

FACTORES DE PARTICIPACION MARGINAL Y MEDIA (MAPF – MEPF) PARA LOS COSTOS DE RED DE TRANSPORTE -CARGO COMPLEMENTARIO- APLICADO AL CASO ECUATORIANO

Maza Sibre Rogelio
Corporación CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA -CENACE-

BREVE RESUMEN

En Ecuador así como en otros países se ha llevado a cabo la implementación del esquema de tarificación marginal acorde a costos marginales implícitos en los precios nodales del sistema sumando además a éste, un cargo adicional que complemente la totalidad para la remuneración a la empresa de transmisión.

La investigación y la aplicabilidad al caso ecuatoriano (SNI - anillo de 230 KV) de los denominados FACTORES DE PARTICIPACIÓN MARGINAL (MAPF) Y MEDIA (MEPF) como metodologías de asignación del cargo complementario, realizando el respectivo análisis comparativo tanto cualitativo como cuantitativo entre las metodologías propuestas (factores de participación) y la utilizada actualmente en nuestro país denominada Postage Stamp o Precio Estampilla son los temas centrales de este trabajo.

La tarificación de los servicios de transmisión debe ser de tal manera que financie el sistema de transmisión incentivando económicamente a éste a realizar futuras inversiones de expansión y permitiendo al bloque generador desarrollarse en un ambiente de competencia (mercados liberalizados).

Para la asignación de los costos especialmente por concepto de **cargo complementario** los métodos que se han planteado han sido un tema de amplio estudio en el cual se han abordado propuestas con y sin fundamento físico y económico, así bien; diversos profesionales en el área han desarrollado dichos métodos en países similares al nuestro con respuestas favorables ante dicha asignación y de muy fácil aplicabilidad.

TEÓRIA

En diversos países desregulados como: Argentina, Nueva Zelanda, PJM (USA) entre otros se hace uso de un modelo de tarificación marginalista acorde a costos marginales. Esta remuneración por costo marginal establece incentivos atractivos para atraer nueva generación al mercado que obligue a salir a la generación menos eficiente, produciendo un precio al consumidor final menor.

Como resultado de esas experiencias el modelo de tarificación se ha visto enfocado a cubrir los costos de operación, mantenimiento e inversión de la transmisión sin dejar de lado la rentabilidad del negocio como tal. Dicha rentabilidad se vincula al riesgo que toma la transmisión, dependiendo del mercado, tarificación y características del sistema; en el negocio.

Adicionalmente se ha constatado que esta tarificación marginalista es insuficiente, esencialmente por que los costos marginales son inferiores a los costos medios lo cual implicaría que no se alcance a cubrir los costos antes mencionados.

Como respuesta a lo anterior, el tipo de tarificación es consolidada de acuerdo a dos componentes:

- El ingreso por precios marginales de operación o expansión, corto o largo plazo respectivamente [1].
- Un cargo adicional que complemente la asignación del costo total de la red a los agentes que hacen uso de dicha red, el cual debe ser asignado de la mejor manera para evitar producir distorsiones en la asignación de los recursos entre agentes.

La aplicación de estos precios marginales es muy recomendable dado que presentan las señales económicas individuales adecuadas a los agentes del sistema eléctrico en el corto plazo. De la aplicación de estos costos marginales se obtiene automáticamente un ingreso denominado ingreso variable de transporte (IVT), sin embargo éste no constituye un porcentaje representativo con respecto al costo total de transporte, por ende debe asignarse un cargo adicional que contemple el porcentaje restante para cubrir el costo total y que envíe las señales respectivas de largo plazo.

Con frecuencia los ingresos por costos marginales, "INGRESOS MARGINALES y/o TARIFARIO"; solo alcanzan a cubrir los costos por concepto de pérdidas de transmisión y una parte de los costos de inversión y explotación, el porcentaje de recuperación por éste concepto está entre un 4% y 40% [2][3][4] dependiendo de gran manera de las características propias de cada sistema. En cuanto al porcentaje por cargos adicionales, comúnmente denominados "CARGOS COMPLEMENTARIOS"; cubrirían la diferencia del costo total, es decir; dichos cargos complementarios contendrían los costos de las instalaciones y los costos de operación y mantenimiento de las líneas.

Precios Nodales y Cargo Complementario

Cuando se habla de un modelo de tarificación marginalista hablamos de una representación multinodal de un sistema de transmisión cuyo costo marginal por barra (nodo) son establecidos por los

costos u ofertas de precios por cada uno de los agentes involucrados en dicho sistema. Estos precios en barra para un instante en particular son denominados los LMP (Locational Marginal Prices) o comúnmente “Precios Nodales”. El fuerte de estos precios nodales, es que representan el valor marginal de los beneficios netos de los diferentes nodos [5] ya que los precios nodales equivalen a los costos marginales del sistema e implícitamente, como consecuencia de ello; estaría maximizando cada agente generador su ingreso al corto plazo. Además de que estos precios nodales reflejan los costos en cada nodo internalizan los efectos de la congestión (diferencia de costos marginales, barras de inyección y retiro)..

En sistemas enmallados muy complejos una simple restricción térmica podría hacer que todos los precios del sistema varíen, debido a que el flujo de potencia se distribuye por todos los caminos que encuentran a su paso - flow loop - (flujos paralelos), como consecuencia de ello la diferencia de precios entre nodos (diferencia nodal) para el sistema de transmisión en los respectivos nodos no refleja la real situación que afecta a los sistemas de transmisión, es decir; la diferencia de costos marginales entre dos puntos de un sistema complejamente enmallado no entregaría indicios claros de cómo los puntos de inyección y retiro de energía en cuestión hacen uso del sistema de transmisión [5].

En diversos países se ha optado por realizar agrupaciones de barras o nodos, con ciertas similitudes dentro de “zonas” con la existencia ya no de un precio nodal sino más bien de un precio único para todas las barras dentro de dicha zona, reduciendo de gran manera el número de precios y considerándolos solo como precios zonales, sin embargo éste no es el punto primordial para la creación de zonas sino es el hecho de reducir subsidios de los diversos agentes dentro de una misma zona.

La principal ventaja de lo sistemas de tarifación por nodos (Precios nodales), es que crean los respectivos incentivos teniendo en cuenta las limitaciones propias del sistema. Por ende los agentes (consumidores y generadores) al participar de las transacciones en el mercado ocasional entrarían a formar parte de un despacho coherente con las limitaciones propias del sistema. Para la repartición de este cargo complementario es obvio que debe existir un método que contemple propiedades similares a los de la teoría marginalista para no distorsionar las señales entregadas por la misma, es decir; se debe tratar de minimizar la interferencia de las señales de largo plazo sobre las de corto plazo, ya que el cargo complementario, provee de las señales de largo plazo (inversión y/o localización).

La asignación y las metodologías a seguirse para dichos cargos complementarios han sido altamente discutidas, sin embargo cada país acoge una o varias metodologías, combinándolas de tal forma que sean asequibles para cada entorno y considerándose

siempre que estos cargos sean justos y eficientes al momento de implementarlos.

Antes del nuevo esquema de tarifación en nuestro país, lo que se requiere conseguir con este cargo adicional - Cargo Complementario – es que sumado al Ingreso Tarifario permita solventar los costos de las instalaciones de transmisión dados por el VRN (“Valor de Reposición a Nuevo”) y los costos de operación y mantenimiento de las líneas del sistema dado. Esto es:

$$Peaje = AVNR + COYM - IT \quad (1)$$

Donde:

Peaje: O Cargo complementario
AVNR: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo
COYM: Costo de Operación y Mantenimiento.
IT: Ingreso Tarifario (Costo Variable de Transporte)

a) Mecanismos para la Asignación del Cargo Complementario

Para la recuperación de los costos por parte del llamado “CARGO COMPLEMENTARIO” (peaje) se han planteado muchas alternativas y/o metodologías, sin embargo, todas éstas se han basado, en uno o en la combinación de algunos de los siguientes mecanismos [6][2][7][8]:

- Ajuste del Precio Marginal [2][6]

Éste tipo de ajuste extiende los precios y/o costos marginales del sistema (SPOT PRICES) de modo que éstos sean iguales al costo total del sistema a través de un término aditivo o multiplicativo -ESQUEMA DE PRECIOS RAMSEY-, para ello se debe considerar algunos criterios basados en la particularidad del entorno al que sea aplicado.

Este tipo de mecanismo modifica los costos marginales basándose en la elasticidad de la demanda de tal manera que el óptimo del sistema no se altere, el problema de éste radica en su aplicabilidad ya que se requiere gran cantidad de información para cada instante a considerarse.

- Asignación Basada en una Medida Independiente [3]

Este tipo de mecanismo consiste en realizar el cálculo de un factor con el cual se obtiene una forma de distribución del cargo complementario entre generadores y/o consumidores, o solo uno de ellos; prorrateado por alguna medida en especial, es equivalente al POSTAGE STAMP (Precio estampilla).

- Asignación Basada en el “Grado de Uso del Sistema [6][2]

La asignación del cargo complementario mediante el grado de uso, se lo hace entre todos los agentes del sistema o solo a un sector de ellos, dependiendo del

uso que cada uno de ellos haga del sistema y no por el uso comercial que los mismos hagan a través de contratos.

El uso del sistema se lo considera como incremental ya que se requiere conocer la influencia en los flujos de las líneas al aumentar el consumo o producción.

- **Asignación basada en el Beneficio de los Usuarios [7]**

La repartición del cargo complementario basado en éste tipo de mecanismo se lo hace entre los agentes del sistema dependiendo de los beneficios económicos que cada uno de éstos obtenga, ya sea por la estructura física del sistema o por beneficios adicionales relacionados con la red, producto de ello el usuario de la red afrontaría menos cargo complementario que lo que ahorraría, o se viera beneficiado; por la existencia de una línea determinada como componente del sistema en general.

DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍAS

De acuerdo a los mecanismos anteriormente descritos se han constituido diversas metodologías de asignación del cargo complementario, sin embargo para el presente análisis comparativo solo se ha hecho hincapié en tres metodologías necesarias; la primera denominada "Postage Stamp" o "Precio Estampilla" aplicada en la actualidad en nuestro país y las de Factores de Participación (Marginal y Media).

➤ **Postage Stamp – Precio Estampilla –**

Esta es una metodología muy sencilla basada en los costos medios y bajo un mecanismo según el grado de uso del sistema.

A cada MW se le atribuye un peaje que es el mismo para todos los nodos del sistema, es decir; la tarifa es muy independiente del punto en el que se inyecte la potencia. Esta metodología no entrega señales adecuadas (localización) a los agentes como resultado de no conllevar una discriminación geográfica, es decir; no se puede dar una misma señal del costo de servicio de transporte a un agente generador más cercano a un determinado centro de carga que a uno que esta más lejos del mismo centro de carga.

Su cálculo surge del costo total del servicio de transporte dividido por la medida de "uso" que cada agente hace de la red. Dicho "uso" del sistema puede considerar, generalmente: la potencia consumida o generada en un determinado momento y en una determinada barra o tentativamente se puede considerar la energía efectivamente consumida o generada sin descuidar el momento puntual de dicha medida.

➤ **Factores de Participación Marginal (MAPF – Marginal Participation Factors)**

Está basado en el mecanismo de uso de la red de transporte, es una metodología definida como incremental dado que su objetivo es primordialmente conocer la incidencia en los flujos de las líneas del sistema de transmisión cuando un agente, sea éste consumidor o generador; incrementa un MW en su producción o consumo.

Lo que realiza esta metodología MAPF es una aproximación al uso como tal de la red ya que no es factible averiguar el camino de cada uno de los electrones en la variación de flujo (aplicación rigurosa del término "uso"). Esta metodología de participación marginal posee la falencia de no poder repartir el cargo complementario a ningún agente del sistema frente a los flujos o usos hundidos que se presenten en determinadas líneas.

Esta metodología no cumple con ciertos aspectos importantes en la repartición del cargo complementario como lo es: la eficiencia económica, la cual es definida como aquella cualidad particular que hace que las señales, en este caso el peaje; procuren el comportamiento óptimo de todos los agentes del sistema.

El procedimiento comienza al determinar la influencia en la red (variación de flujos por las líneas) cuando se produce un aumento de 1 MW a la producción o consumo de un determinado agente. Ese MW se lo incrementa a lo largo de diversos escenarios (según requerimientos) para cada uno de los usuarios de la red de transporte, con ello se puede calcular un valor que ilustre una medida del uso eléctrico de la red de la siguiente manera:

$$U_{ki} = \sum_{\substack{e \\ |F_{ie}^k| - |F_{ie}| > 0}} \left(|F_{ie}^k| - |F_{ie}| \right) * P_{ke} * D_e \quad (2)$$

Donde:

- F_{ie}^k : Flujo por la línea i en el escenario e considerado.
- F_{ie} : Flujo por la línea i aumentado 1MW (generación o consumo) dentro del mismo escenario.
- P_{ke} : Potencia consumida o generada por el usuario k .
- D_e : Duración del escenario e .

De lo anterior se ve claramente que la medida de uso - U_{ki} - que hace un agente k de una línea i es la sumatoria de los productos entre la variación de flujos, considerando cada escenario por la potencia, consumida o generada y por la duración de cada escenario.

Esta metodología no considera los valores negativos de la variación de los flujos por las líneas es decir, queda establecido que:

$$\left| F_{ie}^k \right| - \left| F_{ie} \right| > 0 \quad (3)$$

De ocurrir el hecho de que esta diferencia por la variación del flujo sea negativa, el valor de la medida de uso U_{ki} será considerado igual a cero [12].

Al tener ya planteado los respectivos U_{ki} para todos los usuarios del sistema, se procede a obtener la participación porcentual que cada uno de ellos hace de las líneas del sistema mediante la siguiente expresión:

$$Part_{ki} = \frac{U_{ki}}{\sum_k U_{ki}} \quad (4)$$

La cual nos indica que la participación del usuario k con respecto a la línea i ($Part_{ki}$) es igual a la medida de uso de dicho usuario en la línea i dividido para la sumatoria de todas las medidas de uso U_{ki} , de todos los usuarios con respecto a la línea en cuestión.

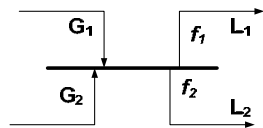
➤ **Factores de Participación Media (MEPF – Mean Participation Factors)**

La metodología de factores de participación media esta fundamentada en el uso que realice cada agente de la red teniendo como única componente la “contribución” de ese mismo usuario (consumidor o generador) en el flujo de las líneas del sistema a ser considerado. Parte a raíz de los flujos obtenidos como resultado de la simulación del sistema eléctrico dado, sean éstos productos de un despacho óptimo o no del sistema considerado.

Este método es muy sencillo y rápido en su cálculo no adolece del problema de los flujos negativos como sucede en el método de los factores de participación marginal, además no posee el inconveniente en cuanto al “uso hundido” ya que simplemente se basa en la dirección de los flujos y su magnitud.

Los factores de participación media se basan en un principio de proporcionalidad que supone que la potencia que sale de un nodo por una línea cualesquiera mantiene las mismas proporciones de la potencia inyectada en dicho nodo (por las líneas con flujos entrantes al nodo en cuestión).

Principio de Proporcionalidad



Según la figura anterior podemos constatar, que la contribución que realice el agente G_1 a las líneas L_1 y L_2 queda definida de la siguiente manera:

$$L_1) \quad f_1 * \frac{G_1}{G_1 + G_2} \quad (5)$$

$$L_2) \quad f_2 * \frac{G_1}{G_1 + G_2} \quad (6)$$

Siendo f_1 y f_2 el flujo que transita por las líneas L_1 y L_2 respectivamente. La aparición de G_1 en el numerador representa el peso que éste tiene frente a la proporcionalidad de contribución en las líneas L_1 y L_2 .

El análisis anterior se lo ha formulado en cuanto al uso que realizan los consumidores de la red para ser abastecidos por los agentes generadores. A continuación se ha ilustrado el análisis respectivo al uso que hacen los generadores del sistema de transmisión para poder llevar su energía a los centros de carga.

$$G_1) \quad G_1 * \frac{f_1}{f_1 + f_2} \quad (7)$$

$$G_2) \quad G_2 * \frac{f_1}{f_1 + f_2} \quad (8)$$

La presencia de f_1 en el numerador representa el peso que este flujo tiene frente a la proporcionalidad de retiro de potencia en las líneas L_1 y L_2 .

En base a lo anterior, para un nodo cualquiera se tiene un aporte de potencia a través de determinadas líneas cuyos flujos son conocidos (por ende la proporción que cada uno de los generadores aguas arriba provee); con ello; se establece las proporciones que se mantienen (en supuesto de este método) en la salida del flujo en el nodo respectivo, así se puede seguir el flujo que sale desde un generador hasta llegar a los consumidores.

Lo anteriormente mencionado se lo realiza para el reparto del flujo entre los agentes generadores.

Para los agentes consumidores se lo realiza de forma análoga, es decir; se tiene un retiro de potencia a través de determinadas líneas cuyos flujos son conocidos (conlleva a tener implícitamente conocida la proporción que cada uno de los consumidores aguas abajo mantiene) de esto se establece las proporciones en la entrada del flujo en el nodo respectivo, de esta manera se puede tener la trayectoria “supuesta” del flujo que llegó a un consumidor desde los generadores.

De acuerdo al trabajo realizado por Rubio Odérez [11] se ha planteado la comparación entre éstas dos metodologías definiendo un “error de asignación de línea” que no es más que la diferencia entre los “vectores de línea” (usuario – participación en línea) según las metodologías planteadas.

El vector de línea para una línea cualquiera i según el método correspondiente queda definido como:

$$\overline{M}_i = (mp_1^i, mp_2^i, \dots, mp_k^i) \quad (9)$$

Donde:

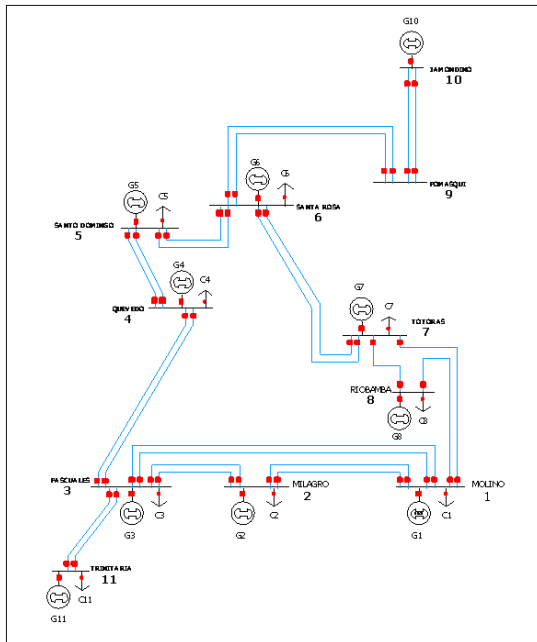
\overline{M}_i : Vector de Línea.
 mp_k^i : Participación del agente k según el método m en línea i .

El error de asignación de línea entre las dos metodologías (MAPF - MEPF) se ha constatado que posee una magnitud máxima igual $\sqrt{2}$.

APLICACIÓN PARA EL SISTEMA ECUATORIANO (SNI)

En la figura a continuación, se expone el diagrama unifilar del sistema eléctrico ecuatoriano representado únicamente para el anillo de 230KV, y del cual se obtendrán los factores de participación respectivos para cada uno de los meses.

Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (Anillo de 230 KV)



Para el reparto se lo realizará para los agentes consumidores (agentes distribuidores agrupados según su por barra de conexión y considerando las respectivas magnitudes de consumo de los mismos) ya que de esa manera se podrá realizar la comparación con la metodología utilizada actualmente denominada Postage Stamp - Precio Estampilla -. Las metodologías han sido planteadas para cada mes del año obteniendo factores de participación mensual sin embargo para el presente solo se ha visualizado de forma explícita el análisis del mes de enero.

El porcentaje de repartición del cargo complementario según la metodología MEPF para los consumidores en las diferentes barras y en el mes de enero de dicho año es:

TABLA 4: Participación de Agentes (MEPF) en el SIN

		PARTICIPACIÓN EN EL SISTEMA	NO %	%	
MEPF	C1	1,2802	0,0557	5,5663	
	C2	3,8829	0,1688	16,8820	
	C3	5,3715	0,2335	23,3544	
	C4	4,3403	0,1887	18,8709	
	C5	1,3666	0,0594	5,9416	
	C6	5,6913	0,2474	24,7446	
	C7	0,0000	0,0000	0,0000	
	C8	1,0672	0,0464	4,6401	
	C11	0,0000	0,0000	0,0000	
			23,0000	1,0000	100,0000

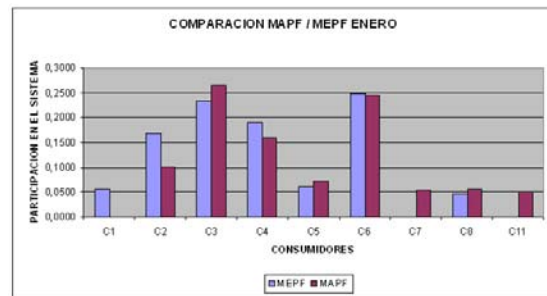
De igual manera para el caso de los factores de participación marginal - MAPF - se ha constatado lo siguiente:

Participación de Agentes (MAPF) en el SNI

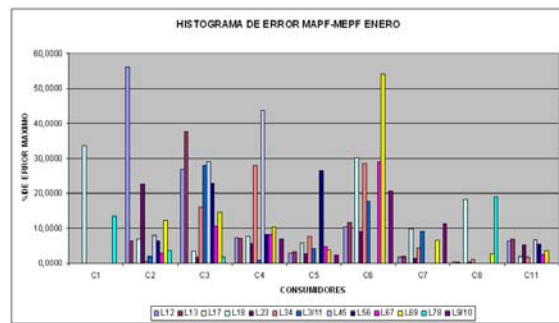
MAPF	C1	0,0000	0,0000	0,0000	
	C2	2,2226	0,1010	10,1020	
	C3	5,0356	0,2653	26,5255	
	C4	3,4682	0,1572	15,7193	
	C5	1,6026	0,0728	7,2845	
	C6	5,3702	0,2441	24,4090	
	C7	1,1719	0,0533	5,3270	
	C8	1,2170	0,0553	5,5318	
	C11	1,1219	0,0510	5,0994	
			22,0000	1,0000	100,0000

A continuación se ha visualizado de forma gráfica el análisis respectivo respecto a dichas metodologías considerando adicionalmente el error máximo estipulado anteriormente.

MAPF – MEPF para SNI (Enero)



Histograma de error entre MAPF – MEPF para SNI (Enero)



ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS METODOLOGÍAS PLANTEADAS Y LA APLICADA.

Cada consumidor (Cx) que fue formado para el anillo de 230 KV será desglosado para obtener una magnitud de los costos incurridos por las empresas distribuidoras.

Para los resultados establecidos se ha considerado toda la información obtenida a lo largo del primer mes realizando la comparación debida entre metodologías planteadas.

En las siguientes tablas se puede constatar los costos incurridos según MAPF, MEPF y POSTAGE STAMP

por las empresas distribidoras tomadas como ejemplo:

Asignación de Costos para E.E. Milagro

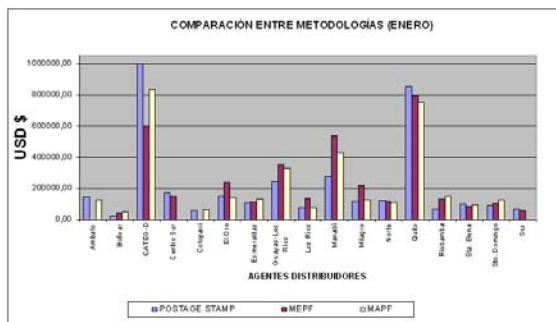
MES	MAPF (USD)	MEPF (USD)	POSTAGE STAMP (USD)
ENE	123 749,55	215 310,47	119 230,94
FEB	111 613,54	68 863,86	114 221,89
MAR	28 971,14	63 607,89	116 707,74
ABR	34 226,04	56 954,41	118 430,81
MAY	557 771,26	65 446,06	126 130,99
JUN	19 903,85	54 060,52	116 606,23
JUL	34 684,76	59 760,89	116 084,71
AGO	686 402,58	66 632,92	116 866,78
SEP	956 951,77	133 374,48	120 710,44
OCT	883 506,57	131 502,41	116 975,95
NOV	840 776,25	73 290,88	115 767,57
DIC	100 082,48	100 188,20	125 305,80
TOTAL	4 378 639,79	1 088 992,79	1 423 039,86

Asignación de Costos para E.E. Quito

MES	MAPF (USD)	MEPF (USD)	POSTAGE STAMP (USD)
ENE	750 637,89	792 293,01	852 165,02
FEB	847 723,78	872 267,84	850 475,68
MAR	280 433,06	828 817,53	847 349,06
ABR	388 283,93	948 321,46	852 849,45
MAY	168 079,05	913 720,30	856 537,60
JUN	409 318,30	933 622,58	860 134,82
JUL	476 530,51	841 814,30	837 298,93
AGO	190 687,08	883 393,30	825 683,60
SEP	49 235,08	1 222 637,03	871 216,32
OCT	30 460,83	919 857,67	845 903,15
NOV	214 388,14	964 543,51	873 139,04
DIC	847 503,27	1 185 834,83	886 095,78
TOTAL	4 653 280,93	11 307 123,37	10 258 848,46

De esta manera se ha realizado el análisis para todas aquellas empresas distribidoras cuyos resultados lo podemos apreciar en la tabla a continuación ilustrada.

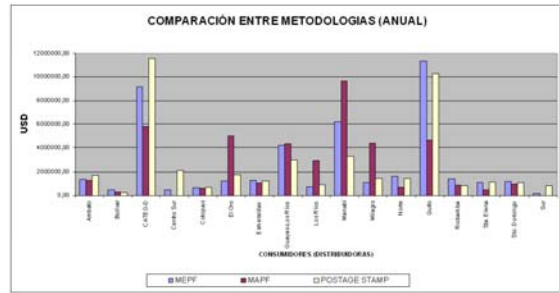
MAPF – MEPF vs. Postage Stamp SNI (Enero)



Cabe mencionar que el cargo complementario - simplificado para el anillo de 230 KV a ser utilizado - fue el obtenido mediante análisis por parte del autor con la respectiva colaboración de TRANSELECTRIC S.A. este hecho fue desarrollado de esta manera para obtener una mejor apreciación de los resultados con respecto a las empresas distribidoras.

A partir de lo anterior se realizó la diferenciación de los costos imputables a cada agente distribuidor para un año completo de acuerdo a las metodologías planteadas y la utilizada actualmente en el país.

MAPF – MEPF vs. Postage Stamp SNI (Anual)



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se puede respaldar el uso de la metodología Postage Stamp en nuestro entorno para algunos casos (distribuidores), ya que existe similitud en cuanto a la remuneración que ciertos agentes realizan al transmisor por medio de las metodologías propuestas y la actualmente utilizada. Esto conlleva a establecer que la utilización de la metodología del Postage Stamp de alguna manera esta involucrando para esos casos un índice que refleja el uso como tal de las redes del sistema. Sin embargo no se puede aseverar de manera estricta y general que el Postage Stamp sea una metodología que realmente indique el uso del sistema por parte de los agentes involucrados en el mismo, ya que por definición el Postage Stamp no es más que una medida que se prorratea considerando simplemente costos medios.
- De acuerdo a la metodología MAPF, si se deseará realizar la repartición del CC entre todos los agentes del sistema se requiere de gran manera despreciar el óptimo del sistema para poder realizar el incremento respectivo de potencia a los agentes generadores. Esto no ha sido un inconveniente en el presente trabajo ya que el reparto del CC en nuestro país solo se lo realiza a los agentes consumidores (distribuidores – grandes consumidores).
- Un punto primordial que hay que acotar es que la metodología del Postage Stamp ha sido establecida bajo "reglas" claras en el estado ecuatoriano esta conlleva un proceso muy tedioso al momento de obtención de su valor fijo, ya que conlleva manipular gran cantidad de información de los valores futuros (instalaciones, magnitud en demanda, costos administrativos, etc).

Con la posibilidad de implementación de éstas metodologías MAPF y MEPF propuestas en el presente trabajo en nuestro entorno se debería considerar lo siguiente:

- Como estas metodologías se basan en los flujos que circulan por las líneas del sistema de transmisión se debe tener claro la magnitud de dichos flujos que realmente atraviesan cada uno de los tramos de la red. Esto involucraría la adquisición de nuevos equipos de medición para el sistema nacional interconectado, este hecho afectaría al transmisor directamente ya que los costos incurridos en los equipos de medición tendrían que ser cubiertos por la misma empresa de transporte de energía TRANSELECTRIC S.A. ya que es ésta la que requería de gran precisión para realizar su facturación respectiva.

[9] Allen J. Word, Bruce F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, John Wiley & Sons, Second Edition.

El trabajo presentado ha sido desarrollado bajo el aval de la empresa de generación eléctrica ELECTROGENERADORA DEL AUSTRO "ELECAUSTRO".



Rogelio Augusto Maza Sibre.-
Nació en Cuenca, Ecuador en 1982. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca en 2008.

Actualmente, se desempeña como Ingeniero de Análisis y Control en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE -.

Sus principales áreas de interés se enmarcan en los Sistemas Eléctricos de Potencia y Mercados Eléctricos.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A.S.D. Braga, João Tomé Saraiva; Long Term Marginal Prices - Solving the Revenue Reconciliation Problem of Transmission Providers, INESC PORTO and FEUP/DEEC.
- [2] Francisco Javier Danitz, Métodos de asignación de Peajes de los Sistemas de Transmisión Eléctrica según el uso de la Red, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2001.
- [3] H.M. Khodr, P. M. de Oliveira de Jesús, J.M. Yusta-Loyo, Asignación Horaria de Costos Complementarios del Sistema de Transmisión utilizando Teoría de Juegos, Departamento de Ingeniería Eléctrica - Centro Politécnico Superior Universidad de Zaragoza, Zaragoza - España.
- [4] Juan Manuel Zolezzi, Asignación de Contos de Transmisión vía Juegos Cooperativos y Formación de Coaliciones, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, mayo 2002.
- [5] Roberto Méndez Delaunoy, Tarifación de Congestión y Derechos de Transmisión en Mercados Eléctricos, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, junio 2002.
- [6] Eliana M. Cura Capurro, Tarifación de Sistema de Transmisión Eléctrica: Evaluación de Metodologías de Asignación de Cargos Complementarios, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1998.
- [7] F.J. Rubio Odériz, J.I. Pérez Arriaga, Marginal Pricing of Transmission Services a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid España.
- [8] Tomás Fahrenkrog B., Rodrigo Palma B., Juan Pérez R., Tarifación de los Sistemas de Transmisión Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago de Chile.

