capacidad K_A .
- Esto induce a la inversión en generación.
- La curva de Oferta se modifica de O a O'
- La probabilidad de escasez disminuye
- La venta de los créditos de capacidad está garantizada.
- Los precios de los créditos por capacidad están determinados por el mercado competitivo.
- Los generadores tienen la oportunidad de recuperar sus Costos Fijos.



4. Mercado de Capacidad



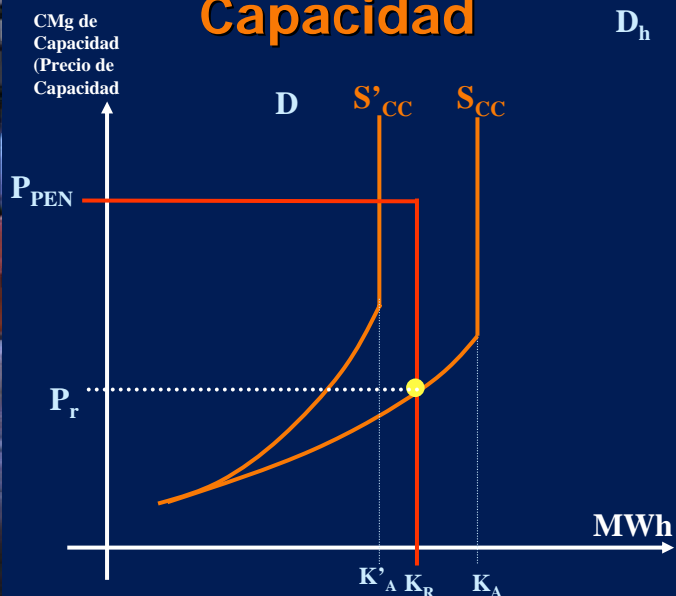


4. Mercado de Capacidad

- Ej. 2:
 - Si la **disponibilidad** de capacidad de generación K'_A es menor que los créditos de capacidad disponibles en el mercado S'_{CC} , existirá un problema de racionamiento.
 - Esto implica que la demanda (LSE) no podrán cubrir sus obligaciones y por tanto deberán pagar una penalidad P_{PEN} .
 - Así el valor de P_{PEN} constituye el techo .
 - Este valor debe ser escogido cuidadosamente ya que determina los incentivos para la inversión en capacidad.



4. Mercado de Capacidad





4. Mercado de Capacidad



- El mercado de capacidad vuelve a los precios volátiles, debido a que el mercado de Créditos de Capacidad es perfectamente inelástico en cuanto al precio.
- Si el volumen disponible de capacidad K_A es superior a la capacidad requerida K_R , el precio de los Créditos de Capacidad está determinado por el CMg de mantener la reserva de capacidad, indicado por la curva S'_{CC} .
- El precio resultante P_R es bajo.



4. Mercado de Capacidad

- Cuando capacidad $K_R < K_A$ el precio de la capacidad está determinado por P_{PEN} .
- Como resultado, pequeños cambios en la disponibilidad de generación, pueden ocasionar que el precio oscile entre el CMg de proveer la reserva y el precio de la penalización.
- El techo debe existir, caso contrario llevaría a una sobreinversión y más aún, al poder de mercado.

4. Mercado de Capacidad

ITEM	Unidad	 Holanda	 Bolivia
CF anual	[\$us/año]	40000	63100
VOLL	[\$us/MWh]	8600	1500
Horizonte	[años]	5	5
Crecimiento Anual	[%]	2%	5%
Demanda año base	[GW], [MW]	16.8	735
Demanda horizonte	[GW], [MW]	18.5	938.1
Reserva	%	17%	17%
FOR promedio	%/año	8%	8%
Demanda Aumentada	[GW], [MW]	23.6	1193.0
Tiempo Óptimo de Operación			
Gen. Punta	[horas/año]	4.7	40.0
Precio Techo en el Mercado	[\$us/MWh]	1000.0	50.0
Valor a recuperar anualmente, fuera de lo ya hecho por el techo			
	[\$us/MW/año]	35,720.00	58,000.00
Mensual	[\$us/MW/mes]	2,976.67	4,833.33
Mensual	[\$us/kW/mes]	2.98	4.83
Horario	[\$us/MW/hora]	4.08	6.62



5. Contratos de Disponibilidad



5. Contratos de Disponibilidad

- Los contratos de disponibilidad fueron diseñados para mejorar el Mercado de Capacidad.
- Proporcionan a los generadores, mejores incentivos para estar disponibles durante los periodos de escasez.
- Un agente independiente compra de los generadores "opciones" en representación de los consumidores.



5. Contratos de Disponibilidad

- El volumen de compra es igual a la demanda de punta prevista más un margen de reserva.
- El precio de las opciones P_{op} debe ser superior al CMg de la unidad más cara para no desalentar a los generadores.
- El precio de los Contratos de Disponibilidad es determinado a través de Remates o Licitaciones.



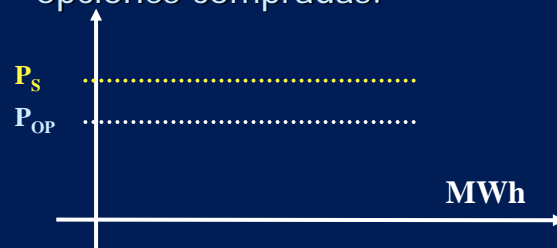
5. Contratos de Disponibilidad

- El Agente independiente que compra las opciones es generalmente el Operador del Sistema.



5. Contratos de Disponibilidad

- Si el Precio del Mercado Spot (P_s) está por encima del Precio de las Opciones (P_{OP})
- El Agente independiente llama a sus opciones compradas.





5. Contratos de Disponibilidad

- Los generadores que vendieron sus opciones, pagan al Agente Independiente la diferencia:

$$(P_s - P_{OP}) * MW.$$

- Por tanto, un generador que esté **disponible**, recibe el Precio Spot (P_s) menos lo que paga ($P_s - P_{OP}$), es decir recibe el precio de la opción P_{op} .



5. Contratos de Disponibilidad

- Un generador que esté **indisponible**, cuando llamaron a las opciones, no recibe nada del Spot (P_s) y debe pagar ($P_s - P_{OP}$), es decir tendrá una pérdida neta.
- Así, los generadores tiene fuertes incentivos para que su capacidad esté **disponible** cuando las opciones sean llamadas, es decir, cuando exista **escasez**.



5. Contratos de Disponibilidad

- Esta es una de las ventajas de este sistema.
- Otra de las ventajas es que los generadores, solo tienden a vender lo que realmente tienen disponible o esperar poder aportar:
 - Si venden menos opciones, bajarán sus rentas.
 - Si venden más y no aportan, serán penalizados con los precios elevados del spot y también bajarán sus rentas.



5. Contratos de Disponibilidad

- Para los consumidores, el efecto es que el Agente Independiente compró al precio techo de las opciones P_{OP} .
- Es una especie de "precio estabilizado" fijado por el mercado.



FIN

mtardio@ieee.org