

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



## **METODOLOGÍA PARA MITIGAR LA VOLATILIZACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES EN ZONAS AFECTADAS POR CONGESTIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**OSCAR LEONARDO QUISPE TISNADO**

**PROMOCIÓN  
2008 – II**

**LIMA – PERÚ  
2014**

**METODOLOGÍA PARA MITIGAR LA VOLATILIZACIÓN DE  
LOS COSTOS MARGINALES EN ZONAS AFECTADAS  
POR CONGESTIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

## **AGRADECIMIENTOS**

Debo expresar mi gratitud:

- A mi familia, amigas y amigos que me motivaron a realizar este trabajo.
- A los profesionales del COES-SINAC que me brindaron su apoyo y ayuda.

## SUMARIO

El sistema de costos basados en la teoría de costos marginales es usado en muchos mercados eléctricos de potencia. En los últimos años, nuestro mercado de electricidad ha cambiado su regulación con el objetivo de mitigar la volatilidad de los costos marginales. Nuevas metodologías se han adoptado para calcular costos marginales nodales, por ejemplo, sin considerar las restricciones de la red de transmisión. Los costos marginales nodales calculados sin considerar las restricciones de la red de transmisión abandonan las señales de las congestiones de la red de transmisión. El objetivo de este trabajo es presentar una metodología, basada en la teoría de costos marginales, que mitiga la volatilización los costos marginales nodales. La metodología recupera los costos de la generación adicional causada por las restricciones de la red de transmisión, con las rentas de congestión. Los resultados de los costos nodales son menos volátiles y preservan alguna señal de las congestiones en el mercado, relacionados con la ubicación de nueva generación y el comportamiento de la demanda.

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA.....	3
1.1. Antecedentes.....	3
1.2. Estructura del Mercado de Corto Plazo de electricidad .....	7
1.3. Costos marginales idealizados .....	9
1.3.1. Criterios para la elaboración del despacho idealizado .....	13
1.3.2. El costo marginal de corto plazo del despacho idealizado.....	14
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL .....	16
2.1. Definición de términos.....	16
2.2. Costos marginales.....	17
2.3. Descomposición de los costos marginales nodales.....	20
CAPÍTULO III: IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	23
3.1. Metodología de cálculo en base a los costos marginales idealizados y reales.....	23
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	27
4.1. Aplicación a un pequeño sistema .....	27
4.2. Análisis de resultados del pequeño sistema.....	32
4.3. Aplicación al Sistema Interconectado Nacional (SEIN).....	33
4.4. Análisis de resultados del SEIN.....	39
4.5. Implicancias económicas .....	43
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	45
ANEXO A.....	47
BIBLIOGRAFÍA.....	50

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene el propósito de presentar una metodología de cálculo para los costos marginales nodales, con el fin de evitar la volatilización de los costos marginales nodales en zonas afectadas por congestión de las líneas de transmisión.

Se tratarán los costos marginales nodales a partir de la teoría de los costos marginales. El cálculo de los costos marginales nodales propuestos se realizará a partir de los resultados de la utilización del programa de despacho que utiliza el COES-SINAC.

En el Capítulo I, se realiza una reseña histórica del marco regulatorio del mercado eléctrico peruano, así como una descripción del mercado actual. Este capítulo finaliza describiendo la problemática de los últimos años en el cálculo de los costos marginales nodales.

En el Capítulo II, se describe la base teórica de este trabajo, como la definición de términos utilizados, definición de los costos marginales y descomposición de los costos marginales.

En el Capítulo III, se describe la metodología de cálculo del presente trabajo.

En el Capítulo IV, se realizan aplicaciones de la metodología presentada, primero a un pequeño sistema de cuatro barras, a modo de ejemplo, y segundo, al Sistema Interconectado Nacional (SEIN). Finalmente, se exponen las conclusiones.

El motivo de elección y desarrollo del tema es debido a que el Mercado Eléctrico Peruano ha sufrido modificaciones en los últimos 5 años, debido a la volatilización de los costos marginales nodales, sobre todo en zonas afectadas por congestión de líneas de transmisión.

Para mitigar estos efectos, se realizaron reformas a la Ley de Concesiones Eléctricas y a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, como resultado entraron en vigencia los Decretos de Urgencia que establecían nuevas formas de cálculo de los costos marginales y el último de estos estableció los costos marginales idealizados, donde no se consideran las restricciones de las líneas en congestión.

Lo que conlleva a dar una señal errónea al mercado, donde los costos marginales nodales son mucho más bajos que los costos variables de unidades térmicas que operan en zonas afectadas por congestiones de líneas de transmisión.

Con la implementación del Mercado de Corto Plazo dentro de algunos años, donde se regresará nuevamente al sistema de costos marginales reales, podrían originarse los problemas que se presentaron en el pasado, por lo cual se deberá contemplar la posibilidad de reformular el cálculo de los costos marginales, nuevamente.

El objetivo es presentar una metodología con el fin de mitigar la volatilización de los costos marginales en barras de las zonas afectadas por congestión de líneas de transmisión.

El alcance del presente trabajo está enfocado en una metodología de cálculo de los costos marginales nodales en el mercado de corto plazo, en el sistema eléctrico peruano.

## **CAPÍTULO I**

### **PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA**

#### **1.1. Antecedentes**

El actual mercado eléctrico peruano se estableció en 1992, con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su reglamentación posterior. Estas normas fueron complementadas, entre otros, con la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, que estableció condiciones previas para la autorización de eventos de concentración en el sector, y la Norma Técnica de Calidad de los Servicio Eléctricos (NTCSE) que establece, entre otros aspectos, la regulación de la calidad de los servicios eléctricos, junto con las normas de detalle que para tal efecto dispone el ente Regulador. La LCE y su Reglamento establecen bases legales muy específicas y detalladas en los procedimientos de cálculo que se deben realizar para la determinación de las tarifas. Las modificaciones en la LCE requieren la aprobación del Congreso de la República, mientras que para las modificaciones en el Reglamento solamente interviene el Ejecutivo. El actual marco regulatorio introdujo importantes cambios en el sector eléctrico; entre los más importantes, se pueden mencionar [1]:

- Eliminación del monopolio del Estado y la separación de la industria eléctrica en tres actividades: generación, transmisión y distribución.
- Fomento de la participación del sector privado, a través de concesiones o autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, necesarios para operar en cualquiera de las tres actividades del sector.
- Regulación de las remuneraciones a las actividades de transmisión y distribución sobre la base de costos medios eficientes.
- Establecimiento del principio de “acceso abierto” para el uso de las instalaciones de transmisión y distribución.
- Fijación administrativa de precios en el segmento de la generación para el Servicio Público de Electricidad. El OSINERGMIN establece los precios de energía y potencia de manera separada, vía procedimientos que incluyen el reconocimiento de costos eficientes. Los ingresos por el suministro de energía y de potencia, son agregados para la determinación del ingreso de los generadores. Los precios que los



generadores cobran a los distribuidores para el abastecimiento del mercado regulado, incluidos los costos de transmisión, se denominan Precio en Barra.

- Establecimiento de un sistema de compensaciones o transferencias entre generadores. Las transferencias sirven para liquidar las diferencias entre lo contratado y lo efectivamente producido por los generadores. Las transferencias de energía se calculan valorizando las mismas al costo marginal de corto plazo. Este sistema de transferencias es administrado por un organismo sectorial que representa a los generadores y transmisores principales, denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- Segmentación de dos tipos de clientes en función de su demanda por capacidad, siendo usuarios regulados todos aquellos con consumos menores a 1 MW de demanda de potencia (Servicio Público de Electricidad), y usuarios libres aquellos cuya demanda es mayor o igual a 1 MW. En la Fig. 1.1 se muestra de manera gráfica el diseño del Mercado Eléctrico.

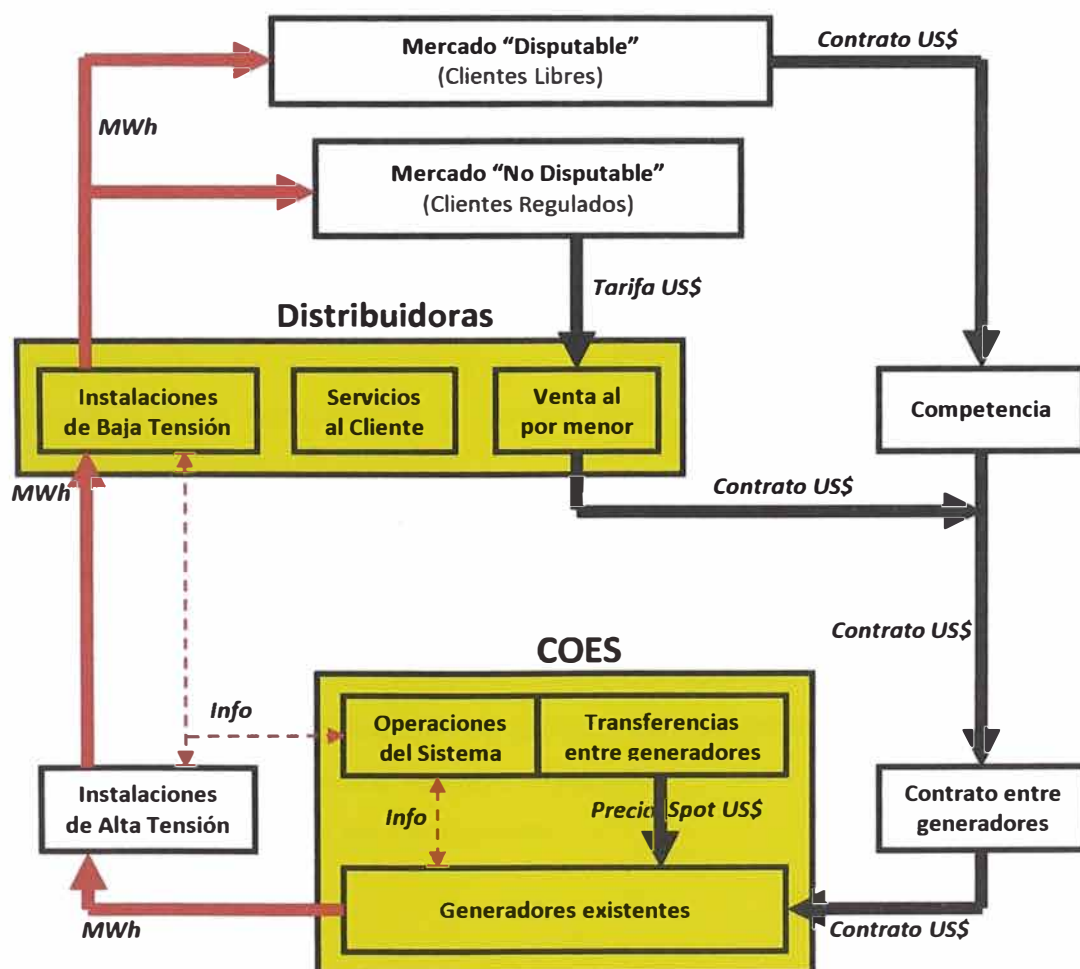


Fig. 1.1 Diseño del Mercado Eléctrico

El marco regulatorio del sistema eléctrico del Perú fomenta la participación de los inversionistas privados en el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Se reserva para el Estado los roles normativo, supervisor, fiscalizador y de fijación de tarifas. En la tabla N° 1.1 se muestra los roles del Estado y los organismos que cumplen con estas funciones.

**TABLA N° 1.1 Organismos Normativos y Reguladores**

	Generación	Transmisión	Distribución
Normativa General y Concesiones	DGE	DGE	DGE
Regulación	OSINERGMIN	OSINERGMIN	OSINERGMIN
Supervisión y Fiscalización	OSINERGMIN	OSINERGMIN	OSINERGMIN

El sector cuenta con una estructura de propiedad diversa, compuesta por empresas estatales y varias empresas privadas de origen norteamericano, europeo y de la región.

La labor de programación, coordinación y despacho en tiempo real de las unidades de generación (operación del sistema) está a cargo del COES. Anterior a la promulgación del Decreto Ley N° 28832 "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica", el COES estuvo integrado solo por representantes de las empresas de generación y del Sistema Principal de Transmisión del sistema interconectado.

La programación del despacho económico de las unidades de generación se realiza minimizando en todo momento el costo variable de producción del conjunto, independientemente de los contratos que puedan existir entre los generadores y distribuidores o entre generadores y clientes libres. Los contratos resultan por tanto obligaciones estrictamente financieras.

Ello origina un sistema de liquidaciones (semejante a un mercado de corto plazo) donde las transferencias de potencia y energía entre generadores son determinadas y valorizadas por el COES.

En la Fig. 1.2 se observan las relaciones entre los agentes económicos (UL y UR se refiere a usuarios libres y usuarios regulados, respectivamente; L y R se refieren a precios libres y precios regulados, respectivamente).

La LCE divide las actividades en 3 secciones:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

Siendo reguladas las actividades de transmisión y distribución. La remuneración de la generación se efectúa por capacidad y por energía y los pagos que reciben los



El mecanismo de pago por despacho reasigna el dinero recaudado a lo largo del año de acuerdo a un precio por MWh de tal forma que el pago al generador se hace multiplicando este precio por la energía producida en cada hora.

4. Los egresos por la operación de la central. La operación de la central es ordenada por el COES de acuerdo con los costos variables de operación. Se permite que las centrales a gas natural puedan declarar por una sola vez al año su costo variable de operación. La aplicación de la metodología de la bolsa de potencia se ha hecho efectiva recién en el 2004, donde el 30% de la bolsa se reparte a las centrales que despachan y el restante 70% a las unidades que están disponibles. Antes de esta metodología, toda la bolsa de potencia se repartía entre el 100% de las unidades presentes en el sistema, sin tener en cuenta su real disponibilidad y su costo de operación. La nueva metodología fue introducida en el año 1998 debido a la crisis de contratos ocurrida en el año 1997. En el caso de la energía, la LCE hace una distinción clara entre los precios fijados por el Regulador (OSINERG) y los precios basados en costos marginales de corto plazo para saldar las transferencias entre generadores (denominado mercado de corto plazo del COES). Los precios del Regulador (Precio Básico de la Energía) constituyen valores estables, equivalentes a los costos marginales de corto plazo, que aplicados a la energía vendida permiten obtener los mismos ingresos que se lograrían por aplicación de los costos marginales de corto plazo esperados. La equivalencia se efectúa para un periodo de tres años, 12 meses del pasado y 24 meses del futuro, se determinan como la media de los costos marginales de los próximos 2 años, proyectando la demanda y considerando el parque de generación comprometido o factible de entrar en operación durante el periodo.

El Precio Básico de la Energía se acepta como tarifa si se verifica que los Precios en Barra determinados de esta manera no difieren del precio promedio ponderado de los precios del mercado libre (clientes mayores a 1 MW) en más o menos 10%. En el caso del abastecimiento del Servicio Público de Electricidad (SPE), la LCE exige que el distribuidor tenga contratos que cubran sus requerimientos de potencia y energía con una antelación de 2 años. La LCE no otorga flexibilidad a las distribuidoras para poder comprar su déficit o vender su superávit de energía o capacidad en un mercado de corto plazo [1].

## **1.2. Estructura del Mercado de Corto Plazo de electricidad**

La actual estructura del mercado corto plazo de electricidad fue determinada con la promulgación del Decreto Ley N° 28832 "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica". Existía un mercado de corto plazo sólo entre los generadores, en el que se saldaban las diferencias entre lo realmente producido por los generadores y las

obligaciones de éstos en el despacho económico del sistema, debido a las obligaciones contractuales con terceros. En este mercado, las transacciones se efectúan al Costo Marginal de Corto Plazo, que es el costo marginal de producción local, controlado cada 15 minutos.

La participación de la demanda en las transacciones del mercado de corto plazo constituye un tema crucial en el mejoramiento de las posibilidades para habilitar la competencia. El mercado de corto plazo es el mecanismo principal para eliminar las preocupaciones de los Agentes de no ser capaces de precisar sus requerimientos con tres años de anticipación, ya que en este mercado se podrá transar las posibles diferencias entre la demanda proyectada con lo que realmente puede ocurrir.

Además de brindar a la demanda la oportunidad de responder a las señales de precios aprovechando las posibilidades de administración de carga y/o conservación de energía como herramientas para reducir el consumo en casos de escasez o para aumentar su consumo en casos de abundancia de recursos con bajos costos marginales de producción, principalmente para los Usuarios Libres que pueden programar su producción con cierta flexibilidad.

Es válido considerar del lado de los compradores, ya sean distribuidores o clientes libres, que al asumir compromisos de compra de electricidad a firme con cierta antelación, asumen algún riesgo de no acertar con sus demandas reales presentándose diferencias entre lo contratado y lo realmente requerido.

Estas diferencias se pueden presentar tanto debido a las variaciones difíciles de prever en cualquier proyección que pueden deberse a imponderables no sujetos al control de los compradores. Sin embargo, estos posibles errores de estimación son normalmente muy reducidos en el mercado regulado, ya que es bastante predecible establecer su proyección en un periodo relativamente corto de planificación.

La actividad de planificación del incremento de la demanda es natural en el negocio del Distribuidor, ya que está inmersa en su necesidad de controlar la demanda en cada circuito de su red de distribución para evitar las pérdidas y caídas de tensión, que son penalizadas cuando se exceden de un cierto límite.

También está dentro de la capacidad de gestión del Distribuidor acciones de concertación, principalmente con los clientes mayores, para reducir o incrementar la demanda, si tiene incentivos para hacerlo.

Por ello, junto con la firmeza de los compromisos contractuales se requiere que los compradores puedan negociar sus desbalances, ya sea comprando sus déficit o vendiendo sus excedentes, en un mercado de corto plazo. El mercado de corto plazo crea los medios para habilitar estas transacciones de forma automática. El Mercado de

Corto Plazo es una pieza fundamental que complementa la firmeza de los compromisos contractuales para definir las decisiones de inversión más adecuadas, con la flexibilidad de resolver las variaciones de corto plazo, ya sea provocadas por la administración de la demanda o por la influencia de factores exógenos en la proyección prudente de la demanda, reduciendo a un mínimo la preocupación que pudieran tener los distribuidores o clientes libres de no acertar correctamente con su pronóstico.

Las operaciones en el Mercado de Corto Plazo, es decir las transacciones que efectúen los Distribuidores o Clientes Libres ya sea vendiendo sus excedentes o comprando sus necesidades adicionales, en resumen, liquidando sus desbalances, se efectuarán con el Costo Marginal Local o Nodal aplicable.

La legislación anterior establecía un costo marginal en cada nodo del sistema interconectado y las entregas de energía que efectuaban los generadores en un determinado punto de la red se veían afectados por los costos y pérdidas de transmisión por lo que resultaba un costo marginal en cada punto (Costo Marginal Nodal) donde se retiraba energía.

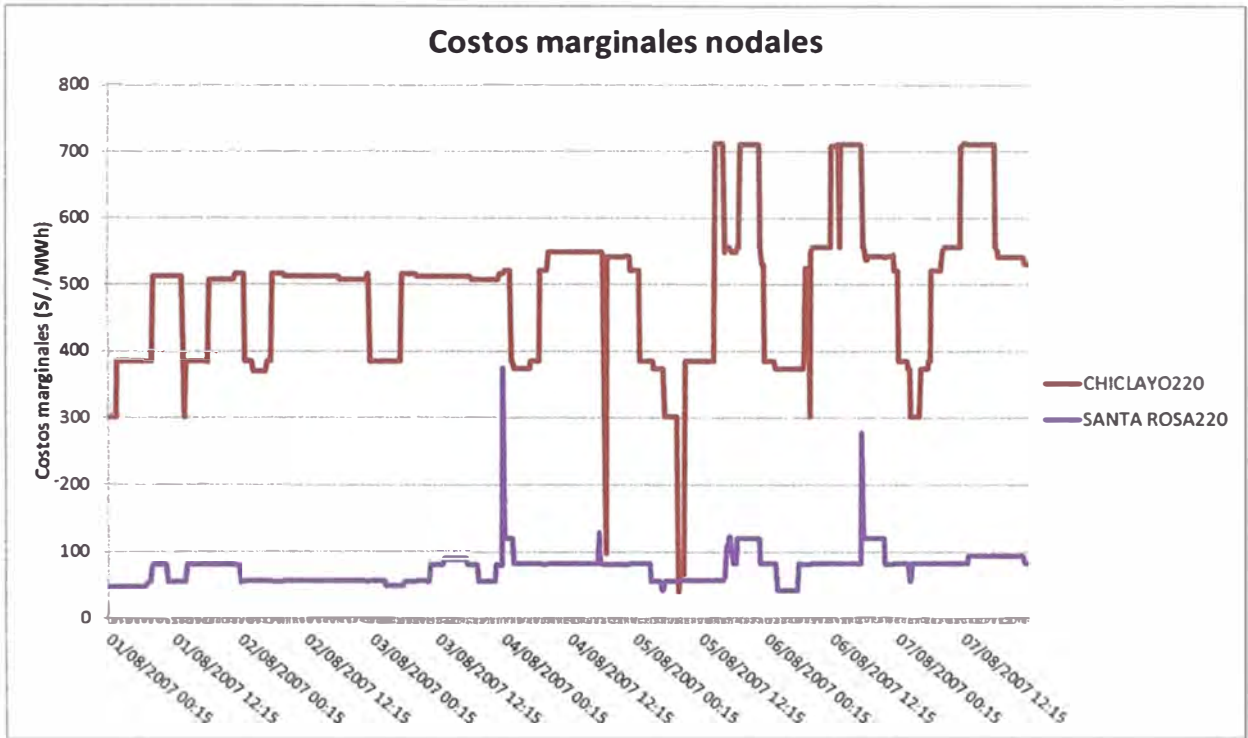
### **1.3. Costos marginales idealizados**

Antes de que entrara en vigencia los costos marginales idealizados, en el cálculo de los costos marginales nodales todavía se consideraban las restricciones de la red de transmisión.

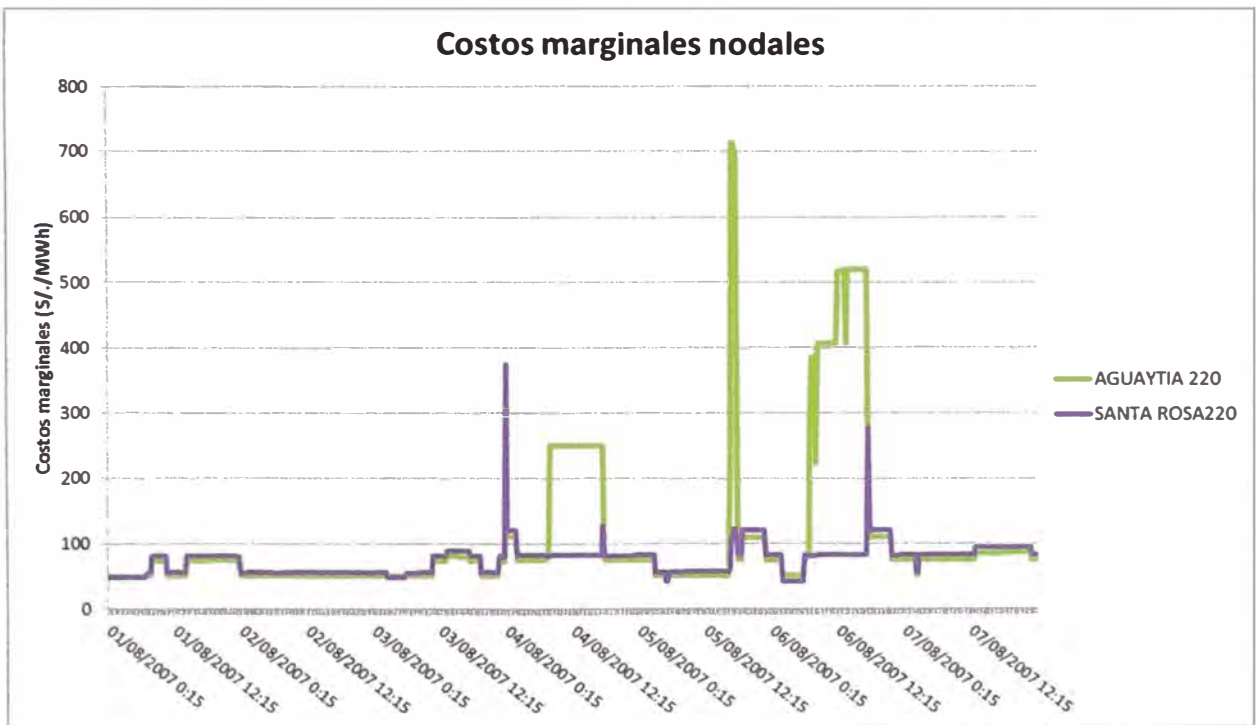
El mercado eléctrico experimenta una pronunciada volatilidad a corto plazo debido a sus peculiaridades, ante todo, a las variaciones continuas de carga asociados a la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica rentable. El pronóstico del costo marginal de la electricidad es muy importante para todos los actores del mercado y, en particular, para las empresas generadoras, que deben gestionar sus unidades y el riesgo económico asociado, en el corto, mediano y largo plazo. En general, la volatilidad de los costos marginales depende de un gran número de parámetros tales como: precios de los combustibles (a menudo relacionado con las tasas de cambio), la disponibilidad de unidades de generación, la producción de la generación hidroeléctrica, la elasticidad de la demanda, la congestión de la red y las normas de gestión de cualquier mercado eléctrico específico.

En las figuras 1.3, 1.4 y 1.5 se muestran tres casos donde se presenta la volatilidad de los costos marginales nodales en barras ubicadas en zonas afectadas por las congestiones de líneas de transmisión. Se muestran los costos marginales de las barras afectadas por congestión de líneas de transmisión comparando con el costo marginal de la barra Santa Rosa (considera barra de referencia del sistema). Los costos marginales

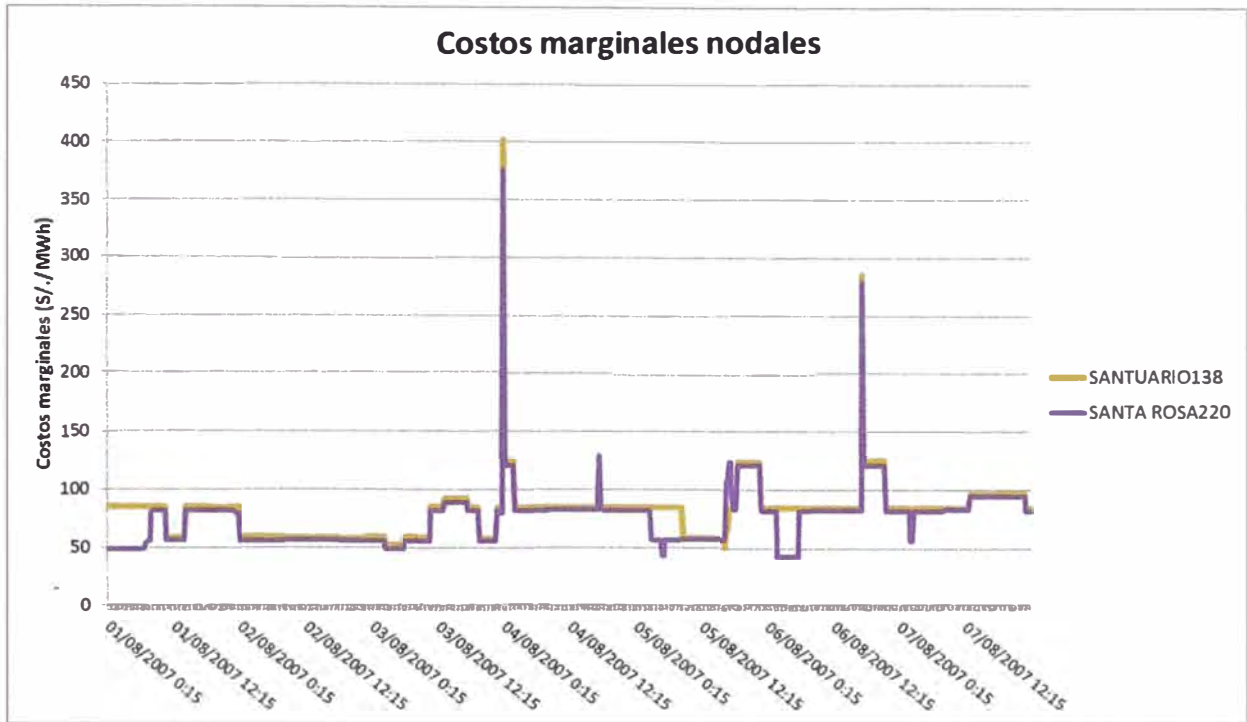
tomados en estos casos corresponden a un periodo representativo que corresponde del 1 de agosto al 7 de agosto del 2007 con una resolución de datos de cada 15 minutos.



**Fig. 1.3 Costos marginales de barra Chiclayo por congestión de línea L-2215 (Paramonga Nueva – Chimbote 1)**

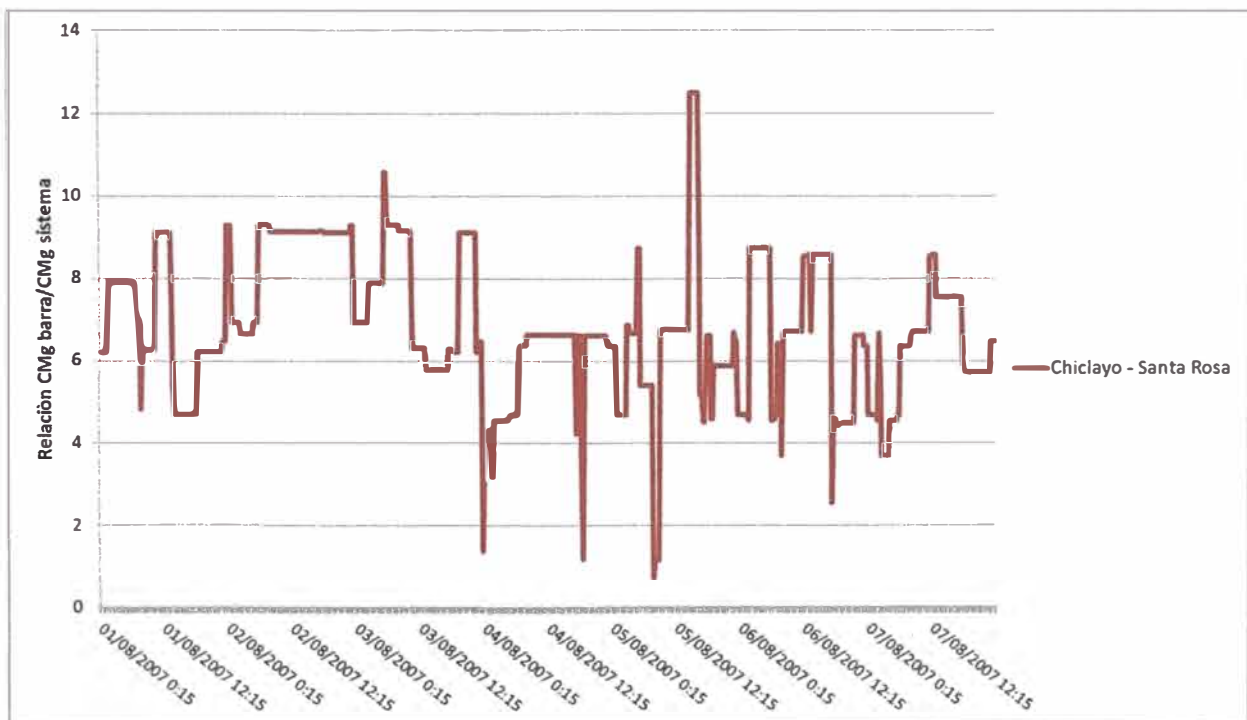


**Fig. 1.4 Costos marginales de barra Aguaytía por congestión de línea L-2224 (Pachachaca – Oroya Nueva)**



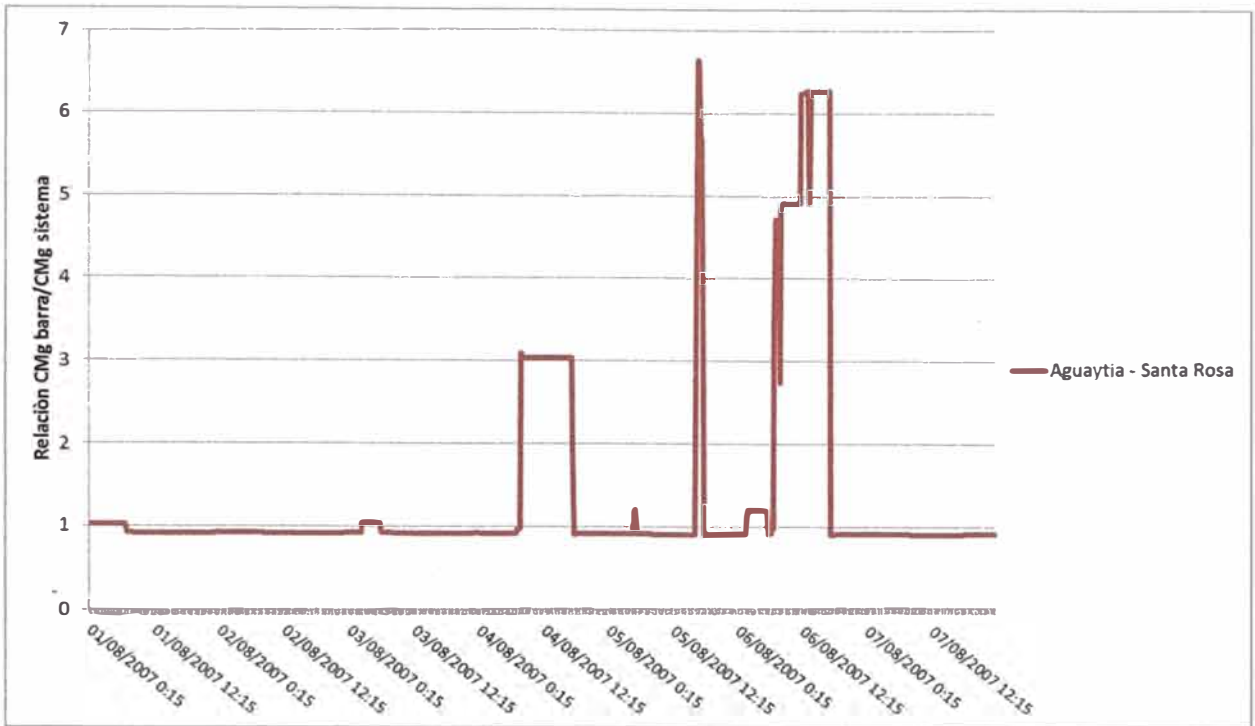
**Fig. 1.5 Costos marginales de barra Santuario por congestión de líneas L-2051 y L-2052 (Campo Armiño – Cotaruse)**

En las figuras 1.6, 1.7 y 1.8 se realizan una comparación numérica a través de una relación entre los costos marginales afectados por congestión de líneas de transmisión y los costos marginales de la barra Santa Rosa (considera barra de referencia del sistema).

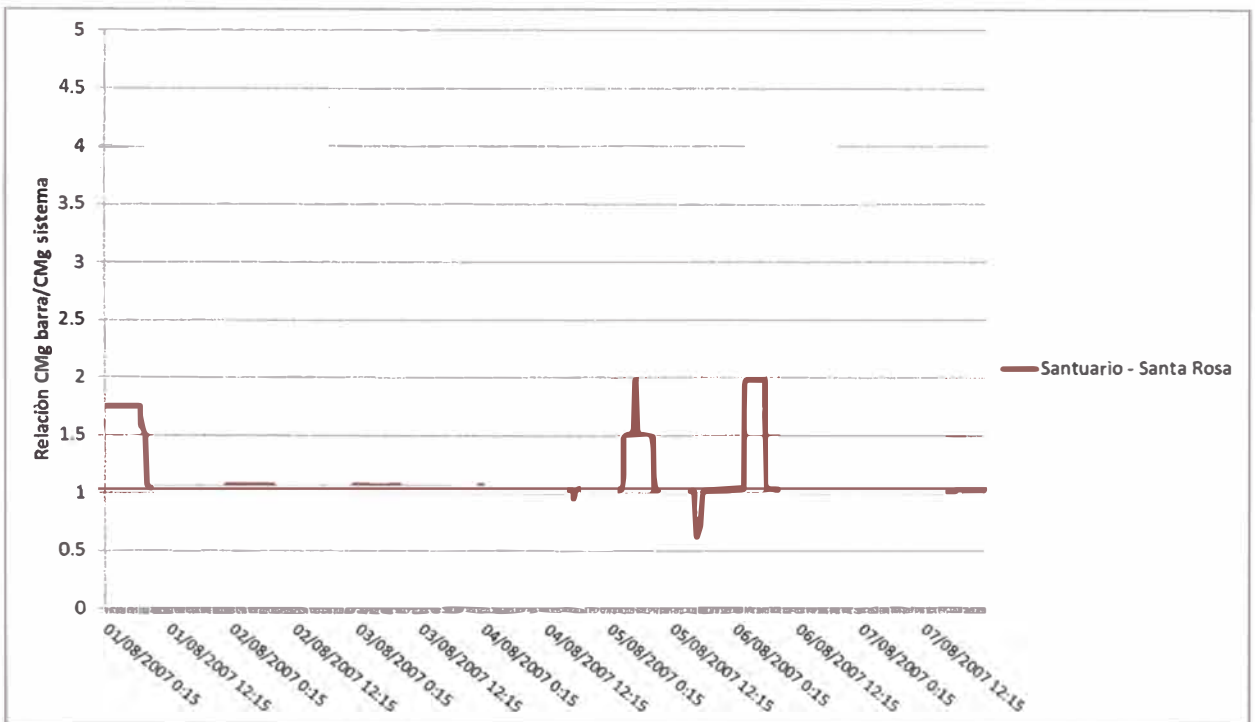


**Fig. 1.6 Relación proporcional entre barras Chiclayo y Santa Rosa**





**Fig. 1.7 Relación proporcional entre barras Aguytia y Santa Rosa**



**Fig.1.8 Relación proporcional entre barras Santuario y Santa Rosa**

Se observa una gran diferencia de los costos marginales afectados por congestión de líneas de transmisión respecto del costo marginal de la barra Santa Rosa (barra de referencia del sistema). El caso más crítico se observa con el costo marginal de la barra Chiclayo, donde el costo marginal es hasta 12 veces el costo marginal de la barra Santa

Rosa. En el caso de la barra Aguaytía, el costo marginal llega hasta 6 veces el costo marginal de la barra Santa Rosa y en el caso de la barra Santuario, solo llega a ser 2 veces el costo marginal de la barra Santa Rosa. Estos casos varían debido al costo variable de las unidades térmicas que operan por congestión en estas diferentes zonas, en este caso, las centrales térmicas más caras se encuentran dentro de la zona de la barra Chiclayo.

En diciembre de 2008, se emitió el Decreto de Urgencia N° 049-2008 [2], debido a que las restricciones de producción y transporte de gas natural, así como de transporte de electricidad causaban externalidades negativas y producían costos por restricciones en la operación del sistema eléctrico que distorsionaban el sistema de transacciones a costos marginales, desincentivando el desarrollo de nueva oferta de generación, en donde se establecía que los costos marginales del SEIN, se determinarían considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad, dando inicio a la determinación de los llamados costos marginales idealizados.

### **1.3.1. Criterios para la elaboración del despacho idealizado.**

El despacho idealizado se determina diariamente utilizando el mismo modelo matemático de optimización y consideraciones utilizadas en el Programa Diario de Operación (PDO). Con las premisas establecidas en el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el COES calcula los costos marginales idealizados, considerando los siguientes criterios [3]:

- a) La simulación comprenderá un horizonte de estudio de 00:00 h a 24:00 h (un día).
- b) Disponibilidad ilimitada de gas natural de Camisea para las unidades de generación que utilicen dicho combustible.
- c) Se considera a todas las unidades de generación con la posibilidad de operar o parar desde las 00:00 h.
- d) La red eléctrica para el despacho idealizado incluye las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Transmisión o del Plan de Transmisión que lo sustituya. Asimismo, en el modelo se incluyen todas las barras de transferencia utilizadas en la valorización de las transferencias de energía.
- e) En el caso de que se presenta alguna congestión de transmisión, se considerará la adición de uno o más equipos de transmisión en paralelo con el equipo congestionado, con las mismas características eléctricas, hasta que la congestión sea superada.
- f) Los caudales afluentes y volúmenes hidrológicos iniciales y meta considerados en el PDO.

- g) El programa de mantenimiento de las unidades de generación y del sistema de transmisión considerados en el PDO.
- h) El valor de reserva rotante considerados en el PDO. La asignación de esta reserva se mantendrá siempre que sea factible.
- i) Los costos de arranque, variables de combustibles y no combustibles considerados en el PDO.
- j) Las restricciones operativas de las unidades de generación conforme a sus fichas técnicas.
- k) Se consideraran la programación de unidades forzadas por pruebas, por inflexibilidad operativa, por tensión y por seguridad del sistema.
- l) Excepcionalmente a las consideraciones anteriores, para las unidades de generación que requieran ser evaluadas el Programa Semanal de Operación (PSO) a fin de determinar su operación diaria, se considerará para el despacho idealizado el mismo periodo de operación definido en el PDO correspondiente.

### **1.3.2. El costo marginal de corto plazo del despacho idealizado.**

- a) El costo marginal idealizado de corto plazo de la barra de referencia es determinado conforme al Procedimiento Técnico N° 7 del COES, para lo cual, se calculan los factores de pérdidas marginales como el cociente del costo marginal reportado por el modelo de despacho utilizado en el PDO de cada barra, con respecto al costo marginal reportado por el modelo de despacho utilizado en el PDO de la barra de referencia (Santa Rosa 220 kV).
- b) Para la expansión del costo marginal desde la barra de referencia hacia las demás barras de transferencias, se utilizan los factores de pérdidas marginales calculados en el paso previo.
- c) Para las valorizaciones, el costo marginal nodal en ningún caso será superior al Valor Límite señalada por la normativa vigente.

Sin embargo en la operación en tiempo real existen limitaciones en el transporte por las líneas de transmisión existiendo congestiones en estas, por lo que centrales térmicas con costos variables altos operan para suplir la energía faltante en zonas afectadas por las congestiones. Los costos variables de estas centrales que operan por congestión siempre son más altos que las centrales que operan en el sistema. Para el sistema de costos marginales idealizados los costos operativos de estas centrales térmicas serán compensadas de la siguiente manera [4]:

$$COCong = \sum_{q=1}^Q [E_i^q (CV_i^{cong} - Cmg^q fp_i^q)] \quad (1.1)$$

Donde:

$q$ : Cada periodo de 15 de minutos de la operación por congestión de la unidad  $i$ .

$Q$ : Número total de periodos  $q$  de la operación por congestión de la unidad  $i$ .

$E_i^q$ : Energía entregada por la unidad  $i$  en cada  $q$  de la operación por congestión (kWh).

$CV_i^{cong}$ : Costo variable de la unidad  $i$  durante el periodo de la operación por congestión (S./kWh).

$Cmg^q$ : Costo marginal del sistema en  $q$  durante el periodo de la operación por congestión de la unidad  $i$  (S./kWh).

$fp_i^q$ : Factor de pérdidas marginales de energía en  $q$  de la barra donde inyecta la unidad  $i$  durante su operación por congestión.

El valor total de esta compensación para un generador se determina como la sumatoria de todos los  $COCong$  durante todos los periodos  $t$  del mes.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

#### 2.1. Definición de términos

Las expresiones utilizadas en el presente trabajo, tienen base en la normativa vigente [5] y [6]:

- a) **Agentes:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
- b) **Barra de transferencia:** Barra del Sistema Principal de Transmisión y demás aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(s) de dos o más generadores integrantes
- c) **Capacidad:** Se considera como sinónimo de potencia.
- d) **COES:** El Comité de Operación Económica del Sistema.
- e) **Configuración:** Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.
- f) **Costo marginal de corto plazo o costo marginal nodal:** Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.
- g) **Costo medio:** Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.
- h) **Demanda:** Demanda de potencia y/o energía eléctrica.
- i) **Distribuidor:** Titular de una concesión de distribución.
- j) **Generador:** Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.
- k) **Grandes Usuarios:** Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW.

- l) **Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):** Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 denoviembre de 1992, y sus modificatorias.
- m) **Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica:** Decreto Ley N° 28832, promulgado el 21 de julio de 2006, y sus modificatorias.
- n) **Mercado de Corto Plazo:** Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.
- o) **Reglamento:** Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.
- p) **SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- q) **Sistema Aislado:** Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.
- r) **Transferencia:** Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.
- s) **Transmisor:** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.
- t) **Usuarios:** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.
- u) **Usuarios Libres:** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

## 2.2. Costos marginales

La teoría microeconómica indica que para que se cumpla el objetivo de maximizar el bienestar social se requiere una asignación eficiente de los recursos, produciéndose al menor costo posible y asignándose a los demandantes el costo marginal de producción, resultado que se alcanza en un régimen de competencia perfecta. Esta ortodoxia económica recomienda utilizar los costos o precios marginales en los mercados, paradigma que ha sido adoptado en la mayoría de mercados eléctricos competitivos en el mundo, en ocasiones olvidando las enormes simplificaciones y la idealización de supuestos que hay detrás de un resultado de la teoría económica.

En teoría el bienestar de la sociedad se puede medir como la diferencia entre la utilidad obtenida por el consumidor  $B(d)$  para un nivel de consumo  $(d)$ , y el costo de producción  $C(p)$  de la cantidad  $(p)$ , o lo que equivale a sumar el excedente del consumidor y el excedente del productor [8]:

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar } B(d) - C(p) \\ & \text{Sujeto: } p - d = 0 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Formulando el Lagrangiano del problema (2.1):

$$L = B(d) - C(p) + \lambda(p - d) \quad (2.2)$$

De la condición de primer orden del óptimo se encuentra:

$$\frac{\partial L}{\partial d} = \frac{\partial B(d)}{\partial d} - \lambda = 0$$

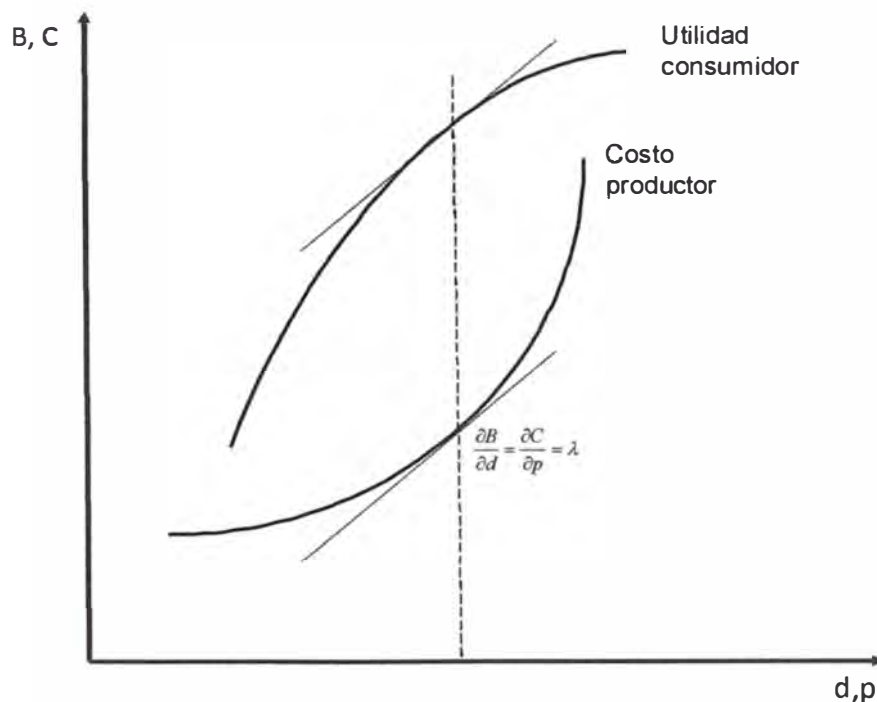
$$\frac{\partial L}{\partial p} = -\frac{\partial C(p)}{\partial p} + \lambda = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = p - d = 0 \quad (2.3)$$

Con lo cual finalmente se encuentra:

$$\frac{\partial B}{\partial d} = \frac{\partial C}{\partial p} = \lambda \quad (2.4)$$

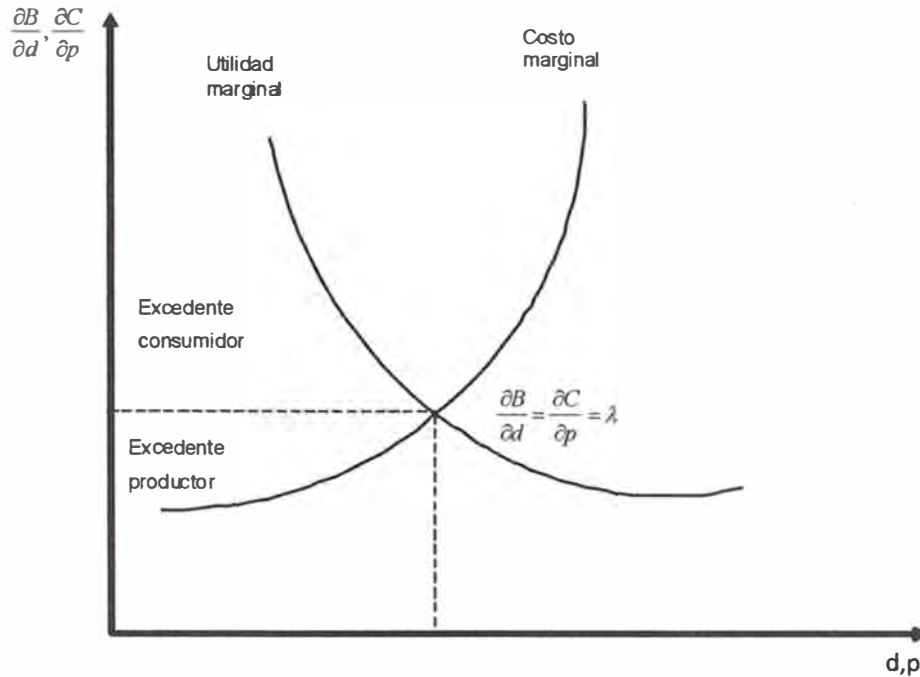
Es decir, el nivel óptimo de producción y consumo es aquel en que se iguala la utilidad marginal de consumo con el costo marginal de producción, lo que a su vez define el precio de equilibrio del mercado ( $\lambda$ ), el cual corresponde al costo marginal. Lo anterior se muestra en la figura 2.1.



**Fig. 2.1. Funciones de beneficio y costo**

Que en términos de sus utilidades marginales y costos marginales (derivadas), se presenta en las clásicas curvas de oferta y demanda, como lo muestra la Fig. 2.2. En aquellos sistemas en los cuales la demanda no es activa al precio, se considera inelástica

por lo menos en el corto plazo, la maximización del beneficio social coincide con la minimización del costo de operación, como es, entre muchos, el caso peruano.

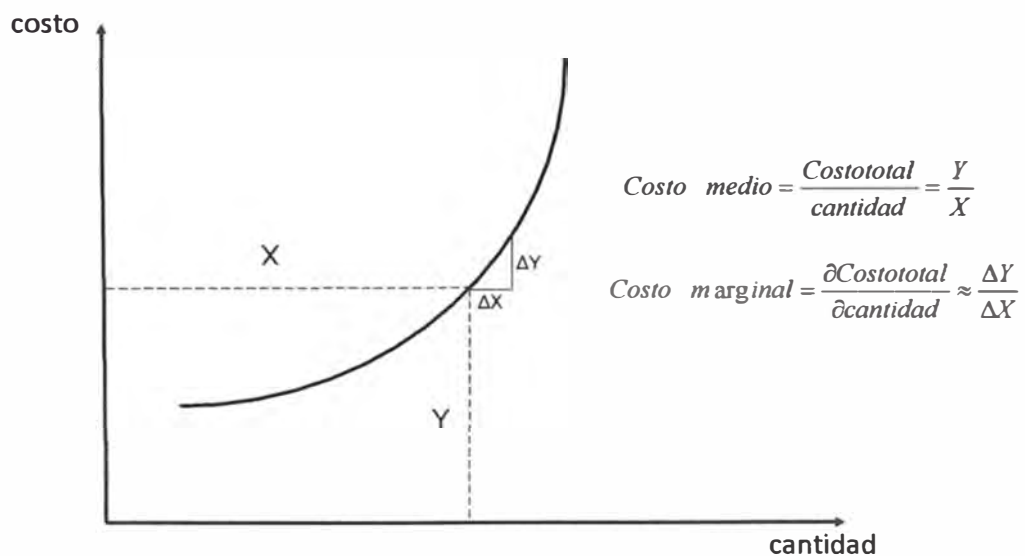


**Fig. 2.2. Funciones de beneficio y costo marginal**

### 2.2.1. Costo marginal y costo medio

El costo medio se define, para cada nivel de producción, como la división simple entre el costo total de producción y el nivel de producción, por su parte el costo marginal se define como el cambio del costo total respecto del cambio en el nivel de producción, en rigor matemático cuando este último cambio tiene a cero (0), es decir corresponde al derivada del costo total respecto del nivel de producción:

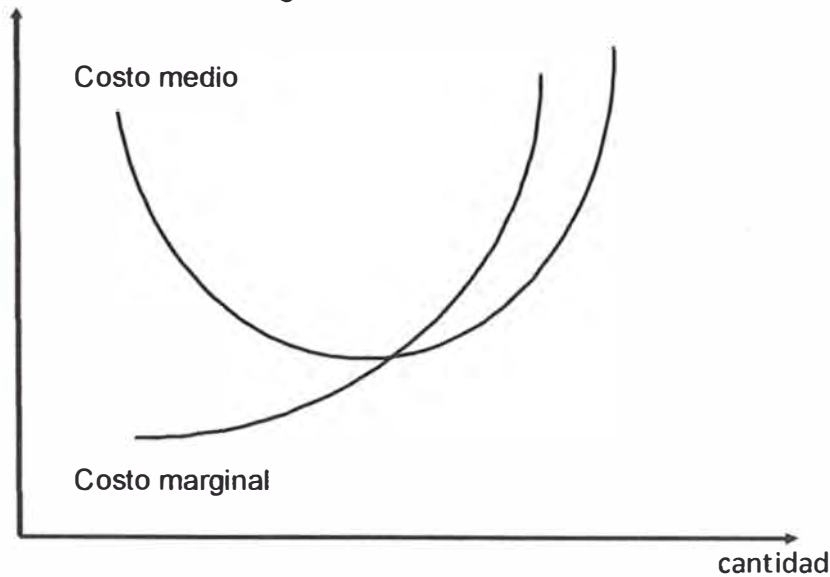
El concepto de costo medio y costo marginal se muestra en la figura 2.3.



**Fig. 2.3. Costo medio y marginal**



El punto en el cual el costo medio alcanza su mínimo coincide con el costo marginal en ese punto, según se muestra en la figura 2.4.



**Fig. 2.4. Funciones de costo medio y marginal**

De la definición de costo medio y marginal se tiene:

$$\text{Costo marginal} = \frac{\partial \text{Costo total}}{\partial \text{cantidad}} = \frac{\partial (\text{cantidad} * \text{costo medio})}{\partial \text{cantidad}} \quad (2.5)$$

$$\text{Costo marginal} = \text{cantidad} * \frac{\partial \text{costo medio}}{\partial \text{cantidad}} + \text{costo medio} \quad (2.6)$$

El costo medio mínimo corresponde al punto en que la derivada respecto de la cantidad es cero, con lo que se tiene:

$$\text{Costo marginal} = \text{Costo medio mínimo} \quad (2.7)$$

## 2.3. Descomposición de los costos marginales nodales

### 2.3.1. Sistema de precios nodales

Por simplicidad de presentación se supondrá en este numeral que la demanda no es activa al precio en el corto plazo, con lo cual la maximización del bienestar social corresponderá con la minimización del costo operativo [7], [8] y [9].

$$\text{Minimizar } FO = \sum_i C_i(g_i) \quad (2.8)$$

Sujeto a:

$$\sum_i g_i - \sum_i d_i - \text{Loss} = 0$$

$$F_k \leq F_k^{\max} \quad \text{y} \quad g_j \leq g_j^{\max}$$

El lagrangeano del problema (2.8) es el siguiente:

$$L = \sum_i C_i(g_i) + \lambda \left( \sum_i g_i - d_i - Loss \right) + \sum_j \mu_j (F_j - F_j^{max}) \quad (2.9)$$

Siendo  $\lambda$  la variable dual asociada a la restricción de balance carga generación pérdidas y  $\mu$  las variables duales asociadas a las restricciones de límite de flujo F. De las condiciones de optimalidad de primer orden (dualidad y Karush Kuhn Tucker) se tiene:

$$\begin{aligned} \text{En el óptimo} &= \frac{\partial FO}{\partial d} = \frac{\partial L}{\partial d} = \text{Costo Marginal} \\ \text{Costo Marginal}_i &= \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_i} \right) + \sum_j \mu_j \frac{\partial F_j}{\partial d_i} \end{aligned} \quad (2.10)$$

De lo anterior, se encuentra que el costo marginal en el nodo ( $i$ ) depende de las variables duales asociadas a las ecuaciones de igualdad como de desigualdad. En el costo marginal se refleja el costo marginal de producción, y el valor marginal de las restricciones y pérdidas en el sistema.

De (2.10) se encuentra que el costo marginal está formado por tres componentes: energía, congestión y pérdidas:

$$\begin{aligned} \text{Componente Energía}_i &= \lambda \\ \text{Componente Pérdidas}_i &= 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_i} \\ \text{Componente Congestión}_i &= \sum_i \mu_i \frac{\partial F_i}{\partial d_i} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Donde:

$\mu_i$ : Es el costo de capacidad de la LT  $n - \text{ésima}$

$F_i$ : Nivel de carga de la LT  $n - \text{ésima}$

El componente energía ( $\lambda$ ) es el costo marginal del sistema y puede tomar alguno de los siguientes valores, dependiendo de cuál se asocie a un menor incremento en el mínimo costo de operación al atender la demanda:

- Costo variable de la unidad termoeléctrica más costosa en operación para satisfacer la demanda.
- Costo de oportunidad del agua disponible en el sistema por las unidades hidroeléctricas (valor del agua).

El componente pérdidas o factor de pérdidas marginal de la barra  $i$  – ésima se determina a partir de la razón entre el incremento de las pérdidas en el sistema de transmisión debido a un incremento de demanda en la barra  $i$  y dicho incremento de demanda.

El componente congestión se determina a partir de la sumatoria del producto de dos valores calculados para cada línea de transmisión:

- El costo de capacidad de cada línea de transmisión ( $\mu_i$ ), es decir en cuanto disminuiría el costo mínimo de operación si la capacidad de transmisión de la línea se incrementara.
- La razón que recoge la sensibilidad del flujo de energía a través de la línea con respecto de la demanda en la barra  $i$  – ésima.

## CAPÍTULO III

### IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA

#### **3.1. Metodología de cálculo en base a los costos marginales idealizados y reales**

Se presenta un procedimiento para el cálculo de costos marginales nodales que permite atenuar la volatilidad de los mismos debido a las restricciones de red, pero mantiene las señales de precios que resultan de la aplicación estricta de la teoría de costos marginales.

En un mercado basado en costos marginales, las ecuaciones pueden interpretarse de la siguiente manera:

- En ausencia de pérdidas y restricciones de red, el monto total pagado por los consumidores coincide exactamente con el monto que reciben los generadores.
- Si se consideran solo las pérdidas, los precios son diferentes en los distintos nodos de la red y el monto total pagado por los consumidores permite cubrir los pagos a los generadores (correspondiente a la energía demandada por los consumidores más las pérdidas de transmisión) y además queda un monto excedente que en algunos mercados es llamado ingreso tarifario, que es la componente de pérdidas de (10).
- En forma similar, cuando se consideran las restricciones de red existirán en (10) algunos multiplicadores de Lagrange de la restricción de capacidad de transmisión distintos de cero, que modificarán los costos marginales. Como consecuencia, el monto total pagado por los consumidores permite cubrirlos pagos a los generadores (debido al componente de congestión del costo marginal, los costos marginales en cada nodo nunca serán inferiores a los costos operativos del generador del correspondiente nodo) y además queda un monto excedente que es llamado renta de congestión. Este monto correspondería a la parte de las rentas a la transmisión ocasionada por las restricciones de red.

Cuando en un sistema eléctrico las restricciones de red son considerables, se producen variaciones significativas en los precios con el consecuente aumento de la renta de congestión. Este es un motivo que llevó a nuestro mercado, a calcular los precios en base a un despacho idealizado donde no se consideran las restricciones de la red. Estas

simplificaciones adoptadas, que se apartan de la solución teórica basada en la teoría de costos marginales, surgieron como una necesidad para atacar los problemas de la falta de adaptación del sistema, atenuándose la alta volatilidad de precios. La solución teórica basada en costos marginales se adapta bien a un mercado donde existe mucha competencia y en un sistema donde las desadaptaciones del mismo no son significativas. El modelo de despacho económico idealizado no considera las restricciones de red en el cálculo de los costos marginales, y por lo tanto, en zonas donde realmente se producen restricciones de red, el costo marginal resultante en una barra puede ser inferior al costo variable de operación de un generador ubicado en esa barra. En este caso existen sobrecostos operativos de los generadores que operan en esta condición que no son incluidos en los precios y por lo tanto, estos sobrecostos deben calcularse por separado para ser pagados por los agentes del mercado.

Si el despacho se realiza considerando las restricciones de red, los costos marginales resultantes permiten cubrir los costos operativos de todos los generadores del sistema y adicionalmente existe un excedente (renta de congestión) que es la señal de precio del mercado al problema de la congestión.

Como propuesta alternativa para atacar el problema de la volatilidad de costos marginales nodales debido a la congestión de la red de transmisión, se presenta un sistema de costos marginales nodales que permite recuperar exactamente los sobrecostos de operación causados por la congestión por medio de un factor de reconocimiento de sobrecostos operativos.

En primer lugar, deben calcularse a partir del modelo de despacho económico, los costos marginales nodales del sistema con restricciones de red y, por otro lado, los costos marginales nodales correspondientes al despacho sin considerar las restricciones de red. Luego, para cada barra del sistema y por periodo horario, el costo marginal nodal propuesto será igual al costo marginal resultante del despacho idealizado sin restricciones de red más la diferencia entre el costo marginal nodal del despacho con restricciones de red y el costo marginal nodal del despacho idealizado, afectado por un factor de reconocimiento de sobrecostos operativos (FSO). Este factor de reconocimiento de sobrecostos operativos, que es un valor único para todo el sistema por periodo horario, se calcula de tal manera que las rentas de congestión resultantes de la aplicación de los nuevos costos marginales nodales, sean iguales a los sobrecostos operativos del sistema ocasionados por las restricciones de red.

Como primer paso es necesario distinguir en el ingreso tarifario de la transportista, la parte correspondiente a las pérdidas y a la congestión de la red [7]. [8] y [9].

$$RG = \sum_{i=1}^{ng} \rho_i g_i \quad (3.1)$$

$$RD = \sum_{j=1}^{ng} \rho_j d_j \quad (3.2)$$

$$RT = RD - RG = \sum_{j=1}^{ng} \rho_j d_j - \sum_{i=1}^{ng} \rho_i g_i \quad (3.3)$$

A partir de (2.10) y (3.3), resulta:

$$RT = \sum_{i=1}^{nd} \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_i} \right) d_i - \sum_{j=1}^{ng} \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_j} \right) g_j + \sum_{i=1}^{nd} \left( \sum_{k=1}^{nl} \mu_k \frac{\partial F_k}{\partial d_k} \right) d_i - \sum_{j=1}^{ng} \left( \sum_{k=1}^{nl} \mu_k \frac{\partial F_k}{\partial d_k} \right) g_j \quad (3.4)$$

$$RT = \sum_{i=1}^{nd} \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_i} \right) d_i - \sum_{j=1}^{ng} \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_j} \right) g_j + RC \quad (3.5)$$

Donde:

*RD*: monto pagado por los usuarios

*RG*: monto pagado a los generadores

*RC*: Rentas por congestión

En consecuencia, debe resolverse el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\rho_i(t) = \rho_{SRi}(t) + FSO(\rho_{CRi}(t) - \rho_{SRi}(t)) \quad i = 1, \dots, nn \quad (3.6)$$

$$\sum_{i=1}^{nd} \rho_i d_i - \sum_{j=1}^{ng} \rho_j g_j = \sum_{i=1}^{nd} \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_i} \right) d_i - \sum_{j=1}^{ng} \lambda \left( 1 + \frac{\partial Loss}{\partial d_j} \right) g_j + \sum_{m=1}^{nc} GC(CV g_m - \rho_m) g_m \quad (3.7)$$

Donde:

$GC = 1$  si  $CV g_i > \rho_i$

$GC = 0$  si  $CV g_i < \rho_i$

$\rho_i(t)$ : Costo marginal método propuesto

$\rho_{SRi}(t)$ : Costo marginal sin restricciones de red (idealizado)(subíndice SR)

$\rho_{CRi}(t)$ : Costo marginal con restricciones de red (real)(subíndice CR)

$FSO$ : Factor de reconocimiento de sobrecostos operativos

$GC$ : Factor para indentificar los generadores a compensar

$nn$ : cantidad de nodos del sistema

De las ecuaciones anteriores se deducen dos variables: el costo marginal propuesto  $\rho_i(t)$  y el factor de reconocimiento de sobrecostos operativos  $FSO$ . La variable  $\rho_i(t)$  ya se encuentra despejada y solo faltaria despejar  $FSO$ .

De las ecuaciones (3.6) y (3.7) se despeja la variable  $FSO$ :

$$FSO = \frac{\sum_{m=1}^{nc} GC(CVg_m - \rho_{SRm})g_m - \left\{ \sum_{i=1}^{nd} \left[ \rho_{SRi} - \lambda_{CRi} \left( 1 + \frac{\partial LOSS}{\partial d_i} \right) \right] d_i - \sum_{j=1}^{ng} \left[ \rho_{SRj} - \lambda_{CRj} \left( 1 + \frac{\partial LOSS}{\partial d_j} \right) \right] g_j \right\}}{\sum_{i=1}^{nd} (\rho_{CRi} - \rho_{SRi})d_i - \sum_{j=1}^{ng} (\rho_{CRj} - \rho_{SRj})g_j + \sum_{m=1}^{nc} GC(\rho_{CRm} - \rho_{SRm})g_m} \quad (3.8)$$

De esta manera, la diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales del despacho idealizado sin restricciones de red y dichos costos marginales, será cubierta por las rentas de congestión, no siendo necesario el pago de un cargo adicional para cubrir sobrecostos de los generadores que operan con costos variables de operación superiores a los precios calculados sin restricciones de red.

Estos nuevos precios marginales nodales tendrán un valor intermedio entre los del despacho idealizado sin restricciones y los resultantes de la aplicación de la teoría de costos marginales considerando las restricciones de red.

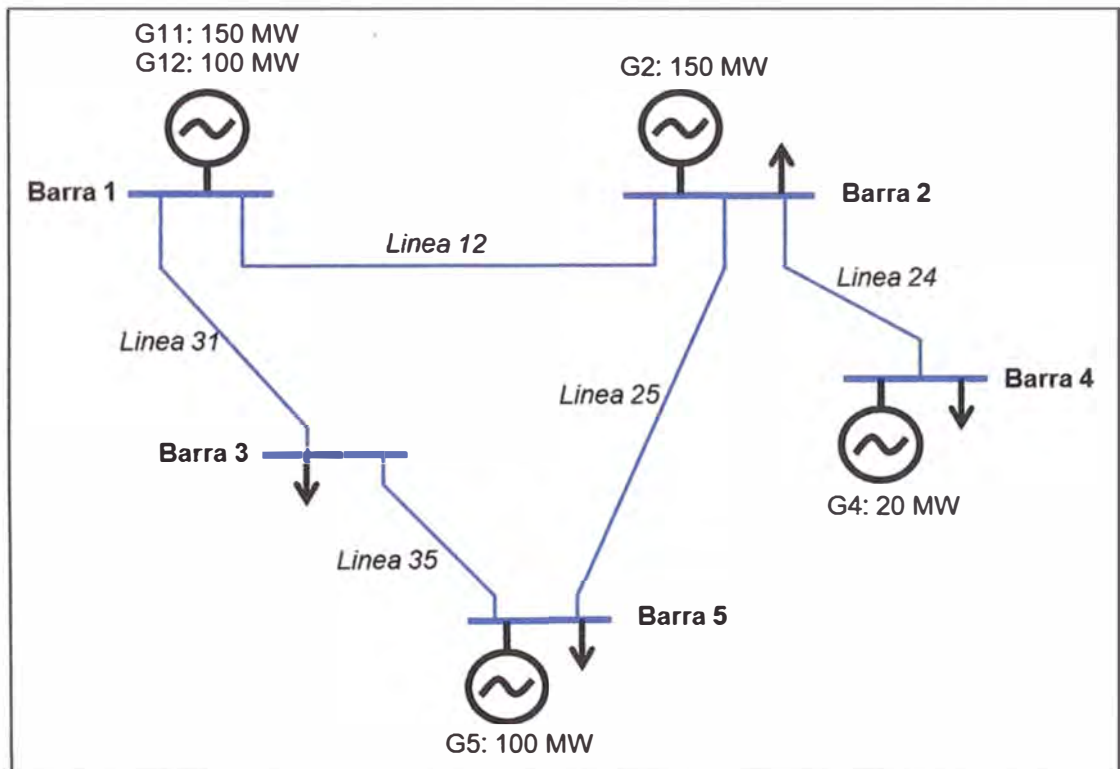
Este sistema de precios propuesto soluciona parcialmente el problema de precios muy altos debido a la congestión y tiene algunas ventajas comparativas con respecto al sistema utilizado actual (cálculo de precios sin restricciones de red y cargo adicional para cubrir los costos de los generadores) ya que existen señales de precios similares a las que se dancuando se aplican precios con restricciones de red basados en la teoría marginal.

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 4.1. Aplicación a un pequeño sistema

Para la aplicación de la metodología se ha considerado un pequeño sistema de cinco barras conectadas entre sí por líneas de transmisión, donde se solo existen generadores térmicos y no se consideran pérdidas en las líneas de transmisión. En la figura 4.1 se aprécia la configuración del sistema.



**Fig. 4.1 Diagrama unifilar de pequeño sistema de 5 barras**

Los costos variables de las centrales térmicas se aprecian en la tabla N° 4.1.

**TABLA N° 4.1 Costos variables de unidades térmicas**

	MW	\$/MWh
G11	150	5
G12	100	15
G2	150	20
G5	150	23
G4	20	300



La demanda por barra considerada en etapas horarias se muestra en la tabla N° 4.2.

**TABLA N° 4.2 Demanda por barra**

horas	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
1	0	29.93	116.15	64.2	38.72
2	0	28.62	111.98	63.45	37.33
3	0	28.5	109.78	62.26	36.59
4	0	27.55	109.07	63.92	36.36
5	0	28.68	112	65.61	37.33
6	0	30.66	117.6	65.3	39.2
7	0	29.83	122.96	67.62	40.99
8	0	31.66	128.45	66.82	42.82
9	0	33.65	136.39	69.86	45.46
10	0	35.29	142.8	70.75	47.6
11	0	35.82	145.74	70.92	48.58
12	0	36.27	145.8	70.07	48.6
13	0	35.28	142.36	69.3	47.45
14	0	35.81	142.74	70.05	47.58
15	0	36.98	146.61	72.21	48.87
16	0	37.13	146.5	72.66	48.83
17	0	36.73	145.3	73.19	48.43
18	0	34.75	141.42	78.44	47.14
19	0	38.63	150	80	50
20	0	40	149.64	78.94	49.88
21	0	38.89	147.47	76.94	49.16
22	0	37.79	144.33	73.64	48.11
23	0	33.74	133.43	67.98	44.48
24	0	32.36	124.55	66.22	41.52

Los parámetros de las líneas de transmisión consideradas en este pequeño sistema se muestran en la tabla N° 4.3.

**TABLA N° 4.3 Parámetros de líneas de transmisión**

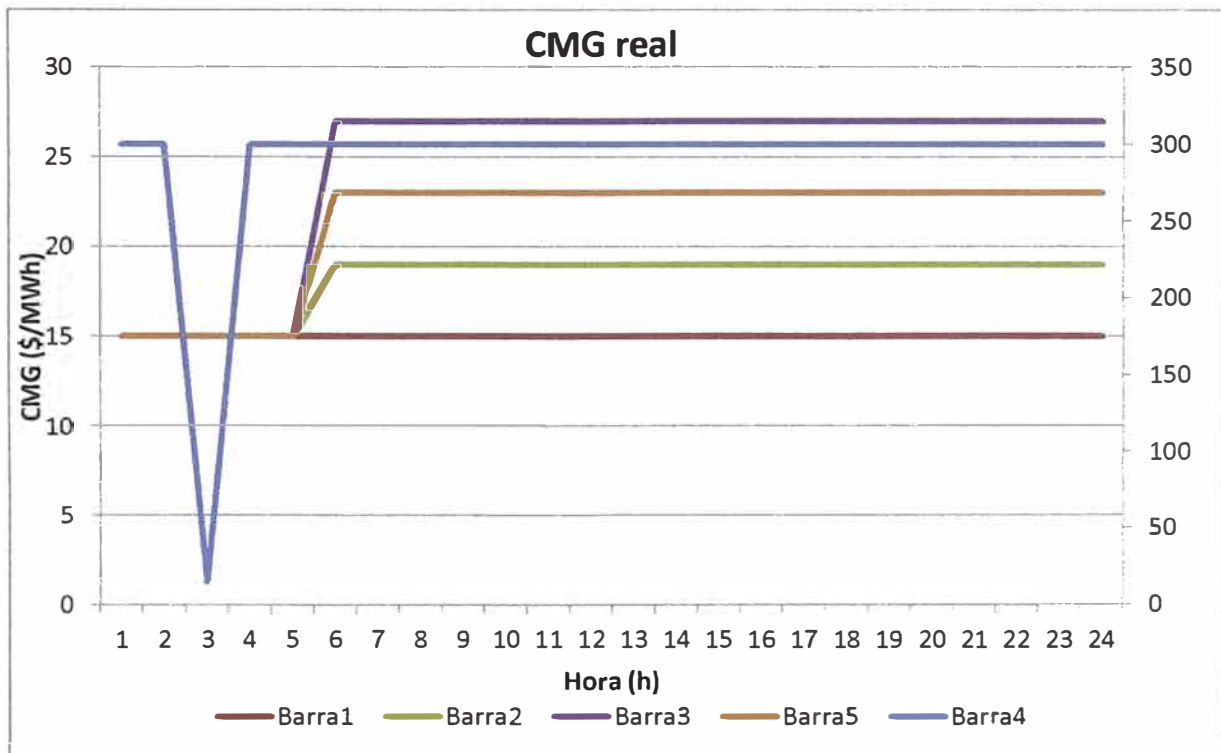
	Reactancia (p.u.)	Capacidad (MW)
Linea12	0.1	150
Linea25	0.3	75
Linea31	0.1	130
Linea24	0.1	63
Linea35	0.1	100

A partir de estos datos se resolverán dos casos para este sistema, uno real, considerando la capacidad de las líneas de transmisión y uno ideal, en donde la capacidad de las líneas de transmisión es suficiente para que no existan congestiones. Se utilizó el mismo software de despacho económico que utiliza el COES-SINAC (software de despacho de corto plazo NCP).

Como resultado del despacho real, se presentan los costos marginales por barra en la tabla N° 4.4 y gráficamente en la figura 4.2.

**TABLA N° 4.4 Costos marginales reales por barra**

Hora	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
1	15	15	15	300	15
2	15	15	15	300	15
3	15	15	15	15	15
4	15	15	15	300	15
5	15	15	15	300	15
6	15	19	27	300	23
7	15	19	27	300	23
8	15	19	27	300	23
9	15	19	27	300	23
10	15	19	27	300	23
11	15	19	27	300	23
12	15	19	27	300	23
13	15	19	27	300	23
14	15	19	27	300	23
15	15	19	27	300	23
16	15	19	27	300	23
17	15	19	27	300	23
18	15	19	27	300	23
19	15	19	27	300	23
20	15	19	27	300	23
21	15	19	27	300	23
22	15	19	27	300	23
23	15	19	27	300	23
24	15	19	27	300	23

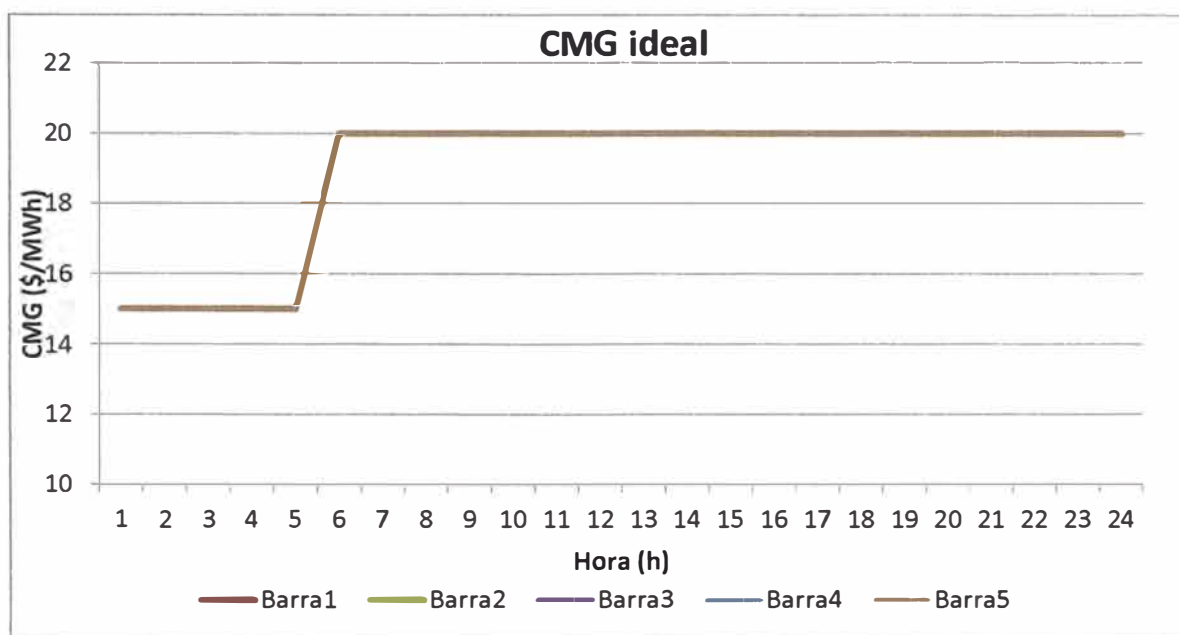


**Fig. 4.2 Costos marginales reales por barra**

Como resultado del despacho ideal, se presentan los costos marginales por barra en la tabla N° 4.5 y gráficamente en la figura 4.3.

**TABLA N° 4.5 Costos marginales ideales por barra**

Hora	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
1	15	15	15	15	15
2	15	15	15	15	15
3	15	15	15	15	15
4	15	15	15	15	15
5	15	15	15	15	15
6	20	20	20	20	20
7	20	20	20	20	20
8	20	20	20	20	20
9	20	20	20	20	20
10	20	20	20	20	20
11	20	20	20	20	20
12	20	20	20	20	20
13	20	20	20	20	20
14	20	20	20	20	20
15	20	20	20	20	20
16	20	20	20	20	20
17	20	20	20	20	20
18	20	20	20	20	20
19	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20
21	20	20	20	20	20
22	20	20	20	20	20
23	20	20	20	20	20
24	20	20	20	20	20



**Fig. 4.3 Costos marginales ideales por barra**

A partir de estos resultados, se calculan los nuevos costos marginales con la metodología presentada, los cuales se muestran en la tabla N° 4.6 y gráficamente en la figura 4.4.

TABLA N° 4.6 Costos marginales propuestos por barra

HORA	Barra1	Barra2	Barra3	Barra4	Barra5
1	15	15	15	20.33	15
2	15	15	15	17.02	15
3	15	15	15	15	15
4	15	15	15	19.1	15
5	15	15	15	26.34	15
6	19.84	19.97	20.22	28.92	20.1
7	19.69	19.94	20.44	37.63	20.19
8	19.73	19.95	20.38	35.23	20.16
9	19.53	19.91	20.65	46.13	20.28
10	19.47	19.89	20.74	49.42	20.32
11	19.46	19.89	20.75	50.15	20.32
12	19.51	19.9	20.69	47.45	20.29
13	19.56	19.91	20.62	44.7	20.26
14	19.51	19.9	20.68	47.19	20.29
15	19.39	19.88	20.86	54.23	20.37
16	19.36	19.87	20.89	55.59	20.38
17	19.34	19.87	20.93	57.1	20.4
18	19.08	19.82	21.29	71.58	20.55
19	19	19.8	21.4	76.11	20.6
20	19.05	19.81	21.33	73.39	20.57
21	19.14	19.83	21.2	67.94	20.51
22	19.31	19.86	20.96	58.4	20.41
23	19.65	19.93	20.49	39.65	20.21
24	19.77	19.95	20.32	32.83	20.14

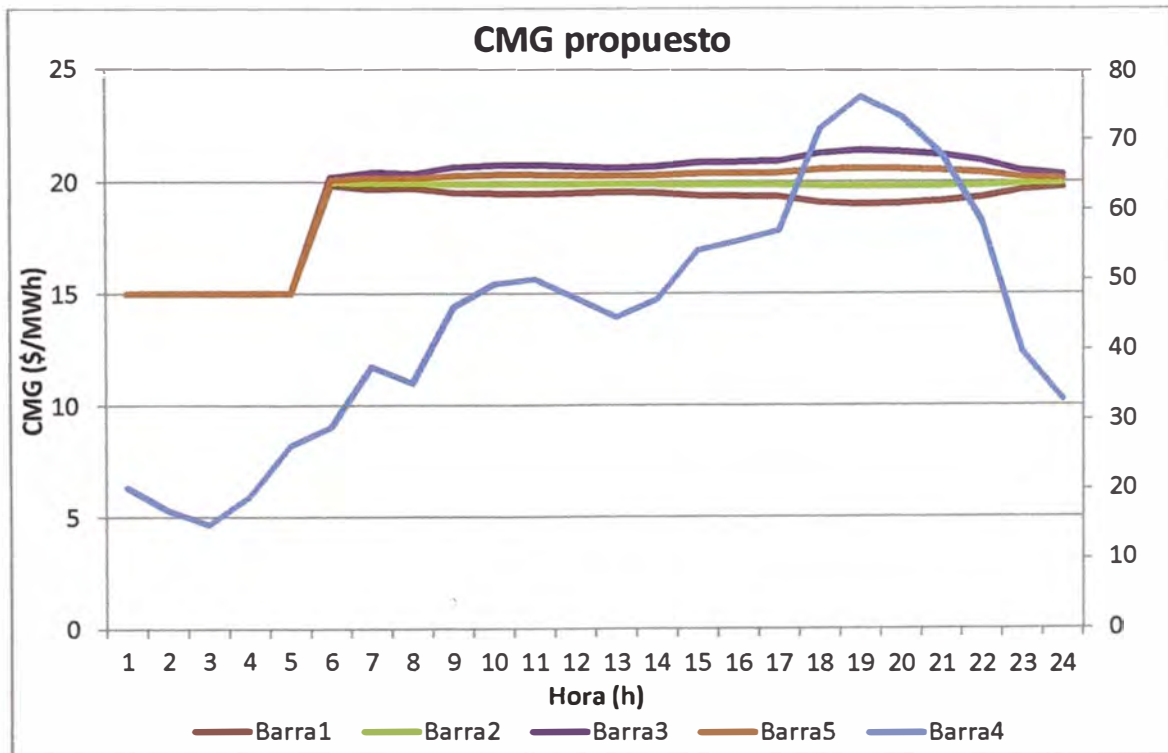
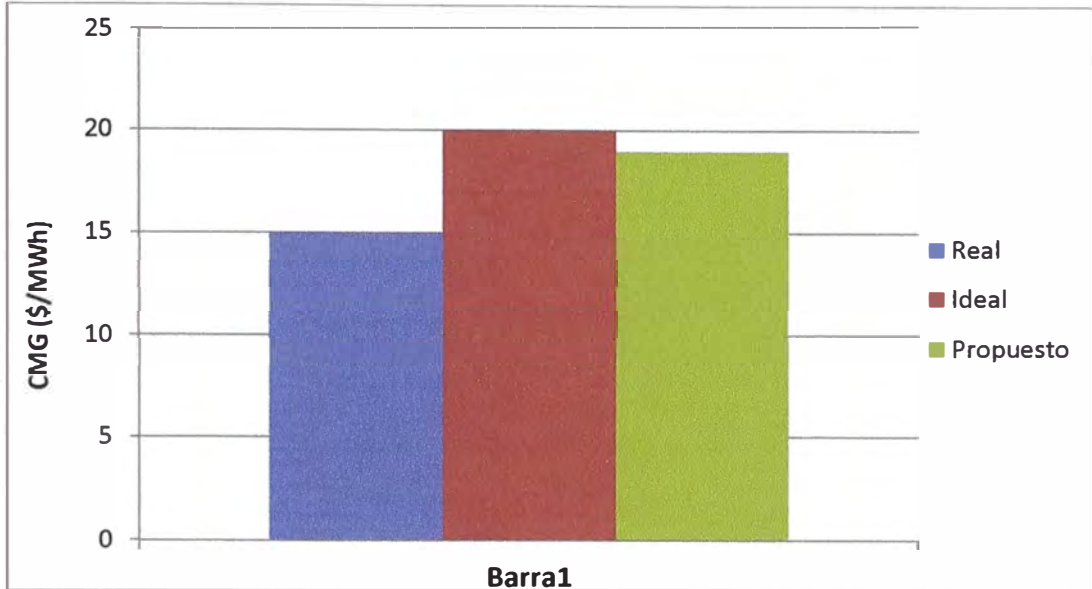


Fig. 4.4 Costos marginales propuestos por barra

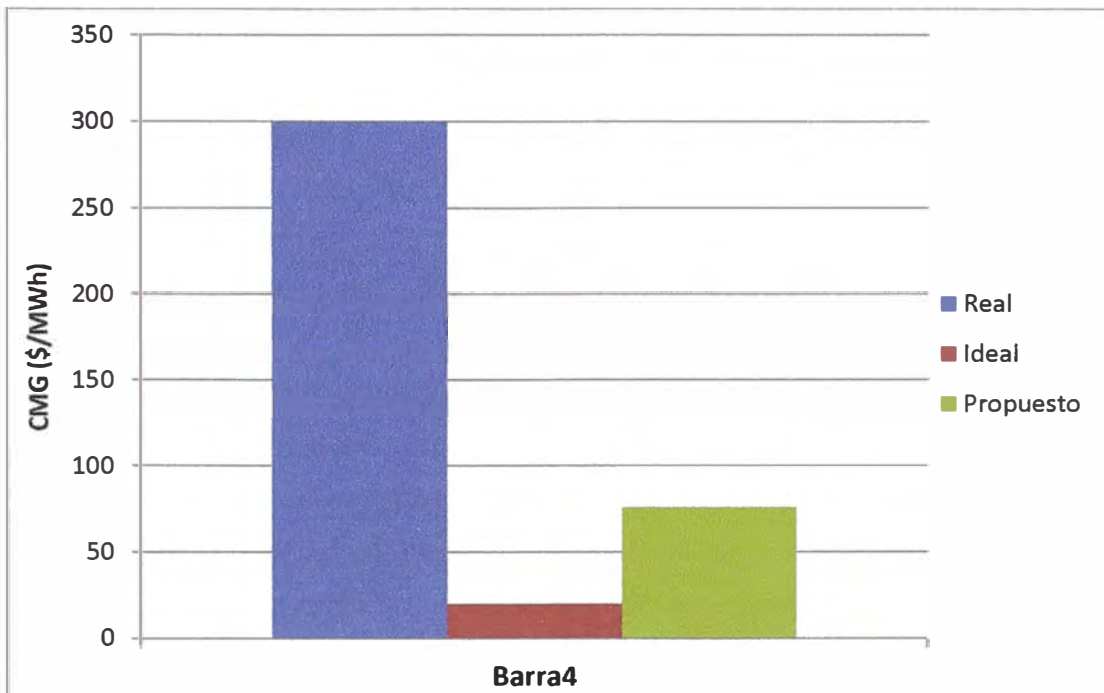
#### 4.2. Análisis de resultados del pequeño sistema

Se comparan los tres resultados, tomando datos de una hora puntual como las 19:00 h, para las barras más representativas, como se muestran en la figura 4.5. Es suficiente comparar solo un punto ya que el comportamiento de los demás puntos es muy similar.



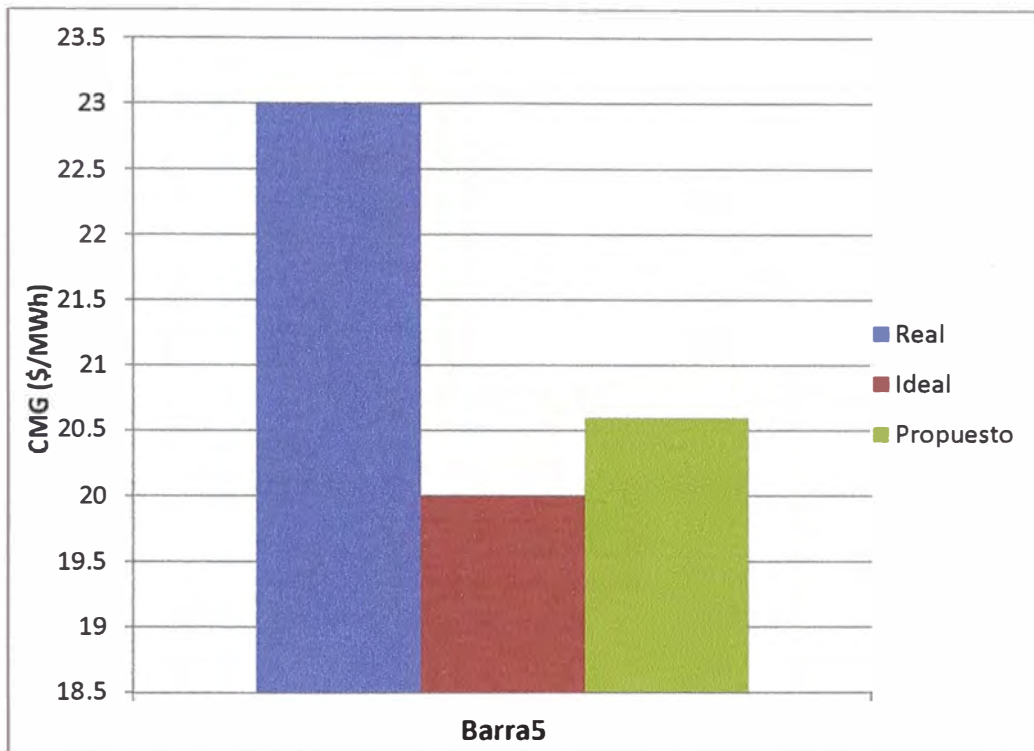
**Fig. 4.5 Costos marginales real, ideal y propuesto de Barra 1**

Para la barra 1 se observa, en la figura 4.5, que el costo marginal real es menor que el costo marginal ideal, esto se debe a que la barra 1 es una barra de envío, donde se encuentran las centrales térmicas más baratas, sin embargo la generación en esta barra está limitada a la capacidad de una de sus líneas de transmisión. Se nota que el costo marginal propuesto es un valor intermedio entre los costos marginales real e ideal.



**Fig. 4.6 Costos marginales real, ideal y propuesto de Barra 4**

Para la barra 4, en la figura 4.6, se observa que el costo marginal real es mucho mayor que el costo marginal ideal, esto se debe a que la barra 4 está únicamente conectada con una línea de transmisión, por lo tanto como su única línea de transmisión se congestiona, la energía restante es abastecida con la generación local, lo que ocasiona una gran brecha de costos entre las barras que se conectan con la línea de transmisión congestionada, si el costo variable de la generación térmica local es alta, como se observa en la gráfica. El costo marginal propuesto está también un valor intermedio entre los costos real e ideal.



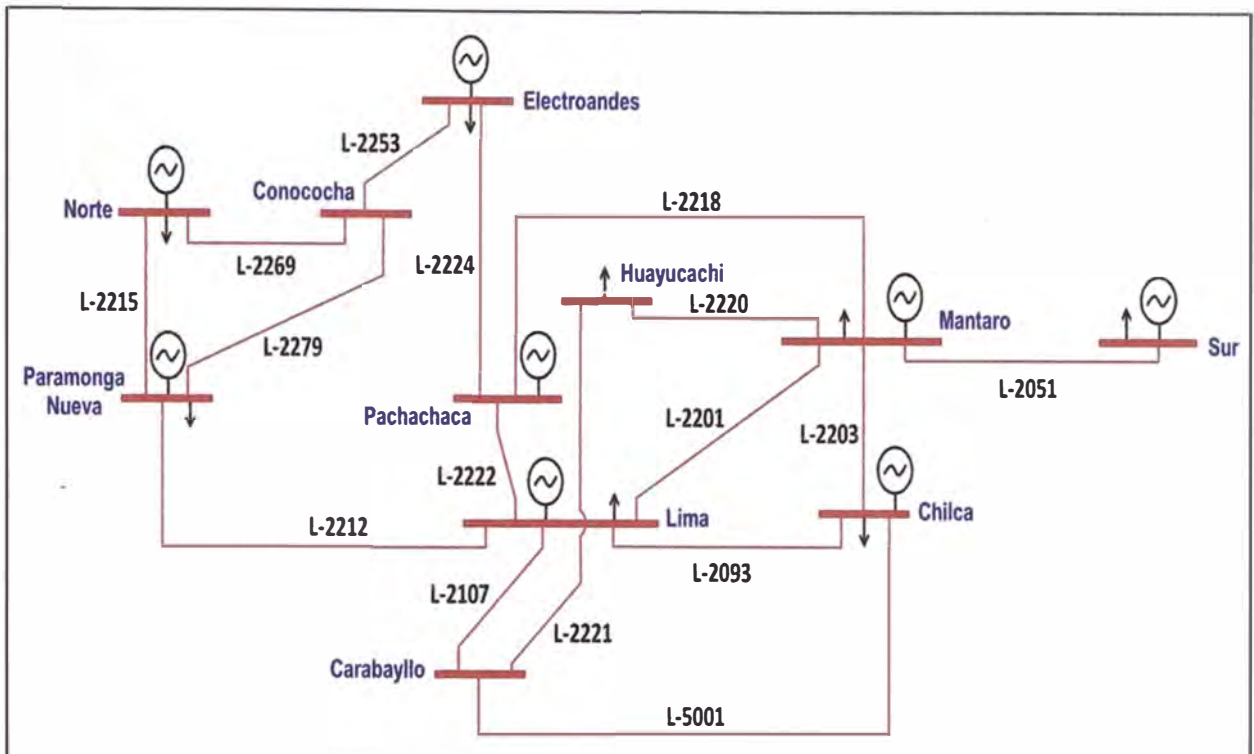
**Fig. 4.7 Costos marginales real, ideal y propuesto de Barra 5**

Para la barra 5, en la figura 4.7, se observa que el costo marginal real es mayor que el costo marginal ideal. El costo marginal real es mayor que el ideal en esta barra debido a que la barra está afectada por una línea en congestión, incrementando el costo marginal. El costo marginal propuesto es también un valor intermedio entre los costos real e ideal.

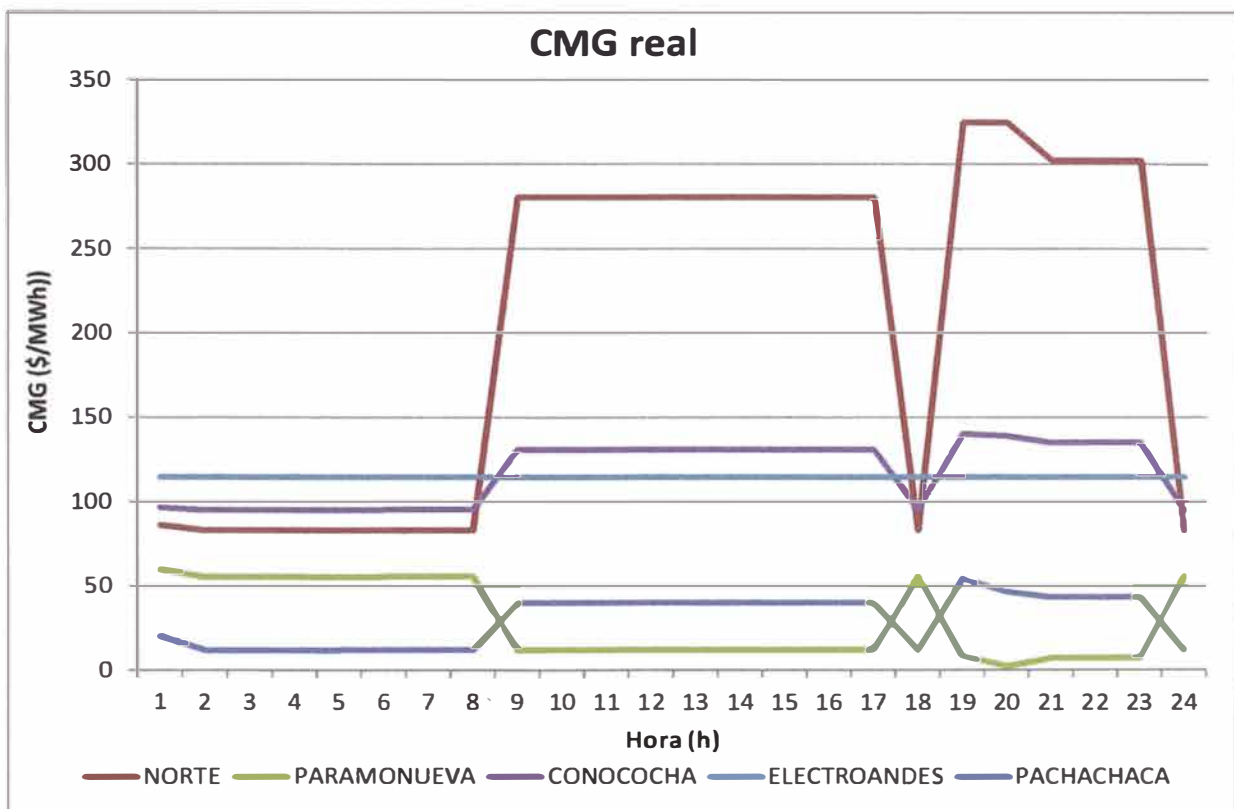
### **4.3. Aplicación al Sistema Interconectado Nacional (SEIN)**

Para la aplicación de la metodología en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) se ha considerado una red actual simplificada, considerando los datos de un caso del PDO, de un día del periodo de estiaje. La configuración del SEIN simplificado se muestra en la figura Fig. 4.7. Los datos utilizados para el modelamiento de este sistema se muestran en el Anexo A. De la misma forma que el caso anterior, se resuelven dos casos, uno real, donde se consideran las capacidades de las líneas de transmisión, cuyo resultado se

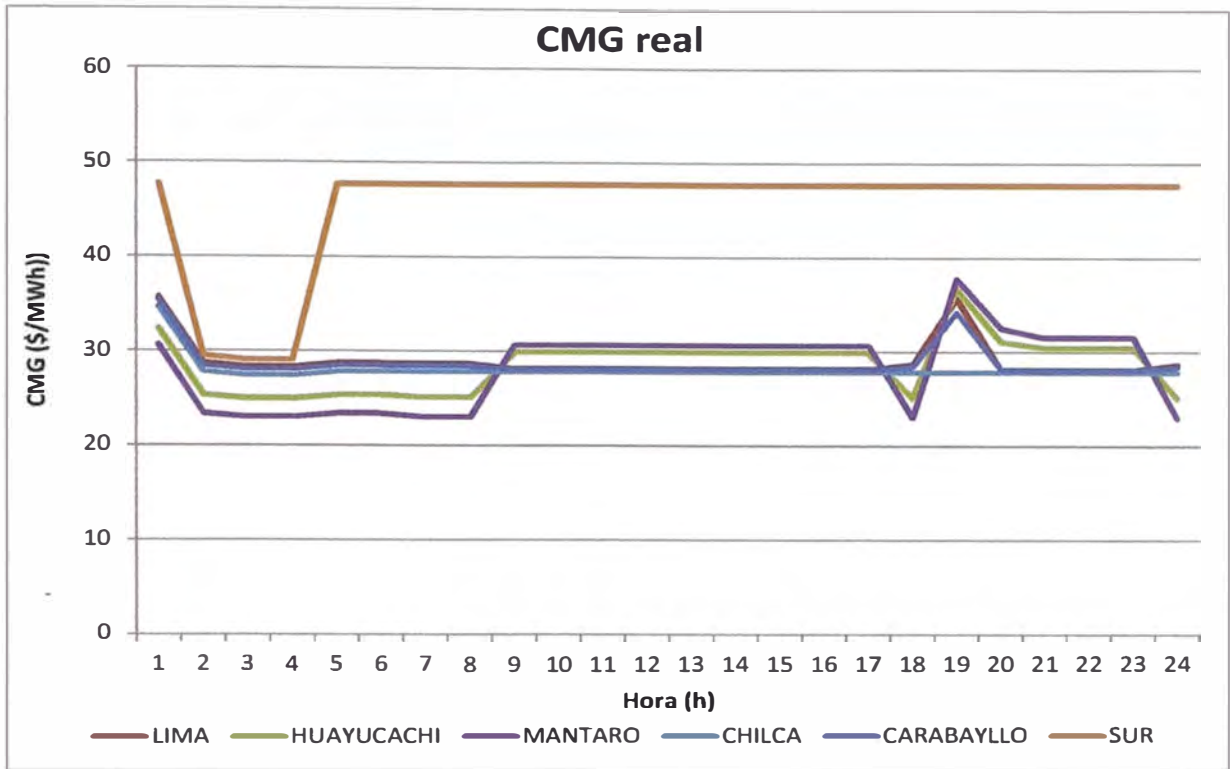
muestran gráficamente en las figura 4.8 y 4.9, y uno ideal, en donde la capacidad de las líneas es lo suficientemente amplia para que no existan congestiones.



**Fig. 4.7 Diagrama unifilar simplificado del Sistema Interconectado Nacional (SEIN)**

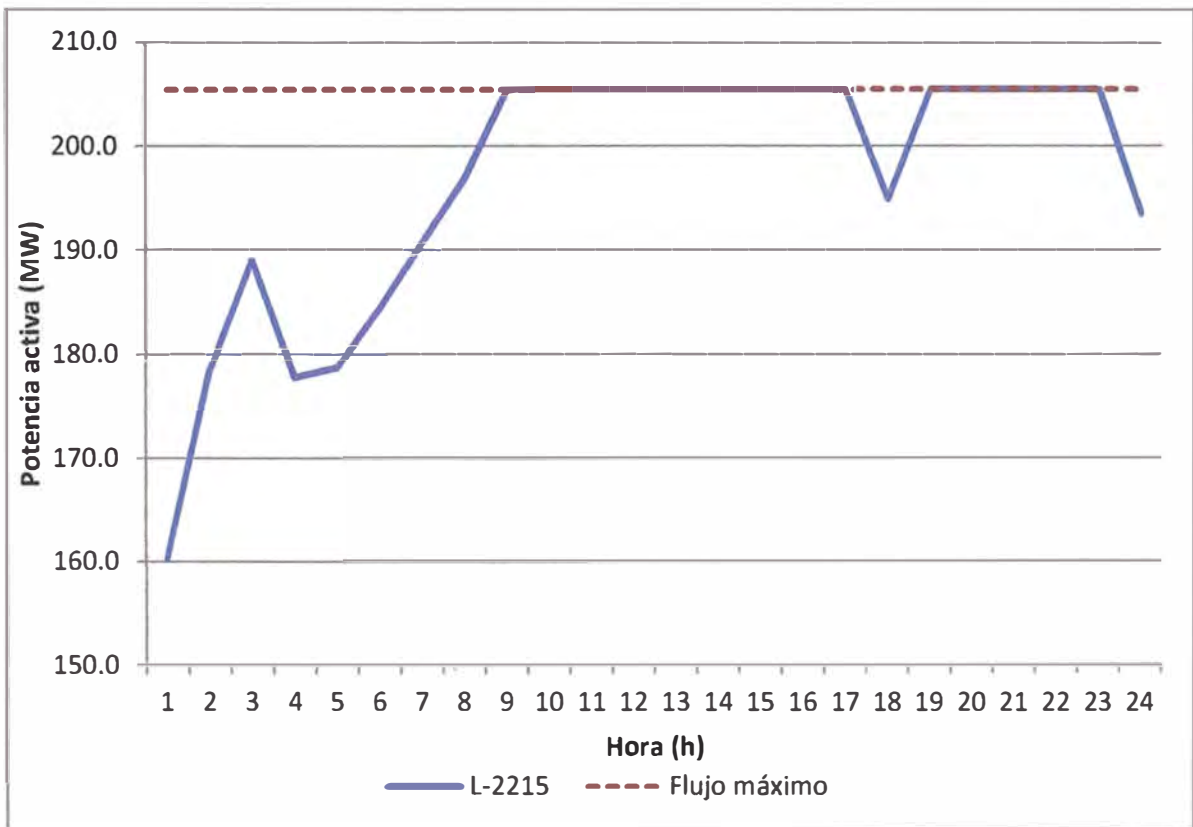


**Fig. 4.8 Primera parte de costos marginales reales del SEIN**



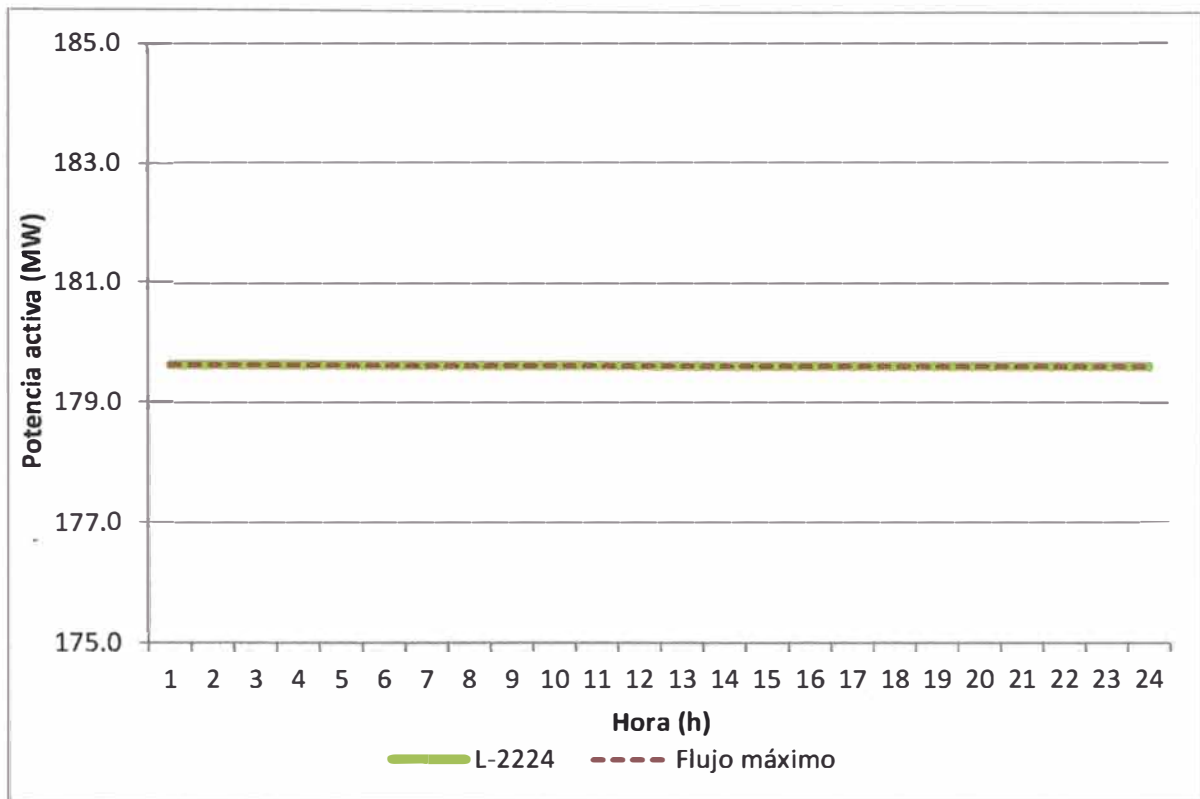
**Fig. 4.9 Costos marginales reales del SEIN**

El flujo de potencia de las líneas congestionadas se muestra en las figuras 4.10, 4.11, 4.12 y 4.13.

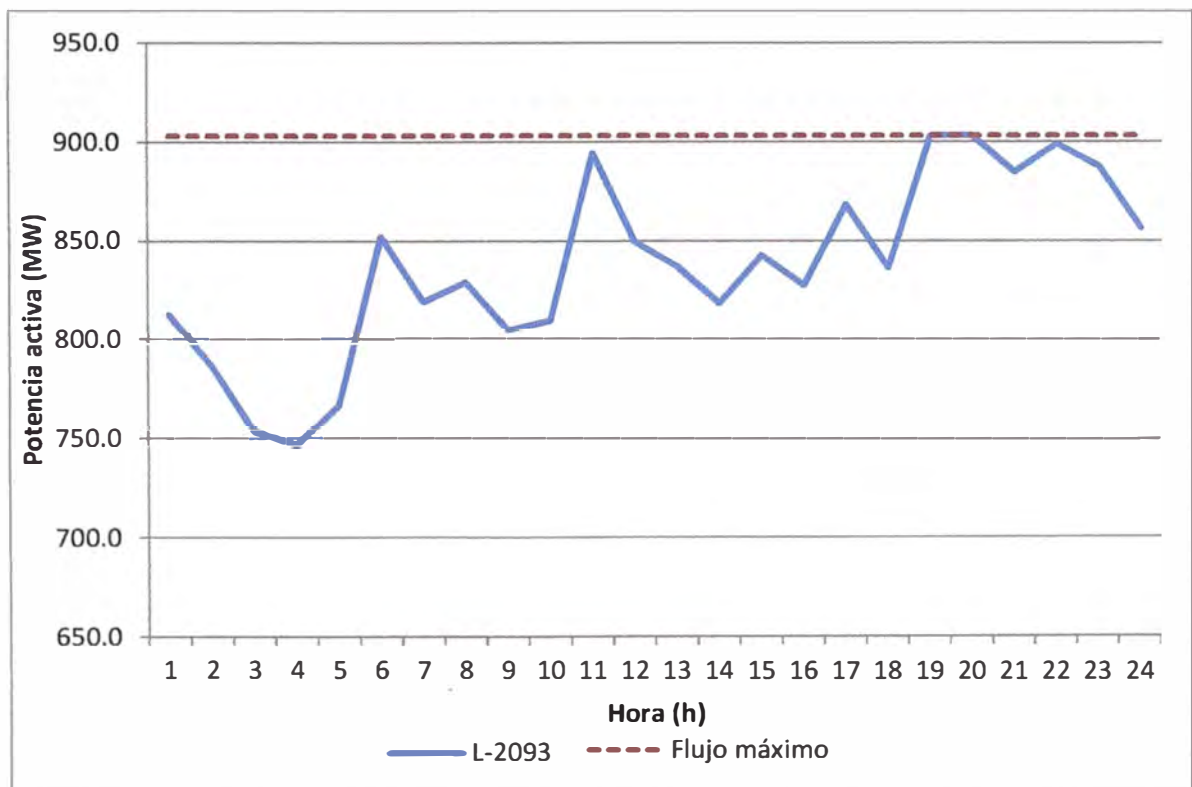


**Fig. 4.10 Flujo de potencia de la línea L-2215 (Paramonga Nueva – Norte)**

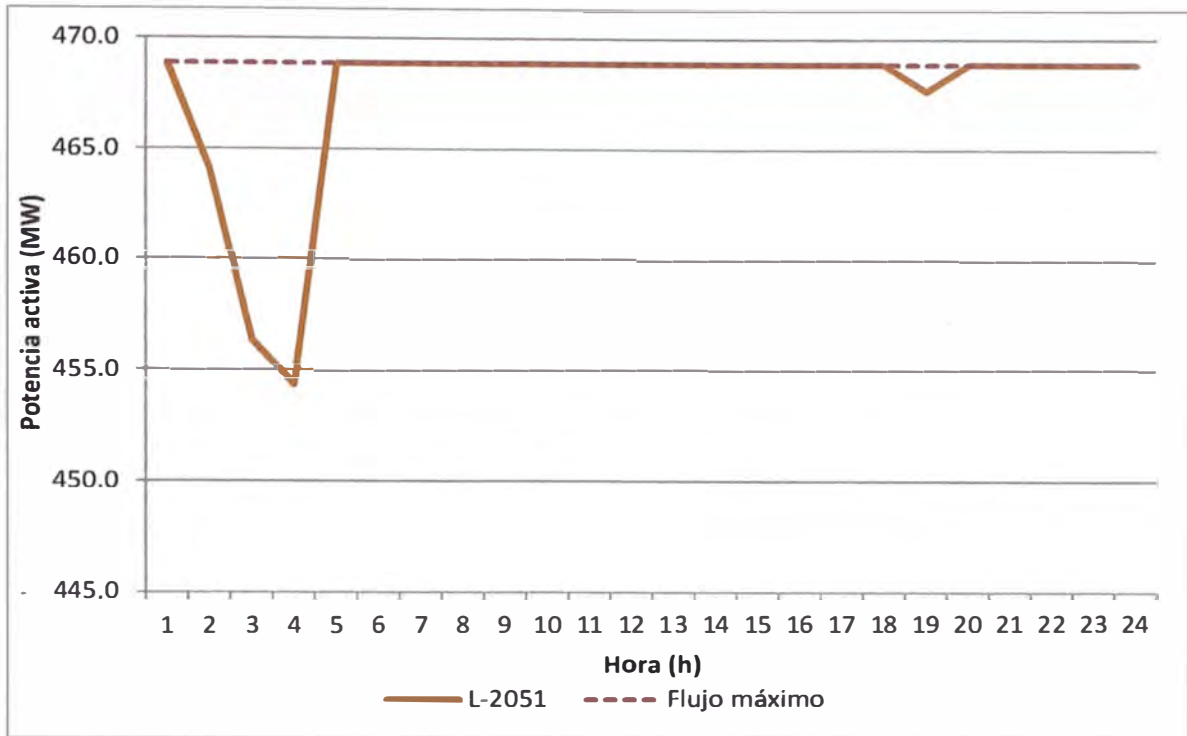




**Fig. 4.11 Flujo de potencia de la línea L-2224 (Pachachaca – Electroandes)**

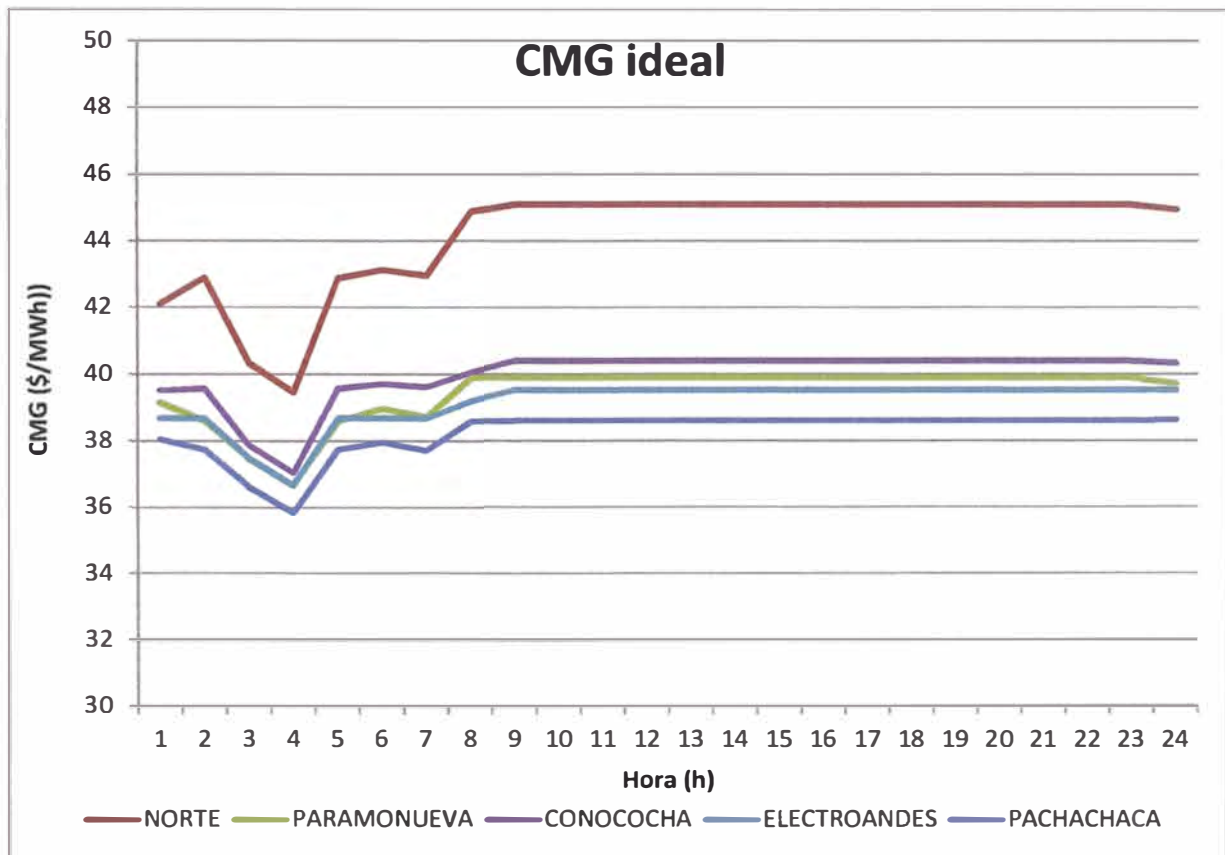


**Fig. 4.12 Flujo de potencia de la línea L-2093 (Chilca – Lima)**

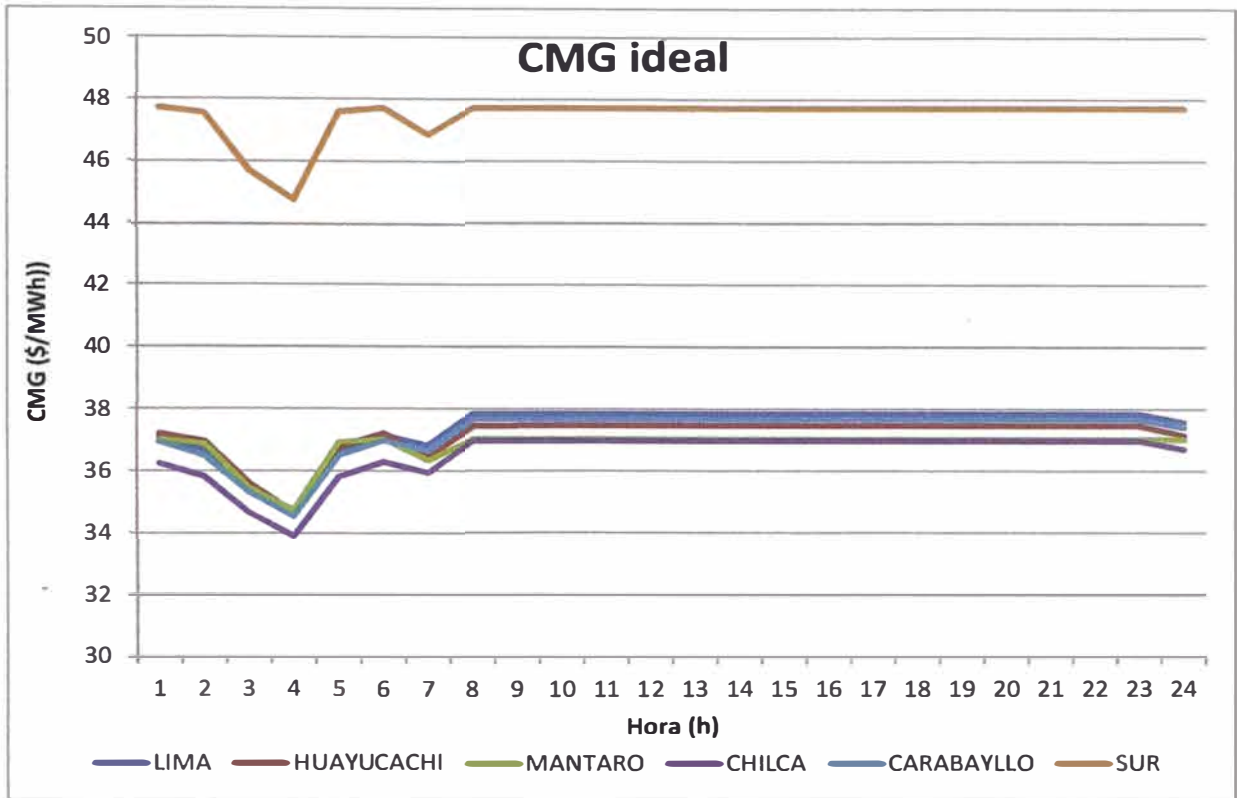


**Fig. 4.13 Flujo de potencia de la línea L-2051 (Mantaro – Sur)**

En las figura 4.14 y 4.15 se muestran gráficamente los costos marginales por barra, como resultado del despacho ideal.

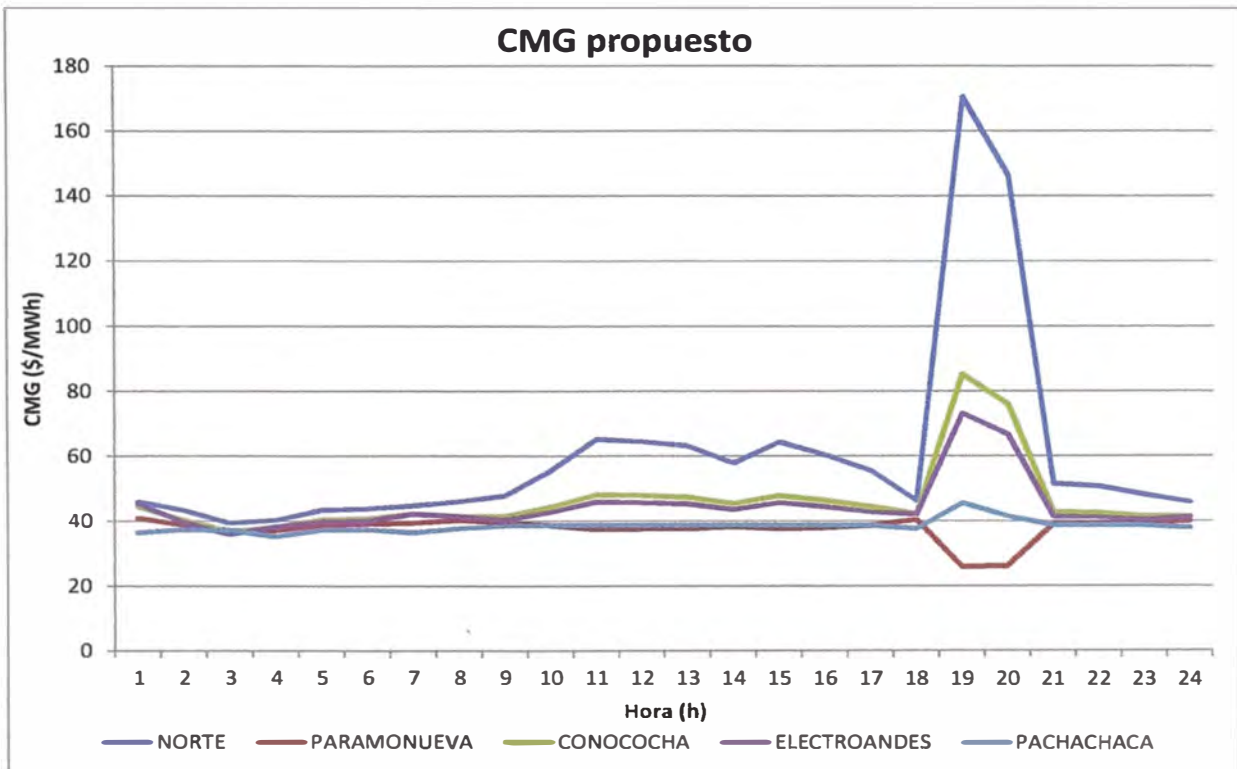


**Fig. 4.14 Primera parte de costos marginales ideales del SEIN**

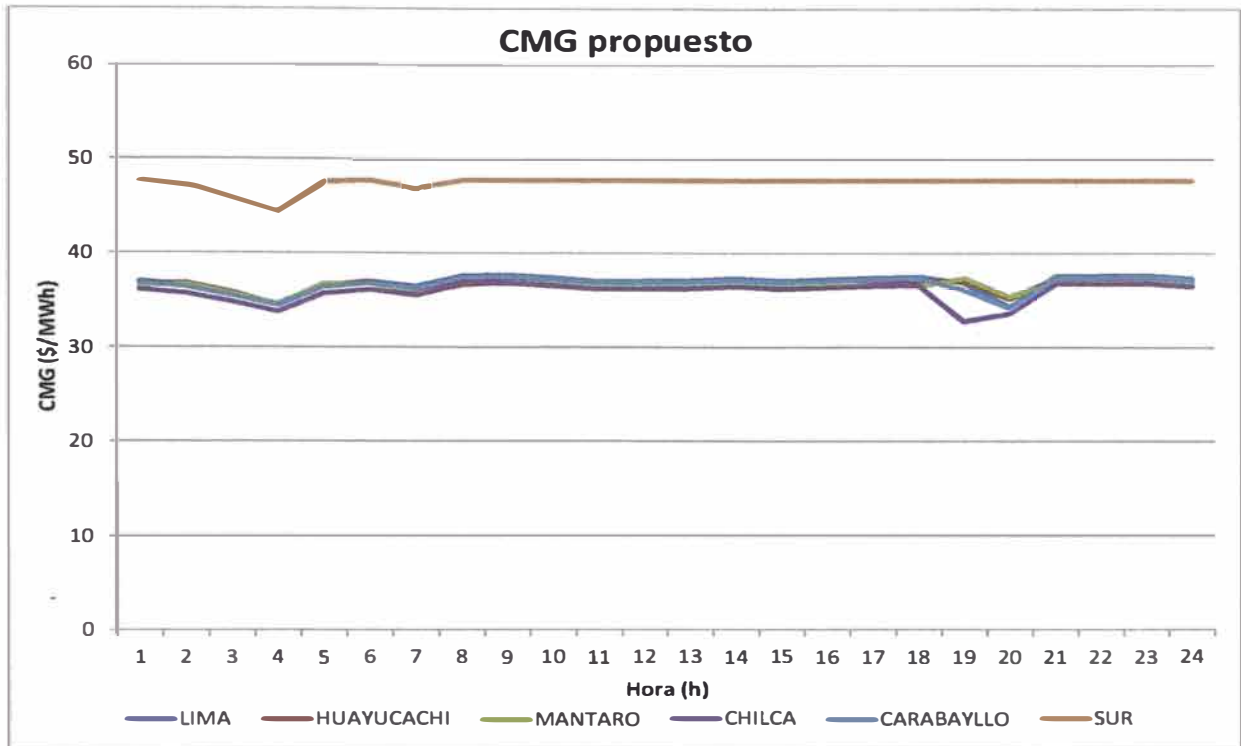


**Fig. 4.15 Segunda parte de costos marginales ideales del SEIN**

A partir de estos resultados de calculan los costos marginales propuestos, mostrados en las figuras 4.16 y 4.17.



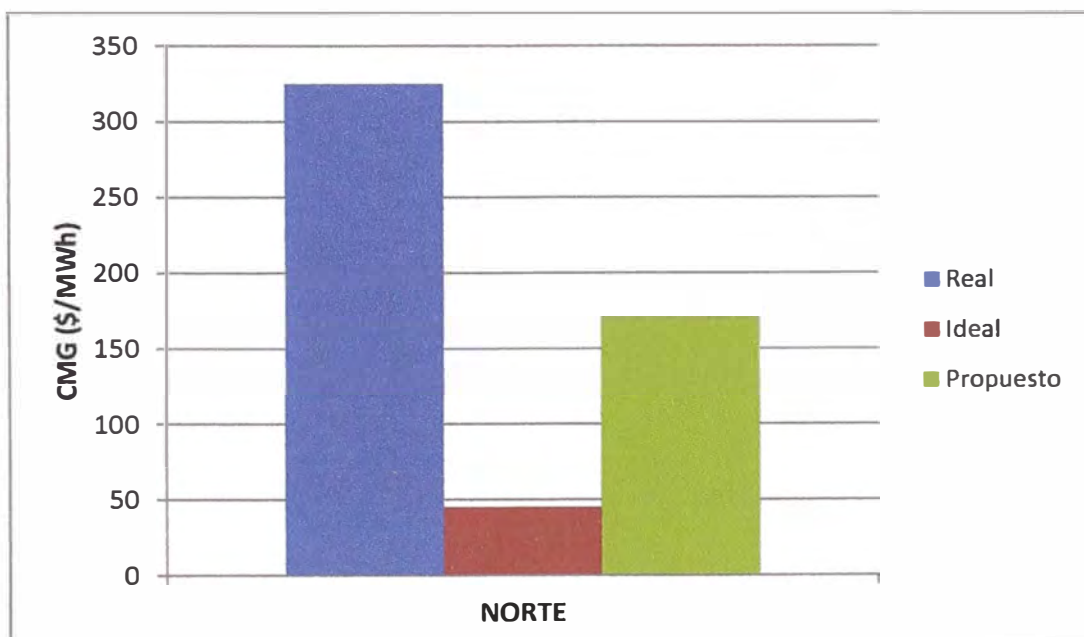
**Fig. 4.16 Primera parte costos marginales propuestos del SEIN**



**Fig. 4.17 Segunda parte costos marginales propuestos del SEIN**

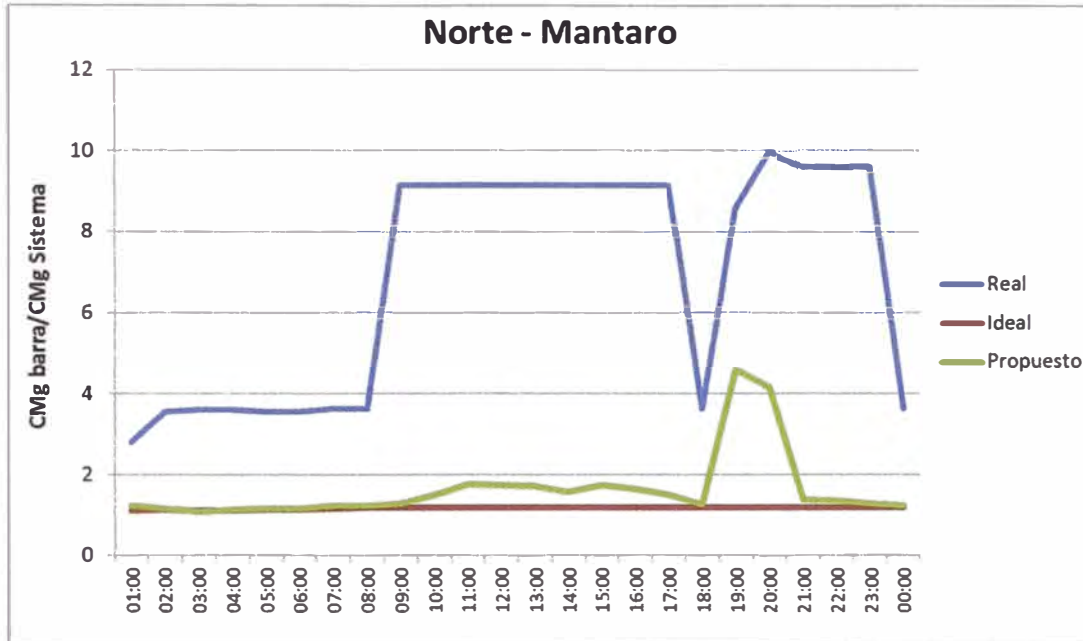
#### 4.4. Análisis de resultados del SEIN

Se comparan los tres resultados, tomando datos de una hora puntual como las 19:00 h, para las barras más representativas. Es suficiente comparar solo un punto ya que el comportamiento de los demás puntos es muy similar. También se comparan relacionando la proporción de los costos marginales de las barras representativas con el costo marginal de la barra Mantaro (se considera como la barra de referencia o del sistema).



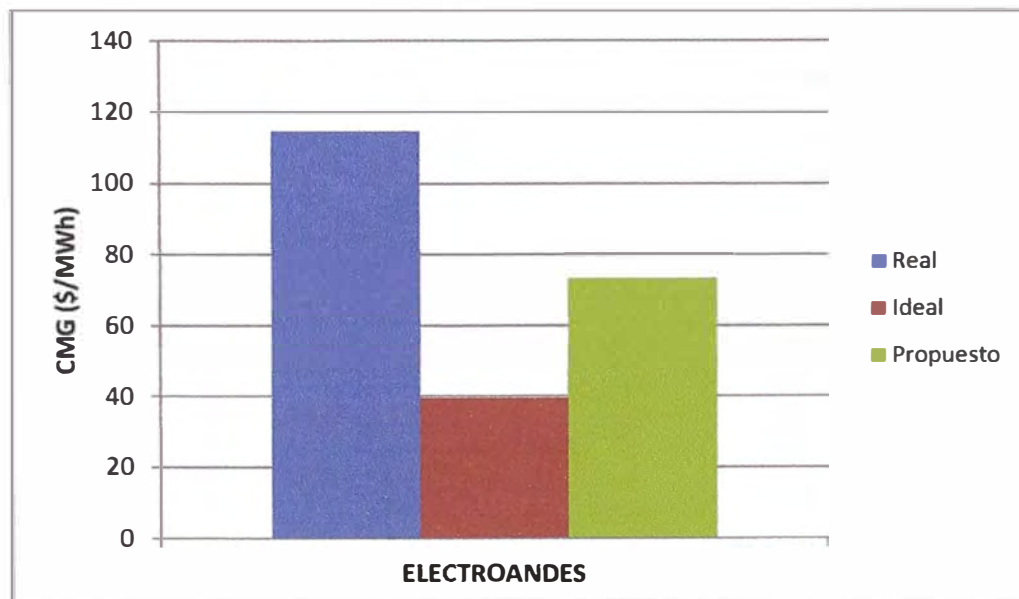
**Fig. 4.17 Costos marginales real, ideal y propuesto de barra NORTE**

La barra NORTE se encuentra en uno de los extremos del sistema, es una barra deficitaria y una de sus líneas se congestiona, además que se encuentran centrales con costo variable elevado, es por ello, como lo muestra la figura 4.17, que el costo marginal real supera los 300 \$/MWh. Sin embargo en un despacho ideal el costo marginal sería tan solo de 45 \$/MWh. Utilizando la metodología presentada, el costo marginal de esta barra sería un valor intermedio (170.5 \$/MWh).



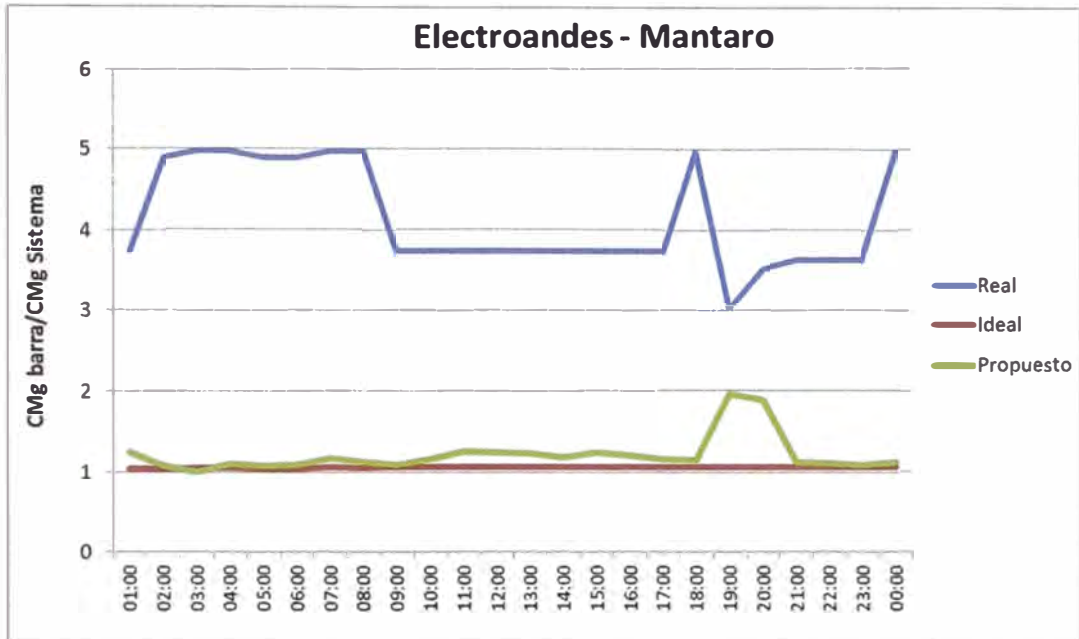
**Fig. 4.19 Relación proporcional entre barras Norte y Mantaro**

La figura 4.19 muestra que el costo marginal propuesto sufre menos desviaciones que el costo marginal real, respecto al costo marginal de la barra Mantaro (barra de referencia).



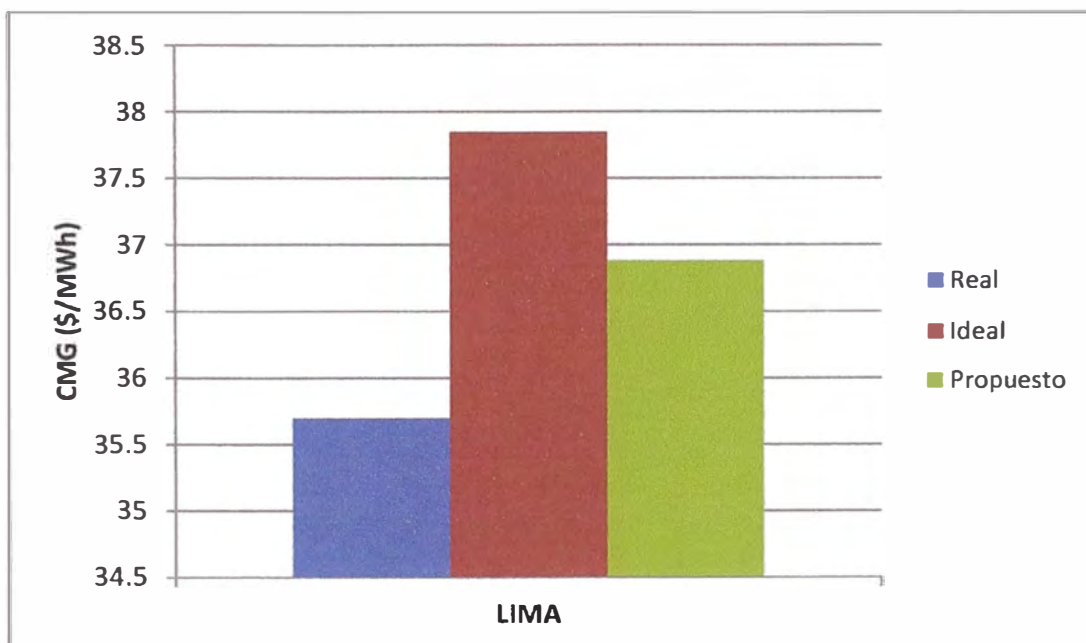
**Fig. 4.20 Costos marginales real, ideal y propuesto de barra ELECTROANDES**

En la barra ELECTROANDES se conecta la línea L-2224, que presenta congestión todo el día. En esta barra no se encuentra mucha generación y tampoco con costos variables altos como la barra NORTE, sin embargo, como se muestran en la figura 4.20, los costos marginales por barra se elevan mucho más que el costo variable de sus generadores térmicos. Nuevamente se observa que el costo marginal propuesto es un valor intermedio entre los costos marginales real e ideal.



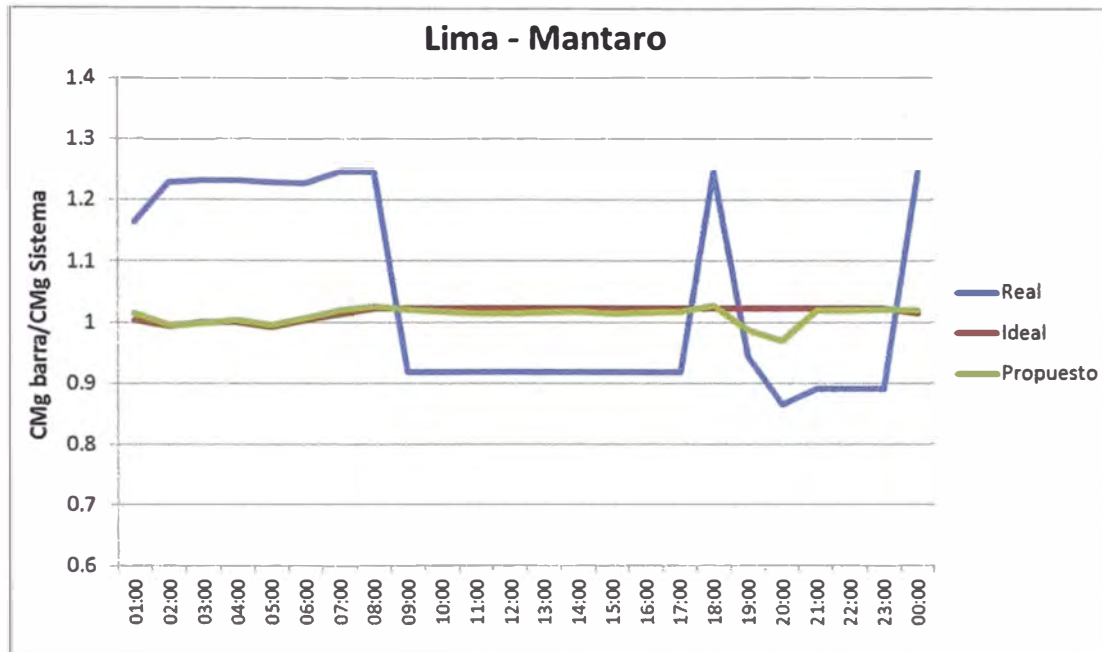
**Fig. 4.21 Relación proporcional entre barras Electroandes y Mantaro**

De la misma forma que en la barra NORTE, la desviación en la barra ELECTROANDES del costo marginal propuesto es mucho menor que el costo marginal real.



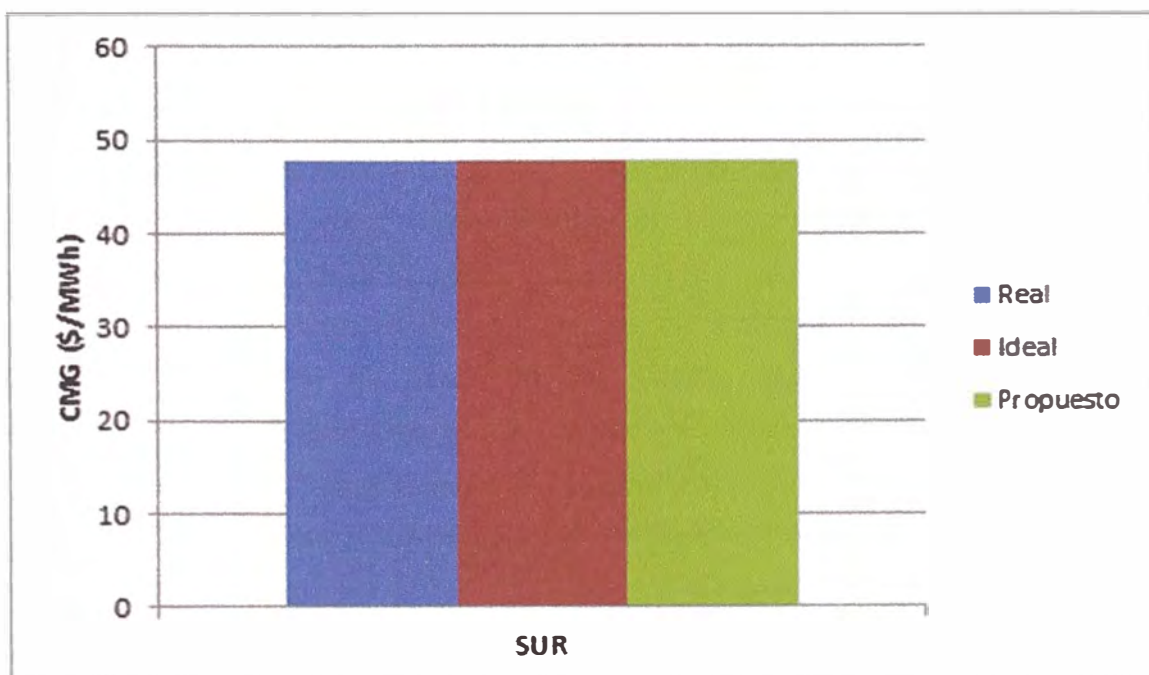
**Fig. 4.22 Costos marginales real, ideal y propuesto de barra LIMA**

En la barra LIMA se encuentra concentrada la mayor cantidad de demanda del sistema. En este caso el costo marginal real es menor que el ideal. Una vez más, como lo muestra la figura 4.22 el costo marginal propuesto es un valor intermedio de los costos marginales real e ideal.



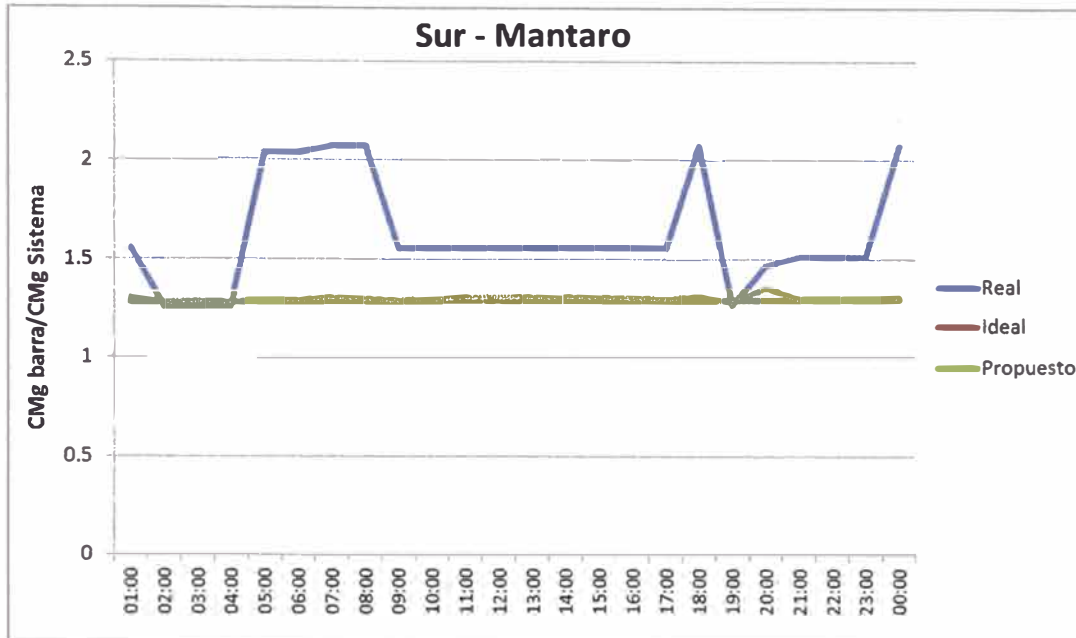
**Fig. 4.23 Relación proporcional entre barras Lima y Mantaro**

En el caso de la barra LIMA, como lo muestra la figura 4.23, las desviaciones son similares, sin embargo la proporción es mucho menor y gráficamente se nota la diferencia de las desviaciones de los costos marginales propuestos y reales.



**Fig. 4.24 Costos marginales real, ideal y propuesto de barra SUR**

La barra SUR también se encuentra en otro extremo del sistema. Solo está conectada con una línea de transmisión. Se observa en la figura 4.24 que los costos marginales real e ideal son iguales, por tanto el costo marginal propuesto también será el mismo.



**Fig. 4.25 Relación proporcional entre barras Sur y Mantaro**

A pesar que los costos marginales puntualmente son iguales, comparando con el costo marginal del sistema, mostrados en la figura 4.25, el costo marginal propuesto sufre menos variaciones que el costo marginal real.

#### 4.5. Implicancias económicas

La metodología presentada para el cálculo de costos marginales traería consecuencias económicas, ya que modificaría el actual sistema de pagos, que está basado en los costos marginales idealizados y causaría un impacto económico en los agentes que participan en el mercado de corto plazo.

La remuneración por costo marginal nodal se incrementaría a los generadores que operaron por congestión de líneas de transmisión, debido a que la metodología presentada no elimina las señales de congestión. Sin embargo, estos generadores continuarían recibiendo compensaciones por su operación, ya que sus costos variables seguirán siendo superiores a sus respectivos costos marginales nodales.

Los usuarios ubicados en las zonas afectadas por congestión, por el contrario, tendrían mayores tarifas, que los usuarios ubicados en zonas que no son afectadas por las congestiones. Sin embargo, debido a que la metodología presentada atenúa la volatilidad de los costos marginales nodales causada por la congestión de las líneas de transmisión,



por lo que tendría el mismo efecto que los costos marginales idealizados en cuanto dar señales de estabilidad de precios para el aseguramiento de la contratación de suministros de los distribuidores con los generadores al mediano y largo plazo.

Los sobrecostos de generación por congestión, que son compensados a los generadores que operaron por congestión de líneas de transmisión, ya no serán recargados a los usuarios, ya que la metodología presentada se basa en que estos sobrecostos serán cubiertos por las rentas de congestión que se originan por las congestiones de líneas de transmisión.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Las congestiones de las líneas de transmisión provocan volatilización en los costos marginales de las barras que están ubicadas en los extremos de recepción de estas líneas, incrementando los costos marginales, en algunos casos muy superiores al costo variable de la unidad térmica más elevada, conectada en dicha barra.
2. Debido al problema de la volatilización de los costos marginales por congestión de líneas de transmisión se estableció un Decreto de Urgencia para que la determinación de los costos marginales de corto plazo se realizarían en base a un despacho idealizado, donde no se consideran restricciones de capacidad en las líneas de transmisión.
3. La determinación de los costos marginales de corto plazo en base al despacho idealizado elimina la señal de congestión que se presentan en tiempo real en las línea de transmisión, distorsionando los costos marginales de corto plazo, teniendo que compensar sobrecostos operativos a los generadores que operaron por congestión de las líneas de transmisión
4. En el presente trabajo se propone una nueva metodología de determinación de costos marginales de corto plazo en base al cálculo de los costos marginales reales e idealizados, donde los sobrecostos de generación por congestión son cubiertos por las rentas de congestión.
5. Los valores de los costos marginales propuestos, en el presente trabajo, son intermedios a los costos marginales reales e idealizados. Donde las ventajas de estos son que se mitiga la volatilización de los costos marginales en zonasafectadas por congestiones de líneas de transmisión y no elimina la señal del problema de congestión que ocurre en el tiempo real.
6. Los sobrecostos de generación por congestión, no son recargados a los usuarios que se ubican las zonas afectadas por los, ya que se realiza de forma implícita en los costos marginales propuestos.
7. La metodología presentada atenúa la volatilidad de los costos marginales nodales causada por la congestión de las líneas de transmisión, por lo que tendría el mismo

efecto que los costos marginales idealizados en cuanto dar señales de estabilidad de precios para el aseguramiento de la contratación de suministros de los distribuidores con los generadores al mediano y largo plazo.

8. Es recomendable realizar un análisis técnico y económico sobre la metodología presentada para determinar si esta es más apta para nuestro mercado que el sistema actual de costos marginales idealizados.
9. Será recomendable la modificación de la norma que establece los costos marginales idealizados, si se comprueba la factibilidad de la metodología presentada.
10. Es recomendable continuar con la investigación de otras metodologías de cálculo de costos marginales por barra, así mismo, como incluir las diferentes formas de pago que se realizan por inflexibilidades técnicas (mínima carga) y servicios complementarios (reserva rotante, operación por tensión, operación por seguridad) a través del cálculo de costos marginales por barra de otras metodologías.

**ANEXO A**  
**Tablas de datos utilizados para las simulaciones del SEIN**

**TABLA N° A.1 Potencias y costos variables de las centrales térmicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).**

CENTRAL	Potencia (MW)	Costo Variable (\$/MWh)
AGUAY-TG1	88.441	42.061
AGUAY-TG2	86.964	42.395
MALAC-TG1	13.135	209.75
MALAC-TG4	90	82.961
CHICLAYO	10.2	302.49
CHIMBO-TG3	20.202	426.73
PIURA1	6.231	290.65
PIURA2	1.807	341.43
PIURA-TG	16.815	521.64
TUMBES	16.347	161.82
SHOUG-TV1	15	217.7
SHOUG-TV2	15	214.08
SHOUG-TV3	20	208.21
SHOUG-D	1.231	273.39
MOLLE-D	29.809	135.93
CHILI-D	10.112	160.89
CHILI-CC	15.754	360.97
CHILI-TV2	6.199	278.14
CHILI-TV3	10.205	258.3
TAPARACHI	4.316	299.41
BELLAVISTA	1.741	337.96
ILO2-TV1	140.639	47.723
ILO1-D	3.28	273.66
ILO1-TG1	34.929	335.43
ILO1-TG2	30.725	333.48
ILO1-TV2	33	203.92

CENTRAL	Potencia (MW)	Costo Variable (\$/MWh)
ILO1-TV3	67	192.1
ILO1-TV4	67	202.66
PISCO-TG1	35.377	6.2734
PISCO-TG2	35.286	6.2865
INDEPENDEN	22.967	10.555
SROSA-TG5	53.062	35.498
SROSA-TG6	52.005	37.95
SROSA-TG7	123.91	34.722
SROSA-TG8	199.83	28.799
VENTA-CC	492.744	13.561
CHILCA-TG1	171.464	4.412
CHILCA-TG2	170.277	4.487
CHILCA-TG3	194.195	3.413
FLORES TG1	198.444	35.209
KALLPA-CC	857	13.26
OQUENDO-TG	30.311	2.69
MOLLEN-EME	60	256.19
PIURA-EME	80	280.48
PARAMONGA	12.5	0
HUAYCOLORO	4.8	0
TABLAZO	27	0
MAPLE	20	0

**TABLA N° A.2 Demanda en potencia por barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Valores en MW.**

HORA	NORTE	PARAMONUEVA	ELECTROANDES	LIMA	HUAYUCACHI	MANTARO	CHILCA	SUR
1	597.75	60	384.06	1495.9	16.4	33.42	386.58	727.77
2	589.41	59.2	385.88	1403.2	15.2	33.25	377.54	717.42
3	569.52	58.5	392.24	1347.1	13.6	32.49	373.61	703.33
4	570	58.5	385.98	1325.6	13.9	31.87	373.54	708.29
5	596.95	58.4	384.43	1369.9	15.2	34.44	378.61	730.11
6	615.19	59.5	385.46	1483.4	18.7	34.8	386.22	739.29
7	641.11	60.1	370.57	1630.2	23.2	33.19	391.42	742.73
8	655.62	61.3	395.53	1780.2	23.3	34.07	406.94	744.82
9	698.03	63	415.37	1963.9	25.8	36.18	424.27	762.73
10	724.12	62.8	429.63	2052.6	26.7	36.3	432.78	769.47
11	733.72	62.2	438.97	2108.9	26.4	36.71	436.84	785.78
12	756.53	62.1	432.12	2110.8	26.6	36.11	436.77	787.88
13	727.16	61.3	417.28	2095.1	25.9	34.53	432.36	769.53
14	720.64	61.4	425.89	2067.9	24.7	35.89	427.97	774.84
15	740.09	62.7	437.74	2082.6	26	37.28	427.78	791.34
16	733.16	62.5	425.54	2060.4	27	37.45	422.44	780.65
17	732.09	62.6	420.82	2068.7	28.2	38.97	415.2	781.62
18	678.26	58.8	413.95	2075.3	34.1	42.11	400.17	870.5
19	811.55	47.3	449.9	2229.5	49.4	50.37	346.55	894.83
20	815.82	47.5	447.43	2159.2	47.9	50.81	345.01	889.87
21	793.05	64.5	449.3	2089.7	44.2	49.18	342.1	873.87
22	759.51	65.6	435.81	2029.9	38	45.67	431.72	831.77
23	698.47	63.7	418.37	1880.5	27.8	37.99	404.99	759.93
24	651.63	61	396.52	1702	20.7	34.93	393.93	750.12

**TABLA N° A.3 Parámetros del modelo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).**

Línea	Resistencia (Ohms)	Reactancia (Ohms)	Potencia Máxima (MW)
L-2215	2.0559	10.967	360
L-2269	1.6259	8.673	360
L-2279	1.1823	10.383	180
L-2253	0.7661	4.2609	360
L-2212	0.4283	3.6447	360
L-2224	0.2355	2.2738	180
L-2222	0.4225	3.6684	300
L-2107	0.0329	0.2965	1664
L-2221	1.5506	13.985	152
L-2220	0.8798	7.9121	150
L-2201	1.2113	10.123	300
L-2091	0.1639	1.0271	1072
L-5001	0.0941	2.0954	2100
L-2203	1.3161	11.4350	300
L-2051	2.4913	8.4675	505
L-2218	1.2096	10.111	300

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Energía y Minas: "*Libro Blanco, Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*", agosto 2005.
- [2] Presidencia de la República del Perú: "*Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico*". Decreto Urgencia N°049-2008, diciembre 2008.
- [3] COES-SINAC: "*Criterios y consideraciones para la determinación del costo marginal de corto plazo del despacho sin restricción (idealizado)*". Informe COES/D/DO/SEV-100-2011, noviembre 2011.
- [4] COES-SINAC: "*Procedimiento técnico N° 7: Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo*". Resolución OSINERGMIN N° 61-2012-OS/CD, abril 2012.
- [5] Congreso de la República del Perú: "*Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*", Decreto Ley N° 28832, 2006.
- [6] Ministerio de Energía y Minas: "*Resumen, Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*", agosto 2005.
- [7] R. Reta; A. Vargas, "*New Prices Systems to Mitigate Marginal Price Volatility in Electricity Markets*", IEEE Latin American Transactions, Vol. 9, N° 5, septiembre 2011.
- [8] Daniel S. Kirschen; Goran Strbac: "*Fundamentals of Power System Economics*", Editorial Wiley, 2004.
- [9] Daniel Cámac, "*Notas de clase: Optimización de Sistemas Eléctricos de Potencia*", Postgrado FIEE – UNI, 2010.