

ANÁLISIS DE MÉTODOS DE SANCIÓN DE PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Arguello Gabriel, Ing.

Salazar Paúl, Ing.

Escuela Politécnica Nacional

1. Introducción

La metodología de costos marginales, adoptada en varios países incluyendo el nuestro, ha transformado la estructura organizativa, financiera, económica y comercial de los mercados eléctricos. Las transacciones comerciales en estos mercados se realizan en base al cálculo del costo marginal de la energía o precio spot, en el que se incluyen aspectos relacionados con la operación de un sistema, la demanda total en cada nodo, la disponibilidad de generación y sus costos, la capacidad de los sistemas de generación y transmisión, y de las pérdidas asociadas a la red.

Un mercado eléctrico dependiendo de su organización, estructura, tratamiento que se decida dar a la red de transmisión y sus congestionamientos da origen a diferentes metodologías para la determinación del precio de la energía y de manera correspondiente a la remuneración que se asignan a cada una de las actividades de generación y transporte. Así podemos mencionar que la sanción o fijación de precios de la energía puede llevarse a cabo antes de la ocurrencia del despacho (ex – ante) o luego de sucedido el mismo (ex – post). Se puede tener en cuenta las restricciones de la red para la solución del problema de optimización (modelo multinodal) para la liquidación de las transacciones del mercado o podemos definir como referencia comercial a una barra física y relajar algunas restricciones correspondientes a la red (modelo uninodal).

El presente trabajo analizará cuantitativa y cualitativamente los métodos mencionados de cálculo de precio de la energía, a través de un sistema reducido que representa un mercado eléctrico, considerando un modelo basado en costos.

2. Despacho de Generación de Mínimo Costo

Todos los recursos de generación del MEM están sujetos al despacho centralizado por parte del CENACE. Por tanto, la energía que deben producir los generadores, es

psalazar@cenace.org.ec
garguello@cenace.org.ec

determinada por el despacho económico de generación que realiza el Centro de Control, con los principios establecidos en el artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación.

El despacho de generación de mínimo costo, se debe realizar considerando las limitaciones físicas y operativas de todos los recursos de generación y transmisión del sistema; los mantenimientos de los generadores; las importaciones y exportaciones de energía; las reservas de potencia para control primario y secundario de frecuencia.

Por tanto, el despacho de mínimo costo es exclusivamente técnico, realizado con todos los parámetros que permitan garantizar que se cumplan los requerimientos de confiabilidad, seguridad, calidad y economía de la producción de energía eléctrica.

Las transacciones económicas resultantes del despacho económico de mínimo costo son calculadas separadamente con posterioridad. Además, los pagos de los diferentes servicios complementarios se realizan de manera independiente del despacho de generación de mínimo costo.

Por tanto, el único parámetro que debe ser calculado es el costo marginal de la componente de generación de la energía.

3. Modelos para el cálculo del precio de la energía

El principio fundamental de eficiencia económica de corto plazo, establecido en el modelo de mercado del MEM es valorar la producción de energía a costo marginal. En consecuencia, el modelo económico para determinar el precio del producto energía debe estar fundamentado en este principio.

La concepción del modelo económico, incluyendo o excluyendo la red de transmisión, da origen a varias metodologías para la determinación del precio de la energía. Relacionadas con cada modelo, se originan remuneraciones que focalizan incentivos dirigidos al transporte, como se deducirá más adelante.

El tratamiento de la red de transmisión, en modelos económicos aplicados en mercados actualmente en funcionamiento, permite identificar las siguientes metodologías de remuneración de las actividades de generación y transporte de la energía eléctrica:

- ◆ Modelo de precios en barra única sin pérdidas
- ◆ Modelo de precios en barra única con pérdidas
- ◆ Modelo de costos marginales nodales o multinodal

Adicionalmente, la representación de la red de transmisión puede ser mediante un modelo de transporte usando un flujo DC o flujo AC.

Las combinaciones de los modelos económicos y con la representación de la red, dan lugar a varias metodologías de cálculo y remuneración de la actividad del transporte. Sin embargo, el análisis se limitará a los tres modelos citados y tratamiento de la red mediante flujo DC.

En el modelo de precios de barra única con pérdidas y en el modelo de costos marginales nodales, el cálculo del precio marginal de la energía puede realizarse en el despacho económico de generación programado (ex ante) o con posterioridad a la ejecución del despacho de generación (ex post).

3.1. Metodología Ex – Ante

El precio de la energía es calculado con anticipación a la operación en tiempo real, con base en la previsión de la demanda, en la declaración de las disponibilidades de generación hidroeléctrica y termoeléctrica; en la previsión de afluencias hídricas; y en la declaración de los costos variables de los generadores.

En consecuencia, esta metodología requiere precisión en la estimación de la demanda y su elasticidad; en el análisis de las posibles contingencias y su inclusión en el despacho; en una previsión de afluencias y disponibilidad de los recursos de generación hidroeléctrica, térmica y elementos de transmisión. Los precios de la energía son determinados como parte del proceso de cálculo de la programación del despacho económico de generación, con los datos de potencia horaria programada para las unidades de generación, los datos de demanda previstos y la red de transmisión utilizada.

3.2. Metodología Ex – Post

El cálculo de los precios ex-post tiene la ventaja de no requerir exagerada precisión en la previsión de la demanda y su elasticidad; de la previsión de caudales y de las contingencias que pudieran ocurrir.

Su principal ventaja es la precisión ya que está basado en resultados del despacho real y por ende refleja el costo de los recursos realmente utilizados.

Tiene la desventaja de no ofrecer el conocimiento previo de los precios de la energía, por tanto los generadores y en especial los consumidores asumen todos los riesgos de la incertidumbre del futuro.

El precio de la energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo al final de cada hora con datos de potencia del despacho realmente ejecutado.

3.3. Modelo de precios en barra única sin pérdidas

No incluye la red de transporte en el cálculo del precio de la energía. La determinación del precio se realiza en un sitio comercial (o bolsa de energía), que no constituye un lugar físico de la red de transporte.

El precio de la energía se calcula mediante procesos de casación (despacho ideal) entre la demanda y la oferta. Las ofertas de generación son colocadas en orden de mérito por costos o precios, y el costo marginal de la energía corresponde al precio o costo de aquella unidad que iguala la demanda. Este proceso es completamente ex – ante.

Debido a que en este modelo no se incluye la red de transmisión, los costos correspondientes al servicio de transporte deberán ser remunerados en su totalidad de manera explícita e independiente del cálculo del precio de la energía.

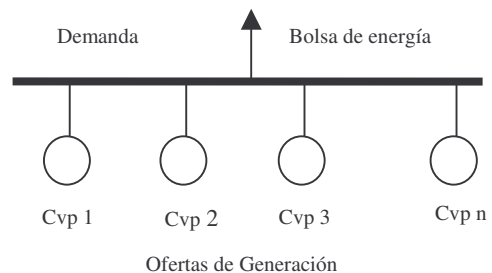


Figura 1: Modelo de Precios en Barra única sin pérdidas

El cálculo del precio de la energía en este modelo económico, se realiza de la siguiente manera:

$$\min z = \sum_{i=1}^n c_i \cdot g_i$$

sujeto a :

$$\sum_{i=1}^n g_i = \text{demanda}$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

donde :

n = número de generadores

g_i = potencia activa generador i

g_i^{\min} = límite mínimo g_i

g_i^{\max} = límite máximo g_i

c_i = costo / precio producción g_i

Donde las condiciones de optimalidad de este problema son:

$$\text{si } g_i^{\min} < g_i < g_i^{\max} \Rightarrow c_i = \lambda$$

$$\text{si } g_i = g_i^{\max} \Rightarrow c_i < \lambda$$

$$\text{si } g_i = g_i^{\min} \Rightarrow c_i > \lambda$$

donde :

$$\lambda = \text{costo marginal}$$

El precio de la energía es único para todo el sistema (precio en la bolsa de energía), con el cual se liquidan las transacciones del mercado.

El despacho económico de generación de mínimo costo, denominado "redespacho", se realiza con posterioridad a la determinación del precio y los costos adicionales, los paga la demanda. Estos costos se denominan costos del redespacho, costo de las restricciones.

Este modelo económico requiere la organización institucional de una bolsa de energía. Actualmente es utilizado en Colombia e Inglaterra [6].

3.4. Modelo de precios en barra única con pérdidas [5]

Este modelo económico, incluye la representación de la red de transmisión, de la siguiente manera:

- toma en cuenta las pérdidas en la red, las que se calculan mediante un flujo DC.
- no considera las limitaciones físicas y operativas de los elementos de la red (restricciones de red).

- requiere definir como referencia comercial una barra física de la red, donde se realizará el cálculo del precio marginal y la liquidación de las transacciones de energía.

De acuerdo a lo anterior, el cálculo del precio de la energía se obtiene resolviendo los siguientes problemas:

- cálculo de pérdidas mediante flujo DC.

$$\bar{P} = [B] \cdot \bar{\theta}$$

$$P_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} \cdot (\theta_p - \theta_q)$$

$$L_{pq} = r_{pq} \cdot P_{pq}^2$$

donde. P_{pq} flujo de potencia activa por la línea pq

$[B]$ matriz de susceptancias

$\bar{\theta}$ vector de ángulos de tensión en los nodos

θ_p, θ_q ángulos de tensión en los nodos p, q

\bar{P} vector de potencia inyectada en los nodos

L_{pq} pérdidas por la línea pq

r_{pq}, x_{pq} resistencia, reactancia en la línea pq

- cálculo del precio de la energía

Esta formulación representa al sistema concentrado en una única barra, es decir no se consideran los límites de transmisión. Por lo tanto el cálculo del precio marginal de la energía del sistema puede ser realizado en la denominada "barra de mercado".

$$\min z = \sum_{j=1}^{ng} c_j \cdot g_j$$

sujeto a :

$$\sum_{i=1}^n g_i = D + L$$

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max}$$

donde :

$$D = \text{demanda total}$$

$$L = \text{pérdidas totales}$$

Las condiciones de optimalidad de este problema son:

$$si \ g_i^{\min} < g_i < g_i^{\max} \Rightarrow \frac{c_i}{fn_i} = \lambda$$

$$si \ g_i = g_i^{\max} \Rightarrow \frac{c_i}{fn_i} < \lambda$$

$$si \ g_i = g_i^{\min} \Rightarrow \frac{c_i}{fn_i} > \lambda$$

donde :

$\lambda =$ costo marginal

$fn_i =$ factor de nodo barra i

Como puede notarse, las incógnitas en esta formulación son las potencias de los generadores. Por tanto, puede ser utilizada para calcular el precio marginal de la energía, al momento de realizar el despacho programado de generación (ex ante).

Para calcular el precio marginal de la energía para un despacho ya ejecutado (ex post), puede utilizarse la formulación dual del problema anterior, que se muestra a continuación:

$$\max \ y = (D + L) * \lambda - \sum_{i=1}^{ng} \mu_i * g_i^{\max} + \sum_{i=1}^{ng} \eta_i * g_i^{\min}$$

sujeto a :

$$\lambda - \mu_i + \eta_i \leq \frac{c_i}{fnodo_i} \ ; \ i = 1, ng$$

En esta formulación, las incógnitas son los precios marginales de los recursos de generación; y puede ser utilizada cuando se conocen los datos del despacho ejecutado.

En este modelo económico, debido a que se representa la red de transmisión mediante un flujo DC con pérdidas, surge una remuneración asociada al transporte de energía, correspondiente a la diferencia de lo que se recauda de la demanda y lo que se paga a los generadores a precio de mercado, precisamente a causa de tener en cuenta las pérdidas de transmisión.

La remuneración de la red de transmisión originada por el transporte de energía en el sistema, no es suficiente para cubrir los costos totales del transporte, por lo que es necesario complementar su remuneración.

El precio de la energía en cada nodo de la red, se encuentra multiplicando el precio en la barra de mercado, por su correspondiente factor de nodo. Este modelo económico se utiliza en Ecuador.

3.5. Modelo de costos marginales nodales [5]

Conocido también como modelo multinodal de precios, incluye toda la red de transporte y sus limitaciones físicas para la transmisión de energía, en el cálculo de los costos marginales nodales. En este tipo de modelo, se tiene un costo marginal nodal para cada barra de la red,

flujo por las líneas

$$L_{pq} = L(P_{pq}) \ ; \ pq = 1, \dots, m$$

función de pérdidas en las líneas

$$g_i^{\min} \leq g_i \leq g_i^{\max} \ ; \ i = 1, \dots, ng$$

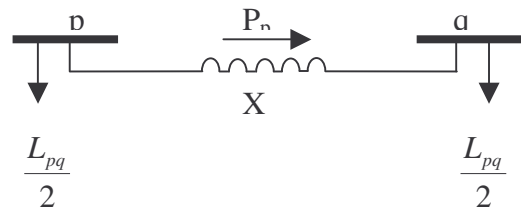
límites de generadore s

$$- P_{pq}^{\max} \leq P_{pq} \leq P_{pq}^{\max} \ ; \ pq = 1, \dots, ng$$

límites de las líneas

con los cuales se liquidan las transacciones realizadas en el mercado.

La red de transporte puede ser representada mediante un modelo AC, en tal caso los costos marginales nodales se calculan mediante un de flujo óptimo de potencia. Otra alternativa, es representar la red de transmisión mediante un modelo DC, en cuyo caso el cálculo de los precios nodales de la energía se realizan mediante un flujo de potencia linealizado. Esta última formulación será utilizada en la representación de la red de transmisión, como se muestra a continuación:



- $p, q =$ nodos origen y destino de la L/T
- $P_{pq} =$ flujo de potencia activa por la L/T
- $L_{pq} =$ pérdidas en la L/T
- $x_{pq} =$ reactancia de la L/T

Figura 2: Línea de Transmisión

En el gráfico anterior se definen las siguientes variables:

Mediante estas variables, el modelo económico para el cálculo del costo marginal de la energía en cada nodo de la red de transmisión, puede ser formulado de la siguiente manera:

$$\min z = \sum_{i=1}^{ng} c_i \cdot g_i$$

sujeto a :

$$\sum_{pq \in K} P_{pq} + g_k - \frac{1}{2} \sum_{pq \in K} L_{pq} = d_k \quad ; \quad k = 1, n$$

balance demanda - generación

$$P_{pq} = \frac{(\theta_p - \theta_q)}{x_{pq}} \quad ; \quad pq = 1, \dots, m$$

donde :

n = número de nodos

m = número de líneas

ng = número de generadores

θ_i = ángulo del nodo i

g_i^{\min}, g_i^{\max} = límites de generadores

P_{pq}^{\max} = límites de transporte de líneas

K = conjunto de líneas conectadas al nodo k

Los resultados son los costos marginales en cada nodo de la red de transmisión, lo cual origina remuneraciones para la red, debidas al pago de arrendamiento de las instalaciones de transmisión y a los límites de transporte de las líneas. Esta remuneración es causada por la diferencia de los costos marginales nodales entre las barras y puede calcularse de la siguiente manera: [7]

$$RST = \sum_{ij=1}^{NL} (R_{ij} \times \lambda_j - T_{ij} \times \lambda_i)$$

Donde:

RST = Remuneración al servicio de transporte

$$R_{ij} = \left(P_{ij} - \frac{L_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que llega al nodo } j$$

$$T_{ij} = \left(P_{ij} + \frac{L_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que sale del nodo } i$$

$\lambda_i \Rightarrow$ costo marginal nodo i

$\lambda_j \Rightarrow$ costo marginal nodo j

$NL \Rightarrow$ número de elementos

Cada nodo paga a la generación y demanda a su correspondiente costo marginal, es decir, de acuerdo a la utilización que cada barra realiza de los recursos del sistema. Además, este modelo focaliza de manera precisa los costos de las restricciones de transporte, originando ingresos para solucionar el problema. Sin embargo, entregar a la empresa de transmisión los ingresos generados por el costo de las restricciones de transporte, resulta ser un incentivo contrario a solucionar el problema, por lo que se depositan estos ingresos como fondos de construcción definidos para cada línea. Una vez que se logran los ingresos adecuados, mediante licitaciones públicas, se asigna la construcción requerida.

Este modelo de mercado, con algunas modificaciones particulares, se utiliza en Argentina.

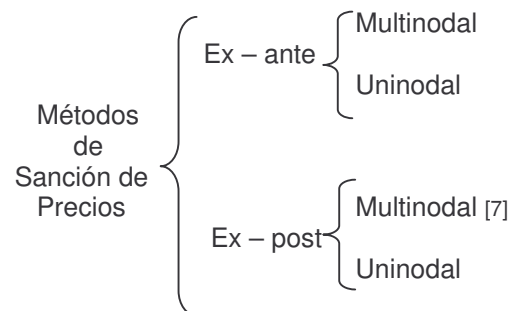
La formulación anterior tiene como variables a las potencias de los generadores. Por tanto, puede ser utilizada para calcular el precio de la energía, al momento de realizar el despacho programado de generación (ex - ante).

4. Modelos de Sanción de precios en el MEM

Se conoce como sanción o fijación de precios al procedimiento mediante el cual se determina el precio de la energía de la componente de generación, tomando en cuenta los recursos que se utilizaron en su producción.

Todos los métodos se analizan bajo la filosofía de un mercado basado en costos, el cual, a través de una adecuada tasa de retorno, garantiza la recuperación de las inversiones realizadas de manera eficiente tanto en actividades de generación, transmisión y distribución.

Una vez elegido el modelo de mercado en particular (modelo de costos), fijada la estructura y establecido las reglas de mercado, los métodos posibles son los siguientes:



Como se mencionó anteriormente, dependiendo de que se tomen en cuenta o no las congestiones de la red de transmisión, la sanción de precios puede realizarse con un modelo multinodal o uninodal respectivamente. En éste estudio se compara ambos mecanismos con una metodología ex-ante.

La sanción de precios puede ser llevada a cabo antes de la ocurrencia del despacho (ex-ante) o posterior a la realización del mismo (ex-post). El presente estudio compara ambas metodologías usando un modelo de una barra teniendo en cuenta el costo de las pérdidas.

4.1. Reglas de Mercado

Para comparar las alternativas de modelos de mercado es necesario definir reglas similares, que permitan establecer las semejanzas y diferencias entre aquellos.

A continuación se especifican las reglas de mercado que se utilizarán en las diferentes metodologías de sanción de precios, para los modelos económicos detallados anteriormente.

- El único producto factible de negociación en el mercado es la energía, ya que no existe mercado de servicios complementarios ni de potencia reactiva.
- Los análisis que realiza el presente estudio son únicamente para mercado ocasional.
- La sanción de precios se la realiza al fin de cada hora y con datos de despachos programados o ejecutado según corresponda a ex – ante o ex –post.
- En nuestro mercado el rubro de transmisión tiene dos componentes: un cargo fijo correspondiente a pago de capacidad y un cargo variable correspondiente al servicio de transporte. Este último rubro calculado proporcional a la energía transportada por las líneas.

4.2. Método 1: Ex – Ante Multinodal

Un modelo multinodal para determinar los precios de la energía, implica tomar en cuenta todos los parámetros de la red de transmisión en el cálculo de los costos marginales de energía de la componente de generación. La existencia de limitaciones de la red en la transferencia de energía entre productores y consumidores conlleva a una alteración en el despacho físico para atender a la demanda con parámetros calidad y economía, y un cambio consecuente en el modelo comercial a aplicarse.

La diferencia de costos marginales entre nodos dependerá del tipo y magnitud de la congestión en los vínculos de transporte. Así por ejemplo, si el saturamiento se presenta en un vínculo radial, la zona afectada tendrá mayores precios de la energía en relación con el resto del sistema; en tanto que si la congestión se produce en un sistema en anillo, todas las barras se verán, de una u otra forma, afectadas por la restricción.

La remuneración al servicio de transporte se la calculará de acuerdo al flujo medio transportado por cada una las líneas multiplicado por la diferencia entre los costos marginales de los nodos [7], de la siguiente manera:

$$CT = \sum_{ij=1}^{NL} (R_{ij} \times \lambda_j - T_{ij} \times \lambda_i)$$

donde:

$$R_{ij} = \left(f_{ij} - \frac{l_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que llega al nodo } j$$

$$T_{ij} = \left(f_{ij} + \frac{l_{ij}}{2} \right) \Rightarrow \text{flujo que sale del nodo } i$$

$$\lambda_i \Rightarrow \text{costo marginal nodo } i$$

$$\lambda_j \Rightarrow \text{costo marginal nodo } j$$

$$NL \Rightarrow \text{número de elementos}$$

La presencia de congestionamientos en la red de transmisión genera recursos que deberán ser recaudados en un fondo que permita aliviar dichos saturamientos. En estos casos se hace preciso que se reglamente adecuadamente la administración y uso específico de esos dineros.

Se debe aclarar que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano no contempla la existencia de ningún fondo, por lo cual se usan estos parámetros únicamente para efectos de este estudio.

4.3. Método 1: Ex – Ante Uninodal

También con datos programados de despacho, podemos fijar el precio de la energía en una sola barra. Este es un procedimiento adicional al despacho técnico en el que se relajan las restricciones correspondientes a los límites de la red de transmisión en la solución del problema de optimización, el resultado es una distribución uniforme (socializada) del precio de la energía de tal manera que las limitaciones del sistema sean pagadas por toda la demanda.

Por tanto las variantes que pudiese haber dentro de este esquema son arreglos comerciales destinados a fijar un precio para la componente de generación de la energía y no interfieren en el despacho técnico a efectuarse.

Dentro de este contexto se podrían analizar dos alternativas, que surgen en razón de una lógica intención de tener en cuenta de manera indirecta (no explícitamente como restricciones del problema de optimización) los congestionamientos de red, en tal virtud la idea es reflejar que ciertas máquinas deben estar presentes en el despacho debido a la existencia de saturamientos. El efecto de tener generación forzada es equivalente a disminuir la demanda en la zona afectada por el congestionamiento, ya que la energía que deba ingresar provenientes de zonas externas será menor.

Alternativa A: No se tienen en cuenta las restricciones por limitaciones en la red tampoco las potencias de las máquinas que entraron a aliviar el congestionamiento; Si se tienen el cuanta los límites operativos máximos y mínimos de los generadores.

Alternativa B: Los límites mínimos de los generadores, que usamos como restricciones en el problema de optimización, no serán los valores operativos sino que se emplean los valores con los que las máquinas fueron programadas.

4.4. Liquidación de las Transacciones Comerciales en una Metodología Ex – Ante

La liquidación a las Transacciones Comerciales es realizada por el CENACE y consiste en calcular los valores que deben pagar o cobrar los agentes del MEM, el Transmisor, los Importadores y Exportadores por las negociaciones de compra - venta de energía. (Art. 9, Reglamento para el Funcionamiento del MEM)

La metodología ex – ante se refiere a la sanción de precios de la energía previa a la ocurrencia del despacho, teniendo en cuenta para ello todos los datos programados tanto de demanda, caudales, declaración de disponibilidades, etc. Es decir, en ésta metodología lo que se realiza es una fijación de precios anticipada.

Debemos aclarar que la liquidación se realizará utilizando los valores reales de energía entregada o retirada del mercado, por los

generadores o distribuidores, que se encuentren una vez ejecutado el despacho.

El presente estudio utilizará valores de potencia media para transacciones comerciales debido a la dificultad de encontrar datos de energía realmente utilizada para el sistema reducido a 12 barras que se empleará como caso de estudio más adelante

En la generalidad de los casos, se presentarán diferencias entre lo programado y lo ejecutado, por lo que se requieren mecanismos mediante los cuales se puedan conciliar dichas diferencias.

La idea es reconocer al menos los costos de producción que los generadores esperar percibir, para ello primero se respeta el precio fijado previamente, pero si debido a las necesidades del sistema se despachan unidades más caras se les pagará su costo variable de producción, teniendo que recaudar del mercado los valores necesarios, o en su defecto cobrar al agente causante de la restricción.

Debemos aclarar que, se ha adicionado un rubro llamado ajuste, el cual servirá como regla de cierre en el mercado ya que se ha pagado a todos los agentes según corresponda, y es probable que se presente pequeños faltantes o sobrantes de dinero que serán trasladados a la demanda. Se entiende que el valor correspondiente de ajuste tenderá a cero en el largo plazo.

4.5. Método 2: Ex – Post Multinodal

Incluye todos los parámetros de la red, al igual que el método ex – ante, en la fijación de precios de la energía. La principal diferencia es que se sanciona precios luego de la ocurrencia del despacho y por ello es factible utilizar datos reales de generación y demanda.

Esta metodología resulta ser más precisa ya que se paga o se cobra a los generadores o distribuidores, según corresponda, cantidades que reflejan los costos de los recursos efectivamente utilizados.

Básicamente el procedimiento a seguir es similar al desarrollado en el modelo multinodal ex – ante, en el que los precios de la energía se encuentran como parte de la solución del problema de despacho económico sin necesidad de un esquema comercial adicional.

4.6. Método 2: Ex – Post Uninodal

La sanción de precios de la energía en una barra consiste en relajar ciertas restricciones en la solución del problema de optimización del modelo comercial.

Los procedimientos son similares a los desarrollados en el modelo ex – ante uninodal, con la diferencia de que usamos datos reales.

4.7. Liquidación de las Transacciones Comerciales en una Metodología Ex – Post

En este caso las liquidaciones no exigen la creación de procedimientos para la reconciliación de los cobros y pagos ya que todos los cálculos se los realiza con posterioridad al despacho, y se conocen efectivamente los recursos que fueron usados para abastecer la demanda.

La remuneración al transportista para el modelo de una barra es el cargo variable que se le otorga como pago al arrendamiento de las líneas, y es proporcional a la energía transmitida.

5. Desarrollo de Ejemplo SEP 12 Barras

El presente estudio usa como metodología de cálculo de flujos de potencia, el flujo linealizado o también conocido como flujo de potencia aproximado DC, en el cual se considera que solo la potencia activa es transportada a través de las líneas de transmisión.

El sistema en análisis es una representación del S.N.I. ecuatoriano reducido a 12 de sus principales barras, 7 de ellas correspondientes a las que forman el anillo de 230 kV y las restantes 5 de los principales nodos conectados a 138 kV. El sistema se encuentra interconectado a través de líneas de transmisión cuyos parámetros se detallan en la tabla 9.1.

Número Circuito	Nodo Origen	Nodo Destino	Resistencia %	Reactancia %	Límite [MW]
1	1	2	0.785	6.405	560
2	2	3	0.565	4.492	280
3	1	3	1.055	8.604	740
4	3	8	0.0	1.940	355
5	3	4	0.805	6.455	884
6	4	5	0.570	4.500	884
7	5	6	0.450	3.660	826
8	6	9	0.0	2.000	375
9	6	7	0.590	4.880	826
10	7	1	1.150	9.525	826
11	9	10	1.310	4.830	100
12	10	11	7.510	28.970	90
13	11	12	2.350	8.570	90
14	12	7	0.0	0.0866	121

Tabla 9.1 Parámetros del Sistema de Transmisión

En la figura 3 se muestra el diagrama unifilar del sistema de prueba, constan además el tipo de generación que se tiene disponible en cada una de esas barras.

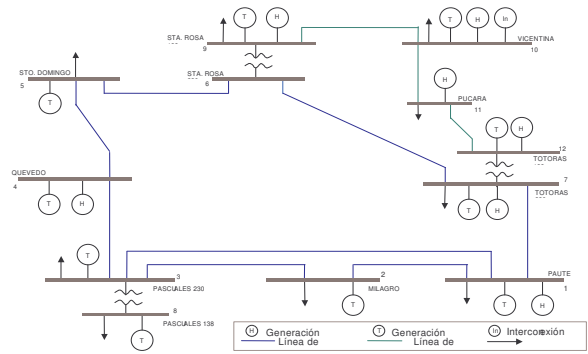


Figura 3: Sistema reducido a 12 barras

Los ejemplos que comparan los modelos multinodal y uninodal se desarrollan en base a datos del despacho programado y se analiza primero sin la presencia de congestiones (ejemplo 5.1), luego con la existencia de un saturamiento radial (ejemplo 5.2), después un congestionamiento en anillo (ejemplo 5.3), finalmente se analizan los casos en los que se desconectan ambos circuitos de las líneas 1-2 y 1-3, no simultáneamente, en los ejemplos 5.4 y 5.5 respectivamente.

El despacho técnico – económico para los ejemplos del modelo multinodal son desarrollados usando el programa SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming). El mencionado programa tiene la facilidad de trabajar usando un modelo multinodal, un modelo de una barra con pérdidas y un modelo de barra única sin tener en cuenta las pérdidas, nuestro estudio empleará los dos primeros.

Además, se realiza la comparación entre las metodologías ex – ante y ex – post, en un modelo de una sola barra o uninodal (ejemplo 5.6) y para las horas de demanda base, media y punta.

5.1. Ejemplo sin congestión (Multinodal vs Uninodal)

El ejemplo que a continuación se desarrolla corresponde a una selección de unidades en una época de hidrología baja, condición en la cual el sistema no presenta congestiones en la red de transmisión, permitiendo la realización de un caso base sin presencia de restricciones.

Los datos de demanda son de un día típico escogidos en el horario de demanda media de un despacho programado, del cual también se obtiene el valor del agua que refleja el manejo optimizado de los embalses.

Para una hora en particular se realiza el despacho económico usando el programa SDDP obteniendo los siguientes resultados:

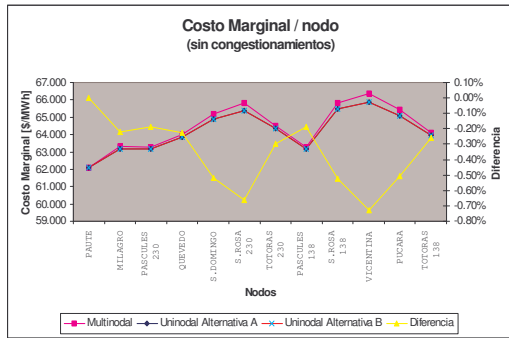


Figura 4: Costo Marginal; Multinodal vs Uninodal (sin congestamientos) Sistema reducido a 12 barras

Como se observa los costos marginales en ambos modelos son prácticamente iguales, presentando pequeñas diferencias debido a que los factores de nodo utilizados en el modelo uninodal se calculan de manera externa, en la cual se estima pérdidas de la manera convencional, o sea como el cuadrado de la corriente por la resistencia del elemento de red; en tanto que el SDDP realiza un proceso iterativo de linealización acumulada de las pérdidas hasta cumplir con un criterio de convergencia [8].

También podemos comparar a través de un resumen global de pagos y cobros en el MEM, teniendo los siguientes resultados:

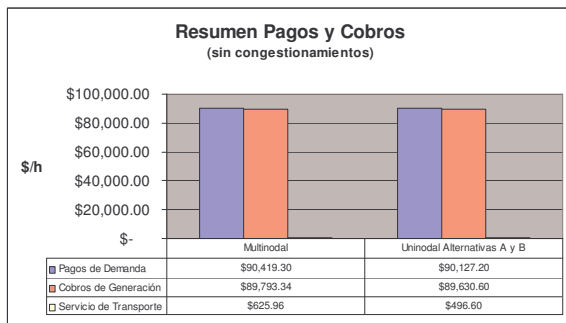


Figura 5: Resumen General Cobros y Pagos; Multinodal vs Uninodal

Se observa en este resumen general de los cobros y pagos de los agentes, que los resultados son bastante similares entre los modelos analizados. Se incluye la remuneración al servicio de transporte, que para el modelo uninodal se constituye en su remuneración variable.

Se concluye que tanto el modelo multinodal como uninodal de precios presentan los mismos costos marginales cuando no existen

congestionamientos en la red de transmisión. Sin embargo, se debe tener en cuenta que son modelos con concepciones estructurales y organizativas distintas de mercado, por lo que se deben diseñar reglas específicas para cada modelo en lo relacionado con las remuneraciones para la transmisión y generación (pago por capacidad).

5.2. Congestionamiento Radial (Multinodal vs Uninodal)

Para observar los efectos de un congestionamiento radial, en el sistema de prueba se simularán condiciones de hidrología alta, con lo cual se tendrá un saturamiento en el transformador de Pascuales 230-138 kV.

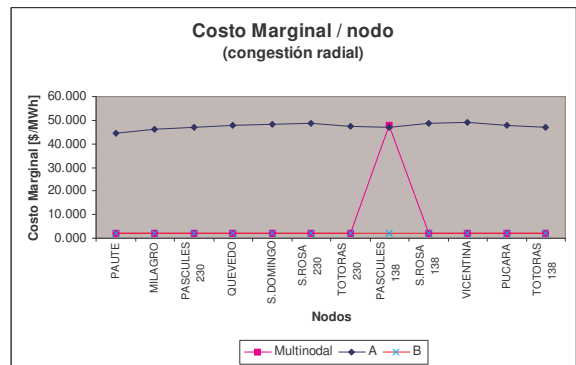


Figura 6: Costo Marginal; Multinodal vs Uninodal (congestión radial)

Cuando el flujo de potencia en algún vínculo de la red llega a su límite de transporte, se producen variaciones del costo marginal entre los nodos. Como en este caso el congestionamiento es radial, las barras afectadas serán todas las que se encuentren en el mismo ramal posterior (“aguas abajo”) al elemento saturado.

Se observa en la figura 6, el costo marginal en el modelo multinodal en todas las barras es uniforme a excepción de la barra “Pascuales 138”, en la que se produce un notable incremento debido al ingreso de unidades más costosas que permitan realizar el despacho físico y abastecer la demanda.

Para el modelo uninodal se muestran las diferencias entre las alternativas A y B. La alternativa A da como resultado el costo marginal mayor, ya que no se tienen en cuenta las limitaciones de la red, por ende las unidades despachadas estarán en orden de méritos y será marginal aquella que satisface un incremento de demanda. En cambio para la alternativa B se abastece una parte de la demanda en la zona con restricción mediante las unidades de generación forzada y el efecto

de aquellas se refleja en una aparente disminución de la demanda; haciendo que el despacho cubra la restante demanda con una unidad cuyo costo variable de producción sea menor.

También se presenta un resumen general de los cobros y pagos a los agentes:

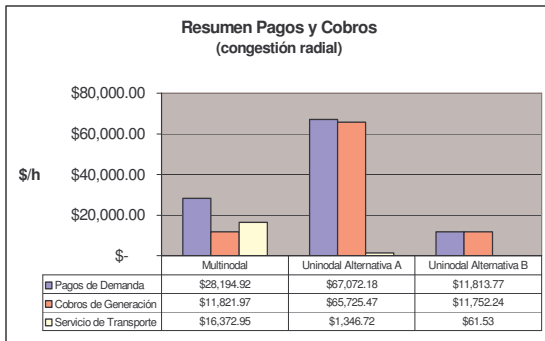


Figura 7: Resumen General Cobros y Pagos (congestión radial)

Se puede notar que en el modelo multinodal se generan recursos importantes para la actividad de transmisión. En cambio para el modelo uninodal alternativa "A" se observa que los pagos de demanda y cobros de generación son notablemente mayores con respecto a la alternativa "B" debido principalmente a que los costos marginales en el primero usualmente serán más altos.

A continuación se presentan los pagos que la demanda realiza en cada barra:

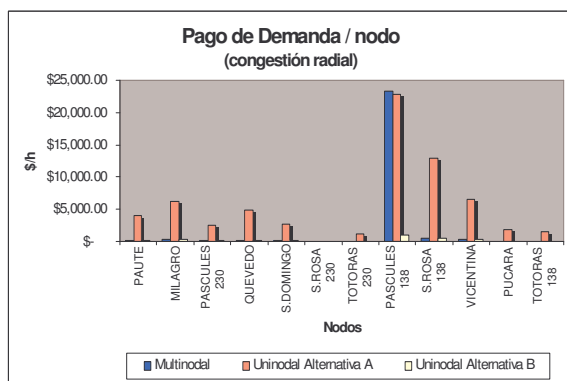


Figura 8: Pagos de la Demanda / barra (congestión radial)

5.3. Congestionamiento en anillo (Multinodal vs Uninodal)

Desarrollamos ahora un ejemplo en el que se produce una congestión en un ramal del anillo principal de 230 kV.

Utilizando los mismos datos, suponemos que la capacidad de transporte de la línea conectada

entre los nodos 6-7 se ve disminuida por alguna causa a 100 MW, lo cual provoca congestión en dicha línea.

Si el congestionamiento se produce en un ramal de un anillo de la red, los costos marginales en un modelo multinodal se ven afectados en todos los nodos. En contraste el modelo uninodal fija precios de la energía de manera uniforme en todo el sistema. Podemos acotar que en este caso en particular ambas alternativas A y B dan los mismos valores de costos marginales en una barra.

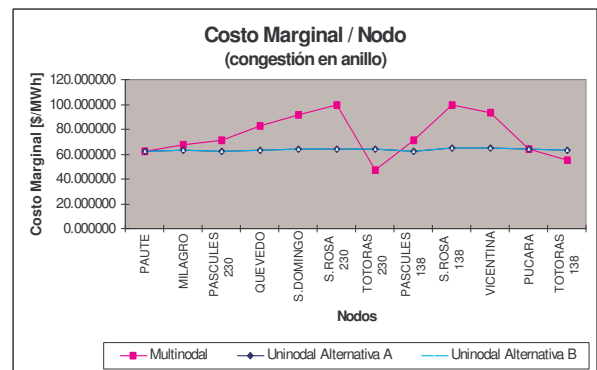


Figura 9: Costos Marginales en cada barra

Cabe destacar que la aplicación de la alternativa B del modelo uninodal, obliga a crear un procedimiento mediante el cual se determine de manera precisa las unidades que deben considerarse o calificarse como forzadas para levantar la restricción. El mencionado procedimiento no resulta del todo sencillo ya que en primera instancia se podría realizar un despacho "ficticio" (sin considerar la congestión) en el cual se observará que varias unidades no entran al despacho, a éstas unidades se las calificaría como forzadas.

En un congestionamiento en un ramal del anillo no resulta del todo preciso asegurar que las unidades que no sean requeridas en el despacho ficticio sean las unidades que exclusivamente se encuentran para levantar la restricción ya que una limitación de esa naturaleza provoca cambios en el despacho físico en todo el sistema y no solo en la zona contigua a la restricción. Además ante la presencia de congestionamientos simultáneos, el proceso para determinar que unidades ingresan al despacho por causa de las congestiones resulta complicado y bastante subjetivo

5.4. EX – ANTE vs. EX – POST (Uninodal)

Las metodologías ex-ante y ex-post serán analizadas para un modelo de una barra, simulado en nuestro sistema de prueba en

época de estiaje, con existencia de un redespacho debido al incremento de caudales que ingresan al embalse de la Central Hidroeléctrica Paute, lo cual permite disponer de variaciones entre lo que se programó y lo que realmente se ejecutó en el despacho para realizar las comparaciones necesarias.

El cálculo de los precios de la energía en un modelo uninodal se realiza relajando las restricciones correspondientes a los límites de transmisión por las líneas. Para ambas metodologías se calculará el precio de la energía, mediante la formulación primal del problema de optimización.

Debido a que los factores de nodo cuantifican las pérdidas marginales de transmisión, éstos serán calculados junto con la sanción de precios, es decir para la metodología ex – ante con datos del despacho programado, y para la metodología ex – post con datos del despacho realmente ejecutado.

En la figura 13 se muestra un resumen general de cobros y pagos a los generadores y distribuidores respectivamente. Podemos destacar que para la metodología ex – ante únicamente se realiza por anticipado la sanción de precios, pero las liquidaciones son hechas de acuerdo a la energía realmente consumida o producida (para ejemplos del presente estudio potencia promedio consumida o producida). En caso de producirse un redespacho, la metodología ex – ante exige que se respete el costo marginal previamente fijado pero pagándoles de acuerdo a su producción y consumo reales. El caso contrario, en el que se provoque por alguna causa un redespacho en el que ingresen unidades más costosas se respetará el precio fijado previamente, pero a los generadores que entren a producir serán remunerados por lo menos a su costo variable de producción.

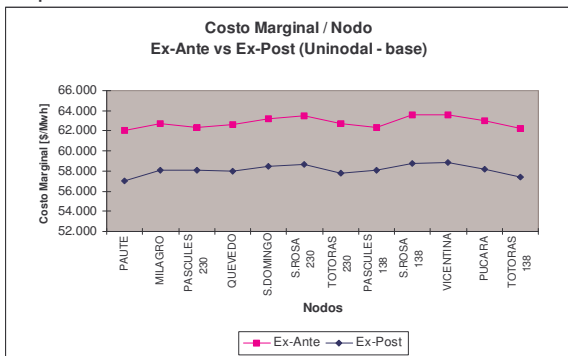


Figura 10: Costos Marginales Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal, demanda base)

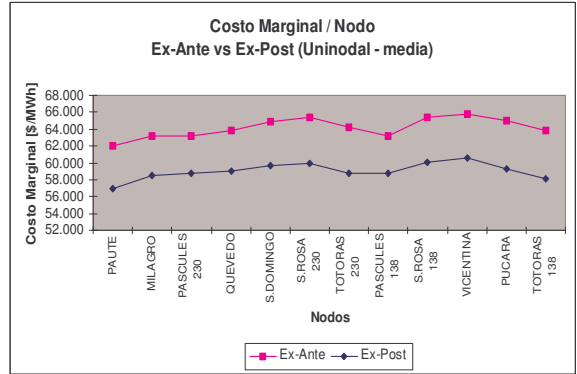


Figura 11: Costos Marginales Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal, demanda media)

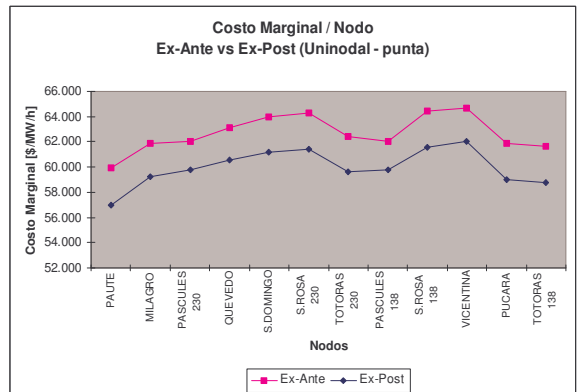


Figura 12: Costos Marginales Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal, demanda punta)

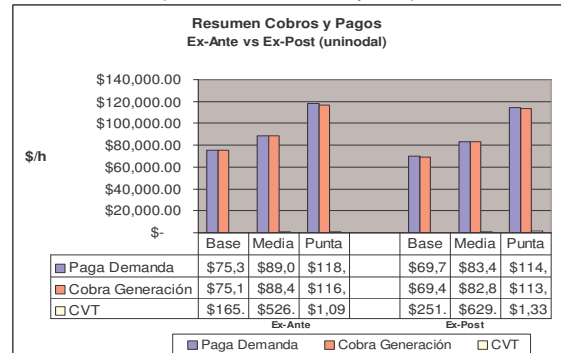


Figura 13: Resumen General Cobros y Pagos, Ex-Ante vs Ex-Post (Uninodal)

En los ejemplos ex-ante presentados, se aplica la siguiente metodología: se calcula el costo marginal de la energía en el despacho programado; y con ese precio se realizan las liquidaciones de la energía realmente producida; sin aplicar reconciliaciones en las diferencias, considerando que el mercado ya remunera la disponibilidad, mediante el pago de Potencia Remunerable Puesta a Disposición (PRPD).

Para la aplicación de una metodología ex – ante, se debería crear la normativa que permita ajustar las diferencias entre lo programado y lo realmente ejecutado. En la normativa vigente

no existen estos principios, pues la metodología especificada en la normativa del MEM es esencialmente ex-post.

6. Conclusiones

- La normativa vigente que rige al Sector Eléctrico Ecuatoriano especifica de manera implícita la utilización de una metodología ex-post horaria, en el Reglamento para el Funcionamiento del MEM, artículo 13. No es factible la utilización de una metodología ex-ante en nuestro mercado, ya que requiere la implantación de mecanismos de reconciliación de diferencias en la liquidación de las transacciones, los cuales no están establecidos en la normativa vigente.
- Se concluye que el modelo de barra única para el cálculo del precio de la energía, de acuerdo a los artículos 11 y 13 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM, es consistente con la separación y remuneración de las actividades de generación y transmisión establecidas en la normativa.
- Cuando no existen congestionamientos en la red, los costos marginales de la energía obtenidos de un modelo multinodal de precios y un modelo de una sola barra (uninodal) son los mismos. Pero se debe distinguir que la aplicación de uno u otro modelo tiene implicaciones en la estructura y diseño del mercado; es decir, aspectos como la remuneración de la actividad de transmisión o el pago de capacidad deberán ser acordes al modelo aplicado, ya que la no presencia de congestiones en la red es una condición particular, de las múltiples que pudiesen presentarse en un mercado eléctrico.
- En el sistema multinodal, los precios de la energía en cada nodo de la red son resultado del despacho económico de generación, ya que se obtienen de las variables duales de las ecuaciones de restricción del problema de despacho. La aplicación de este sistema responde a una organización y remuneración de las actividades de generación y transmisión consistentes con ese modelo.
- La implantación de una metodología ex-ante en nuestro mercado requiere la reformulación del pago por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, pues

los mecanismos de reconciliación de diferencias entre lo previsto y ejecutado, de manera explícita remuneran la disponibilidad de potencia.

- El modelo económico financiero establecido en el MEM, garantiza el ingreso variable al transmisor calculado de acuerdo a la potencia transmitida por la red (metodología del factor de nodo), lo cual implica que la regla de cierre del mercado sea en el pago que hace la demanda; es decir, la diferencia de ingresos para remunerar la generación y transmisión, positiva o negativa, para cerrar las cuentas del mercado debe asumir la demanda. El valor esperado de las diferencias en el largo plazo deberá ser cero.
- La posibilidad de cambio del modelo para el cálculo del costo marginal de la energía, no es de ninguna manera consecuencia de la eliminación de los problemas estructurales de transmisión (restricciones técnicas o congestiones), mediante la ejecución del plan de expansión. Las congestiones jamás desaparecen, son parte de la operación normal de un sistema de producción de energía eléctrica, ya que surgen como consecuencia de los mantenimientos y/o contingencias de transmisión o generación, no solamente por falta de inversiones en esa actividad.

El cambio de modelo debe ser resultado de la variación de los objetivos que pretende el mercado, tales como fomentar la eficiencia cuando las inversiones realizadas de capacidad instalada superan la demanda o fomentar las inversiones en sistemas deficitarios. Cada propósito requiere una particular organización y remuneración de las actividades de generación y transmisión.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda para la fijación de precios de la energía usar valores de potencia neta, es decir considerar el consumo de servicios auxiliares en todo el proceso de sanción de precios, para guardar consistencia con la estructura de los costos variables de producción.
- La posibilidad de cambio de modelo para el cálculo del precio de la energía, a cualquiera de los analizados en el presente estudio, implica un rediseño del modelo

económico financiero del MEM. Para un mercado que tiene como objetivo fomentar las inversiones en generación, la inestabilidad normativa impone riesgo regulatorio, que disminuye los incentivos de futuras inversiones.

Bibliografía

- [1]. Tesis de Grado: Análisis de Métodos de Sanción de Precios en el MEM
- [2]. Desarrollo del Sector Eléctrico en Paraguay y Ecuador; RUDNICK HUGH, COFRÉ A., LLARRAÍN R.; PUC; Chile.
- [3]. Spot Pricing of Electricity, SCHWEPPE F., CARAMANIS M., TABORS R., BOHN R., Kluwer Academic Publishers; London; 1988.
- [4]. Competition and Choice in Electricity; SALLY HUNT, GRAHAM SHUTTLEWORTH; National Research Associates; 1996.
- [5]. Herramientas de Modelado de la Red y Cálculo de los Costos Marginales por nodo; Gerardo Latorre, Rubén D. Cruz; GISEL; Bucaramanga – Colombia; Junio del 2000

- [6]. Revisión de Modelos de casación de ofertas para mercados eléctricos; Carlos Vásquez, Michel Rivier, Ignacio J. Pérez-Arriaga; 6tas. Jornadas Luso Españolas de Ingeniería Eléctrica.
- [7]. Marginal Pricing of Transmisión Services: An Análisis of Cost Recovery; I.J. Pérez – Arriaga, F. J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arceluz, J. Marin
- [8]. Manual de Metodología, modelo SDDP, versión 6.0, Anexo A, PSRI

Biografía

Salazar, Paúl

Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2002. Trabajó en el Departamento de Diseño y Remodelación de Redes de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito por 8 meses. Actualmente se desempeña como ingeniero de planeamiento eléctrico en la Corporación CENACE.