

MII-2003-1-07

**REMUNERACION EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA CON
RESTRICCIONES ENERGETICAS: UNA APROXIMACIÓN CON LA TEORIA
DE PRECIOS DE PERIODO PÍCO**

ELKIN EDUARDO RAMIREZ PRIETO

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
MAESTRIA EN INGENIERIA INDUSTRIAL
AREA DE ECONOMIA INDUSTRIAL
BOGOTA D.C., 2003**

MII-2003-1-07

**REMUNERACION EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA CON
RESTRICCIONES ENERGETICAS: UNA APROXIMACIÓN CON LA TEORIA
DE PRECIOS DE PERIODO PÍCO**

**Tesis Propuesta para la Maestría en
Ingeniería Industrial**

Por: ELKIN EDUARDO RAMIREZ PRIETO

Dirigido por:

HERNANDO DURAN CASTRO PHD

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
MAESTRIA EN INGENIERIA INDUSTRIAL
AREA DE ECONOMIA INDUSTRIAL
BOGOTA D.C., 2003**

MII-2003-1-07

*A mis padres y hermanos,
por brindarme su cariño y apoyo incondicional*

*y a toda la gente que estuvo a mi alrededor
desde el comienzo.*

Que Dios los bendiga hoy y siempre.

CONTENIDO

	pág No.
1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	1
2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	3
3. OBJETIVO GENERAL.....	4
3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	4
4. CARGO POR CAPACIDAD	5
4.1. JUSTIFICACIÓN CONCEPTUAL DEL CARGO POR CAPACIDAD.	5
4.2. ANTECEDENTES.	7
4.2.1. Metodologías Anteriores.	7
4.2.2. Metodología Actual.	9
4.3. COMPORTAMIENTO DEL CARGO POR CAPACIDAD.	27
4.3.1 Comportamiento Cargo por Capacidad Generadores Hidráulicos.	30
4.3.2. Comportamiento Cargo por Capacidad Generadores Térmicos.	32
4.4. AJUSTES AL CARGO POR CAPACIDAD (Resolución CREG 111 de 2000).	34
4.5. DEBILIDADES Y FORTALEZAS DE LA METODOLOGÍA ACTUAL.	39
4.5.1. Interpretación Económica.	39
4.5.2. El Modelo Matemático.	40
5. MODELOS DE USO INTERNACIONAL PARA ASEGURAR LA CONFIABILIDAD EN MERCADOS DESREGULARIZADOS DE ENERGIA	44
5.1. DIFERENTES MODELOS PARA CONFIABILIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA.	45
5.1.1. El Modelo de Precio Spot (Solamente Energía).	45
5.1.2. Sistemas de Capacidad basados en precio (Pagos Por Capacidad).	46
5.1.3. Sistemas de capacidad basados en cantidad (Mercados de Capacidad).	47
5.1.4. Mercado de Confiabilidad.	50
5.1.5. Mercados de Disponibilidad.	51
5.2. DIFERENTES DISEÑOS DE MERCADO EN USO.	52
5.2.1. Suecia.	52
5.2.2. Noruega.	53
5.2.3. Inglaterra.	54
5.2.4. Holanda.	55
5.2.5. Australia.	56

5.2.6.	Estados Unidos.	57
5.2.7.	España – Argentina.	57
5.3.	ANÁLISIS.	58
6.	EL MODELO DE PRECIO DE PERIODO PICO PARA REMUNERACION EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA	62
6.1.	PLANTEAMIENTO.....	63
6.2.	DEMANDA.	64
6.3.	OFERTA.	64
6.4.	FUNCION OBJETIVO.	65
6.4.1.	Restricciones.	65
6.5.	OPERACIÓN OPTIMA.	67
6.5.1.	Operación por Orden de Mérito con Restriccion Energética.....	68
6.5.2.	Operación por Orden de Mérito sin Restriccion Energética.....	69
6.6.	PRECIOS OPTIMOS.	69
6.7.	RECUPERACION DE COSTOS.	70
7.	CONCLUSIONES	72
8.	BIBLIOGRAFIA	74
	APENDICE: DEMOSTRACION DE LOS RESULTADOS PRESENTADOS.....	76

1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

El concepto de Cargo por Capacidad está concebido como un mecanismo remunerador orientado a garantizar el suministro de electricidad en el medio-largo plazo en mercados de energía eléctrica, especialmente en aquellos con una fuerte componente hidráulica como es el caso colombiano; donde la mayor parte de la demanda juega un papel pasivo lo cual lleva a pensar que está, pueda inducir en el sistema a través de su actuación un nivel adecuado de confiabilidad en el suministro.

En estos sistemas, la generación térmica se enfrenta a una fuerte volatilidad de los ingresos de Bolsa (debido a los ciclos hidrológicos que pueden tenerle al margen del mercado durante varios años), que sólo consigue atenuar con contratos de energía de largo plazo.

La falta de estabilidad en los ingresos y por tanto el alto riesgo, puede ahuyentar la inversión en generación térmica que muchas veces es imprescindible para mantener niveles adecuados de confiabilidad en el sistema, tal y como se ha demostrado históricamente en Colombia. Por otro lado la generación hidráulica, que hace aportes importantes a la confiabilidad del sistema, requiere señales explícitas que le incentiven a operar sus centrales con un criterio que sea sensible a garantizar el suministro cuando se avecinan momentos de potenciales problemas en el sistema. Por lo tanto, debe ser un objetivo altamente prioritario evitar racionamientos para lo cual se deben evaluar los medios necesarios dentro de lo económicamente razonable, orientados a conseguir este propósito.

En Colombia viene aplicándose un método de remuneración de pago por capacidad cuyo objetivo es reconocer (mediante un ingreso) el aporte a la confiabilidad del sistema que ciertas plantas reportan durante la temporada seca o de hidrología crítica. Sin embargo aunque efectivamente se remunera la capacidad el modelo ha sido cuestionado fuertemente debido a que los resultados del mismo son muy sensibles a los parámetros de modelación,

MII-2003-1-07

presentándose entre otros, discrepancias al remunerar plantas que no estaban en capacidad de generar energía en la estación seca y por haber dejado de remunerar a las plantas que si estaban disponibles. Por otra parte, los cambios regulatorios han afectado los ingresos de diversos generadores que implican traspaso de rentas de un tipo de generador a otro tipo.

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Por las razones identificadas anteriormente, parece recomendable una modificación del mecanismo empleado para remunerar la confiabilidad en el suministro de energía acorde a las condiciones del sistema eléctrico Colombiano. Así, las preguntas que habría que hacerse y que se buscará responder acudiendo a fundamentos teóricos de economía y regulación son:

¿A quién? ¿A qué grupos de generadores ha de asignarse dicha remuneración?

¿Cómo? ¿Cuál es el método más adecuado?

Por lo tanto se debe apuntar al diseño de un mecanismo de remuneración de capacidad que aproveche las ventajas de tener una participación más activa de la demanda en el mercado, ajustando el precio real de la confiabilidad en función de la cantidad y el tipo de tecnologías instaladas o dispuestas a instalarse.

De esta forma se aumentaría la confiabilidad del sistema al proporcionar una señal estable en el tiempo que asegure la existencia de una capacidad instalada suficiente para afrontar las épocas de mayor riesgo de suministro, así como la operación correcta de los equipos de generación en los momentos de dificultad. Adicionalmente se regularía el poder de mercado y se incrementaría la competencia.

3. OBJETIVO GENERAL

Este trabajo pretende explorar y recomendar vías alternativas que traten de mejorar las debilidades de la metodología aplicada actualmente en Colombia mediante el uso de mecanismos de mercado.

3.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Revisar el soporte conceptual del Cargo por Capacidad.
- Evaluar la metodología vigente actualmente en Colombia para determinar y asignar el Cargo por Capacidad.
- Definir las bases de una nueva metodología basada en mecanismos de mercado que permita remunerar y asegurar la confiabilidad en el suministro de energía acorde a las condiciones del Sistema Eléctrico Colombiano.

4. CARGO POR CAPACIDAD

Uno de los principios teóricos subyacentes en el sistema de precios diseñado para el sector eléctrico colombiano, es que éste debe en el largo plazo, dar la señal económica adecuada para la expansión de la capacidad instalada en el país. Sin embargo la alta volatilidad de largo plazo de los precios en la bolsa constituye un riesgo importante para aquellos generadores, especialmente los nuevos, que cuentan con menos posibilidades de concretar un proyecto de inversión, con contratos que respalden la financiación del mismo y que deben, en consecuencia, ofrecer total o parcialmente su capacidad de generación en el mercado "spot".

La volatilidad de los precios en la Bolsa de Energía en Colombia, se explica en gran parte por el alto componente hidráulico de los recursos de generación del país y el efecto de la estacionalidad climática en la disponibilidad de estos recursos (7 meses de Invierno y 5 meses de Verano), y la ocurrencia del fenómeno del niño cada 5-8 años. Ante esta situación, y en un país como Colombia, muy sensible al tema del racionamiento de energía, debido a las experiencias pasadas, se encontró necesario implementar un mecanismo que permitiera disminuir el riesgo que enfrentan los generadores, cuando estos últimos están expuestos a transar su energía en el mercado "spot".

4.1. JUSTIFICACIÓN CONCEPTUAL DEL CARGO POR CAPACIDAD.

Por la importancia que para el desarrollo de cualquier país representa el tener acceso a la electricidad como fuente de energía para cualquier tipo de actividad industrial, comercial o doméstica, el poder garantizar el suministro de electricidad en el medio-largo plazo ha supuesto siempre un objetivo de carácter estratégico de cualquier país. El Cargo por

Capacidad es un mecanismo orientado a conseguir este objetivo en el contexto de entorno desregulado de mercado como es el caso Colombiano donde la desregularización, ha sido uno de los factores claves que han impulsado la reestructuración y liberalización de los sectores eléctricos.

La seguridad de abastecimiento de largo plazo de un sistema eléctrico es una responsabilidad que tradicionalmente ha sido asumida por el correspondiente ente regulador. En los sistemas regulados como monopolios de servicio público, la garantía de suministro de largo plazo ha descansado sobre los resultados y la consiguiente implantación obligatoria de una planificación centralizada de la expansión de la capacidad instalada de generación. Tras los procesos de desregulación y reestructuración, con la introducción de un mercado de libre competencia en generación, en general, el regulador ha tenido la responsabilidad indirecta de asegurar el abastecimiento de largo plazo, diseñando las reglas de este mercado de manera que existan incentivos suficientes para la inversión en nueva capacidad de generación.

En un mercado real, los generadores tienden a la infra-inversión por aversión al riesgo de no recuperar sus inversiones. El ente regulador no puede permitir por motivos sociales, económicos y políticos, que el precio del mercado se dispare y entonces fija un valor arbitrario de precio de racionamiento que marca un techo al precio del mercado, esto reafirma la tendencia a la infra-inversión ya que los generadores no pueden capturar los hipotéticos precios altos que económicamente estarían justificados. En mercados reales, una mayoría de la demanda no está expuesta al precio del mercado ya que se encuentra a tarifa y por tanto no tiene interés en contratar, lo que supone que los generadores no encuentren la contraparte para protegerse de la volatilidad de los precios. Además, gran parte de la demanda (la parte regulada) no tiene capacidad de respuesta, ni es suficientemente madura (visión de largo plazo, valoración de su precio de racionamiento, percepción del riesgo,...) como para determinar el nivel de fiabilidad que le interesa.

Puede concluirse que en mercados reales de electricidad, conceptualmente está plenamente justificada una intervención regulatoria de las autoridades para garantizar un nivel de fiabilidad que consideren adecuado.

De otro lado, la teoría económica aplicada al sector eléctrico muestra que la señal ortodoxa para contribuir a alcanzar un determinado nivel de confiabilidad en el suministro en el largo plazo es la remuneración a cada agente por su contribución a la confiabilidad del sistema, independiente de su eficiencia económica y por tanto de su posición en la bolsa de energía.

4.2. ANTECEDENTES.

Antes de continuar con el desarrollo del modelo empleado actualmente para el cálculo del Cargo por Capacidad, es necesario revisar las regulaciones previas sobre garantía de suministro en Colombia.

4.2.1. Metodologías Anteriores.

4.2.1.1. Cargo de respaldo.

Inicialmente en el mercado mayorista colombiano no hubo Cargo por Capacidad. Pero el temor a que centrales térmicas obsoletas y poco eficientes pudieran retirarse y que eso creara problemas de garantía de suministro en el sistema, motivó el establecimiento de una retribución por potencia de respaldo.

Mediante Resolución 053/1994¹, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció la metodología para calcular la capacidad de generación de respaldo o simplemente Cargo de Respaldo a las plantas que no son despachadas en condiciones “normales” y que pueden utilizarse en condiciones “críticas extremas”. El Respaldo era

¹ El valor agregado que remuneraba el Cargo por Respaldo está definido en el artículo 1 “Respaldo: Es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero – Energética en el Plan de Expansión de Referencia”

calculado anualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) de ISA a comienzo de cada estación de verano. El cargo correspondía al coste fijo anual de una turbina de gas (\$US 5.73/kW-mes) y tenía una vigencia de 3 años contados a partir del verano 1994-95. Las unidades de generación remuneradas por este concepto no podían usarse como productoras de capacidad firme. En otras palabras, no podían tener contratos con generadores o comercializadores amparados en la energía de estas plantas. Sin embargo, estas unidades sí podían participar en la Bolsa de energía la cual comenzó a funcionar en julio de 1995.

Este cargo imponía una obligación de mantener y operar la planta de generación de tal forma que tuviera la capacidad de respaldo disponible y los suministros de combustible asegurados para generar cuando, con una antelación no menor a una semana, lo solicitara el CND. Este cargo se liquidaba mensualmente en pesos colombianos (\$col) en base a la tasa de cambio para el dólar americano (\$US) correspondiente al último día del mes. Este cargo se cobraba a todos los comercializadores a prorrata de su consumo de energía.

La CREG podía ordenar auditorias técnicas para verificar que las plantas elegibles y aportadas como respaldo del sistema tuvieran efectivamente disponible la capacidad de respaldo para generar de forma confiable. En caso negativo, la CREG podía imponer una multa hasta por un 150% de la remuneración mensual obtenida por el generador por concepto de respaldo. Un aspecto importante es que ese dinero se acreditaba en el mes siguiente a todos los comercializadores como un descuento en el valor a cobrar por dicho concepto.

4.2.1.2. Cargo por potencia.

La CREG estableció² también un cargo por potencia a partir del 1º de mayo de 1995, que estaría vigente por máximo 3 años y que tenía por finalidad resolver los problemas que se

² Resolución CREG 053 de 1994 artículo 12.

derivan de los bajos precios en la bolsa de energía, es decir poner un piso al precio de Bolsa como consecuencia de la liberación gradual del mercado mayorista y de las hidrologías que se presentaban en ese año. El cargo por potencia se cobraba mensualmente a los comercializadores según las compras de energía en exceso sobre la energía contratada, y a los generadores por aquellas compras en Bolsa asociadas a reducciones en su disponibilidad de generación que no le permitían atender sus contratos. Los pagos se efectuaban a los generadores despachados en la operación real del sistema, a prorrata de la energía que colocaban en Bolsa (la generada por encima de sus contratos. Se exceptuaba de este pago a los generadores que habían elegido remuneración por respaldo. El cargo por potencia se liquidaba a \$US 5.73/kW-mes suponiendo un factor de planta del 65% sobre la energía despachada durante el mes. Ese valor fue referido al costo anual de una central térmica de gas de ciclo simple. Mediante la Resolución CREG 064/1995 se bajó el valor de este cargo a \$US 5.25/kW-mes.

4.2.1.3. Eliminación del cargo de respaldo.

La Resolución CREG 001/1996, fija las reglas previas a la entrada en vigencia de un cargo por capacidad en el mercado mayorista de energía eléctrica. Luego, la Resolución CREG 022/1996 determinó la metodología y reglas aplicables al cargo por capacidad en el Mercado Mayorista iniciando su aplicación en el año 1997 y con una vigencia de 5 años. Además derogó los artículos de la Resolución CREG 053/1994, relacionados con el cálculo de la capacidad de respaldo, su remuneración y los cargos por potencia en la Bolsa.

4.2.2. Metodología Actual.

El Cargo por capacidad creado mediante Resolución CREG-001 de 1996 y reglamentado en la Resolución CREG-022 de 1996, tiene entre otros los siguientes objetivos:

1. Reducir la volatilidad de los Precios en Bolsa, estableciendo un piso a los precios de oferta a los generadores.

2. Garantizar un flujo mínimo de ingresos a las plantas generadoras que estén en capacidad de proporcionar firmeza al sistema, en condiciones de hidrología crítica.
3. Facilitar a nuevos proyectos el acceso a créditos, garantizando parcialmente un flujo de caja estable, en la medida en que dichos proyectos proporcionen firmeza al sistema en condiciones de hidrología crítica.
4. Redistribuir los ingresos actuales de las generadoras, permitiendo que el Cargo por Capacidad sea percibido por aquellas plantas que efectivamente le garantizan firmeza al sistema.
5. Disminuir en el mediano y largo plazo la vulnerabilidad hidrológica del sistema, incentivando la inversión en proyectos térmicos e hidráulicos con capacidad significativa de embalse.

La Resolución 080/1996, modifica la Resolución CREG 022/1996, ampliando el plazo de vigencia del cargo por capacidad a 10 años contados a partir de diciembre 1° de 1996. La Resolución CREG 098/1996 ajustó la metodología de la Resolución CREG 022/1996 y eliminó los mínimos operativos en la simulación. Posteriormente, se expidió la Resolución CREG 116/1996 la cual ratificó la vigencia de 10 años, pero contados a partir del 1° de enero de 1997 (finaliza el 31/12/2006).³ En ella, se define el uso de la serie hidrológica crítica 91-92, escenario de demanda alta, y se consideran mínimos operativos dentro de la simulación. Se complementa la energía a remunerar introduciendo el factor k de enpuntamento de potencia.

A lo largo de los cuatro años de existencia del Cargo por Capacidad, se han presentado 15 cambios o ajustes a las resoluciones CREG que lo reglamentan, entre los cuales se debe resaltar la Resolución CREG 111/2000 donde se precisa la hidrología ficticia que se debe usar en el modelo de simulación.⁴

³ Resolución CREG 116/1996 vigente en la actualidad, la cual ratificó la vigencia de 10 años, pero contados a partir del 1° de enero de 1997 (finaliza el 31/12/2006).

⁴ Res.Creg 001/96: Crea el Cargo por Capacidad.

Res Creg 022/96: Determina las reglas, se inicio su aplicación en el año 1997, con una vigencia de 5 años.

Res Creg 080/96: Modifica a 10 años la vigencia.

El mecanismo utilizado, regula la retribución del cargo por capacidad tanto para la estación de verano (5 meses: diciembre-abril) como para la de invierno (7 meses: mayo-noviembre). Esta metodología, sirve para determinar la Capacidad Remunerable Teórica (CRT) por generador y el monto total de Cargo por Capacidad. Posteriormente, a partir de diciembre y hasta noviembre se aplican sistemáticamente los mecanismos de recolección y de pago mensuales.

4.2.2.1. Base de datos, hipótesis y criterios de planificación⁵.

La Base de Datos (BD) utilizada en la metodología de cálculo es aquella disponible por el CND en el mes de noviembre previo al año de interés. Las indicaciones que la Resolución CREG 116/96 hace sobre el manejo de la BD fueron actualizadas en las Resoluciones CREG 047 y 059 de 1999. La BD incluye los datos siguientes:

- **Registros históricos de caudales**, sirven para construir posteriormente las series hidrológicas. Las aportaciones hídricas en Colombia presentan comportamientos estacionales diferentes tipificados en 4 regiones (Oriente, Antioquia, Centro y Valle).

El fenómeno natural llamado El Niño produce sequías severas en casi todas las regiones: acentúa la estación del verano y la extiende al invierno. Cabe señalar que este fenómeno tiene un menor impacto en la región oriental por estar más influenciada por la Amazonía que por el Océano Pacífico. El Niño se ha identificado en: 1948-49, 52-53, 57-58, 65-66,

Res Creg 087/96: Obliga a contratos de combustible.

Res Creg 098/96: Elimina mínimos operativos en la simulación.

Res Creg 116/96: Utiliza la serie crítica 91-92, escenario demanda alta, se consideran mínimos operativos. Se completa la energía a remunerar introduciendo un factor k de empujamiento de potencia.

Res Creg 100/97: Incrementa mínimos operativos.

Res Creg 214/97: Informa de ajustes al cálculo, con el respeto de derechos adquiridos.

Res Creg 113/98: Considera los combustibles sustitutos. Se modifican ih's.

Res Creg 047/99: Verificación de parámetros de la simulación. Establece sanciones. Elimina contratos de combustible.

Res Creg 029/2000: Anuncia cambios a las normas sobre el cargo por capacidad. Sin precisar qué, cómo y cuándo.

Res Creg 072/2000: Modifica la serie 91-92 y crea serie ficticia a partir del fenómeno del niño.

Res Creg 077/2000: Deroega la res. 072, por errores en la definición del fenómeno del niño.

Res Creg 11/2000: Precisa la hidrología ficticia, informa estudio de series hidrológicas históricas.

⁵ River Michael y otros, Estudio Cargo por Capacidad en Colombia Informe Final, Universidad Pontificia de Comillas, preparado para ACOLGEN, Madrid, 10 de mayo de 2.000.

MII-2003-1-07

69-70, 72-73, 76-77, 82-83, 86-87, 91-92 y 97-98. Con lo cual, existe una periodicidad media de 4.77 años o 57 meses, un mínimo de 3 y un máximo de 8 años entre Niños consecutivos.

El otro fenómeno llamado La Niña tiende a presentar presiones en el Océano Pacífico opuestas a la de El Niño. Eventos La Niña se han identificado en los años 1949, 54, 64, 70, 73, 75, 88 y 98. En ocasiones, pero no siempre, después de un fenómeno El Niño se presenta un fenómeno La Niña. Su efecto sobre el régimen de caudales en Colombia tiende a ser opuesto al producido por el fenómeno El Niño.

La incertidumbre hidrológica complica la planificación y explotación de los embalses hidroeléctricos, influye directamente en la disponibilidad de energía hidráulica y provoca variaciones volátiles en los precios de la Bolsa.

- **Registros históricos de demanda**, sirven para extraer información estadística sobre horas tipo de cada mes del año que posteriormente es utilizada para el modelado de la demanda.
- **Nivel inicial de los embalses**. Este dato se define igual al nivel que tuvieron los embalses en el mes de enero previo al periodo de interés.
- **Niveles mínimos operativos** de los embalses consignados y actualizados según los criterios definidos en la Resolución CREG 100/97.
- **Índices de indisponibilidad históricos (IH)**, estos son actualizados atendiendo a la Resoluciones CREG 024/1995, 025/95, 113/1998 y 107/98. A modo de ejemplo se comenta que en 1998, la IH media para las hidráulicas fue 12%, para las térmicas instaladas hasta 1996 fue de 32% y para las térmicas de recién incorporación fue de 18%.
- **Capacidad bruta de generación**. Se aclara que este atributo no está afectado por el índice de indisponibilidad histórica (IH).

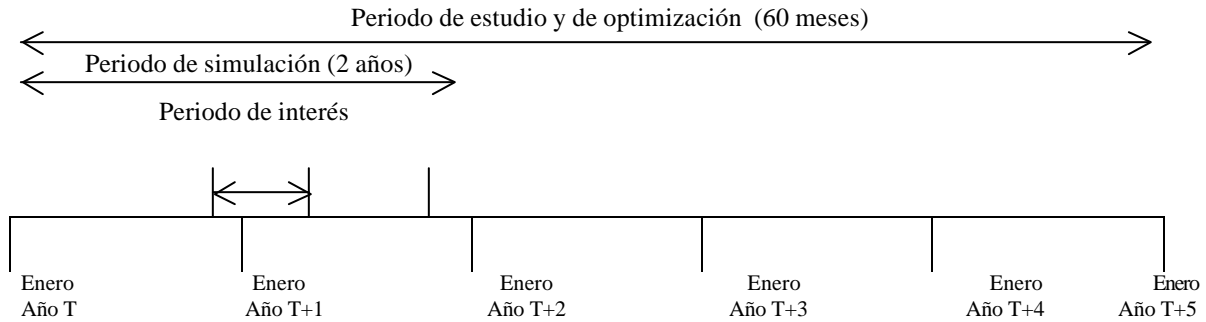
- **Eficiencias medias** declaradas por los generadores, las cuales son auditables y gozan de ciertas garantías legales.

- **Costos de combustible.** Según lo contemplado en las resoluciones CREG 047 y 059 de 1999, los costos de combustible (suministro y transporte) son los reportados a la CREG por cada uno de los agentes. Reflejan condiciones contractuales. Son reportados según la información disponible al 31 de octubre del año en el cual se calcula el cargo por capacidad.

La BD conjuntamente con las hipótesis y criterios de planificación son discutidos y aprobados por el Consejo Nacional de Operación (CNO). Las hipótesis y criterios más relevantes son: herramienta de cálculo, periodo de estudio y división temporal del mismo, tasa de descuento, modelado de la Energía No Suministrada (ENS), proyección de la demanda, modelado de la demanda, hidrología, red y parques térmicos e hidráulicos.

- **Herramientas de cálculo.** Hay dos: i) el modelo de Aproximaciones Sucesivas (AS), el cual se basa en programación dinámica estocástica y ii) el modelo de Simulación determinista. Tal como se verá más adelante, ambas herramientas de ISA son combinadas en la metodología de cálculo de la CRT.

- **Periodo de estudio.** El periodo de estudio es de 5 años contados a partir del mes de enero del año previo al periodo de interés. Su división temporal es en etapas mensuales. El modelo AS, aplicando el procedimiento indicado más adelante, calcula la política operativa (función de valor futuro esperado del agua) de los embalses al final de cada etapa. En la última etapa del periodo de estudio se asume una política operativa conocida para el futuro (futuro temporal fuera del alcance del modelo). La Figura 1, describe los diferentes conceptos temporales incluidos dentro del periodo de estudio.



El periodo de simulación es de dos años y, por lo tanto, cubre 4 estaciones: 2 veranos (de diciembre a abril, aunque el primero se simula a partir de enero) y 2 inviernos (de mayo a noviembre). El periodo de interés para el cálculo de la CRT son los 5 meses del segundo verano.

Aunque se utiliza un periodo extenso de planificación operativa, la metodología actual remunera el cargo por capacidad sólo durante un año: Diciembre/año T – Noviembre/año T+1.

- **Tasa de descuento.** Se define igual al 12% anual y se modela explícitamente dentro del proceso de planificación operativa (modelo AS) y de la simulación determinista para determinar el valor presente de los costes variables de operación (asociados a costes variables de combustibles de la térmica y penalizaciones por energía no suministrada).

- **Modelado de la ENS.** La ENS se modela mediante un generador ficticio con una función de cuatro segmentos escalonados que se actualiza cada año según ciertos índices económicos del país.

- Primer escalón: costo de déficit de \$COL 337/kWh para una probabilidad de 0 – 1.5% de déficit.
- Segundo escalón: costo de déficit de \$COL 610/kWh para una probabilidad de 1.5 – 5% de déficit.

- Tercer escalón: costo de déficit de \$COL 1071/kWh para una probabilidad de 5 – 90% de déficit.
 - Cuarto escalón: costo de déficit de \$COL 2120/kWh para una probabilidad de 90 – 100% de déficit.
- **Proyección de la demanda.** La demanda utilizada es la bruta. De acuerdo con las Resoluciones CREG 116/1996, 047/99 y 059/99, el modelo usará el escenario de demanda alta de la UPME para la optimización del sistema y ajustará la CRT de forma tal que cubra un 105% del escenario de demanda alta en cada mes del verano (descontando la generación de las plantas no despachadas centralmente). Estos criterios tratan de reflejar condiciones críticas y cubrir un margen de contingencias en generación.
- **Modelado de la demanda.** En cada mes, la demanda se modela mediante una curva duración de carga aproximada mediante 6 escalones discretos. La suma de las duraciones de los escalones es igual a la duración del mes. El escalón de punta se forma con el número de días hábiles del mes considerando una hora de máxima demanda por día hábil, lo que conduce a unas 25 horas al mes. De las horas del mes se restan las horas de punta y el resultado se divide por 5, o sea que la duración de los otros escalones es igual. El nivel de potencia de los escalones representa la variabilidad mensual de la demanda respetando las proyecciones esperadas a lo largo del periodo de estudio.
- **Modelado de la hidrología.** Para efectos del cálculo de la política operativa de los embalses, el modelo AS utiliza 100 series sintéticas obtenidas del histórico de caudales mediante un modelo autoregresivo de primer orden. Cada serie tiene una longitud de 5 años, por tanto, se trata de secuencias hidrológicas que experimentan diferentes evoluciones. Dichas secuencias respetan la correlación temporal y espacial entre las estaciones hidrológicas.
- **Modelado de la red eléctrica.** Los estudios se realizan a nudo único, es decir, concentrando toda la generación y la carga en un mismo nudo. Con ello la metodología

actual busca evaluar la confiabilidad del sistema de generación. En el AS, los límites de intercambio entre áreas eléctricas suelen modelarse a través de generación de seguridad en algunas plantas (generación forzada que se requiere para suplir las restricciones eléctricas u operativas del SIN, Resolución CREG 080 de 1999).

- **Modelado del parque térmico.** Un generador térmico es modelado mediante una variable positiva continua limitada a la capacidad máxima del generador (capacidad instalada multiplicada por la disponibilidad) con un coste unitario de producción calculado típicamente según la fórmula siguiente:

$$c_j = \frac{\text{PrecioCombustible}_i}{h_j \cdot \text{PoderCalorífico}_i} \cdot f$$

Para facilitar la comprensión de esta fórmula se clarifican los conceptos (con unidades típicas) siguientes:

- c_j es el coste unitario de producción del generador j , en \$US/MWh;
- h_j es la eficiencia del generador, en %;
- el precio de combustible i puede estar en \$US/lt para líquidos, \$US/kg para sólidos o \$US/MMBtu para gaseosos; el poder calorífico estaría en Kcal./lt, Kcal./kg o Kcal./MMBtu; 1 ton = 1000 kg; 1 galón = 3.785 lt; 1kWh = 3413 Btu; y
- la constante f estaría en 860.000 Kcal./MWh.

El coste de Operación y Mantenimiento variable no se incluye en los costes variables del generador (por eso no aparece en la fórmula anterior). Por tratarse de un estudio de planificación de medio o largo plazo, no se representan costes de arranque y parada, mínimos técnicos y rampas de subida y bajada.

- **Modelado del parque hidráulico.** El modelado del parque hidráulico es diferente para la planificación operativa y para la simulación. En el AS se incluyen los embalses con regulación mayor a un mes.

En la simulación, las redes hidráulicas se modelan detalladamente incluyendo todos los embalses del sistema, eso permite cuantificar la energía despachada por generador hidráulico.

En cuanto al coeficiente energético, el AS modela un único valor constante normalmente definido a plena carga. Esto impide modelar la eficiencia de las hidráulicas explícitamente en función de la altura del embalse (o el volumen embalsado) al inicio de cada etapa. En casos de extrema sequía, los embalses no tienen suficiente salto para operar todas sus propias turbinas a máxima potencia. Un coeficiente medio no recoge bien la contribución de firmeza de las hidráulicas bajo esas situaciones. El modelo de simulación, aunque también trabaja con cabeza constante, podría utilizarse de forma sistemática para considerar (manualmente) cabeza variable. Obviamente eso requeriría mayor esfuerzo computacional por parte del usuario de esos programas y más información técnica de los parques hidráulicos que tienen embalses con capacidad de regulación mensual o mayor. Puesto que la metodología actual se aplica sólo una vez al año, parece ser factible ejecutar el modelo de simulación considerando cabeza variable.

4.2.2.2. Metodología de Cálculo.

La metodología de cálculo consiste en tres pasos: i) optimización estocástica, ii) simulación determinista y iii) post-proceso.

4.2.2.2.1. Optimización estocástica.

Primero, respetando la BD, las hipótesis y los criterios de planificación se realiza el cálculo de la política operativa de los embalses poniendo a competir las unidades térmicas (con costes variables de combustibles y suministro y transporte de gas natural) y las plantas hidráulicas (con costes nulos) a lo largo de 5 años. Las plantas térmicas están conformadas por unidades que utilizan carbón, gas o fuel oil. En esta parte de la metodología y en las otras dos, la capacidad nominal de todos los generadores es reducida según el factor (1-IH).

La IH es conocida como la indisponibilidad histórica (valor medio) del generador, la cual incluye las indisponibilidades debidas a salidas forzadas y/o mantenimientos programados.

El problema de optimización consiste en minimizar el valor presente de los costes de producción térmica y de racionamiento sujeto a las restricciones de equilibrio de cargas por etapa, la ecuación de continuidad del agua por etapa, las restricciones asociadas a los contratos de combustible y demás restricciones de capacidad de los generadores y embalses. La solución a este problema se lleva a cabo mediante el modelo AS considerando 100 secuencias hidrológicas sintéticas y un valor del agua igual a cero en la última etapa (es decir, los embalses tienden a finalizar con un volumen igual al mínimo especificado).

El modelo AS plantea un algoritmo iterativo de embalses en paralelo (todos conectados a la misma barra) que aplica sistemáticamente los conceptos de la optimización backward y la simulación forward de la programación dinámica clásica estocástica. El algoritmo arranca asumiendo unas producciones optimistas por embalse calculadas mediante una simulación forward que considera valor del agua nulo en todas las etapas.

El proceso iterativo plantea dos pasos: i) obtener el valor del agua del embalse equivalente actual congelando la producción del resto de embalses (esto se hace con una optimización backward); ii) la producción hidráulica asociada a dicho embalse se calcula mediante una simulación forward determinista que respeta el valor del agua obtenido en el paso (i). Ambos pasos se aplican para cada embalse. Después de barrer todos los embalses, el proceso se repite hasta alcanzar un criterio de convergencia (estabilizar producciones o costes). La solución final de este algoritmo se considera factible y cuasi-óptima (es un algoritmo de aproximaciones sucesivas). Para clarificar conceptos teóricos (y evitar confusiones con otro tipo de aplicaciones) conviene saber las diferencias entre la optimización backward y la simulación forward de la programación dinámica clásica.

La optimización backward es estocástica (100 series sintéticas equiprobables) y trabaja con embalses cuyas capacidades de almacenamiento se discretizan en un mismo número de

bandas (reducido). Barre todas las etapas hacia atrás (desde la última hasta la primera). En cada etapa evalúa el desempeño del sistema para cada estado discreto del embalse y para todas las series. En función de esos cálculos genera el valor futuro esperado del agua del embalse para cada franja de almacenamiento.

La simulación forward es determinista. Simula la operación del sistema de forma separada para cada serie (100 secuencias de 5 años cada una). Es forward porque barre las etapas hacia delante (desde la Pendiente = $\frac{?C}{?V}$ primera hasta la última). En cada etapa decide vaciar o llenar el embalse en función del valor del agua.

En cada etapa, la producción del embalse se define como el promedio de las producciones por serie. El resultado de salida que interesa del modelo AS (una vez que alcanza convergencia) es el valor futuro esperado del agua de los embalses por etapa.

4.2.2.2.2. Simulación de la operación determinista.

Consiste en simular la operación detallada del sistema hidrotérmico considerando la serie hidrológica bi-anual más seca. La simulación barre los 24 meses de forma secuencial (uno por uno) poniendo a competir las térmicas según sus costes variables y las hidráulicas según sus valores futuros esperados del agua (calculados previamente con el modelo AS). Después de simular el mes corriente, se actualizan los niveles finales de los embalses para empezar la simulación del mes siguiente, y aplicando esa dinámica se llega hasta la etapa 24 (último mes del periodo de simulación). El resultado que se extrae de esta simulación es la energía producida por central por mes de la segunda estación de verano (1 de diciembre – 30 de abril, es el periodo de interés). La energía de un mes se obtiene como la suma de las energías despachadas en los seis escalones de carga del mismo mes.

Conviene recalcar que la simulación es determinista (“ve” sólo la etapa actual y una serie) y que el valor esperado del agua es estocástico (refleja condiciones futuras para todas las series). Con lo cual la simulación trata de reflejar la oportunidad de producir en el mes

actual sin anticiparse a lo que puede pasar más tarde (puede llover más o menos), porque se supone que el valor del agua ya tiene en cuenta el futuro. Es posible que los hidráulicos oferten y sean despachados en el mercado a corto plazo (la Bolsa) siguiendo una política de decisión similar (llamada no anticipativa). También cabe destacar que la metodología actual dice que, en todos los años, el cargo por capacidad debe calcularse asumiendo que siempre se presenta un Niño (especialmente en la segunda estación de verano) y que la demanda crece por encima del pronóstico medio. Eso también es correcto porque se trata de evaluar y garantizar un buen suministro de largo plazo ante situaciones indeseables por las que puede pasar el país y de enviar señales adecuadas a todos los generadores para que permanezcan o inviertan más en el sistema.

Sistemas predominantemente hidráulicos tienden a utilizar este tipo de procedimientos para determinar la contribución en energía firme de cada generador bajo condiciones adversas en demanda e hidrología. En base a ese criterio de planificación central, la normativa actual justifica qué generadores (los despachados en la simulación) deben recibir el cargo por capacidad. Un aspecto que despierta controversia es la forma en que la metodología actual calcula la capacidad firme de dichos generadores (el post-proceso).

4.2.2.2.3. Post-proceso.

La contribución en potencia de cada planta durante la estación de verano se estima con ayuda de un post-proceso implantado en una aplicación de Excel. El post-proceso se ejecuta para cada mes de forma separada del resto de meses sin considerar restricciones de embalses (sólo modela la restricción de capacidad disponible del generador) tipo de plantas y eficiencias. Por ello, se dice que el post-proceso es un método heurístico.

Los datos de entrada del post-proceso son:

- E_{jt} : energía despachada del generador j en el mes t (valores determinados en la simulación), en GWh.

- PEjt: capacidad equivalente del generador j en el mes t, en MW. Se obtiene al dividir la energía despachada, Ejt, por las horas del mes. Este concepto se conoce como la capacidad media del generador.
- CDj: capacidad disponible del generador j, en MW. Corresponde a la capacidad nominal descontando la indisponibilidad histórica IH. Coincide con la modelada en el AS y en la simulación.
- DEMt: demanda punta del mes t (demanda del escalón más alto de la curva de carga), en MW.

La principal incógnita del post-proceso es:

- K: factor de carga equivalente del conjunto de generadores despachados en la simulación

El resultado de salida del post-proceso es:

- la Capacidad Equivalente Mensual Despachada (CEMDjt) del generador j en el mes t, en MW

Para determinar el factor K se debe equilibrar la ecuación (1) cuya meta es garantizar una cobertura del 105% de la demanda punta del mes con los generadores seleccionados en la simulación (la demanda de punta simulada se aumenta en 5% para compensar el modelado determinista de las fallas de los generadores llamado derating).

$$CEMD_{jt} = 1.05 * DEM_t \quad (1)$$

pero como CEMDjt es también otra incógnita que depende del factor K:

$$CEMD_{jt} = \text{mínimo} [CDj, PE_{jt}/K] \quad (2)$$

MII-2003-1-07

entonces, se recurre a un proceso iterativo que contempla los pasos siguientes:

Paso 1: Inicialización de parámetros

$K=1$

$K_{max}=1$

$K_{min}=0$

Paso 2: Determinar $CEMD_{jt}$ según ecuación (2)

Paso 3: Comprobar la ecuación de equilibrio (1)

Paso 4: Actualización del factor K y evaluación de convergencia del post-proceso

Si $S_j CEMD_{jt}$ es diferente a $1.05 * DEM_t$, entonces $K = (K_{max} + K_{min}) / 2$, después ir al

Paso 5

Si no, entonces terminar el post-proceso.

Paso 5: Actualización de los límites del factor K

Si $S_j CEMD_{jt}$ es menor que $1.05 * DEM_t$, entonces $K_{max} = K$.

Si no, entonces $K_{min} = K$.

Volver al Paso 2.

En palabras, en cada mes t , el post-proceso hace lo siguiente. Se calcula la $CEMD_{jt}$ por generador dividiendo su capacidad media por un factor K del sistema global (esto es, se supone que las plantas se redespachan con el mismo factor de carga; en la primera iteración del post-proceso, el factor K se asume igual a 1 ó 100%, pero luego se ajusta hasta

equilibrar la ecuación (1)). Si la $CEMD_{jt}$ de la planta excede su capacidad disponible, se concluye que la planta está cargada en su máximo, y se ajusta el factor K para las demás.

En la primera iteración ($K=1$), la capacidad total de generación (suma de las capacidades medias individuales) resulta ser menor que la capacidad del escalón de punta (incluyendo el margen del 5%). Eso obliga a iterar (ajustar el factor K). Todos los generadores previamente seleccionados por la simulación aumentan su capacidad media hasta lograr cubrir la punta deseada. Obviamente, unos generadores tienden a subir más que otros. Eso puede suceder tanto para la térmica como para la hidráulica. Cabe resaltar que la hidráulica podría incurrir en sobrevaloraciones de su capacidad firme, ya que el post-proceso no modela explícitamente las restricciones asociadas a embalses (especialmente mínimos operativos obligatorios).

Estas observaciones se acentúan si pensamos en los resultados del post-proceso en todos los meses del verano.

La CRT_j del generador j durante el verano se calcula como el promedio de las $CEMD_{jt}$ calculadas con el post-proceso para los 5 meses de verano (diciembre-abril):

$$CRT_j = \frac{1}{5} \sum_{t=dic}^{t=abr} CEMD_{jt} \quad (3)$$

Para cada generador j , la CRT_j de invierno se calcula a posteriori en base a la CRT de verano (revisada con las disponibilidades existentes hasta el 25 de abril) y la disponibilidad comercial de los generadores en cada mes de invierno.

La CRT (convertida a kW) se multiplica por el cargo unitario de potencia llamado Valor Mensual del Cargo por Capacidad (VMC), 5.25 \$US/kW-mes. El monto resultante es el cargo por capacidad de la planta. Los montos individuales se suman para construir el monto total.

4.2.2.2.4. Mecanismo de recaudo y pago.

El recaudo, la conciliación, liquidación y facturación del cargo por capacidad son funciones administradas mensualmente por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Para cada mes, el monto total de cargo por capacidad se divide por la demanda del sistema prevista (MWh) y se obtiene una tarifa unitaria de cargo por capacidad llamada Costo Equivalente de Energía (CEE, en \$US/MWh convertidos a \$col/MWh a la tasa representativa correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de su fijación). Dicha tarifa es aplicada a efectos de cotización en la Bolsa, es decir, se incluye como un coste variable del generador. El CND fija el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres días de anticipación. En ningún caso el precio de bolsa (PB) puede ser inferior al CEE. Por ello se dice que el CEE es un precio piso de la Bolsa.

Entonces, el precio de bolsa (PB) puede definirse como la suma de dos componentes: uno de largo plazo (CEE) y otro de corto plazo (PM), pero ambos en el mismo régimen horario:

$$PB = CEE + PM \quad (4)$$

El PM puede verse como el verdadero precio marginal del mercado de corto plazo. De hecho, antes de aparecer el cargo por capacidad (enero 1997), el PB era igual al PM (no existía el piso de Bolsa).

El recaudo del cargo por capacidad es realizado a través de los generadores según las ventas netas transadas hora a hora en la Bolsa (diferencia entre ventas en bolsa -VB- y compras en bolsa -CB-). Las comercializadoras pagan sus compras netas al precio de bolsa (PB). Las transacciones son valoradas al PB, el cual ya incluye la tarifa CEE. Suponiendo un contrato entre un comercializador k y un generador j ($C_k = V_j$ son las compras o ventas pactadas a un precio monómico PC).

Las cantidades pagadas por el comercializador k por sus compras en contratos (Ck) son recíprocas a las ventas del generador j asociado (Vj). Estas cantidades incluyen el cargo por capacidad, aunque no esté explícitamente separado en el precio del contrato (PC). Cabe decir que la SIC no liquida los saldos originados por los contratos bilaterales, sólo puede dar información de ventas y compras reales como base para que los agentes produzcan sus facturaciones individuales. La presentación de contratos de energía sirve para que se exima del pago a un comercializador sobre la energía comprada por contrato, valor que a su vez se acredita como pagado al generador correspondiente.

Una vez transcurrido el mes a facturar se conoce la Energía Total de la Demanda Real (ETDR) del sistema y la disponibilidad comercial media mensual por generador, Dj. Esta última se mide a través de las disponibilidades declaradas por los generadores térmicos e hidráulicos (en caso de intervención por mínimos operativos, los hidráulicos no reducen su disponibilidad declarada) hora a hora en la Bolsa (Ver Resolución CREG 024/1995). Teniendo en cuenta esos parámetros se calcula el Costo Equivalente Real en Energía (CERE, en \$US/MWh valorados en \$col/MWh según tasa de cambio del último día del mes a facturar) del cargo por capacidad:

$$CERE = CRR * VMC / ETDR \quad (5)$$

donde $CRR = \sum_j CRR_j$, es la Capacidad Remunerable Real total (suma de las capacidades remunerables reales individuales -CRRj- de los generadores con derecho a cargo por capacidad).

$$CRR_j = \text{Mínimo} (CRT_j, CDR_j) \quad (6)$$

siendo $CDR_j = P_j * D_j$, la Capacidad Disponible Real del generador j definida en función de la capacidad nominal declarada para el mes o año (Pj) y la disponibilidad comercial promediada (Dj) durante el mes de facturación.

MII-2003-1-07

El CERE (\$col/kWh) se cobra a todos los generadores en proporción a la producción real de energía durante el mes (G, en kWh, ventas menos compras en Bolsa más ventas en contratos). O sea, el Valor de Recaudo (VR en \$col) que debería haber recolectado cada generador durante el mes es:

$$VR = CERE * G \quad (7)$$

El Valor a Distribuir (VD), es decir, el valor que cada generador tiene derecho a recibir en concepto de cargo por capacidad es:

$$VD = CRRj * VMC \quad (8)$$

La diferencia entre ambos valores define lo que la SIC factura:

$$F = VD - VR \quad (9)$$

- Si F es positivo, entonces se origina un saldo a favor del generador en el SIC.
- Si F es negativo, entonces se produce por parte del SIC un cobro al generador.

La Bolsa retribuye diariamente a todos los generadores unos ingresos marginales que incluyen la tarifa CERE, ya que a fin de mes cuando se calcula el CERE, a los precios ofertados por los agentes se les resta el CEE y se les suma el CERE. Después de aplicar las ecuaciones de recaudo real (7), de liquidación (8) y de facturación (9) se supone que si un generador aparece con un saldo F negativo, es porque ha recolectado más de lo que le toca y viceversa.

En cuanto a la conciliación, el método de recaudo en base a la energía producida puede dejar una diferencia a veces a favor del generador (cuando la tarifa de recaudo ex-ante - CEE- a lo largo del mes resulta ser mayor que la tarifa ex-post -CERE- a fin de mes) o en su contra (cuando $CEE < CERE$). La diferencia en la tarifa de recaudo puede

particularmente aparecer en aquellos contratos en donde se haya pactado un único precio de contrato (PC) sin diferenciar entre el precio CERE y el precio por energía como es el caso de la mayoría de contratos bilaterales (los agentes pactan un precio que incluye implícitamente el CERE).

Otro tema que destaca a partir de la ecuación (9), es que tanto lo que el generador debe haber recaudado a fin de mes (VR) como lo que tiene derecho a recibir (VD) depende directamente de su disponibilidad real. La retribución que percibe un generador en concepto de cargo por capacidad puede ser igual o menor que la prevista en el proceso de cálculo (la CRT puede disminuir según disponibilidad comercial). Eso implica que el generador es penalizado suavemente en caso de mostrar una capacidad disponible media mensual menor que su CRT. Por tanto, se puede decir que el generador tiene un incentivo económico para tratar de entregar horariamente una disponibilidad comercial igual o superior a la asociada a su CRT. Ese es el “producto” que se está “comprometiendo” en la metodología actual. Sin embargo, el incumplimiento de ese producto puede producirse en cualquier nivel de carga del año (especialmente crítico en horas de punta y de baja hidrología), con el mismo efecto sobre la disponibilidad, pero con distintos impactos económicos y de confiabilidad para el sistema.

4.3. COMPORTAMIENTO DEL CARGO POR CAPACIDAD.

En esta sección se presentan los resultados numéricos obtenidos al aplicar la metodología actual para el cálculo del Cargo por Capacidad. La Tabla 1 clasifica los resultados por año. Vale la pena recordar que realmente se trata de periodos que van desde diciembre del año previo hasta noviembre del año indicado.

Como se puede observar en la figura 2, en las dos primeras corridas del Cargo por Capacidad hubo un aumento de la CRT asignada: entre 1998 y 1997 aumentó 16 MW y entre 1999 y 1998 creció 282 MW. Sin embargo entre el 2000 y 1999 la CRT bajó bruscamente más de 600 MW. Esto obedeció, a la disminución estructural en el nivel de

demanda de energía eléctrica que se había pronosticado y unas condiciones hidrológicas relativamente favorables (simulación utilizando hidrología 1991-1992).

	1997	1998	1999	2000	2001
Disp Term	2068,67	2682,31	3006,36	2853,47	3562,3
CRT Term	1821,90	2181,20	2447,10	1550,27	3209,1
Disp Hidro	6550,03	6985,76	7069,89	6961,83	7658,0
CRT Hidro	5896,00	5552,55	5568,03	5862,01	4450,0
Factor Term	88,07%	81,32%	81,40%	54,33%	90,09%
Factor Hidro	90,01%	79,48%	78,76%	84,20%	58,11%
Demanda	7454	7743	7510	7170	

Tabla 1: Resultados Cargo por Capacidad

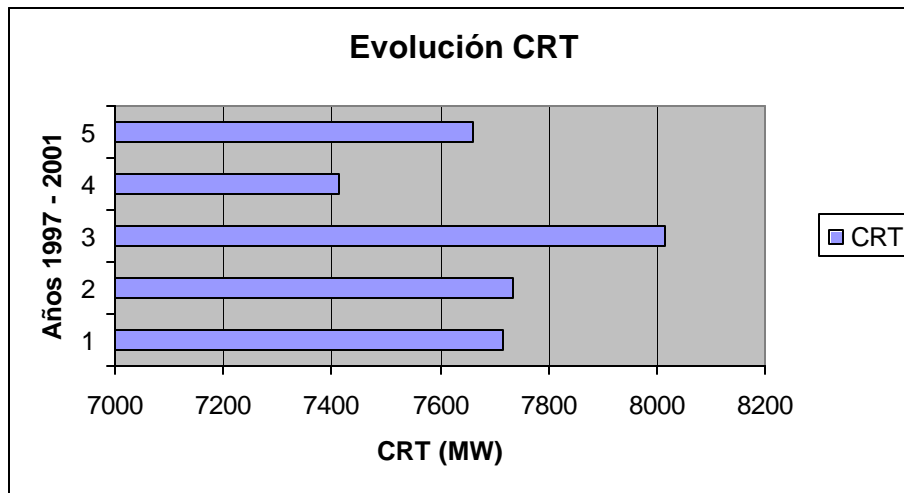


Figura 2. Evolución de la Capacidad Remunerable Teórica Total

El comportamiento durante el verano 1999-2000, en el cual la CRT asignada a las plantas térmicas se vio disminuida considerablemente, obligó a la CREG a realizar una revisión sobre la serie hidrológica utilizada en el modelo⁶. La CRT de las térmicas pasó de 2.447

⁶ En la sección 4.4 se estudia en detalle el cambio de la serie hidrológica.

MW a 1550 MW en un año o una reducción del 36%, cobrando en el 2000 menos que lo percibido en 1997, primer año en que se instauró el cargo por capacidad actual. Esta situación incide negativamente en las expectativas de ingresos tanto en el corto como en el largo plazo de este tipo de generación.

A pesar que se experimentó una baja del orden de 600 MW en la CRT, para el caso de los hidráulicos la CRT total pasó de 5.568 MW a 5.862 MW⁷ lo cual indica que la caída de la demanda fue absorbida en más de su totalidad por los térmicos y evidencia menores posibilidades de retribución. Al realizar una comparación porcentual entre los valores distribuidos y recaudados del cargo por capacidad (VD y VR) para el año 2000 se puede apreciar como los generadores de respaldo del sistema (térmicos e hidráulicos menores) tiene una generación mayor de energía que los grandes generadores hidráulicos. Esto se puede apreciar ya que la diferencia entre VD y VR es negativa. Así mismo las figuras 3 y 4 complementan las anteriores hipótesis.

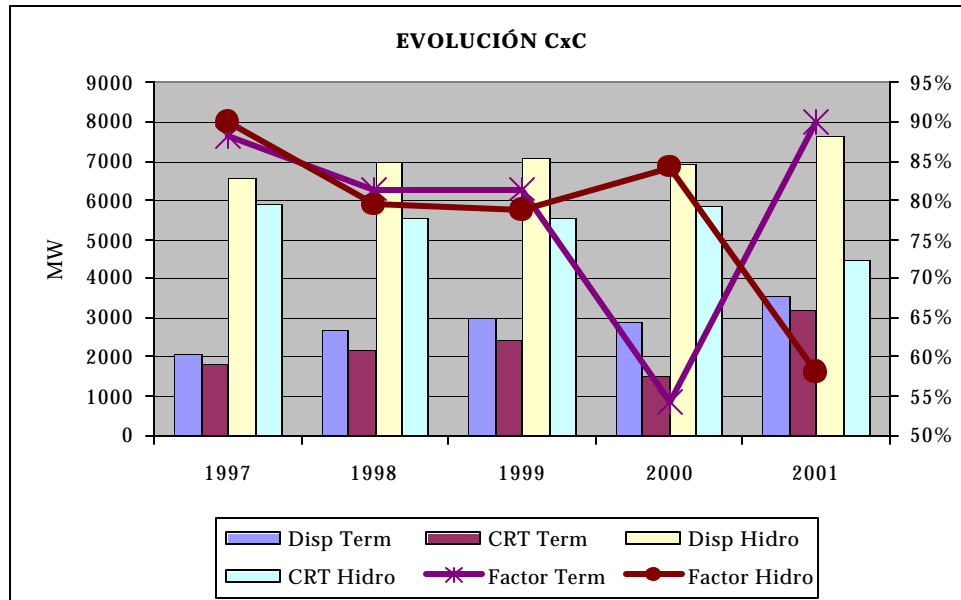


Figura 3. Evolución del Factor Térmico e Hidráulico.

⁷ Esto se debe a la mejor adaptación de la generación hidráulica cuando la demanda esperada es baja y a las cotas de embalses altas al inicio de 1999.

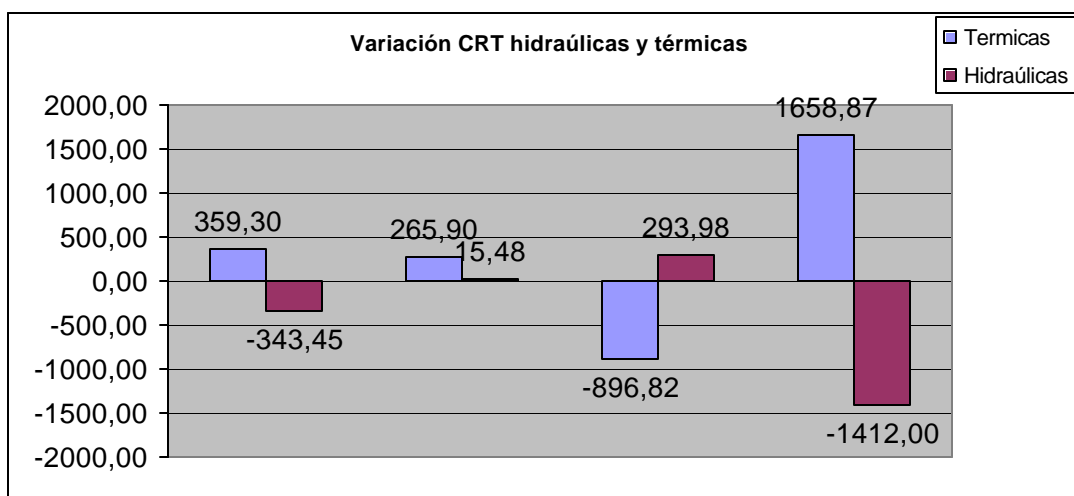


Figura 4. Variación de las asignaciones de la CRT entre hidráulicas y térmicas.

Como se había mencionado antes, en el 2000 la CREG modifica el procedimiento establecido para calcular el CxC y reemplaza la serie Niño 91-92 por la denominada serie SUSIN⁸ que corresponde a una serie bianual construida con base en los caudales mínimos para cada mes y para cada embalse/río a partir de bienios críticos preseleccionados. Con estas modificaciones el año 2001 refleja un aumento de la CRT de 247 MW.

4.3.1 Comportamiento Cargo por Capacidad Generadores Hidráulicos.

La Tabla 2 clasifica los resultados por año para generadores hidráulicos clasificados con: Generadores filo de agua, Generadores con embalse medio y Generadores con grandes embalses.

	1997	1998	1999	2000	2001
Disp Filo	261,20	269,08	257,24	260,95	264,2
CRT Filo	197,69	219,96	206,27	186,15	192,2
Disp Medio	1977,63	2064,72	2149,01	1966,55	2392,2
CRT Medio	1864,68	1484,10	1387,88	1517,46	1063,57
Disp Grande	4288,93	4630,74	4663,64	4734,33	5001,64
CRT Grande	3813,54	3829,53	3973,88	4158,41	3194,24
Factor Filo	75,69%	81,75%	80,18%	71,33%	72,75%
Factor Medio	94,29%	71,88%	64,58%	77,16%	44,46%
Factor Grande	88,92%	82,70%	85,21%	87,84%	63,86%

Tabla 2. Evolución CRT Generadores Hidráulicos.

⁸ Resolución CREG 111 de 2000

Como se presentaba anteriormente, la CRT total de 1998 creció 16 MW. Sin embargo, los generadores hidráulicos perdieron asignación por capacidad del orden de 343 MW. Como se puede apreciar en las Figura 5 y 6 quienes llevaron el peso de esta reducción en la asignación fueron los generadores hidráulicos con embalse medio. De los 282 MW que aumento la CRT para 1999, la generación hidráulica total gano solo 16 MW. Vale la pena mostrar como se dispara la asignación de capacidad de los grandes embales, quienes crecieron cerca de 144 MW, mientras que los pequeños y medios embales perdieron en suma 110 MW.

Tal como se ha visto antes, para el año 2000 la CRT presentó una reducción de 600 MW, en donde el parque hidráulico no se vio muy afectado ya que cobra cerca de 290 MW más que en 1999 donde se registra un aumento positivo de los generadores con embalses grandes y medios ya que la hidrología de 1999 indujo niveles de reserva más altos en los meses de verano aún produciendo a máxima capacidad. Para el año 2001 las hidráulicas experimentaron una baja del orden de 1412 MW de los cuales 964 MW pertenecen a los grandes embalses y 453 MW a los embalses medios. Esto ha motivado consideradas discusiones por parte de los generadores hidráulicos al modelo de cálculo del cargo por capacidad.

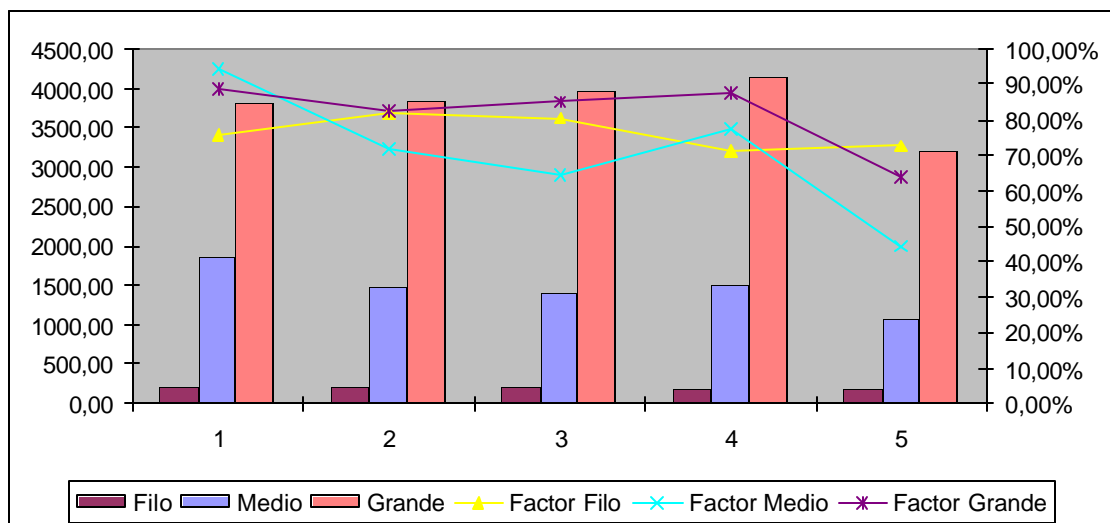


Figura 5. Evolución del Cargo por Capacidad entre generadores hidráulicos.

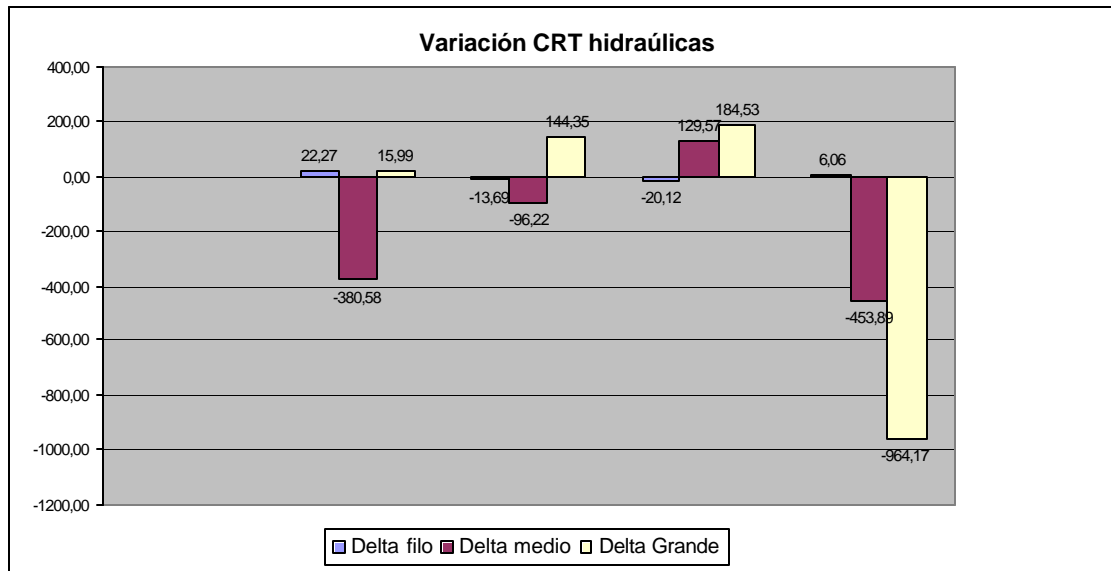


Figura 6. Variación de las asignaciones de la CRT entre hidráulicas

4.3.2. Comportamiento Cargo por Capacidad Generadores Térmicos.

La Tabla 3 clasifica los resultados por año para generadores térmicos identificados como: Generadores a carbón, Generadores a gas y Generadores a Fuel-oil.

	1997	1998	1999	2000	2001
Disp Carbón	574,61	492,26	583,45	486,85	708,4
CRT Carbón	570,59	492,26	583,45	146,15	684,5
Disp Gas	1070,51	1894,39	2121,99	2138,10	2291,6
CRT Gas	1008,31	1578,68	1654,40	1404,13	1991,63
Disp Fuel-Oil	52,93	40,07	55,78	60,44	53,03
CRT Fuel-Oil	52,93	37,19	45,61	0,00	26,15
Factor Carbón	99,30%	100,00%	100,00%	30,02%	96,63%
Factor Gas	94,19%	83,33%	77,96%	65,67%	86,91%
Factor Fuel-Oil	100,00%	92,81%	81,76%	0,00%	49,32%

Tabla 3. Evolución CRT Generadores Térmicos.

Del crecimiento de la CRT total para el año 1998 los generadores térmicos ganaron asignación por capacidad del orden de 360 MW. Las Figuras 7 y 8 muestran el comportamiento de asignación de cargo por capacidad para los diferentes tipos de generadores térmicos. Para 1998 se destaca el incremento de los generadores a gas. De los 282 MW que aumento la CRT para 1999, la generación térmica total gano 265 MW, donde

todos los tipos de generación térmica presentaron variación positiva en relación con el año anterior. Este comportamiento cambio radicalmente en el 2000 donde la generación térmica experimentó una baja del orden de 900 MW, siendo los más perjudicados los generadores a carbón con casi 440 MW. Para este mismo año el factor de generación térmica estuvo alrededor de 54.33% cuando en años anteriores estuvo sobre el 83% en promedio. Para el año 2001 las térmicas mejoran su comportamiento experimentando un incremento de 1658 MW con un factor térmico de 90%. La Figura 7 muestra el comportamiento del factor térmico por tipo de generación para cada uno de los años (1997 – 2001).

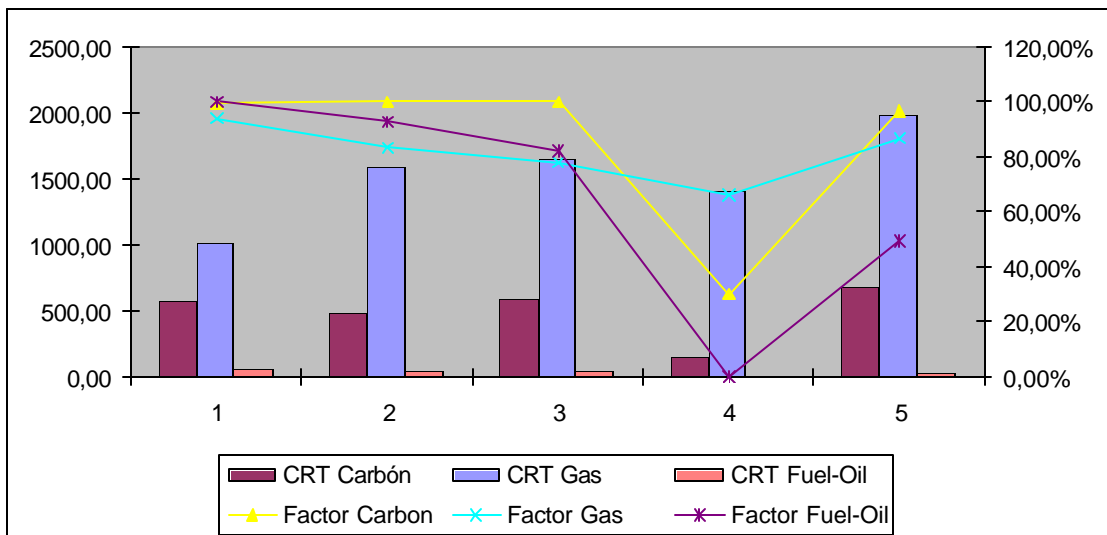


Figura 7. Evolución de la CRT Generadores Térmicos.

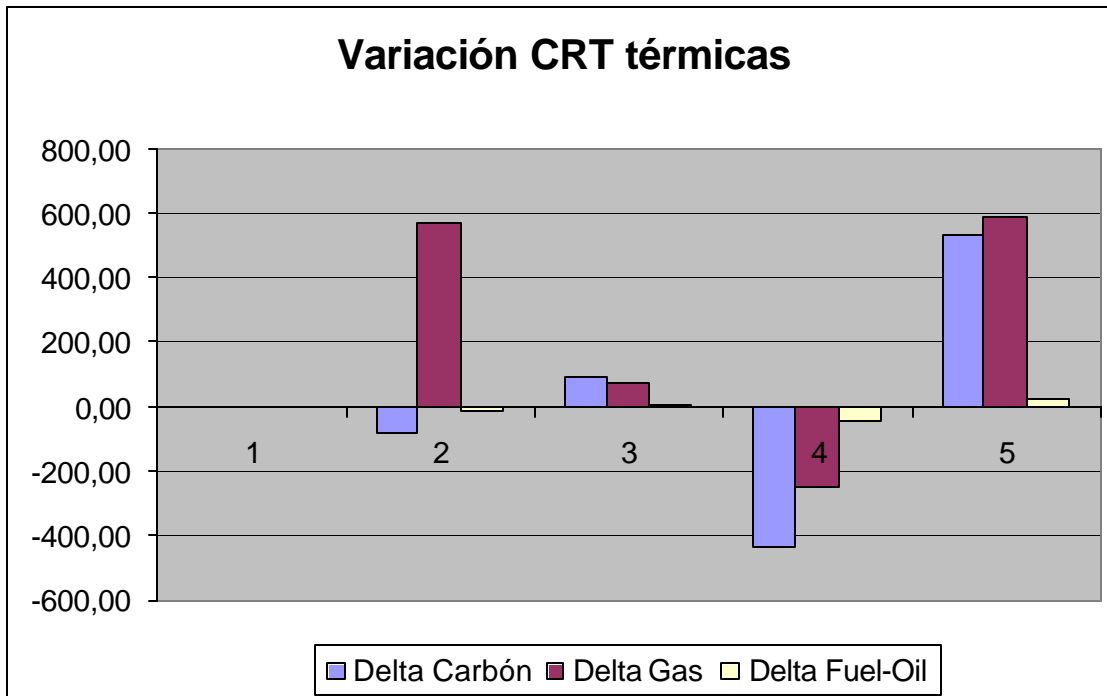


Figura 8. Variación de las asignaciones de CRT para generadores térmicos.

4.4. AJUSTES AL CARGO POR CAPACIDAD (Resolución CREG 111 de 2000).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, a partir de los resultados arrojados por primeras corridas del modelo de asignación de cargo por capacidad y la experiencia vivida con el Fenómeno del Niño 1997-1998, decidió modificar la serie hidrológica utilizada (91-92) buscando con ello reflejar tres señales imprescindibles para la sostenibilidad del sistema a largo plazo:⁹

- 1) Firmeza.
- 2) Transición a esquema de mercado.
- 3) Estabilidad en el cargo.

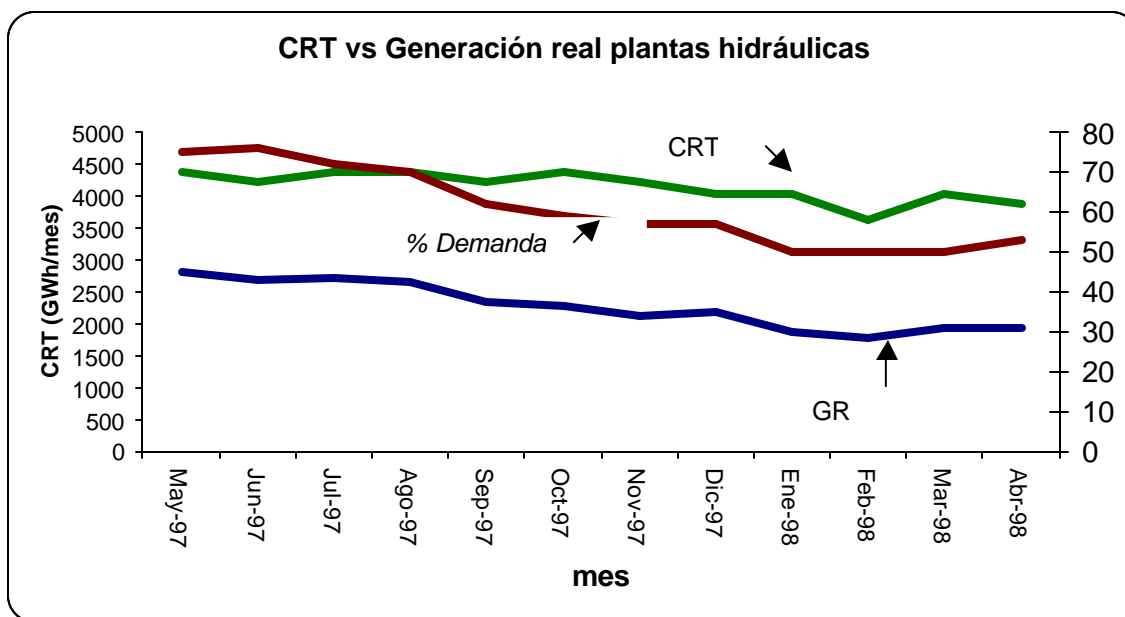
A continuación se exponen las razones que motivaron el cambio de la serie hidrológica. Del conjunto de parámetros utilizados para la determinación de la CRT (Capacidad Remunerable Teórica) del Cargo por Capacidad, la condición hidrológica (aportes de los

⁹ Documento CREG 097.

ríos) tiene un gran impacto en la asignación que de esta se haga a cada uno de los agentes generadores térmicos e hidráulicos, conforme a lo establecido en la Resolución CREG-116 de 1996 la condición hidrológica a utilizar es la siguiente]:

“...una única serie hidrológica correspondiente a la de los años 1991-1992. En caso de presentarse durante la vigencia de la presente Resolución, se usará la serie de los dos años consecutivos más críticos en promedio histórico. El resto del horizonte será corrido con las series hidrológicas corrientes del modelo”.

El uso de este escenario hidrológico ha implicado que la asignación de la CRT del Cargo por Capacidad, no corresponda con el desempeño real de los recursos de generación durante un período de hidrología crítica, ejemplo de esto es lo ocurrido durante los años 1997-1998, en el cual los recursos de generación hidráulicos, se vieron intervenidos casi en su totalidad siendo las plantas de generación térmica las que suplieron este déficit de energía hidráulica (ver figuras 9 y 10) , llegando a atenderse un 50% de la demanda con estos recursos térmicos. Situación esta contraria a la asignación de CRT en ese año que remuneró a la hidráulica en una proporción del 70% (ver tabla 1).



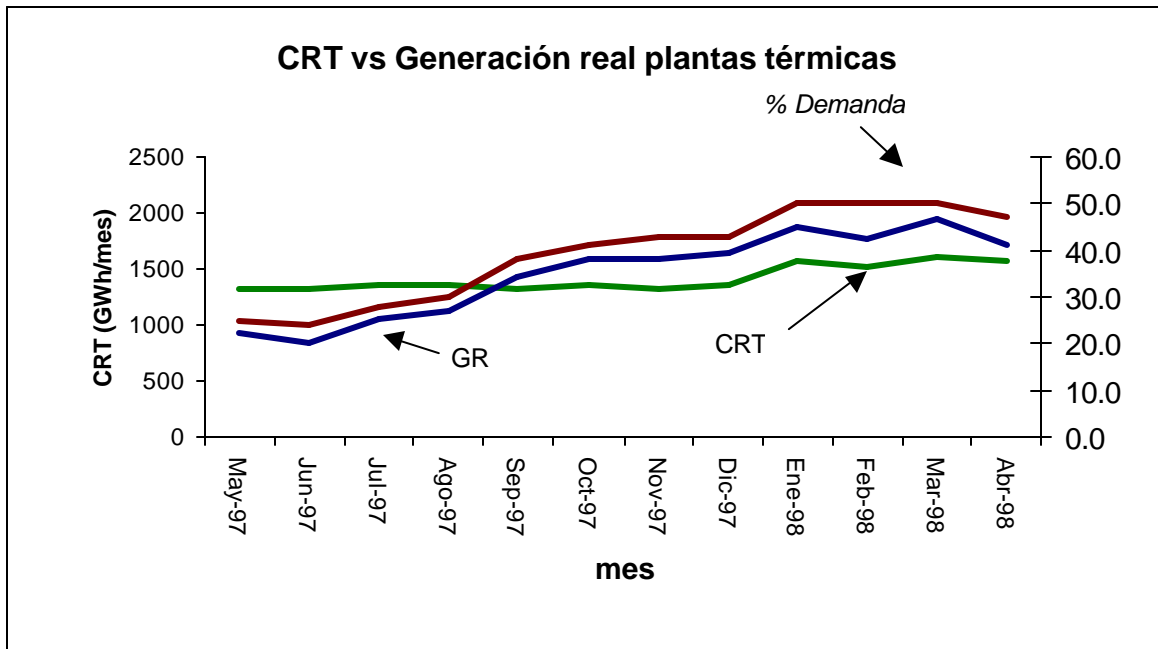


Figura 10. CRT vs. Generación real plantas térmicas.

Adicionalmente la sensibilidad del modelo utilizado implica que cualquier variación en la mayoría de los parámetros utilizados por este se refleja en una disminución de la CRT asignada a las plantas térmicas¹⁰.

La hidrología crítica es uno de los parámetros del modelo de optimización que constituye el evento contra el cual se quiere asegurar al sistema. Esta serie es la parte determinística de las 100 series de 60 meses para los 18 ríos del SIN que simula el generador aleatorio de series hidrológicas. Esta serie se simula desde el 1º de enero del año T durante 24 meses. Los 24 meses comprenden el período de duración típico de un evento El Niño y como afirma el Comité Hidrológico del CNO:

“Los estudios realizados con anterioridad han permitido concluir que hay una clara relación entre la climatología global y los aportes energéticos al sistema colombiano. En especial, se ha observado una notoria tendencia de bajos aportes energéticos durante eventos El Niño.” (*Escenario Hidrológico para el Cálculo de los Mínimos Operativos* Subcomité Hidrológico del Sector Eléctrico Colombiano, Agosto 14 de 1997.)

¹⁰ La excepción a este regla es la hidrología utilizada

Con las series hidrológicas históricas se construyeron periodos consecutivos de 24 meses para el periodo 1979-1998, donde coinciden los expertos se han detectado 4 fenómenos El Niño: 1982-83, 1986-87, 1991-92 y 1997-98.¹¹ El valor de los aportes de estos periodos se aprecia en la Figura 11.

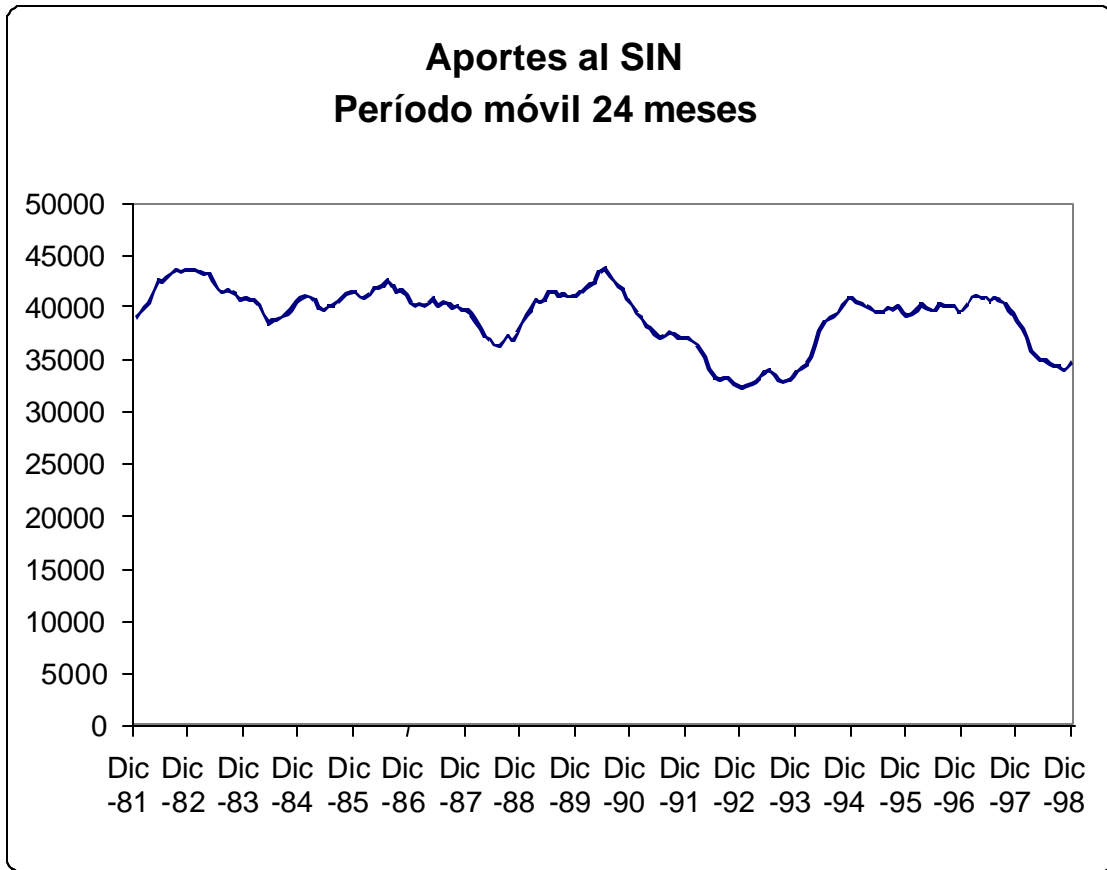


Figura 11. Aportes al SIN

El Niño 1991-92, es el periodo de 24 meses donde los aportes son inferiores. Pero, es más contundente ver que los puntos de quiebre inferiores siempre concluyen con los Niños enunciados arriba.

Uno de los problemas de casarse con un evento único es que dos Niños nunca son iguales:

¹¹ Escenario Hidrológico para el Cálculo de los Mínimos Operativos Subcomité Hidrológico del Sector Eléctrico Colombiano, Agosto 14 de 1997.

“Sin embargo, este comportamiento no es idéntico en todos los eventos. Prueba de ello es que durante algunos eventos El Niño catalogados como muy fuertes en término océano-atmosféricos, los aportes al sistema no se han visto reducidos en forma muy intensa. Además algunos de los años que han presentado menores aportes al sistema no han correspondido con eventos cálidos en el Océano Pacífico (eventos El Niño).” (*Escenario Hidrológico para el Cálculo de los Mínimos Operativos* Subcomité Hidrológico del Sector Eléctrico Colombiano, Agosto 14 de 1997.)

Con las observaciones anteriores se estudió la adopción de un evento Niño, con duración de 24 meses, con ciertas características de criticidad. Las características de criticidad parten del concepto de criticidad río a río, y no para el sistema como un todo ya que esto implica una regla de desagregación la cual es difícil de definir. La criticidad río a río también permite simular la firmeza de las plantas hidráulicas sin tomar en cuenta las acciones de otros, sino únicamente pensando en la decisión de optimización individual del embalse, como se hace en un mercado competitivo, donde las plantas asignan sus recursos con criterios atomísticos¹².

Una vez definida la serie hidrológica, se pudo contrastar los resultados de la asignación de CRT con el despacho real en las condiciones críticas presentadas en el verano de 1997-1998. Como se dijo arriba los recursos térmicos abastecieron el 50% de la demanda en este periodo, mientras que la CRT asignada para ese periodo para los recursos térmicos fue de tan solo el 30%. Con la metodología considerada por la CREG, la CRT asignada a los térmicos es de 55% de la demanda real.

Con referencia a la estabilidad en la asignación del cargo, se encontró que en la metodología vigente hasta ese momento, el 56% de la varianza en la CRT asignada es explicada por cambios en la asignación en el tiempo. Es decir la firmeza de una planta tipo cambia en el tiempo. Con la nueva metodología, sólo 35% de la variación en la CRT es explicada por cambios en el tiempo, 65% es explicada por diferencias en la firmeza entre plantas.

¹² Documento CREG 097.

Con estas consideraciones, se recomendó a la CREG modificar el escenario hidrológico establecido en la Resolución CREG-116 de 1996, por uno (serie hidrológica SUSIN) que refleje las características generales de los eventos Niño, y no las particulares del ocurrido en el periodo 91-92 o alguno más crítico.

4.5. DEBILIDADES Y FORTALEZAS DE LA METODOLOGÍA ACTUAL.

4.5.1. Interpretación Económica.

Dentro del concepto de Cargo por Capacidad se pueden identificar el siguiente conjunto de fortalezas:

- Tiene relación con el proceso de descentralización del sector eléctrico y la orientación hacia un mercado competitivo de energía basado en los principios económicos de menores costos y más eficiencia para prestar el servicio, lo que conlleva a la maximización del excedente social.
- Tiene fundamento en la Ley 143 de 1994, que dice:
“El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos, de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico”
- Garantiza un ingreso mínimo a aquellos generadores que son elegibles con CRT, independiente de su despacho real.
- Establece explícitamente la señal de capacidad en el precio de Bolsa. Esto se consigue al colocarlo como un precio piso para las ofertas de los generadores.
- Incentiva la inversión en tecnología eficiente.
- Busca, en términos conceptuales, garantizar la confiabilidad del sistema.

Las principales debilidades son:

- El Cargo por Capacidad sustituyó el Cargo por Respaldo y al Cargo por Potencia; por lo tanto debería remunerar lo que remuneraban los cargos sustituidos. Según la Resolución CREG 053 de 1994, existen dos concepciones de quienes deberían recibir CxC: la primera remunera a los generadores que no salen despachados al

atender la demanda al nivel de confiabilidad del 95%, pero que se encuentran disponibles en situaciones críticas; la segunda, remunera a los generadores que abastecen la demanda en condiciones de hidrología crítica. Como se puede notar, las dos concepciones son contradictorias. En un caso se remunera a quien no genera y en otro a quien genera. La segunda concepción sustituyó a la primera que fue la que se consideró en el Cargo por Respaldo; lo que implicó un traspaso de rentas de un tipo de generador a otro. El mecanismo que utiliza el Cargo por Capacidad satisface sólo uno de los dos objetivos.

- No está claramente definido el objetivo del cargo.
- No se ha establecido en la reglamentación vigente de manera concisa, clara y objetiva qué se pretende remunerar. Por lo tanto:
 - No hay claridad de las señales que se desean enviar con este cargo y quiénes deberían ser los receptores de esas señales. No está justificada la metodología para determinar la composición energía - potencia requerida por el Sistema.
 - la generación no adquiere compromiso de estar disponible en los momentos críticos para el sistema,
 - la demanda no recibe garantía de confiabilidad a cambio de su pago.
- Ofrece poca estabilidad sobre todo a los generadores de punta (aquellos con menores eficiencias).

4.5.2. El Modelo Matemático.

Entre las fortalezas conceptuales del modelo matemático podemos mencionar:

- Los modelos matemáticos cumplen dos roles: i) en los mercados planificados centralmente, son el medio para determinar las decisiones óptimas y su justa remuneración; ii) en ambientes de competencia, son el medio de los agentes para determinar sus políticas óptimas.
- El modelo utilizado para la determinación de la CRT del Cargo por Capacidad se fundamenta en la teoría de programación dinámica estocástica con aproximaciones

sucesivas –PDAS-. La programación dinámica es una técnica matemática útil en la toma de una serie de decisiones interrelacionadas, que proporciona un procedimiento sistemático para determinar la combinación óptima de decisiones.

- La cantidad de energía que cada uno de los recursos (plantas y/o unidades de generación) debe aportar al sistema se determina considerando que se busca minimizar una función de costos futura la cual está determinada por el costo de operación del sistema (Costos de racionamiento + Costo de combustible).

Al modelo matemático para el cálculo del Cargo por Capacidad se pueden atribuir las siguientes debilidades¹³:

- La asignación entre las unidades térmicas y plantas hidráulicas se realiza mediante una herramienta de cálculo cuyos resultados son muy sensibles a:
 - los datos de entrada, los criterios e hipótesis de la simulación,
 - la eficiencia de los grupos interviene de forma decisiva en el criterio de asignación,
 - la experiencia demuestra que existen grupos que habiendo contribuido a la confiabilidad del sistema no perciben remuneración.
- La remuneración que reciben los generadores depende de las características específicas del modelo que se esté utilizando, de su algoritmo de solución y del nivel de ajuste que se defina. Normalmente la solución óptima se encuentra en una “región factible de solución”, es decir, pueden existir varias soluciones.
- Los resultados del cargo por capacidad son inestables para el cálculo de las CRT.
- Los resultados pueden variar altamente de un periodo a otro. Debido a las variables de entrada, la CRT para un generador en particular puede convertirse en un valor inestable y difícil de predecir.
- La metodología de cálculo incluye el modelado de los contratos de suministro y transporte de combustibles para los grupos térmicos. No hay sustentación clara de:

¹³ Las pruebas formales de los errores encontrados fueron publicadas en: Velásquez, J. Modelos Matemáticos y Reglamentación de mercados: Los mínimos Operativos y el Cargo por Capacidad. Mundo Eléctrico Colombiano. Abril de 2000.

- Los criterios utilizados para modelar estos contratos.
- Si el cargo debiera remunerar los costos de inversión de la infraestructura de suministro y transporte de combustible a la cual se encuentra sometida la generación térmica.
- Si existen señales encontradas en el modelado del suministro y transporte de gas y su uso eficiente.
- No hay claridad en la determinación de la reserva de potencia y de la base de su cálculo. El cargo modela un 5% de reserva de potencia, por encima de la demanda en punta. La reserva de potencia es calculada sobre la demanda reducida en la generación determinista de plantas menores. No se encuentra claramente la sustentación conceptual de este valor, como tampoco si es el más adecuado para el caso colombiano.
- No hay coherencia entre los criterios de confiabilidad utilizados en planeación y operación. Esto se ve reflejado en la selección de la contingencia hidrológica, de los mínimos operativos y el cargo por capacidad.
- Puede no remunerarse la totalidad de la CRT calculada para el Sistema, ya que no existe un procedimiento de recálculo o reconciliación.
- La señal de tecnología a remunerar aplicable a quienes aspiren a ingresar al sistema es fija y no da las señales adecuadas de la expansión del parque generador en épocas de excedencia del balance oferta - demanda.
- La experiencia internacional demuestra la complejidad de evaluar reguladamente la contribución a la confiabilidad.
- Adicionalmente el Anexo 2. contiene gráficas del comportamiento del Cargo por Capacidad con la hidrología 91-92 y la hidrología SUSIN que muestran las falencias del modelo¹⁴.

Se puede afirmar que la forma reglamentada para establecer el Cargo por Capacidad permite efectos aleatorios y criterios subjetivos en el proceso de cómputo de las CRTs e

¹⁴ Velásquez J. El Racionamiento de 1992: Escasez de Recursos ó Escasez de Gerencia. DECISIONWARE Ltda.

MII-2003-1-07

ignora el servicio que supuestamente está remunerando. Para obtener un mayor Cargo por Capacidad, un generador debe preocuparse más de los modelos matemáticos, de los aspectos modelados y de los parámetros, que de dar respaldo al SIN; por lo tanto no existe relación entre los principios económicos y los procesos de cálculo del CxC.

5. MODELOS DE USO INTERNACIONAL PARA ASEGURAR LA CONFIABILIDAD EN MERCADOS DESREGULARIZADOS DE ENERGIA

El fin último que persiguen los países en el diseño de sus sistemas de mercado eléctrico, es establecer la competencia dentro del mercado para alcanzar eficiencia económica y mejor calidad del servicio, convirtiéndose primordialmente en el vehículo que facilite las transacciones en una forma transparente de tal manera que contribuya a dar los incentivos máximos para la producción eficiente y a determinar las inversiones en capacidad adicional que permitan menores precios y mejor cubrimiento de la demanda creciente¹⁵.

Los dos elementos claves que aseguran competitividad en el mercado son la estructura del mismo, el número y tamaño de los participantes, y las reglas que definen su operación. Estos dos elementos interactúan entre sí puesto que una estructura particular demanda un conjunto de reglas específicas y una regla particular no necesariamente es buena para todas las estructuras. A su vez, las reglas pueden estar afectadas por otros factores como la geografía y la fuente de energía primaria (hidráulica o térmica). Por último la imposibilidad de almacenar electricidad, así como las restricciones que este hecho impone a la operación de la red, hacen que el mercado de electricidad requiera un cuidado especial que no tendrían otras commodities.

En muchos países con mercados de energía desregularizada¹⁶ se ha encontrado que una de las preocupaciones más difíciles por ocuparse, es el manejo en el aseguramiento de la

¹⁵ Efectivamente, mientras en los países en desarrollo el proceso es originado en el deseo de introducir competencia en una industria madura, para hacerla más transparente, más eficiente, más orientada al servicio, autorregulada y disminuir los costos de energía, en países en desarrollo como el nuestro el proceso es principalmente gobernado por el deseo de vincular capital extranjero para abastecer una demanda creciente.

¹⁶ Sobre todo aquellos que enfrentan un mercado en crecimiento.

capacidad de los sistemas para cubrir la demanda y la continuidad del suministro. Después de una era de regulación, donde la confiabilidad del sistema estaba más o menos garantizada por el manejo centralizado y político, la desregularización trajo consigo una reducción de capacidad disponible y a su debido tiempo problemas para asegurar la suficiencia del sistema sobre todo en los periodos de máxima carga (periodos pico).

5.1. DIFERENTES MODELOS PARA CONFIABILIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGIA.

El éxito de la competencia en la electricidad¹⁷ se debe al desarrollo de los mercados SPOT de energía integrados con el despacho físico en tiempo real, gracias a que estos permiten internalizar las externalidades inherentes a la operación en tiempo real de redes eléctricas y su buen funcionamiento, motiva la cantidad óptima de inversiones en generación de capacidad que permita igualar la demanda con la oferta en cualquier tiempo. En estos mercados SPOT se iguala el costo marginal de proveer energía confiable con la disposición de los consumidores a pagar por ella. Sin embargo en muchos mercados desregularizados, productores y consumidores (oferentes y demandantes) carecen de un grado suficiente de exposición a los precios en tiempo real lo que le resta optimalidad al proceso. Así, se podría decir que una de las tareas más importantes en el diseño de mercados es dar la respuesta que permita compensar esta carencia.

5.1.1. El Modelo de Precio Spot (Solamente Energía).

La Teoría de precios SPOT describe un mercado de energía en el cual el precio tiene la libertad de reducirse o incrementarse en el corto plazo haciendo más transparente el mercado y permitiendo a productores y consumidores observar el comportamiento de las curvas de oferta y demanda para fijar los precios en el mercado y así, responder a ellos¹⁸.

¹⁷ Larry E. Ruff, May 1999. Competitive Electricity Markets: Why are they Working and How to Improve them.

¹⁸ Conocidos también como precios de tiempo real o precios respuesta.

La dinámica del mercado hace que se fijen precios que generan grandes beneficios aunque solo se den durante algunos periodos de tiempo en el año para algunos productores. Así, el modelo permite que se obtengan ganancias lo suficientemente considerables para que estos generadores permanezcan en el mercado y se pueda suministrar energía firme, especialmente en las horas de máxima carga haciendo que el precio sea igual a la disposición a pagar de los consumidores.

En este modelo no se impone ninguna condición externa de confiabilidad. Ésta, es optimizada por la interacción entre la disposición que tienen los consumidores a pagar por la energía en diferentes momentos de tiempo y, la disposición de los generadores de proveer dicha energía.

Para que este modelo trabaje óptimamente, las siguientes condiciones deben ser consideradas:

1. Generadores y consumidores deben tomar sus decisiones en base a los precios de tiempo real.
2. No debe existir poder de mercado.

Este modelo no elimina la posibilidad que aparezca alguna clase de mercado de capacidad por la aversión al riesgo entre los agentes que participan en el mercado.

Cantidad óptima de capacidad decidida por:	Mecanismos de mercado
Valor de capacidad decidido por:	Mecanismos de mercado
Despacho:	Centralizado o descentralizado
Price caps:	No.

Tabla 4. Características del Modelo de Precio de Punto

5.1.2. Sistemas de Capacidad basados en precio (Pagos Por Capacidad).

Una de las formas de corregir las debilidades del mercado acerca de capacidad, es que el operador del sistema realice pagos a los generadores directamente por capacidad, lo cual

hace que se incremente los beneficios para permanecer en el mercado y por realizar nuevas inversiones en capacidad. Esta es la base de los llamados sistemas basados en precio, donde los pagos pueden tomar dos formas:

1. Un pago por capacidad instalada independiente de los pagos por energía ó,
2. un pago por capacidad que es un cargo adicionado a los pagos por energía que depende del estado del sistema y la capacidad disponible.

El cálculo de precios y la capacidad necesaria del sistema son realizados por un organismo central de planeación. Esto marca una diferencia fundamental con la tesis que intenta valorar la disposición de los consumidores de pagar por confiabilidad por la interacción de los mecanismos de mercado.

Cantidad óptima de capacidad decidida por:	El Operador del Sistema
Valor de capacidad decidido por:	Políticas, encuestas o similar
Despacho en el mercado spot:	Centralizado o descentralizado
Despacho en el mercado de tiempo real:	Centralizado
Price caps:	Usualmente pero no necesario

Tabla 5. Características del Sistema de Capacidad basados en precio

5.1.3. Sistemas de capacidad basados en cantidad (Mercados de Capacidad).

En un mercado de capacidad el operador del sistema estima la necesidad de capacidad para la operación normal del sistema. Contrario al anterior, el precio que se paga por capacidad es este modelo, es decidido vía mecanismos de mercado.

Los generadores no reciben en pago una cantidad basada en un valor asumido de energía no reservada o de costo calculado de capacidad máxima, sino que el valor de capacidad resulta de la interacción de vendedores y compradores en el mercado de capacidad. Si hay un exceso de oferta en capacidad en el sistema el valor del pago por capacidad sería bajo. A su vez, en escasez de capacidad resultarían valores considerablemente altos.

Existen diferentes formas de mercados de capacidad, pero las dos principales versión que se pueden mostrar son:

1. Sistemas con reservas operativas.
2. El sistema ICAP.

Todos los mercados de capacidad tienen alguna especie de price caps¹⁹. Estos tienen fundamento en las decisiones políticas de cuánto esta dispuesto a gastar la sociedad, justo como en un sistema basado en precio, donde estas decisiones son tomadas sobre alguna clase de cálculo que valore confiabilidad. Este es un buen ejemplo de cómo las cosas trabajan en un sistema con poca implicación del lado de la demanda en el mercado de tiempo real. En esos casos tenemos señales de la demanda que no se basen en la demanda real sino en políticas o procesos similares.

5.1.3.1. Sistemas con reservas operativas.

En lugar de crear un mercado para instalar capacidad a largo plazo, podrían crearse mercados para reservas que operen a corto plazo. En este modelo, el operador del sistema estima una cantidad óptima de capacidad que compra fuera del mercado y que solo es usada en el corto plazo para mantener balanceado y en funcionamiento el sistema.

El mercado de reservas operativas se podría establecer a través de un proceso de subastas donde el operador del sistema compra continuamente capacidad de diferentes fuentes para largos o cortos periodos de tiempo. Asumiendo que los precios pueden ser altos durante los periodos de carga máxima o periodos pico, el sistema premia a los generadores que suministren capacidad disponible cuando es probable que sea necesaria utilizarla. Los pagos resultantes proveen un flujo de ingresos para las plantas que son usadas en situaciones de escasez o de emergencia aún si estás no generan realmente energía.

¹⁹ Ben Hobbs. Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity models.

Cantidad óptima de capacidad decidida por:	El Operador del Sistema
Valor de capacidad decidido por:	Mecanismos de mercado
Despacho en el mercado spot:	Centralizado o descentralizado
Despacho en el mercado de tiempo real:	Centralizado
Price caps:	Usualmente pero no necesario

Tabla 6. Características del Sistema de reservas operativas.

5.1.3.2. Sistema ICAP.

El sistema ICAP (Installed Capacity) es otro tipo de mercados de capacidad, que se construye sobre la base de los llamados “créditos ICAP” (ICAP credits). Un crédito simboliza la responsabilidad para un generador que lo posea de proveer una porción específica del total de capacidad requerida por el sistema.

Cada agente del mercado, debe llevar su propia cantidad fija de créditos ICAP. Sin embargo no es necesario que ellos mismos sean quienes produzcan la porción de energía que su crédito ICAP especifica, es decir pueden obtener créditos de su propia capacidad de producción o pueden comprar de otros productores con exceso de capacidad. De esta manera, es posible que surga un mercado de capacidad y que los créditos puedan ser negociados entre sus participantes; el precio para los créditos fluctuaría dependiendo de si hay o no déficit de capacidad en el sistema.

Este tipo de mercados ha sido cuestionado y ha generado muchas controversias. Así, el modelo ha sido acusado de distorsionar las señales de mercado con respecto a lograr la mezcla de capacidad óptima y también de impedir inversiones en nueva capacidad y mejoras.

En la investigación de Hobbs²⁰ se comparan el sistema ICAP con los modelos de punto de precio y de reservas operativas encontrando que, para el mismo nivel de confiabilidad, el

²⁰ Ben Hobbs, op cit.

sistema ICAP aprovecha mejor las plantas que lo que lo hacen los otros dos diseños de mercado. Sin embargo, no se aprecia volatilidad del precio por el sistema ICAP y de reservas operativas, lo que hace que pueden ser apetecidos por los productores que no desean riesgo, sus proveedores de capital y sus consumidores. Esto probablemente puede incrementar las posibilidades de más inversiones en el uso de este tipo de diseños de mercado.

Cantidad óptima de capacidad decidida por:	El Operador del Sistema
Valor de capacidad decidido por:	Mecanismos de mercado
Despacho:	Centralizado
Price caps:	Usualmente pero no necesario

Tabla 7. Características del Sistema de créditos ICAP.

5.1.4. Mercado de Confiabilidad.

Las opciones son instrumentos financieros que se definen por una cantidad contratada, un precio de ejercicio de la opción (strike price) y una cierta cantidad de dinero que se denomina prima de la opción. A cambio de recibir dicha prima, el agente que vende la opción (en nuestro caso será típicamente un generador) se compromete a compensar al consumidor cada vez que el precio de mercado sobrepase el precio de ejercicio de la opción por la diferencia entre el precio del mercado y el precio de ejercicio.

De este modo, el efecto para el consumidor de haber comprado una opción consiste en fijar un precio máximo para la energía que compra, ya que es compensado por cualquier aumento por encima del precio de ejercicio de la opción. A cambio, se compromete a pagar una cierta prima, independientemente de cuáles sean las condiciones del mercado de energía de corto plazo.

El efecto que resulta para el generador es el de fijar un precio máximo para la energía que vende igual al precio de ejercicio. El grupo renuncia así a capturar los ingresos que podría

haber obtenido por vender su energía cuando el precio del mercado se eleva por encima de ese valor. Adicionalmente, si el generador no puede producir en ese instante, se ve obligado a pagar la diferencia entre el precio de ejercicio y el precio del mercado de todas formas lo que, teniendo en cuenta que el precio del mercado puede ser muy alto en los instantes más críticos, supone para él una fuerte penalización por no estar disponible. Esto supone, en la práctica, un importante incentivo para que los generadores produzcan en los momentos en los que el precio es muy elevado la misma cantidad que contrataron en el mercado de opciones, porque de lo contrario quedaría totalmente expuestos a los altos precios de la Bolsa.

La alternativa sugiere emplear opciones financieras referidas al precio de la Bolsa de energía. Con esto se consigue poner un límite al precio de la Bolsa y dar una remuneración estable a los generadores en forma de prima de la opción. Además, en la medida en que toda la demanda esté contratada, se estarán dando los incentivos necesarios para que no exista racionamiento (lo que haría el precio elevarse por encima del valor predeterminado en la opción).

5.1.5. Mercados de Disponibilidad.

Además de las opciones, existen otros mecanismos parecidos que también permiten dar incentivos para que los agentes ofrezcan el nivel de confiabilidad que se comprometieron a dar, como los mercados de futuros o los mercados de disponibilidad. Frente a los mercados de futuros, las opciones tienen la ventaja de que solamente interfieren en el mercado de corto plazo cuando el sistema está próximo al racionamiento, pero no le afectan en absoluto durante el resto del tiempo. Los resultados de los mercados de futuros, sin embargo, están vigentes en cualquier instante independientemente del valor del precio de corto plazo. Un agente que ha realizado un contrato de largo plazo puede no necesitar en absoluto del mercado de corto plazo y, en general, el volumen de las transacciones tenderá a repartirse entre los diferentes mercados. De este modo, es posible que el mercado de corto plazo se convierta en un mercado de ajustes en el que únicamente se negocie una porción residual de la generación del sistema mientras que la mayor parte de las transacciones tienen lugar en

los mercados de futuros (algo similar sucede en NordPool, por ejemplo, que es el mercado de futuros eléctricos con más tradición).

Los mercados de disponibilidad tienen el inconveniente de que requieren de un gran número de comprobaciones de disponibilidad u otras medidas similares que complican de forma notable su aplicación, especialmente en un sistema con una notable componente hidráulica.

Además, las opciones son productos financieros comunes empleados con frecuencia en diversos ámbitos y cuyo funcionamiento y características están sólidamente probados en diferentes contextos.

5.2. DIFERENTES DISEÑOS DE MERCADO EN USO.

Entre los países con mercados desregularizados, diferentes formas de diseño de mercado han sido intentados, entre ellos:

5.2.1. Suecia.

Suecia ha escogido un diseño de mercado que hace uso de los diferentes modelos. El modelo Nórdico de mercado spot, NordPool, es un modelo de precio spot. Los precios para el día siguiente (periodos de 24 horas) son decididos diariamente a través de un procedimiento de posturas entre la oferta y la demanda. En el presente existe un límite (price cap) en el precio spot de 10000 NOK / MWh.

Para conciliar las diferencias entre demanda programada y real, y para mantener la integridad del sistema existe además un mercado de balance de tiempo real. Para esta función, Suecia ha escogido un sistema de precio spot donde los generadores Suecos están obligados a ofertar cierta capacidad libre en el mercado. Por ello, obtienen un pago por energía solamente cuando su capacidad es utilizada.

Más allá, Svenska Kraftnät (el operador del sistema) ha procurado mantener 1200 MW como capacidad de reserva, principalmente por tecnología de turbinas a gas en similitud con un sistema de reservas operativas.

No hay price cap en el mercado de balance. En caso de escasez o cuando la producción llevada a cabo como reserva tenga que ser utilizada para mantener el equilibrio del sistema Svenska Kraftnät puede decidir que el precio de la energía de balance sea por lo menos 6000 SEK / MWh. Durante verdadera escasez de energía o cuando se ha agotado todas las reservas puede anunciar un precio de por lo menos 20000 SEK / MWh.

Mercado spot:	Modelo de Precio Spot
Mercado de Balance:	Modelo de Precio Spot / Reservas Operativas

5.2.2. Noruega.

El modelo de Noruega, extendido desde 1996 a Suecia y el resto de los países Escandinavos a través del NordPool, trabaja con un sistema de precio spot para el mercado spot y un sistema de reservas operativas para el mercado de balance.

El NordPool se compone en realidad de dos mercados operando simultáneamente con el mercado de contratos bilaterales. En una hora dada del día se efectúan transacciones en cada uno de estos mercados y a través de contratos bilaterales. Adicionalmente existe un mercado de futuros en el que se negocian contratos de futuros financieros semanales con vencimientos que van desde una semana hasta tres años. En el Mercado de Potencia Diaria (MPD – mercado spot), se transan cantidades fijas de energía a precios fijados un día antes para cada una de las 24 horas del día. Para reconciliar las diferencias entre demanda programada y real y para mantener la integridad del sistema existe el mercado de balance o Mercado Regulador de Potencia.

MII-2003-1-07

La mayor parte de la generación en Noruega, y en menor grado en los otros países nórdicos, es de origen hidráulico, lo cual implica que la energía puede ser almacenada y por lo tanto los contratos a largo plazo cobran mucha importancia.

El sistema NordPool es altamente descentralizado. El 60% de la generación del sistema noruego es realizada por pequeñas empresas la mayoría de propiedad municipal, Statnett, produce un 30% y una subsidiaria de Works hydro el 10% restante.

En Noruega, la capacidad de reserva es comprada a productores y consumidores, por el operador del sistema (Sttanett) en un procedimiento de subastas en dos rondas. Statnett paga entonces, una cantidad fija de dinero a las plantas que proporcionan capacidad de reserva disponible. Esta capacidad se oferta en el mercado de balance al precio que cada generador decide.

Mercado spot	Modelo de Precio Spot
Mercado de Balance	Modelo de Reservas Operativas

5.2.3. Inglaterra.

A partir del 2001 Inglaterra dejó su viejo modelo de Pool, el cual trabajaba con un sistema de pagos por capacidad, por un nuevo sistema basado en sistemas de mercado. El deseo fundamental que se perseguía era librarse de la tradición de manejo centralista del sector y la existencia de un despacho centralizado para crear un mercado competitivo y privatizar la industria.

En el nuevo sistema, el mercado bilateral para 3.5 horas antes de la entrega. A partir de allí, el operador del sistema mantiene el balance del sistema mediante la aceptación de ofertas de potencia balanceada así como acudiendo a más contratos de largo plazo. No hay un despacho central y tampoco hay pagos explícitos por capacidad.

Mercado spot	Modelo de Precio Spot
Mercado de Balance	Modelo de Reservas Operativas

5.2.4. Holanda.

Holanda es otro de los países que ha adoptado un diseño de mercado con muchas similitudes a las soluciones Nórdicas. Hasta 1998 Holanda confió en un sistema de planeación y despacho centralizado. El Acto Eléctrico de 1998 trajo consigo un cambio en el modelo al cambiar el sistema a un modelo descentralizado y con él, la necesidad para el mercado de responsabilizarse por guardar su propio balance de energía puesto que desaparecería el despacho central.

Los requisitos del diseño de mercado en Holanda no incluían el aseguramiento de de capacidad máxima de carga en el largo plazo y la maniobrabilidad del sistema en lo que se refiere al balance del sistema. Por esto se hizo necesario establecer un mercado, donde los generadores realizaban ofertas para mantener su balance. Así, Holanda utiliza el sistema de reservas operativas para su mercado de balance, mientras que su mercado spot trabaja con un modelo de precio spot.

Mercado spot	Modelo de Precio Spot
Mercado de Balance	Modelo de Reservas Operativas

Australia, España y Estados Unidos han sido países que iniciaron sus reformas de mercado a mediados de la década pasado teniendo más tiempo para estudiar el comportamiento en la práctica de los diferentes modelos existentes. La tendencia general en estos mercados es hacia lo que Pérez Arriaga²¹ ha llamado “mercados sucesivos”. Según esta tendencia es deseable que el mercado resuelva los intercambios en rondas sucesivas que van desde los

²¹ Pérez Arriaga, Ignacio. Formación de Precios en Generación y Diseño del Mercado Mayorista en el Sistema Eléctrico Colombiano. 1999

contratos de largo plazo hasta la operación en tiempo real pasando por la antigua subasta diaria.

Entonces, el mercado organizado completo comprendería una sucesión de mercados de diverso tipo. Comenzando por el largo plazo, habría un mercado organizado de futuros y forwards en el que se negociarían contratos normalizados de largo plazo, con un horizonte desde varios años hasta solamente una semana. El mercado físico (al que debe acudir toda la demanda del sistema que no sea contratada y donde todos los agentes participantes debieran ir respaldados por una capacidad física disponible para producir o consumir) es el centro de todo el conjunto de transacciones y su precio sirve de referencia para los demás. Habría también mercados de más corto plazo, para negociar ajustes, así como mercados de otros productos, como gestión de restricciones o reservas de operación.

5.2.5. Australia²².

El diseño utilizado en Australia es un sistema de punto de precio para el mercado desregularizado de energía NEM (National Electricity Market). Posee un price cap de (AUD) \$5000/MWh, el cual fue incrementado en 1999 a (AUD) \$10000/MWh ya que los generadores argumentaron que debido a ese precio (AUD 5000/MWh) se llevó al sistema a insuficiencias en la capacidad de generación y señales débiles para inversión.

El despacho se hace centralizado por NEMCO (National Electricity Market Management Company), el operador del sistema. Con base en las ofertas realizadas, los generadores son despachados por orden de mérito (por la oferta más económica). Como en un mercado de punto de precio, el NEM solo puede actuar voluntariamente si hay suficiente provisión para satisfacer todas las demandas de carga al precio de mercado y si los participantes reciben las señales de mercado correctas (p.e. precios).

²² Australia continúa con un mercado centralizado y obligatorio.

En un par de ocasiones cuando la demanda ha amenazado con exceder la oferta, el gobierno ha intervenido para disminuir la demanda y por lo tanto los precios en el mercado spot. Esto ha iniciado una discusión sobre la posibilidad de establecer un mercado para contratar reservas en proporción a la capacidad disponible y fuera del mercado spot. Un diseño de esta clase sería similar a un mercado de reservas operativas.

Mercado spot:	Mercado de precio spot con price cap
Mercado de Balance:	Mercado de precio spot con price cap

5.2.6. Estados Unidos.

El sistema ICAP no ha sido aplicado en todo el territorio de los Estado Unidos, pero es el sistema sobre el cuál más se habla y ha sido probado en varios estados.

PJM (el mercado de electricidad para Pensilvania, New Jersey y Maryland), es uno de los mercados diseñados bajo el sistema ICAP, donde si bien existe la posibilidad de acomodar contratos físicos, ya que todo generador tiene la opción de suministrar los datos de contratos bilaterales, también tiene la opción de participar en la subasta del Pool y el operador del sistema procede a despachar a todo el que no haya presentado su programación individual.

Mercado spot	Mercado de precio spot con price cap
Mercado de Balance	Sistema ICAP

5.2.7. España – Argentina.

Estos mercados, han adoptado un sistema de pagos por capacidad. Esta remuneración sirve como una señal económica intentando aumentar el volumen de instalación y de generación disponible.

En teoría los pagos por capacidad atraerían nueva inversión y harían más bajos y estables los precios del mercado. La reducción en el precio, sería compensada entonces con el propio pago por capacidad.

Mercado spot	Mercado de precio spot
Mercado de Balance	Pagos por capacidad

En general, la seguridad del suministro depende de la provisión de capacidad de generación adecuada tanto para cumplir con la demanda en el largo plazo como para acomodar fluctuaciones en el corto plazo tanto de oferta como de demanda. En los países estudiados existen fundamentalmente dos sistemas para cumplir con este cometido. El primero se basa en precios spot y futuros para dar señales de inversión en el largo plazo y las señales de disponibilidad en el corto plazo. Estos sistemas permiten a consumidores y generadores determinar el precio máximo que están dispuestos a pagar por la seguridad del suministro. Estados Unidos (California), los Países Nórdicos, Australia e Inglaterra han adoptado este tipo de solución. El segundo sistema argumenta utiliza procedimientos de planeación centralizada para determinar el nivel de reserva requerida para todo el sistema y establece un mercado de capacidad que permite a los generadores optimizar sus niveles de reserva.

5.3. ANÁLISIS.

Haciendo una recopilación de los mejores enfoques que se proponen en el mundo, sobre gestión de la garantía de suministro de energía, se pueden resumir dos modelos que aplican de manera totalmente opuesta.

El primero al que se puede hacer referencia, trata de los *Modelos Tradicionales*, en los que la intervención de las autoridades es muy elevada. Estos modelos tienen una serie de ventajas e inconvenientes que son característicos del enfoque adoptado y que no pueden ser

solucionados sin modificar radicalmente la filosofía del modelo. Entre los problemas de estos métodos, se destacan aquí los tres desajustes fundamentales:²³

- Existe una dificultad para determinar cuál debe ser el volumen total de dinero que debe repartirse entre los agentes en concepto de pagos por confiabilidad, puesto que en el momento de realizar este cálculo el regulador sólo dispone de información estimada sobre los costes de los agentes, las indisponibilidades o los precios del sistema. Por tanto, las autoridades deben fijar un precio sin contar con toda la información (como la que podrían enviar los agentes a través de ofertas competitivas) y es posible que se cometan errores. El proceso de corregir este precio en función de la reacción del mercado es lento y puede dar lugar a algunas ineficiencias.
- No es posible repartir con claridad los ingresos por confiabilidad entre los distintos generadores. Aparentemente, este reparto debería realizarse a partir de las medidas de la contribución de cada uno de los grupos a la confiabilidad del sistema obtenidas de los modelos de simulación. Sin embargo, el cálculo de una "potencia equivalente a efectos de fiabilidad" o de una "energía firme" en un sistema hidrotérmico es algo muy complicado de llevar a la práctica donde, a medida que se va entrando en profundidad en el método de cálculo, van apareciendo una gran cantidad de aspectos de detalle en los que es preciso hacer simplificaciones, aceptar hipótesis y, en definitiva, reducir la complejidad de la realidad para poder simularla. De este modo, los resultados finales dejan de ser totalmente objetivos para depender en parte de los criterios adoptados durante la simulación, y esto hace que todo el mecanismo de remuneración de los generadores quede sujeto a una controversia muy difícil de solucionar.
- Por último, no existen incentivos claros a los generadores para que garanticen un determinado nivel de confiabilidad en el sistema. Los pagos asociados a la garantía

²³ Rodríguez Yee, Ricardo. Diseño de un Mercado de Opciones para el Sistema Eléctrico Colombiano. Bogotá, Marzo 2000.

de suministro se asignan de acuerdo a la contribución de cada uno de los generadores a la cobertura de la demanda y se calcula de acuerdo con el comportamiento esperado de cada grupo en función de una serie de simulaciones. Sin embargo, el funcionamiento real de los equipos será en general diferente del simulado, especialmente si no existe un compromiso para ello, y dará lugar a que no se cumplan los objetivos de confiabilidad que el regulador deseaba para el mercado. Si los agentes generadores no asumen un determinado compromiso de confiabilidad acorde con las hipótesis tomadas para el cálculo de los cargos por capacidad y operan sus plantas de acuerdo con él, entonces no hay modo de garantizar una cobertura adecuada de la demanda.

En el extremo opuesto se encuentra la opción de los *Modelos Totalmente Liberalizados*, en donde se deja todo el trabajo de garantía de suministro a las fuerzas del mercado. De este modo, a medida que la demanda vaya viendo que los precios del mercado de corto plazo son insuficientes para garantizarle el nivel de confiabilidad que desea y perciba un riesgo de racionamiento demasiado alto, se verá inducida a firmar contratos con los generadores que le sirvan de protección contra este riesgo. Estos contratos permitirán estabilizar los ingresos de los generadores y aumentar la confiabilidad del sistema.

La ventaja fundamental de la alternativa completamente liberalizada es que en este caso todo ha sido resuelto como resultado de la libre interacción entre la oferta y la demanda, sin que haya sido necesaria la intervención en el mercado de las autoridades, ni la existencia de complejas regulaciones sobre confiabilidad. En efecto, los contratos que típicamente se manejan en los mercados financieros de largo plazo incluyen claramente incentivos para garantizar una estabilidad de los precios e, indirectamente, para asegurar un adecuado nivel de confiabilidad en el sistema. Por otra parte, el precio que se pagaría a dichos agentes quedaría fijado por la competencia entre los diferentes generadores por hacerse con los contratos y, de igual forma, cada grupo decidiría por sí mismo cuánta cantidad de potencia desea contratar teniendo en cuenta que existen diferentes riesgos asociados a no poder cumplir con su contrato. Además, este esquema permite que sea la propia demanda la que

MII-2003-1-07

decida cuál es el nivel de fiabilidad que desea y cuánto dinero está dispuesta a pagar por su calidad de suministro, en lugar de que sea el regulador quien interfiera en el mercado determinando este valor.

Sin embargo, también se presentan restricciones que impiden que la implementación de estos modelos sea eficiente en mercados donde no existe una demanda que experimente directamente los precios del mercado y que tenga una adecuada percepción de los riesgos en los que está incurriendo; en definitiva, que pueda comportarse como un agente maduro operando en un mercado competitivo de largo plazo.

6. EL MODELO DE PRECIO DE PERIODO PICO PARA REMUNERACION EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

La teoría de precios pico resulta en su forma más general de considerar el problema de maximizar el bienestar social de consumidores y productores de un bien con demanda variable en el tiempo que no es almacenable de un periodo a otro.

Los precios de período pico han sido reconocidos por los economistas, después de los trabajos pioneros de Bye (1926), Boiteaux (1949), y Steiner (1957), como un instrumento efectivo para involucrar los costos marginales de inversión en capacidad a los costos de producción de un bien con demanda no almacenable y variable en el tiempo. Con la aparición de fenómenos de congestión en sistemas de servicios básicos como el transporte aéreo y terrestre, las comunicaciones, el internet, el suministro de energía eléctrica, etc. la conveniencia y viabilidad de una asignación de precios a los usuarios que reconozca el momento en que ocurre la demanda como origen de los costos marginales de expansión en capacidad en que incurren los proveedores de esos servicios, y como señal que incentive a los primeros a desplazar su demanda hacia momentos de menor congestión se ha estudiado extensamente, y recomendado e implantado en algunos casos en los últimos años.

Algunos resultados de la aplicación del modelo al sector de energía eléctrica son:

- El modelo básico de precios de periodo pico considera diversas tecnologías de producción y revela la interacción que existe entre los costos de capacidad y de producción, y entre los problemas de inversión a largo plazo, de operación a corto plazo y los precios de periodo pico.
- Existe una combinación óptima de tecnologías para suplir una demanda variable dada en que cada tecnología tiene un tiempo óptimo de utilización a plena capacidad.

- El costo marginal del servicio en el momento en que ocurre el pico de la demanda incluye además del costo marginal de producción el costo marginal de añadir capacidad al sistema con la tecnología que se despacha en el pico, es decir de menor costo marginal de capacidad.
- Utilizando el precepto marginalista de eficiencia económica que iguala el precio al costo marginal, el precio del servicio en el momento del pico de la demanda contiene un cargo adicional por capacidad igual al costo marginal de capacidad de la tecnología en el pico, que debe cobrarse únicamente por la demanda de los usuarios del servicio en ese momento.
- Con excepción del momento en que ocurre el pico de la demanda, el precio es igual al costo marginal de producción de la tecnología que se despacha en el margen.
- Cada tecnología recupera exactamente su costo de capacidad con la diferencia entre el precio y su costo de producción durante el tiempo en que funciona a plena capacidad.

6.1. PLANTEAMIENTO.

Los objetivos que se plantean son los siguientes:

- Maximizar el bienestar social: Suma de los excedentes de los consumidores y productores. Como se asume que las demandas son inelásticas el problema es equivalente a minimizar los costos de inversión y de operación. Los precios eficientes según la teoría del bienestar deben ser iguales a los costos marginales totales.
- Recuperar los costos de cada tecnología: Suma de los costos de inversión y de operación de los productores.

Consideremos un sistema compuesto por dos tecnologías de producción, una hidráulica (1), y otra térmica (2); además una demanda de potencia eléctrica variable en el tiempo T en KW. Las tecnologías de producción están caracterizadas por sus costos unitarios de

capacidad (\$/KW) y de producción (\$/KW) y el sistema no permite almacenar la energía eléctrica de un momento a otro.

6.2. DEMANDA.

Sea $X(t)$, la curva de duración de la demanda agregada de potencia eléctrica en un periodo de tiempo T . Se supone que existen t periodos de duración, en cada uno de los cuales existe una demanda fija y conocida del bien:

$$X(t) = \text{demanda del bien en el periodo } t; \quad 0 = t < T$$

Se supone, por razones de simplicidad de los resultados, que la demanda tiene un valor diferente en cada periodo:

$$X_1 \neq X_2 \quad \text{si } 1 \neq 2$$

6.3. OFERTA.

Se asume que existen dos tecnologías de producción del bien que se pueden utilizar para suplir la demanda caracterizadas por su capacidad de producción y el costo de inversión necesario para tener esa capacidad disponible, así:

I_1 = costo unitario de capacidad de producción con la tecnología 1 (hidráulica).

I_2 = costo unitario de capacidad de producción con la tecnología 2 (térmica).

C_1 = costo unitario de producción con la tecnología 1.

C_2 = costo unitario de producción con la tecnología 2.

Y_1 = capacidad de producción con la tecnología 1.

Y_2 = capacidad de producción con la tecnología 2.

$Z_1(t)$ = cantidad del bien producida en el periodo t con con la tecnología 1.

$Z_2(t)$ = cantidad del bien producida en el periodo t con con la tecnología 2.

Se asume que las funciones de costo de inversión en capacidad y de producción del generador hidráulico son homogéneas de grado uno. El costo de inversión en capacidad

del generador térmico sigue el comportamiento antes mencionado, mientras que su costo de producción corresponde a una función cuadrática. Se tiene entonces las siguientes definiciones:

- $I_1 Y_1$ = Costo de inversión en capacidad asignado al período t , correspondiente a una capacidad de producción Y_1 con la tecnología 1 que se supone disponible en todo el período.
- $I_2 Y_2$ = Costo de inversión en capacidad asignado al período t , correspondiente a una capacidad de producción Y_2 con la tecnología 2 que se supone disponible en todo el período.
- $C_1 Z_1(t)$ = Csto de producción de una cantidad de potencia eléctrica $Z_1(t)$ en el tiempo t con la tecnología 1.
- $C_2 Z_2(t)$ = Costo de producción de una cantidad de potencia eléctrica $Z_2(t)$ en el tiempo t con la tecnología 2.

La oferta de producción del bien para la tecnología hidráulica esta restringida por una condición energética que no le permite utilizar toda su capacidad de producción Y_1 en el periodo t . Con esta condición energética adicional al modelo se propone asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

6.4. FUNCION OBJETIVO.

El objetivo es minimizar el costo total de la inversión en capacidad y producción del bien en los t periodos:

$$F = I_1 Y_1 + I_2 Y_2 + C_1 \int_0^T Z_1(t) dt + C_2 \int_0^T Z_2(t) dt$$

6.4.1. Restricciones.

Se tienen las siguiente restricciones:

1. Suministro de demanda:

$$X(t) - Z_1(t) - Z_2(t) = 0 \quad 0 = t < T \quad (1)$$

2. No negatividad de la cantidad del bien producido con cada tecnología en cada periodo:

$$Z_1(t) \geq 0 \quad 0 = t < T \quad (2)$$

$$Z_2(t) \geq 0 \quad 0 = t < T \quad (3)$$

3. Límite superior de la cantidad del bien producido con cada tecnología en cada periodo:

$$Z_1(t) - Y_1 \leq 0 \quad 0 = t < T \quad (4)$$

$$Z_2(t) - Y_2 \leq 0 \quad 0 = t < T \quad (5)$$

4. Restricción en la cantidad del bien producido con la tecnología hidráulica en cada periodo:

$$\int_0^T Z_1(t) dt - E \leq 0 \quad (6)$$

Se asume que para un periodo t :

$$E < Y_1 t + \int_t^T X(t) dt \quad (7)$$

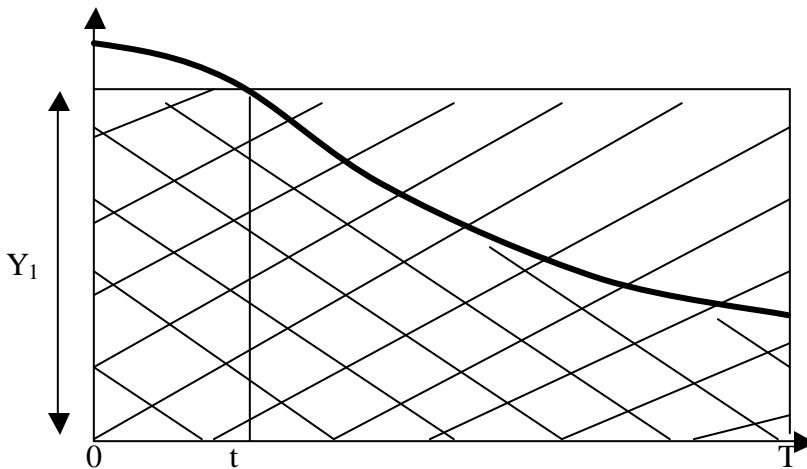


Figura 1. Restricción energética.

La región con doble achurado representa la cantidad del bien producido con la tecnología hidráulica tomando en cuenta la restricción energética E que aparece durante todo el periodo T.

El problema consiste en encontrar las capacidades Y_1 , Y_2 de las tecnologías hidráulicas y térmicas, así como las cantidades del bien $Z_1(t)$ y $Z_2(t)$ que se deben producir en cada periodo t con cada tecnología, que minimicen la función objetivo sujeto a las restricciones enunciadas arriba.

Se asume que las tecnologías de producción tienen costos de capacidad y de producción distintos y que además poseen la siguiente propiedad:

$$I_1 > I_2 \text{ implica que } C_1 < C_2 \quad (8)$$

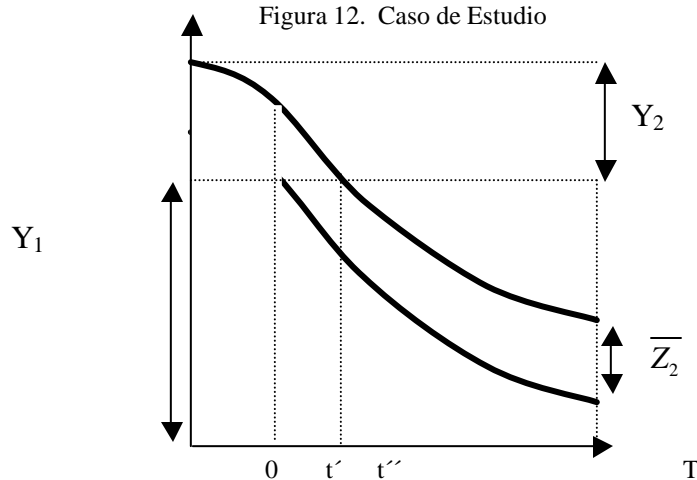
Para simplificar los resultados es conveniente suponer que las tecnologías se han ordenado por orden creciente de costo unitario de producción, o lo que es lo mismo, por orden decreciente de costo unitario de capacidad.

La solución del modelo representado en la figura 12, desarrolla dos soluciones: Una primera corresponde al modelo sin restricción energética donde la curva de carga más baja no tiene lugar, y una última, que corresponde al modelo incluyendo la restricción energética. Los resultados se presentan a continuación.

6.5. OPERACIÓN OPTIMA.

La operación óptima corresponde al problema de encontrar las cantidades del bien que se deben producir en cada periodo t. La regla de operación óptima en este caso, se conoce como **despacho por orden de mérito** y consiste en utilizar al máximo la tecnología por orden creciente de costo de producción hasta suplir la demanda en cada periodo t.

Usualmente, la tecnología despachada con mayor costo de producción no requiere ser utilizada a plena capacidad; se dice que está última se despacha en el **márgen**.



6.5.1. Operación por Orden de Mérito con Restricción Energética.

En el periodo $t = 0$, las tecnologías 1 y 2 se encuentran produciendo a capacidad máxima; es decir que dado que $Z_2(t) = Y_2$ entonces $Z_1(t) = Y_1$. Para $0 < t = t'$; $Z_2(t) > 0$ pero $Z_2(t) < Y_2$ entonces $Z_1(t) = Y_1$. Para el periodo $t > t'$ la restricción energética hace que la tecnología 2 produzca \overline{Z}_2 para compensar la producción de energía y por lo tanto $Z_1(t) = E$.

En cada tiempo t hay una tecnología j , tal que $0 < Z_j(t) < Y_j$. A esta tecnología se le denomina la **tecnología en el margen en el tiempo t** . De igual forma para cada tecnología existe un periodo t , denominado **periodo pico de la tecnología**, tal que dicha tecnología es utilizada a plena capacidad. Como consecuencia, existen dos periodos mutuamente excluyentes. La figura 12 muestra un ejemplo en el cual la tecnología 2 está despachada en el margen en $0 < t = T$, mientras que la tecnología 1 está en el margen $t = t'$. Los periodos pico de las tecnologías 2 y 1 son $t = 0$ y $0 = t = t'$ respectivamente.

6.5.2. Operación por Orden de Mérito sin Restricción Energética.

El caso corresponde al modelo de la figura 12 sin restricción energética. Allí, la tecnología 2 está despachada en el margen en $0 < t = t''$, mientras que la tecnología 1 está en el margen $t = t''$. Los períodos pico de las tecnologías 2 y 1 son $t=0$ y $0 = t = t''$ respectivamente.

En resumen, las tecnologías se despachan por orden creciente de costo unitario de producción hasta copar su capacidad, y hasta suplir la demanda $X(t)$.

6.6. PRECIOS OPTIMOS.

El precio en cada período es igual a la variable dual asociada con la restricción de suministro de la demanda en ese período. De acuerdo con la teoría de optimización la variable dual correspondiente representa el incremento marginal óptimo en la función objetivo, esto es el costo, correspondiente a incrementar el valor de la demanda $X(t)$ en una unidad.

La estructura óptima de precios consiste de un **cargo por energía** $P(t)$ por cada unidad de energía consumida en el tiempo t más un **cargo por capacidad** \hat{P} por unidad de potencia consumida en el tiempo en que ocurre la demanda máxima $t=0$. El precio óptimo de energía en el tiempo t es igual al costo unitario de producción (costo marginal) de la tecnología j que está en el margen en ese momento:

$$P(t) = C_{j(t)} \quad (9)$$

El precio óptimo de capacidad se carga únicamente a los consumidores conectados en el momento en que la demanda agregada tiene su máximo y es igual al costo unitario de capacidad de la tecnología M de menor costo unitario de capacidad:

$$\hat{P} = I_M \quad (10)$$

Entonces, a los consumidores del periodo pico de la demanda se les debe cargar el costo marginal de producción de la tecnología pico y el costo unitario de inversión en capacidad que corresponde al cargo por capacidad. Este es el resultado original de Bye y el más conocido de la teoría de precios de periodo pico.

Los precios óptimos de energía satisfacen la siguiente relación,

$$\int_0^{t_j} (P(t) - C_j) dt = I_j \quad (11)$$

Es decir, que la diferencia entre el precio óptimo de energía en t y el costo unitario de producción con la tecnología j , integrada sobre todo el intervalo óptimo de tiempo en que la tecnología j produce a plena capacidad es exactamente igual al costo unitario de capacidad de la tecnología j . En el resto del período la tecnología j esta en el margen o produce cero.

Los modelos con y sin restricción energética de la figura 12, guardan la misma estructura de precios.

6.7. RECUPERACION DE COSTOS.

Los costos de capacidad y de producción de las tecnologías activas j , se recuperan al cobrar los precios de energía $P(t)$ a la producción $Z_j(t)Dt$ en cada intervalo Δt del periodo T y el cargo de capacidad \hat{P} a la potencia producida con la tecnología en el momento del pico de la demanda, sin la necesidad de adicionar al modelo una restricción para cumplir este requerimiento. Esta propiedad de los precios subyace en la teoría de precios al tomar en cuenta:

- La eficiencia económica en razón a que los precios óptimos son los costos marginales de producción, y
- La recuperación de los costos de los productores.

En el resultado final la única diferencia con la teoría marginalista de corto plazo es el cobro adicional que se hace a los consumidores de energía del momento en que ocurre la máxima

demanda, igual al costo unitario de capacidad de la tecnología pico, el cual debe cargarse en proporción a la demanda de cada consumidor en ese momento.

No obstante existe diferencia entre los resultados de los modelos de estudios presentados en la figura 12. Para el caso sin restricciones los costos se recuperan exactamente tanto para generadores térmicos como hidráulicos, mientras que adicionar una restricción energética al modelo hace que se genere una asimetría en los resultados igual a un excedente en la remuneración de los ingresos de los generadores hidráulicos.

Dicho excedente se presenta como una renta “perversa” por el hecho que a mayor limitación energética para el operador hidráulico, mayor puede ser la renta obtenida y por lo tanto no estaría generando las señales económicas (incentivos) necesarias para que se han superadas las restricciones energéticas.

Así entonces el ente regulador deberá reglamentar y auditar la forma en que el generador hidráulico aprovecha dicho excedente en favor de la confiabilidad del sistema y la garantía en el suministro óptimo de energía en condiciones críticas y en el largo plazo, ya que representa un beneficio adicional que paga la sociedad (consumidores) para superar las restricciones energéticas y no, para crear distorsiones y/o posiciones dominantes dentro del mercado.

7. CONCLUSIONES

- En un sistema con una componente de generación hidráulica alta como es el caso colombiano, es necesario estudiar y reglamentar una alternativa de mercado con criterios de eficiencia económica orientada a garantizar el suministro de energía en el largo plazo y la operación eficiente de las plantas en el mediano–corto plazo que este acorde a las condiciones del sistema eléctrico.
- La teoría de precios de periodo pico se ajusta a los requerimientos de eficiencia económica, maximizando el bienestar social.
- El modelo de precios de periodo pico considera diversas tecnologías de producción y revela interacción que existe entre los costos de capacidad y de producción, y entre los problemas de inversión a largo plazo, de operación a corto plazo y los precios de periodo pico.
- La principal ventaja que se puede mencionar de esta metodología es que se obtiene un nivel de remuneración que garantiza la expansión del sistema. Adicionalmente, bajo esta metodología pueden pactarse inversiones para ampliar la cobertura del servicio, o para resolver restricciones energéticas cuyos costos, implícitamente, son pagados por todos los consumidores.
- El costo marginal del servicio en el momento en que ocurre el pico de la demanda esta conformado del costo marginal de producción y el costo de adicionar capacidad al sistema, con la tecnología que está despachada en el pico.

- Utilizando el concepto de eficiencia económica que hace el precio igual al costo marginal, el precio de bien en el pico de demanda, contiene un cargo adicional por capacidad igual al costo marginal de capacidad de la tecnología que está despachada en el pico, el cual se debe cobrar únicamente por la demanda de los usuarios conectados en ese momento.
- En el resto del periodo, el precio es igual al costo marginal de producción de la tecnología que se despacha en el margen.
- Cada tecnología recupera su costo de capacidad, con la diferencia entre el precio y su costo de producción en el tiempo en que funciona a plena capacidad.
- Una restricción energética, adicional al modelo genera un excedente en la remuneración de los generadores hidráulicos que debe ser auditada por el ente regulador para evitar distorsiones y posiciones dominantes dentro del mercado.
- Con el fin de lograr el beneficio óptimo de los consumidores es deseable cobrar los precios óptimos. Esto requiere de un sistema de medición del consumo de energía en cada instante o en *tiempo real*, que calcule el precio óptimo correspondiente, es decir el costo unitario de producción de la tecnología que este en el margen, y que actualice la facturación.

8. BIBLIOGRAFIA

- [1]. Duran, Hernando. Modelo de Precios de Periodo Pico con tecnologías diversas. Universidad de los Andes. 2001.
- [2]. Duran, Hernando. Algunas Aplicaciones del modelo de precios de periodo pico en el sector eléctrico. Universidad de los Andes. 2001.
- [3]. Ministerio de Minas y Energía. Cargo por Capacidad en un mercado competitivo. 2000.
- [4]. Millán, Jaime. La segunda generación de las Bolsas de Energía: Experiencia para América Latina, Departamento de Energía e infraestructura, BID, 2.000.
- [5]. Pereira, Mario. Los Cargos por Capacidad en sistemas competitivos. Aplicación al sistema Colombiano. 1997.
- [6]. Pérez A., José. Mercados competitivos de generación: Formación de precios y garantía de suministro. Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Marzo 1999.
- [7]. River Michael y otros. Estudio Cargo por Capacidad en Colombia Informe Final. Universidad Pontificia de Comillas, preparado para ACOLGEN. Madrid, mayo de 2000.
- [8]. Rodríguez Yee, Ricardo. Diseño de un Mercado de Opciones para el Sistema Eléctrico Colombiano. Bogotá, Marzo 2000.
- [9]. Serrano Rodríguez, Javier, Futuros y Opciones, Carta financiera de ANIF, junio de 1.990.
- [10]. TERA. Documento "Cargo por Capacidad y Mínimos Operativos". Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2000.
- [11]. Velásquez, Jesús. El Racionamiento de 1992: Escasez de Recursos ó Escasez de Gerencia. DECISIONWARE Ltda.

- [12]. Velásquez Jesús. Optimalidad de la Implementación de los Mínimos Operativos en el Modelo PD/AS y en el Enlace de los Modelos de Largo Plazo y Mediano Plazo. Revista Energética No.23.
- [13]. Velásquez, Jesús. Modelos Matemáticos y Reglamentación de mercados: Los mínimos Operativos y el Cargo por Capacidad. Mundo Eléctrico Colombiano. Abril de 2000.
- [14]. Ben Hobbs. Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity models.
- [15]. Brunekreeft, Gert. Price capping and peak-load pricing in network industries. 2000.
- [16]. Carlton and Perloff. Modern Industrial Organization.
- [17]. Crew, M, A., Fernando, C.S., Kelindorfer. The Theory of Peak-Load Pricing: A survey. Journal of Regulatory Economics 8.
- [18]. Fritz, Peter. Methods to secure peak load capacity on deregulated electricity market. Sweden. 2001.
- [19]. Larry E. Ruff, May 1999. Competitive Electricity Markets: Why are they Working and How to Improve them.
- [20]. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.
- [21]. Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

APENDICE: DEMOSTRACION DE LOS RESULTADOS PRESENTADOS

Condiciones necesarias de Kuhn Tucker

Se escriben a continuación las condiciones de KT teniendo en cuenta que las restricciones debe estar en su forma estandar. Además se escriben los multiplicadores de lagrange asociados con su restricciones de signo.

Restricciones	Multiplicadores
1. $X(t) - Z_1(t) - Z_2(t) = 0 \quad 0 = t < T$	$P(t) \quad (1)$
2. $Z_1(t) - Y_1 \leq 0 \quad 0 = t < T$	
	$\mathbf{m}_1^+(t) \geq 0$ (4)
3. $Z_2(t) - Y_2 \leq 0 \quad 0 = t < T$	$\mathbf{m}_2^+(t) \geq 0 \quad (5)$
4. $\int_0^T Z_1(t)dt - E \leq 0$	$\mathbf{m}_3 \geq 0 \quad (6)$
5. $-Z_1(t) \leq 0 \quad 0 = t < T$	$\mathbf{m}_1^-(t) \geq 0 \quad (10)$
6. $-Z_2(t) \leq 0 \quad 0 = t < T$	$\mathbf{m}_2^-(t) \geq 0 \quad (11)$

Las condiciones de KT son entonces:

$$Y_1: \quad I_1 - \int_0^T \mathbf{m}_1^+(t)dt = 0 \quad (12)$$

$$Y_2: \quad I_2 - \int_0^T \mathbf{m}_2^+(t)dt = 0 \quad (13)$$

$$Z_1(t): \quad C_1 - P(t) - \mathbf{m}_1^-(t) + \mathbf{m}_1^+(t) = 0 \quad (14)$$

$$Z_1(t): \quad C_1 - P(t) - \mathbf{m}_1^-(t) + \mathbf{m}_1^+(t) + \mathbf{m}_3 = 0 \quad (15)$$

$$Z_2(t): \quad C_2(t) - P(t) - \mathbf{m}_2^-(t) + \mathbf{m}_2^+(t) = 0 \quad (16)$$

Y las condiciones de holgura complementaria:

$$Z_1(t) > 0 \Rightarrow \mathbf{m}_1^-(t) = 0 \quad \mathbf{m}_1^-(t) > 0 \Rightarrow Z_1(t) = 0 \quad (17)$$

$$Z_2(t) > 0 \Rightarrow \mathbf{m}_2^-(t) = 0 \quad \mathbf{m}_2^-(t) > 0 \Rightarrow Z_2(t) = 0 \quad (18)$$

$$Z_1(t) < Y_1 \Rightarrow \mathbf{m}_1^+(t) = 0 \quad \mathbf{m}_1^+(t) > 0 \Rightarrow Z_1(t) = Y_1 \quad (19)$$

$$Z_2(t) < Y_2 \Rightarrow \mathbf{m}_2^+(t) = 0 \quad \mathbf{m}_2^+(t) > 0 \Rightarrow Z_2(t) = Y_2 \quad (20)$$

$$\int_0^T Z_1(t) dt < E \Rightarrow m_3 = 0 \quad m_3 > 0 \Rightarrow \int_0^T Z_1(t) dt = E \quad (21)$$

El Modelo sin Restricción Energética

Operación Óptima

En cada tiempo t hay una tecnología j , tal que $0 < Z_j(t) < Y_j$. A esta tecnología se le denomina la **tecnología en el margen en el tiempo t** . De igual forma para cada tecnología existe un periodo t , denominado **periodo pico de la tecnología**, tal que dicha tecnología es utilizada a plena capacidad.

Así por ejemplo, en $t = 0$ las tecnologías 1 y 2 de la figura 3 se encuentran en el pico.

Prueba:

Si $Z_2(t) = Y_2$ entonces $m_2^+(t) > 0$ por (20), de (16) y (18)

$C_2(t) - P(t) = -m_2^+(t) \leq 0$, así, $P(t) > C_2(t)$; y como $C_1 < C_2(t)$ entonces $P(t) > C_1$.

Luego de (14) $m_1^-(t) - m_1^+(t) < 0$ entonces $m_1^+(t) > 0$ y por (19); $Z_1(t) = Y_1$.

De igual forma, en $0 < t = t''$; la tecnología térmica se encuentra en el margen mientras la tecnología hidráulica esta en el pico.

Prueba:

Si $Z_2(t) > 0$ entonces $m_2^-(t) = 0$ por (18), luego $C_2(t) - P(t) = -m_2^-(t) \leq 0$, así, $P(t)$

$> C_2(t)$; y como $C_1 < C_2(t)$ entonces $P(t) > C_1$. Dado que en este

Luego de (14) $m_1^-(t) - m_1^+(t) < 0$ entonces $m_1^+(t) > 0$ y por (19); $Z_1(t) = Y_1$.

Precios Óptimos.

El precio óptimo de energía en el tiempo t es igual al costo unitario de producción (costo marginal) de la tecnología j que esta en el margen en ese momento. Por ejemplo, la tecnología 2 esta en el margen en el tiempo $0 < t = t''$, luego:

$$C_2(t) = P(t)$$

Prueba: Consecuencia directa de (16), (18), (20).

El precio óptimo de capacidad se carga únicamente a los consumidores conectados en el momento en que la demanda agregada tiene su máximo y es igual al costo unitario de capacidad de la tecnología M de menor costo unitario de capacidad. Así, en la figura 3, en $t = 0$ la demanda esta en su máximo y por lo tanto el precio óptimo es igual a:

$$\hat{P} = I_2$$

Prueba:

De (16) y (18)

$$m_2^+(0) = P(0) - C_2(0) \quad (22).$$

Ahora, suponiendo un Δt cercano a 0:

$$\int_0^T m_2^+(t) dt = \int_0^{\Delta t} m_2^+(t) dt + \int_{\Delta t}^T m_2^+(t) dt. \quad m_2^-(t) > 0 \text{ entre } (0, \Delta t) \quad y,$$

$$\mathbf{m}_2^-(t) = 0 \text{ en el resto del tiempo.}$$

Luego,

$$\int_0^T \mathbf{m}_2^+(t) dt = \int_0^{\Delta t} \mathbf{m}_2^+(t) dt = \mathbf{m}_2^+(t) \Delta t. \text{ Por (22) y (13):}$$

$$(P(0) - C_2(0)) \Delta t = I_2.$$

Como $\Delta t \rightarrow 0$, $P(0) \Rightarrow \infty$, lo cual representa un pico alto en el precio (función delta) y $C_2(t)$ será despreciable en comparación con $P(0)$. Por lo tanto $P(0) \Delta t = I_2$. Si a $P(0) \Delta t$ lo multiplicamos por la demanda en $X(0)$ para referenciar un precio por capacidad, entonces:

$$(P(0) \mathbf{D}t) X(0) = \hat{P} X(0), \text{ entonces}$$

$$\hat{P} = I_2$$

Recuperación de Costos

Los costos de capacidad y de producción de las tecnologías activas, se recuperan exactamente al cobrar los precios de energía $P(t)$ a la producción $Z_j(t) \mathbf{D}t$ en cada intervalo Δt del periodo T y el cargo de capacidad \hat{P} a la potencia producida con la tecnología en el momento del pico de la demanda, sin la necesidad de adicionar al modelo una restricción para cumplir este requerimiento.

Prueba: Por ejemplo para el caso del generador térmico de la figura 3

$$\begin{aligned} \text{Costos: } & \int_0^{t''} C_2(t) Z_2(t) dt + \int_{t''}^T C_2(t) Z_2(t) dt \\ & : I_2 Y_2 + \int_{0^+}^{t''} C_2(t) Z_2(t) dt + \int_{t''}^T C_2(t) Z_2(t) dt \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingresos: } & \int_{0^+}^{t''} P(t) Z_2(t) dt + \int_{t''}^T P(t) Z_2(t) dt \\ & : I_2 Y_2 + \int_{0^+}^{t''} C_2(t) Z_2(t) dt + \int_{t''}^T C_2(t) Z_2(t) dt \end{aligned}$$

Luego: ingreso = costo.

El Modelo con Restricción Energética.

Este caso asume las restricciones (1) a (6). La condición (15) aparece en la solución de este modelo y se diferencia del anterior caso, en la presencia del multiplicador de langrange \mathbf{m}_3 que se puede asociar como el costo de oportunidad del recurso hídrico por la presencia de la restricción energética.

Variables del modelo: $Y_1, Y_2, Z_1(t), Z_2(t), t_1, \overline{Z_2}$.

Datos del modelo: I_1, I_2, E, C_1, C_2 .

Por lo tanto el modelo planteado es igual a:

$$F = I_1 Y_1 + I_2 Y_2 + \int_0^T C_1(t) Z_1(t) dt + \int_0^T C_2(t) Z_2(t) dt$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} X(t) - Z_1(t) - Z_2(t) &= 0 \quad 0 = t < T \\ Z_1(t) - Y_1 &\leq 0 \quad 0 = t < T \\ Z_2(t) - Y_2 &\leq 0 \quad 0 = t < T \\ \int_0^T Z_1(t) dt - E &\leq 0 \\ -Z_1(t) &\leq 0 \quad 0 = t < T \\ -Z_2(t) &\leq 0 \quad 0 = t < T \end{aligned}$$

Donde:

$$C_1(t) Z_1(t) = m Z_1(t) \quad C_2(t) Z_2(t) = Z_2(t) + w Z_2^2(t) \quad X(t) = X_0 + bt$$

Las condiciones de KT y de holgura complementaria se presentan al inicio del apéndice (12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21).

Valor de t_1 , \bar{Z}_2 .

Para $0 = t^* < t_1$ y haciendo inactivas (17), (18), (20) $C_2(t^*) = P(t^*)$. De (15), $\mathbf{m}_1(t^*) = 1 + 2wZ_2(t^*) - m - \mathbf{m}_3$. Para $t^{**} > t_1$ $C_2(t^{**}) = P(t^{**})$ y haciendo inactiva (19), $\mathbf{m}_3 = 1 + 2wZ_2(t^{**}) - m$. Así, reemplazando μ_3 se obtiene $\mathbf{m}_1(t^*) = 2w(Z_2(t^*) - Z_2(t^{**}))$. De

(12) y dado que $\int_0^T \mathbf{m}_1^+(t) dt = \int_0^{t_1} \mathbf{m}_1^+(t) dt$ entonces: $\int_0^{t_1} \mathbf{m}_1^+(t) dt = I_1$. Reemplazando el valor de

$\mu_1(t^*)$ entonces $I_1 - I_2 - 2w \int_0^{t_1} 2w(Z_2(t^*) - Z_2(t^{**})) dt$ y teniendo en cuenta el valor de la demanda en t^* y t^{**} entonces:

$$I_1 - I_2 - 2wX_0 t_1 - wbt_1^2 - 2wY_1 t_1 - 2w\bar{Z}_2 t_1 = 0 \quad (23),$$

además,
$$\bar{Z}_2 = X_0 - bt_1 - Y_1 \quad (24)$$

y de (6)
$$E = Y_1 t_1 + (X_0 - \bar{Z}_2)(T - t_1) - .5bt_1^2 \quad (25).$$

Este sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas, nos permite solucionar el valor de t_1 , \bar{Z}_2 y Y_1 .

Operación Óptima

El problema de operación óptima se resuelve por orden de mérito como lo expuesto en la operación óptima del problema sin restricción energética, tomando en cuenta que primero se cubre el rango de producción \overline{Z}_2 .

Precios Óptimos

Al igual que en el modelo anterior, existe un precio por capacidad y precio por energía. Su demostración es similar a la desarrollada para el caso sin restricción.

Recuperación de Costos

La principal diferencia con el caso sin restricciones ocurre en la recuperación de costos de la generación hidráulica ya que se genera un excedente en los ingresos.

$$\begin{aligned}
 \text{Costos: } & \int_0^{t'} C_1(t)Z_1(t)dt + \int_{t'}^T C_1(t)Z_1(t)dt \\
 & : I_1Y_1 + m \int_{0^+}^{t'} Z_1(t)dt + m \int_{t'}^T Z_1(t)dt \\
 & : I_1Y_1 + mY_1t_1 + m \int_{t'}^T Z_1(t)dt \\
 \text{Ingresos: } & \int_{0^+}^{t'} P(t)Z_1(t)dt + \int_{t'}^T P(t)Z_1(t)dt \\
 & : I_2Y_1 + Y_1 \int_{0^+}^{t'} C_2'(t)dt + C_2'(t^{**}) \int_{t'}^T Z_1(t)dt
 \end{aligned}$$

Al comparar miembro a miembro las ecuaciones de ingreso y costos, entonces: Ingresos > costos.