



Incentivos en cargos de acceso a redes de transmisión eléctrica

Incentives in charges of transmission electricity network access

Gustavo Schweickardt^{a*}

Recibido: febrero 26 de 2014
Recibido con revisión: marzo 12 de 2014
Aceptado: marzo 12 de 2014

^{a*}Universidad Tecnológica
Nacional, Facultad Regional
Concepción del Uruguay,
Ing. Pereira 676 - 3260,
Concepción del Uruguay, Argentina
Tel.: +(54) 3442 423898
gustavoschweickardt@conicet.gov.arg

Energética 43, junio (2014), pp. 1-18

ISSN 0120-9833 (impreso)
ISSN 2357 - 612X (en línea)
www.revistas.unal.edu.co/energetica
© Derechos Patrimoniales
Universidad Nacional de Colombia



RESUMEN

En el presente trabajo se describe un modelo para incentivar la participación de generadores cuyas fuentes primarias de energía son renovables, en un sistema de transmisión eléctrica. Se considera especialmente el recurso hidroeléctrico, sin pérdida de generalidad, que requiere del emplazamiento de las unidades de generación donde el recurso está localizado geográficamente. Para ello, se propone una función virtual de producción, cuyos insumos y productos virtuales resultan apropiados conforme el objetivo pretendido. Su tratamiento comparativo se continúa con un modelo *Data Envelopment Analysis*/Análisis Envolvente de Datos, que arroja eficiencias tales que permiten obtener factores de afectación aplicables a los cargos de acceso a las redes de transmisión, incentivando, con menores costos, a las unidades hidroeléctricas. Se presentan resultados desde la aplicación del modelo sobre un sistema real de transmisión.

PALABRAS CLAVE

Análisis Envolvente de Datos; producción virtual; energía renovable; transmisión eléctrica; peajes.

ABSTRACT

In this work, a Model to incentive the participation of renewable primary energy sources in generation market on the transmission network system, is presented. The hydro resource is especially considered, without loss of generality in the concepts exposed along the work, because the plants must be installed in the place where the hydro resource is located. For this objective, is introduced a Virtual Production Function, with virtual inputs and outputs, in a DEA (**Data Envelopment Analysis**) Model which efficiencies will allow to obtain a vector of factors, that change the access network fees in the direction of desired incentives. In this way, the hydro-electric plants will have lowers access fees respect to their originals costs. An application of Model on a real transmission system is finally presented.

KEYWORDS

Data Envelopment Analysis; virtual production function; renewable primary energy sources; transmission networks; access fees.

1. INTRODUCCIÓN

En el estado del arte, las diversas metodologías que adscriben al Paradigma Marginalista, concebidas a los efectos de identificar responsabilidades de los agentes generadores en el uso de las redes de transmisión eléctrica, exhiben dos inconvenientes:

a) Al aplicar, como método más reconocido y de soporte base, la denominada Remuneración Marginalista, sustentada en el Principio del Costo Marginal, se demuestra que la misma no es capaz de recuperar todos los costos en los que incurre el propietario o incumbente de la red, y debe apelarse a un Cargo Complementario, cuyos métodos son de discutible concepción teórico-metodológica, y **b)** no consideran incentivos provenientes de la renovabilidad de las fuentes primarias de energía empleadas. Respecto del punto **a)**, en este trabajo se propone, sin brindar rigurosos detalles técnicos específicos relativos a su desarrollo, una solución para asignar los cargos de acceso a los agentes generadores que deja de lado una remuneración sustentada en el costo marginal. Tal solución intenta estimar la responsabilidad que les compete a dichos agentes en concepto de precio de acceso al sistema de redes, por medio del su uso físico, resultando, en consecuencia, un costo medio de acceso, absolutamente consistente con las leyes electrotécnicas del problema de los flujos de potencia que discurren en las redes. Respecto del punto **b)**, que será el más desarrollado como objetivo principal en el presente trabajo, existe una razón teórica, que puede abonar el actual proceder, refiriéndose a la ausencia de incentivos para los agentes generadores cuyas energías primarias son de carácter renovable: la valoración económica de la variable ambiental, sobre la que tales generadores impacten, debería ser considerada aguas arriba de la transmisión, como un costo de operación de las unidades en el proceso de despacho económico. Si bien es cierto, el despacho económico eléctricoambiental, tampoco está claramente resuelto en el estado del arte y, por caso, puede consultarse una interesante propuesta en [Muela et. al., 2007], que confronta, metodológicamente, a la imposición de los denominados permisos transables de emisión.

Los mismos, supuestamente, sustentan el valor del medioambiente a través de la creación de un mercado de emisiones de gases de significativo impacto ambiental (por caso, el CO₂ – dióxido de carbono, causante del efecto invernadero).

No obstante, en la práctica, se observa una tendencia a introducir, mediante menores costos de acceso a las redes, las energías primarias renovables. Es posible que tal enfoque complemente o sustituya su consideración en el despacho económico, pero la realidad es que pretenden proporcionarse incentivos por este mecanismo.

En el presente trabajo, se presenta un Modelo de Incentivos, en la dirección descrita, para un sistema de transmisión particular, atendiendo al caso de estudio considerado. No se pierde, por ello, en modo alguno generalidad en las ideas soporte de su desarrollo, a efectos de su aplicación sobre otros sistemas. Se trata de un sistema de transmisión radial, cuyo centro de carga o baricentro de demanda se encuentra en el extremo oriental, con los generadores fósiles muy próximos a las demandas, y los múltiples aprovechamientos hidroeléctricos y eólicos emplazados en el extremo occidental, muy alejados las mismas.

Por la estructura tarifaria vigente, se intenta valorizar el uso extensivo de las redes, perjudicando de manera notable a los emplazamientos de energías primarias renovables, que requieren de grandes distancias eléctricas para llegar a la demanda. Esta situación ocurre en la red de transporte del sistema panameño.

La ideas aquí propuestas recurren al Análisis Envoltante de Datos (DEA), considerando que cada unidad de generación es una unidad de decisión, DMU. Se define una Función Virtual de Producción, en la que las mismas “toman” ciertos insumos y “producen” ciertos productos, ambos, por tanto, virtuales. A partir de las eficiencias obtenidas, se desarrolla un vector de factores de afectación de sus costos de acceso, cuyos elementos actúan sobre los mismos, incentivando, por reducción de los cargos a sufragar, a las DMUs de mayor eficiencia. El modelo resultante será referido como IDEA (Incentivos por Análisis Envoltante de Datos – DEA).

El trabajo está dividido en cuatro secciones:

En la **SECCIÓN I**, se introduce una breve descripción del estado del arte en términos de la remuneración marginalista y sus diferentes métodos de asignación de cargos complementarios, refiriendo sus inconvenientes tanto teórico-metodológicos como de implementación. Luego se describe el método propuesto, que genera un costo medio de acceso a las redes, referido como Modelo de Seguimiento Eléctrico (MSE). En la **SECCIÓN II**, se describe la metodología DEA así como los modelos elegibles, orientándose hacia el más conveniente para su empleo en esta aplicación. La **SECCIÓN III**, demuestra el desarrollo del vector de factores de incentivos IDEA contando con los elementos teóricos del MSE, empleado para determinar los cargos de acceso a ser afectados. Finalmente, la **SECCIÓN IV** presenta una aplicación real sobre el sistema de transmisión con las características referidas.

2. DESARROLLO

2.1 Sección I: La remuneración marginalista y los principales métodos de asignación del cargo complementario. Introducción del MSE para la formación del cargo de acceso a las redes de transmisión.

2.1.1 La remuneración marginalista

La utilización de los costos marginales como base fundamental para definir la estructura de un mercado de electricidad, fue propuesta en [Schweppe, et al., 1988]. El sistema de precios de tal

modo obtenido, exhibe, conforme tal referencia, la virtud de enviar a los agentes individuales señales óptimas en el corto plazo. Desde la aplicación de tales costos, es obtenido directamente un ingreso para la red de transmisión, referido como Ingreso Variable del Transporte (IVT). Tal remuneración ha tenido estudios deficientes en su profundidad debido a que, entre otras razones, la misma se establece en un nivel ubicado muy por debajo de las necesidades reales, en términos los ingresos requeridos para cubrir la totalidad de los costos. Los ingresos que podrían percibirse por este medio, constituyen un orden aproximado del 20%-30% de los costos anuales totales que deben ser sufragados por el agente que opera la red. Este método de recuperación de costos de la red de transporte es conocido como Remuneración Marginalista.

La propuesta de utilización de los costos marginales de corto plazo en los sistemas de suministro de energía eléctrica, y en el segmento de transmisión, en particular, se debe principalmente a Fred Schweppe y su equipo del MIT, tal como se dijo. Su método supone el establecimiento de los costos marginales como el elemento vertebrador del mercado eléctrico. En la visión de Schweppe, el costo marginal del producto electricidad debía ser el medio por el que se relacionaran productores y consumidores. El establecimiento dinámico de los niveles de producción y consumo, guiados por las respectivas curvas de costos de producción y de beneficio a los consumidores, lleva al sistema a su punto de óptimo funcionamiento económico. Esto convierte a los precios nodales o de barra¹, en la señal óptima de corto plazo para todos los agentes. Estas señales óptimas, que dirigen el comportamiento de los agentes individuales, también constituyen un medio para remunerar el servicio eléctrico de generación y transmisión.

Los costos marginales de corto plazo resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda. Tal aseveración puede ser refrendada, cuantitativamente, mediante la resolución de un problema de optimización en el que se maximice el beneficio social neto, BSN, actuando sobre dos variables de control: la demanda y la generación de cada barra en el sistema. La función objetivo y sus restricciones, pueden ser formulados como sigue:

Maximizar, en las variables d_i , g y para el conjunto de barras ($1..nb$) y de líneas ($1..nl$):

$$BSN = \sum_i (BC_i(d_i)) - \sum_j (CG_j(g_j)) \quad (1)$$

Sujeto a:

$$p_i(f) + g_j = d_i \quad (2)$$

$$GMin_j \leq g_j \leq GMax_j \quad (3)$$

$$|f_k(g_j, d_i)| \leq FMax_k \quad (4)$$

$$d_i \geq 0 \text{ y } g_j \geq 0 \quad (5)$$

¹ Por barra o nodo, se entiende un elemento ficticio, representativo de un lugar en el que físicamente los generadores inyectan su potencia y/o las demandas la retiran para su consumo. Todo sistema de transmisión eléctrica, se compone, en una visión simplificada, tal como la que se emplea en este tipo de estudios, de barras y líneas que las interconectan. Por las líneas, fluye la potencia/energía desde/hacia las barras, y se producen pérdidas (de potencia/energía).

Otras restricciones adicionales de seguridad y control (perfil de tensiones, etc.) son, en general, incorporadas. No obstante, para la descripción que intenta brindarse, pueden ser omitidas.

El significado de las variables y parámetros del programa de optimización es el que sigue: BC_i es el beneficio que obtiene el consumidor de la barra i por la energía que consume; CG_j es el costo de producción del generador j ; d_i es la demanda del consumidor de la barra i ; g_j es la producción del generador de la barra j ; $p_i(f)$ es la potencia inyectada en la barra i por el conjunto de líneas que están conectadas a dicha barra. Es una función que depende de los flujos del sistema (f). En esta función, están incorporadas las pérdidas de cada línea de forma que se cumple la ecuación de balance:

Generación total = demanda total + pérdidas del sistema; f es el flujo de potencia que discurre por la línea k ; $GMin_j$ y $GMax_j$ son, correspondientemente, las *generaciones mínimas y máximas operativamente permisibles* en la barra j ; $FMax_k$ es el *flujo máximo de potencia que puede circular por la línea k* . nb es el número de barras y nl el número de líneas del sistema, cuyos índices genéricos se han indicado como i (demanda), j (generación) y k (línea), respectivamente.

El costo marginal en una barra está definido por la variación de los costos de generación respecto a la variación de la demanda de la barra. En general, todas las barras tienen generación y demanda, así pues, su expresión es la siguiente: ($\delta f / \delta x$ indica la derivada parcial de una función f respecto de cierta variable x):

$$\rho_j = (\delta \text{Costo de Operación} / \delta d_j) = (\delta CG_j / \delta d_j) \quad (6)$$

Este costo marginal, ρ_j , es el correcto cuando la expresión anterior se calcula en el punto óptimo de funcionamiento del sistema, es decir, cuando a variación del costo se refiere al costo óptimo de operación para una demanda determinada. El valor del costo marginal se obtiene como un subproducto del proceso de optimización correspondiente debido a que son iguales a los conocidos como precios sombra (variables duales de las restricciones), en este caso, provenientes de la restricción de balance de energía, ecuación (2). Derivando la función objetivo respecto a la demanda de un nodo o barra se obtiene la siguiente expresión o condición de optimalidad:

$$\delta BD_j / \delta d_j = (\delta \text{Costo de Operación} / \delta d_j) = 0 \quad (7)$$

Implica que:

para alcanzar el óptimo, es necesario que la demanda de cada barra adapte su nivel de j consumo de forma que su beneficio marginal (en ese nivel) sea igual al costo marginal de producción en tal barra. Este es el punto

de equilibrio referido anteriormente entre la oferta y la demanda. La desagregación espacial de estos costos, a sufragar por los agentes generadores y, por tanto, visto como precios marginales o precios de nodo, produce un ingreso automático para la red de transmisión. La cantidad de tal ingreso que le corresponde a la red, aparece al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal. Esto puede comprenderse si se piensa que una línea es un “agente” del sistema que compra una determinada potencia en una barra o nodo a un precio ρ_e y vende una potencia menor (debida a las pérdidas) en otra barra o nodo a otro precio. Imagínese que, en cierta barra e vinculada con otra s , se “compra” pe unidades a un precio ρ_e , y se vende ps unidades a un precio ρ_s . La expresión de los *IVT* de esa línea, resulta, entonces, la siguiente:

$$IVT = ps \times \rho_s - pe \times \rho_e \quad (8)$$

Este *IVT* normalmente es positivo, aunque también puede ser negativo o nulo. Un ingreso variable negativo se puede dar cuando se produce una transferencia de energía entre una zona de precios caros a otra de precios más baratos. No es una situación habitual en la mayoría de los casos, pero puede darse. Los precios nodales de la electricidad tienen todas las ventajas requeridas en cuanto a la optimalidad de las señales que envían a los agentes en el corto plazo.

Adicionalmente, no resultan difíciles de calcular y, a efectos del *IVT* pueden aplicarse, aunque el mercado eléctrico no esté organizado en torno a ellos. Sin embargo, su principal inconveniente es el de no llevar a la recuperación completa de los costos de la red. Puede demostrarse, cuestión que excede los desarrollos del presente trabajo, que vía *IVT*, sólo se recuperan entre el 20% y 30%, dependiendo de las condiciones de operación, y del tipo de costos en tecnología en los que incurre el agente que opera la red. Los objetivos de remuneración total de la misma, sólo se consiguen en condiciones muy concretas establecidas por la teoría, imposibles de observar en la práctica. Las condiciones teóricas requieren una igualdad entre los costos de corto y de largo plazo para garantizar la remuneración completa de las instalaciones de la red de transmisión. De modo que los *IVT* requieren de un complemento para la recuperación de los costos asociados a la red de transmisión. Existen, en la literatura especializada, diversas propuestas sobre cómo complementar los *IVT* que se obtienen de la aplicación de los precios nodales. Entre las mismas puede destacarse las siguientes:

- *Utilización de términos aditivos o multiplicativos*: Se trata de elevar la recaudación de los precios nodales a través de la alteración de los mismos, utilizando términos aditivos o multiplicativos. No son muy recomendables porque alteran en exceso la señal óptima de corto plazo

conferida a dichos precios, dado el escaso nivel de recuperación alcanzado con los *IVT*.

- *Precios Ramsey*: Es un método más complejo que el anterior y que sigue el mismo modelo de alteración para llegar a la remuneración completa. Sin embargo, en este caso, los precios se modificarían atendiendo a la elasticidad de cada demanda, de forma que el comportamiento óptimo no se altere. Como resultado, se aumentan los precios de las demandas más inelásticas y se mantienen igual los de las demandas más elásticas. Este procedimiento tiene el inconveniente de requerir una información muy completa, de la que no se suele disponer normalmente, lo que hace al método muy complejo de implementar.

- *Métodos de Asignación de un Cargo Complementario*: ya referido y aplicado en la práctica. El Cargo Complementario es definido como la diferencia entre la cantidad con la que hay que remunerar anualmente a la red y los *IVT* producto de la aplicación de los precios nodales. El Cargo Complementario debería ser asignado mediante un procedimiento que trate de distorsionar lo menos posible el comportamiento deseable de los agentes. Para este fin se utilizan diversos métodos. Cabe destacar, sin embargo, que los mismos, por definición, pueden utilizarse para repartir la totalidad de los costos de la red entre los agentes (generadores y demandas, conforme se establezca regulatoriamente), en vez de sólo una parte. Por lo tanto, podrían abandonarse las bondades supuestas de las señales conferidas a los *IVT*, mediante los precios nodales, contemplando que, en cualquier caso, la mayor parte de la recuperación de los costos de la red de transmisión, se realizará a través de tales cargos. Adicionalmente, la mezcla de componentes marginales y medios en los cargos finales, obtenidos mediante la aplicación de esta metodología, persigue sostener un sistema de señales eficientes cuya “bondad teórica” (propiciada por los costos marginales) es cuestionable. Y como aspectos inherentes de la red a considerar, estos métodos de cálculo adoptan validez en la medida que la demanda no se encuentre concentrada en ciertos lugares específicos del sistema de transmisión analizado (lo mismo para la generación) y la topología exhiba un elevado grado de mallado (escaso grado de radialidad). Resultaría razonable pensar que, más que un modelo metodológicamente fundado, los *IVT* + *Cargo Complementario*, constituyen un esquema de remuneración para el costo de las redes de transmisión, que adscribe a cierto paradigma (el marginalista). Dadas estas fuertes limitaciones, aún así la Remuneración Marginalista ha sido considerada en buena parte de los países latinoamericanos, en los cuales el mercado eléctrico sostuvo un proceso de apertura a la competencia, y que explotan redes de transmisión con un alto grado de radialidad, con generación/demandas concentradas. Se mencionan, como casos particulares: Argentina, Chile y Panamá.

2.1.2 Métodos más difundidos para la asignación del cargo complementario

2.1.2.1 Los criterios considerados

Para realizar una revisión crítica de los diversos métodos que aparecen en la literatura [Schweickardt, 2012], es preciso fijar una

serie de requisitos deseables que los mismos debieran cumplir, siempre desde el enfoque que propicia el paradigma marginalista. Son necesarios para que el método formulado pueda aplicarse en un contexto de mercados eléctricos abiertos a la competencia. Se constituyen, de tal modo, en cualidades exigibles o criterios para la formación ideal de los Cargos Complementarios, y pueden dividirse en dos categorías: **a) conceptuales:** integran aquellas características que un método debe cumplir para que sea aplicable a un esquema competitivo de mercado y **b) operativas:** reúnen aquellas características que hacen que el método pueda ser implementado en la práctica. Se exponen brevemente a continuación:

a) Criterios Conceptuales: a-1) *Objetividad:* el método debería estar basado en el comportamiento real de los sistemas eléctricos, evitando excesivas simplificaciones, respetando las leyes físicas que determinan el comportamiento de los flujos de potencia en el sistema de redes, las pérdidas y límites de capacidad de transporte de las líneas, entre otros aspectos; a-2) *Eficiencia Económica:* las tarifas acceso a las redes que se deriven de la aplicación del método, deben proporcionar señales económicas adecuadas a los agentes del sistema, propiciando su comportamiento óptimo y evitando introducir distorsiones; a-3) *Equidad:* el método debe tratar a todos los agentes por igual. Dos agentes en idéntica situación deben sufragar los mismos costos. El resultado de aplicar el método no debe ser discriminatorio.

b) Criterios Operativos: b-1) *Sencillez y Transparencia:* El método debe ser lo más sencillo posible, de forma que cualquier agente del sistema pueda acceder a su cálculo con la finalidad de analizar situaciones futuras. También debe ser transparente, lo cual supone que los datos utilizados sean conocidos y fácilmente verificables por todos los agentes; b-2) *Escasa Volatilidad de los 5 Precios:* los precios del servicio de transmisión, derivados de la utilización del método adoptado, deben ser estables y no deben fluctuar de forma innecesaria. A partir de estas consideraciones, se conciben diferentes métodos tales como el Método del Itinerario Acordado, el Método del MW Km., el Método ICRP (*Investment Cost Relating Pricing*), que pueden ser consultados en [Schweppe, et al., 1988]. En el presente trabajo, se han seleccionado, para su descripción, dos de los métodos más difundidos y considerados en los países latinoamericanos referidos. El primero de se sustenta en un uso medio y el segundo en un uso incremental del sistema de redes de transmisión. Se discuten en los siguientes epígrafes.

2.1.2.2 Método de sello de correos (Postage Stamp) o estampilla

El método del sello de correos no es más que la aplicación de una sencilla tarifa basada en el costo medio. Para su cálculo se toma el costo total del servicio acceso a las redes de transmisión, y se lo divide por una medida del uso asociada a la inyección total de los agentes generadores. Existen formas muy diversas de medir tal uso. Se puede utilizar la potencia (MW) generada en una determinada barra y en un determinado momento, o también se puede utilizar la energía (MWh) efectivamente transitada. La aplicación natural del método del sello de correos, utiliza la potencia inyectada

por los generadores, en un momento particular del funcionamiento del sistema, que se considere apropiado con respecto a los fines que se persiguen. El método del sello de correos ha sido en su concepción ampliamente utilizado en los EE.UU., adoptando, como medida de uso, la potencia inyectada en cada barra del sistema en el momento que se produce la máxima demanda. Su nombre proviene de que la tarifa es totalmente independiente del lugar en el que se inyecte la potencia. Es indistinto si la inyección de potencia se realiza cerca o lejos de los centros de consumo, porque a cada (MW) se le impone un peaje que es igual para todas las barras del sistema. La principal ventaja de este método es su sencillez. La principal desventaja estriba en que no considera referencia alguna al suministro de señales adecuadas a los agentes. Esto es así porque las tarifas de acceso de tal modo concebidas, no tienen una discriminación geográfica que pueda dar señales adecuadas de localización, necesarias para que los agentes, que toman decisiones de forma individualizada, sean inducidos a tomar las que son óptimas para el conjunto del sistema. Por caso, no se le puede dar una misma señal del costo del servicio de transmisión, a un generador situado a 10 Km. del centro de consumo, que a si lo está a 100 Km.

Sin embargo, aunque desde el punto de vista cualitativo (cumplimiento de las características enunciadas anteriormente) este método no es aceptable, sí puede serlo desde el punto de vista cuantitativo. Esto es:

Si la señal óptima de localización es muy débil en un determinado sistema (debido a que está ya muy desarrollado y no se prevén fuertes inversiones), utilizar un método con esta formulación puede justificarse. Más aún: es uno de los más empleados en la práctica, no obstante el sistema no exhiba un importante grado de desarrollo, apelando a su sencillez. El inconveniente más importante en términos de las señales referidas, puede observarse en que sólo cuantifica el uso intensivo de las redes por parte de los generadores. Esto significa, por unidad de potencia (energía) transitada, desde la inyección (generador) correspondiente. No cuantifica el uso extensivo de aquellas, es decir, el uso por extensión o kilómetros de línea por los que tal inyección discurre. A los efectos de formalizar el método, se proporciona la siguiente expresión: si AC (u\$/año) es la anualidad del costo complementario a los IVT , que debe recuperarse en concepto de inversión más operación y mantenimiento del sistema, con la tasa de rentabilidad pactada regulatoriamente, y PT es la potencia (MW) total transitada en el sistema de redes, para el momento pertinente (por caso, de máxima demanda), entonces el Cargo Complementario anual por unidad de Potencia Inyectada (Cargo Estampilla), ca^P , resulta (\$/MW-año):

$$ca^P = AC/PT \quad (9)$$

De modo que para cierta inyección P_i desde un generador, G_i , corresponde el cargo (\$/año):

$$ca_{G_i} = ca_p \times P_i = (AC \times P_i) / PT \quad (10)$$

2.1.2.3 El método de las áreas de influencia

El método de las áreas de influencia [Aurto, 1992], pertenece a la categoría denominada incremental. El uso del sistema de redes de transmisión se define mediante el cálculo de la influencia que un incremento de inyección, proveniente de cierto generador, tiene sobre los flujos que discurren por la red de transmisión. Tal influencia, para un agente generador dado, se obtiene calculando la variación en el flujo de potencia que discurre por las líneas, que se produce al aumentar su inyección en 1 (MW), respecto de el caso de operación base. Ese MW se incrementa a lo largo del periodo de estudio que se considere necesario. Habitualmente corresponde a un año de operación del sistema. Una vez obtenida la variación de flujo de cada una de las líneas, para todos los escenarios seleccionados, se puede calcular un valor que proporcione una medida del uso eléctrico intensivo-extensivo. El mismo proviene de la suma de los productos de la variaciones positivas de flujo en cada línea por la potencia inyectada desde el agente generador cuyo cargo se analiza, extendida a todos los escenarios. El resultado para cada escenario, es ponderado por la duración del mismo. Para cada escenario, se considera la suma de las participaciones que un determinado generador tiene sobre cierta línea del sistema de redes. La misma se divide por la suma de todas las participaciones que, sobre tal línea, tienen la totalidad de los generadores, obteniéndose, de tal modo, la proporción del cargo complementario que le es asignado al generador bajo estudio en términos del uso de la línea considerada. Finalmente, el cargo complementario total a asignar a dicho agente generador, resultará de las asignaciones parciales obtenidas para cada una de las líneas del sistema de transmisión. Las Áreas de Influencia imputables a cierto generador, resultarán ser aquellas líneas en donde la variación de flujo referida, es positiva.

Este método se utiliza, con algunas variantes, en los sistemas eléctricos de Argentina, Chile y Panamá, entre otros. En Argentina y en Panamá su aplicación está claramente especificada en la regulación vigente (no sucede así en Chile).

Para formalizar el método y las expresiones empleadas, puesto que son de pertinencia respecto de la propuesta para asignar los cargos de acceso introducida en este trabajo, se tienen los siguientes pasos, tomando como referencia su aplicación en Panamá, conforme las sugerencias realizadas por quien escribe [Schweickardt, 2012], en el marco del proyecto que dio lugar al presente

trabajo. En el caso de Panamá, cuyo sistema es considerado en la simulación presentada, la regulación establece un modelo de Limitación de Ingresos (*revenue cap*), y $AC \equiv$ Ingreso Máximo Permitido anual, $IMPA$. Adicionalmente, cabe destacar que la regulación panameña emplea este método para asignar todos los costos, prescindiendo de los precios nodales. Es decir que no lo emplea como método de cargo complementario, sino como cálculo del cargo total de acceso, característica referida en 2.1.1. Si el método en cuestión se emplease bajo la Remuneración Marginalista, se calcula la fracción del $IMPA$ que no fue recuperada vía IVT , y se lo refiere en las expresiones desarrolladas más abajo, como $IMPA_{acc}$.

Paso 1) se cuenta con el $IMPA$, como costo anual a recuperar del sistema de transmisión. Por tanto, el período pertinente de evaluación es 1 año, y el costo a recuperar de la red de transmisión, será referido como IMP ; *Paso 2)* se definen los escenarios, para dicho período (ne), cuya diversificación proviene de las variaciones en los regímenes hidrológicos, habida cuenta del importante aporte de potencia desde los generadores hidroeléctricos. Se tienen así, un escenario de hidrología alta, otro de hidrología media y un tercero de hidrología baja. Se computan sus duraciones, dhe , en *meses del año*, conforme estadísticas, obteniendo dha , dhm y dhb respectivamente. Luego, como la suma ($dha + dhm + dhb$) = 12 meses, se calculan los ponderadores por duración de escenarios: $pha = dha/12$, $phm = dhm/12$ y $phb = dhb/12$; *Paso 3)* para cada escenario, suponiendo que se cuenta con los datos correspondientes al estado de máxima demanda del sistema, se procede de la siguiente forma:

3-a) se escoge una barra de referencia en el sistema; *3-b)* se simula un flujo de potencia en corriente continua (Arrillaga et. al., 1991) que es la herramienta más simple para obtener una aproximación de los parámetros que identifican el estado del sistema, particularmente en cuanto a los flujos de potencia que discurren por sus líneas. Tal simulación, se realiza en un estado referido como estado base, para el escenario considerado. Se guardan sus resultados; *3-c)* desde el conjunto compuesto por nG generadores, se toma el primero, $i=1$ en ($1..nG$), y se incrementa su inyección en 1 (MW) en la barra correspondiente a la que está conectado; *3-d)* se incrementa también en 1 (MW) la demanda de la barra de referencia, a efectos de compensación; *3-e)* se corre, nuevamente, un flujo de potencia en corriente continua para el nuevo estado incremental; *3-f)* se computan las variaciones positivas del flujo de potencia, en cada línea j en ($1..nL$) del sistema, para el generador G_i , entre el estado incremental y el estado base del sistema, $|f_{G_i, L_j}^{Incremental} - f_{G_i, L_j}^{Base}|$, para todo j hasta nL , guardando los resultados obtenidos; *3-g)* se retorna al punto *3-c)*, escogiendo otro generador, y se repiten los puntos hasta *3-f)*, completando el número nG de generadores; *3-h)* se pasa al escenario siguiente, y se repiten todos los puntos, desde *3-b)* a *3-g)*, hasta completar los escenarios establecidos.

Cumplidos estos pasos, se procede a calcular, para cada escenario, en cada una de líneas del sistema en el conjunto ($1..nL$) y para cada generador en el conjunto ($1..nG$), el cociente entre la variación positiva de flujo computada y flujo que discurre por ella en el caso

base. Así se concibe una medida incremental de uso extensivo del generador considerado sobre cada línea. Luego, se conoce el $IMP(L_j)$ imputable como costo de inversión y operación y mantenimiento para cada línea j -ésima en el conjunto $(1..nL)$. Si para el escenario e en el conjunto $(1..ne)$, resulta en cada línea L_j un factor de uso por Áreas de Influencia correspondiente al generador G_i , $f_{AI}^e(G_i, L_j)$, definido como:

$$f_{AI}^e(G_i, L_j) = |f_{G_i, L_j}^{Incremental} - f_{G_i, L_j}^{Base}| / \sum_{(i=1..nG)} (|f_{G_i, L_j}^{Incremental} - f_{G_i, L_j}^{Base}|) \quad (11)$$

Entonces el cargo complementario por áreas de influencia asignado al generador por el uso de la línea L_j , resulta:

$$IMP_{AI}^e(G_i, L_j) = IMP(L_j) \times f_{AI}^e(G_i, L_j) \times phe \quad (12)$$

Y extendiendo el cómputo al sistema completo de $(1..nL)$ líneas:

$$\begin{aligned} IMP_{AI}^e(G_i) &= \sum_{(j=1..nL)} (IMP_{AI}^e(G_i, L_j)) \\ &= \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times f_{AI}^e(G_i, L_j) \times phe) \end{aligned} \quad (13)$$

Entonces, el cargo complementario por áreas de influencia asignado al generador G_i para todos los escenarios $(1..ne)$, será, expresado en (\$/año):

$$IMP_{AI}(G_i) = \sum_{(e=1..ne)} (IMP_{AI}^e(G_i, L_j)) \quad (14)$$

Para referir el uso intensivo (inyección de G_i) y extensivo (extensiones de red empleadas por la unidad i -ésima), se divide (14) por la potencia inyectada desde G_i al sistema en el escenario e , $PG_i(Iny, e)$, obteniéndose:

$$IMP_{AI}^P(G_i) = \sum_{(e=1..ne)} (IMP_{AI}^e(G_i) / PG_i(Iny, e)) \quad (15)$$

Expresado en (\$/MW-año). Volviendo sobre las ecuaciones precedentes, se observa la recuperación de los costos de la red:

$$\sum_{(i=1..nG)} (IMP_{AI}^P(G_i)) = IMP \quad (16)$$

2.1.3 El modelo propuesto para definir los cargos de acceso a redes de transmisión: seguimiento eléctrico (MSE)

Desde los diversos métodos para identificar los cargos por el uso de la red de transmisión aplicados a los agentes generadores, se introduce aquí uno novedoso, cuya propuesta primigenia fue presentada en [Reta & Vargas, 2001] y sobre la cual se han realizado modificaciones que lo mejoran [Schweickardt, 2012], fundamentalmente en términos de los incentivos IDEA. Se lo refiere como Modelo de Seguimiento Eléctrico (MSE). El MSE aquí descrito, tiene impacto en la definición de una de las entradas en la Función de Producción Virtual que empleará el Modelo DEA adoptado. Por ello, se describirán sus principales fundamentos, sin ingresar, por limitaciones de espacio y para favorecer, en lo posible, la claridad de presentación, sobre los cálculos que se suceden a fin de definir los cargos de acceso a redes. Estos serán considerados,

para los desarrollos IDEA siguientes, como un dato. El principio en que sustenta el MSE, asume que cada barra del sistema de transmisión, actúa como un “mezclador perfecto” de flujos inyectados/retirados, de modo que resulte imposible conocer “qué electrón particular” se dirige en “qué dirección particular”, fluyendo por las líneas. De tal modo, el modelo acuerda con el sentido

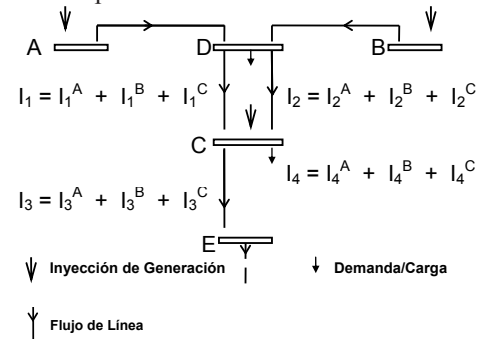
físico implícito en los circuitos, y generalmente aceptado, referido a que la electricidad es

indistinguible, condición destacable, porque ha sido el punto débil observado para otros métodos existentes en el estado del arte, que han intentado “medir” el uso físico bajo estas consideraciones. El MSE determina la contribución de la potencia inyectada por cada generador para cada carga, a través de cada flujo de línea en la red, considerando, eventualmente, las pérdidas individualmente originadas por aquellos.

Se proporcionarán, como fue dicho, los lineamientos electrotécnicos generales para la formalización y justificación del método. A los efectos del Modelo IDEA, no es de vital importancia comprender la estructura de cálculo, y puede disponerse de las expresiones finales correspondientes a los cargos de acceso obtenidos. Los términos técnicos que se utilizan, pueden consultarse en la bibliografía de sistemas de potencia, tal como [Arrillaga, et al., 1991].

El MSE se sustenta en dos elementos: **1)** la Ley Kirchhoff (de las Corrientes o Intensidades de un Circuito Eléctrico) y **2)** Las transformaciones de un circuito eléctrico a su equivalente lineal, aplicando el principio de superposición. En general se asume que la intensidad en cada punto de inyección de la red, puede fluir a través de todas las líneas y, de tal modo, alcanzar a todas las demandas. En tal sentido, si se considera el esquema de la Figura 1, la intensidad que fluye a través de la línea C-E, indicada como I_3 , tiene componentes que provienen desde los puntos de inyección A, B y C, que se indican, correspondientemente, como I_3^A , I_3^B e I_3^C .

Figura 1. Composición de Intensidades de Barra



Fuente: Reta & Vargas, 2001, y elaboración propia

Cada una de esas componentes son magnitudes desconocidas del problema (algunas componentes, pueden resultar, lógicamente, nulas). En consecuencia, el número de magnitudes (intensidades) incógnitas, resultará ser:

$$n_i = (n_l + n_c) \times n_g \quad (17)$$

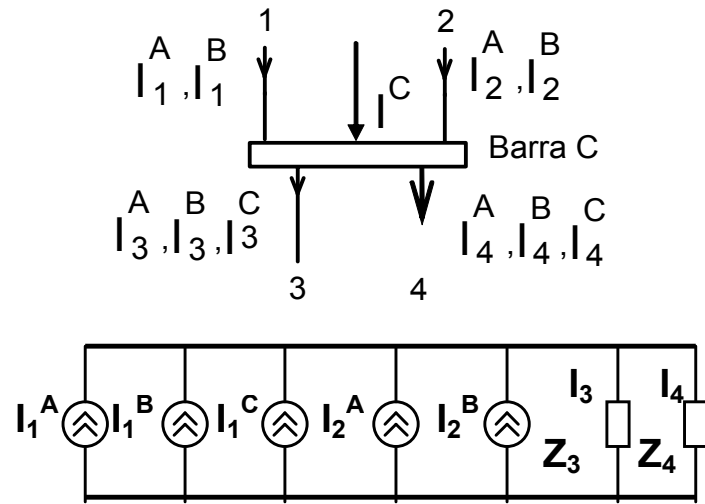
Donde:

n_l es el número de líneas de la red; n_c el número de barras de carga o demanda y n_g el número de puntos de inyección. Cada magnitud incógnita, representa la intensidad que fluye desde una barra, la cual discurre a través de una línea o se dirige hacia una demanda/carga, y proviene de cierto punto de inyección en el sistema. De modo que cada intensidad incógnita, estará compuesta por las contribuciones desde cada inyección proveniente de una línea, hacia una barra, y cuyo origen resulta cierto generador. Para calcular las componentes de tal intensidad, se aplica el siguiente procedimiento, integrado por los pasos que se enumeran a continuación:

Paso 1) se calcula el estado eléctrico del sistema mediante la simulación de un flujo de potencia en corriente alterna, herramienta similar a la referida en el método de las áreas de influencia, sólo que de mayor complejidad; Paso 2) se escoge una barra cuyas componentes de la corriente inyectada, sean conocidas. En la primera iteración, las únicas barras que satisfarán este requisito, serán aquellas cuyas componentes de intensidad provienen de un generador; Paso 3) se reemplazan las componentes de la intensidad inyectada a la barra, por fuentes de corriente constante, cuyas magnitudes son obtenidas desde los resultados del flujo de potencia simulado en el Paso 1); Paso 4) se reemplazan aquellas líneas cuyas intensidades son conocidas y que fluyen desde la barra considerada, por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados como una función del voltaje de barra y de la intensidad en cada línea. La invariabilidad de las intensidades y de los voltajes de barra confirman la validez de estas sustituciones desde el punto de vista de la Teoría de Circuitos; Paso 5) se aplica, entonces, el principio de superposición para cada circuito equivalente (uno por barra). De esta manera, es posible conocer la composición de cada intensidad fluyendo desde una barra por cada línea o hacia una carga/demanda; Paso 6) se retorna al Paso 2), recursivamente, repitiéndose el resto de los pasos hasta finalizar el procedimiento para todas las barras del sistema.

En la Figura 2 se presenta un ejemplo ilustrativo del algoritmo anterior, mostrando la barra c representada en la Figura 1 y su circuito equivalente.

Figura 2. El Esquema Circuitual Equivalente de la Barra C.



Fuente: Reta & Vargas, 2001, elaboración propia.

Cada incógnita que proviene de una barra N , puede ser, entonces, expresada como sigue:

$$I_i^j = \sum_{(k=1..n_e)} (Z_{equivN}/Z_i) \times I_k^j \quad (18)$$

En donde los subíndices (i) indican la línea o carga/demanda a través/hacia la cual la intensidad fluye, mientras que los superíndices (j) indican desde cuál punto de inyección proviene tal intensidad, esto es: i es el índice de la cargas/demandas o líneas cuyas intensidades fluyen desde la barra N ; k es el índice de las líneas cuyas intensidades fluyen hacia la barra N ; j es el índice de los puntos de inyección, y n_e es el número de intensidades inyectadas en la barra N (provenientes desde líneas o generadores). Además, por propiedades de los circuitos eléctricos trifásicos:

$$Z_i = V_N / (3^{(1/2)} \times I_i) \quad (19)$$

$$Z_{equivN} = 1 / (\sum_{(i=1..n_s)} (1/Z_i)) \quad (20)$$

Siendo:

n_s el número de demandas/cargas o líneas cuyas intensidades fluyen desde la barra N ; V_N el voltaje de la barra N e I_i la Intensidad total a través de la línea i . El conjunto de ecuaciones que se presenta desde la expresión (18), es un sistema lineal de ecuaciones. El término que contiene la intensidad I_k^j para $j = N$, es un término conocido (la intensidad del generador localizado en la barra N , a la que se referirá como I^G), y que resulta un término independiente del sistema de ecuaciones. Si los coeficientes ($Z_{EQUIV N}/Z_i$) son indicados como c , entonces se obtiene la siguiente expresión matricial para tal sistema:

$$(C) \times (I) = (c \times I^G) \quad (21)$$

Donde:

(C) es una matriz cuyos elementos son los coeficientes c , de orden

$n_i \times n_i$; (I) es el vector de las componentes de las intensidades incógnitas y ($c \times I^G$) es el vector de términos independientes. Aplicando de forma recursiva los Pasos anteriores, 1) a 6), pueden obtenerse dos resultados muy importantes: a) las componentes de Intensidad inyectadas por cada generador i -ésimo, G_i , en el conjunto considerado, ($1..nG$), circulando por cada línea del sistema, hasta el abastecimiento de una demanda, y b) cuáles generadores abastecen, y con qué componente de intensidad, a cada demanda del sistema. Se analizan estos dos puntos.

El punto a), resuelve un nuevo concepto de Áreas de Influencia, pues determina por cuáles líneas discurre el flujo aportado por un generador del sistema. Este concepto presenta ventajas múltiples respecto del incremental, utilizado en la Remuneración Marginalista para componer los cargos de acceso a redes. La más destacable, es que estas nuevas Áreas de Influencia, son topológicamente continuas, situación que no se presenta en el método incremental, generando inconsistencia en el uso de líneas, dado que el flujo incremental discurre de modo discontinuo. Esto es: sigue una línea, se discontinúa, y aparece en otra sin conectividad física con la primera. De manera que se dispondrá de las Áreas de Influencia MSE, correspondientes a cierto generador G_i en ($1..nG$) sobre ($1..nL_j$), conjunto de líneas del sistema por las que discurren las componentes de G_i , topológicamente continuas, expresadas mediante la terna de componentes:

$$AIG_i^{MSE} = \{I_i^j, L_j, km_j\}, \text{ con } i \text{ en } (1..nG), j \text{ en } (1..nL_j) \quad (22)$$

La terna $\{I_i^j, L_j, km_j\}$ corresponde, en ese orden, a la componente (módulo) inyectada por G_i , circulando por la línea L_j , cuya longitud en (Km) es km_j . Entonces: si se conoce el IMP (anualidad del costo) definido regulatoriamente para una línea L_j , $IMP(L_j)$, el costo que debe sufragar el generador G_i por el uso físico intensivo-extensivo de tal línea, $IMP(G_i, L_j)$, será el cociente entre su componente de intensidad por ella discurrendo, I_i^j , dividida la componente total, $\sum_{(i=1..nG)} (I_i^j)$, multiplicado por el $IMP(L_j)$, considerando, por simplicidad y sin pérdida de generalidad, un único escenario. A tal cociente o prorrata de módulos de intensidades, se lo referirá como Factor de Uso Extensivo MSE (se supone, implícitamente, que es también intensivo, por su formación), fue^{MSE} , del generador G_i , sobre la línea L_j . Es decir:

$$fue^{MSE}(G_i, L_j) = I_i^j / \sum_{(i=1..nG)} (I_i^j) \quad (23)$$

y se tendrá, como cargo de acceso MSE para G_i por el uso de la línea L_j :

$$IMP_{MSE}(G_i, L_j) = IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j) \quad (24)$$

El cargo de acceso que debe sufragar un generador individual, G_i , vendrá dado por la sumatoria de los cargos de acceso en su área de influencia AIG_i^{MSE} expresado en (\$/año):

$$IMP_{MSE}(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)) \quad (25)$$

Y para obtener una medida explícita de uso intensivo-extensivo, expresada en (\$/MW-año):

$$IMP_{MSE}(G_i)^P = \{ \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j)) \} / PG_i^{Iny} \quad (26)$$

Es claro que los factores (23) permiten la recuperación de todos los costos de la red de transmisión, si se extienden las sumatorias como sigue:

$$IMP = \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j)) = \sum_{(j=1..nL)} (\sum_{(i=1..nG)} (IMP(G_i, L_j) \times fue^{MSE}(G_i, L_j))) \quad (27)$$

Adicionalmente, desde la terna correspondiente al Área de Influencia MSE del generador i -ésimo, es obtenida la Distancia de Seguimiento Eléctrico Total, asociada a G_i , $km(G_i)$, sumando los km_j para todas las líneas por donde sus componentes discurren (su AIG_i^{MSE}):

$$km(G_i) = \sum_{(j=1..nL)} (km_j); \text{ con } km_j = 0 \text{ si } I_i^j = 0 \quad (28)$$

El punto b), resuelve el vínculo entre generadores del sistema y las demandas que son abastecidas por cada uno, individualmente. Este resultado, cuyo conjunto de valores se indicará mediante la notación: $\{IG_i, DNB\}$, componente del generador i -ésimo que abastece a la demanda DNb ubicada en la barra Nb , permite definir una de las salidas virtuales de la función de producción para el Modelo IDEA aquí propuesto. Por ello su importancia así como la del MSE.

2.2 Sección II: Generalidades sobre el método DEA. Modelos.

2.2.1 Contexto histórico de los desarrollos sobre los métodos de fronteras de eficiencia.

El interés por el análisis de las fronteras de eficiencia económica ha crecido rápidamente desde sus planteos primigenios, en la década de 1950/60, existiendo numerosas publicaciones con metodologías y aplicaciones relativas a su estimación/determinación. En forma general, pueden referirse dos metodologías principales desarrolladas para medir la eficiencia:

- a) aquella sustentada en técnicas econométricas y
- b) aquella que recurre a la programación matemática.

En ambos casos, la eficiencia de una determinada empresa/unidad productiva, proviene de una medida relativa de distancia respecto a una frontera que se asume como límite práctico máximo de eficiencia. En el enfoque econométrico, se especifica una determinada formulación para la función de producción, la cual caracteriza a la unidad productiva evaluada. Luego, la eficiencia está representada por el valor del error en la aproximación, que la empresa arroja en su producción,

respecto de la forma funcional propuesta. Cuando la metodología de análisis es estocástica, el alejamiento respecto a la frontera de eficiencia se considera producto tanto de la ineficiencia como del azar (por caso, de una mala medición), por lo que el error especificado en la función de producción se compone de dos términos, solidarios a sendas fuentes: un error que representa la ineficiencia y un error completamente aleatorio. Para medir tal ineficiencia, se separan estas dos componentes del error total, imponiendo supuestos específicos relativos a la función de distribución de cada una de ellas. Un proceso complejo, como se observa. Por el contrario, el *enfoque de programación matemática*, no impone una estructura determinada para la frontera y cualquier desviación respecto de la misma es considerada como una ineficiencia atribuible a la empresa en estudio. En cuanto a la opción metodológica más pertinente de estimación, ésta no ha estado al margen de polémicas. Algunos investigadores adhieren a los métodos econométricos, mientras que otros propugnan por la aplicación de la *programación matemática*. Los métodos econométricos se han criticado por confundir potenciales estimaciones de eficiencia con los errores de especificación, sumado a su complejidad. Por otra parte, el asumir una forma imputable a la función de producción, constituye otro de los cuestionamientos fuertes, puesto que en tal procedimiento existe, en general, una adhesión al paradigma económico Neo-Clásico. Es frecuente observar funciones del tipo Cobb- Douglas, típicamente Neo-Clásicas, y luego relevar que el comportamiento de las unidades productivas, no respeta sus supuestos, generalmente vinculados a los rendimientos a escala no crecientes (en rigor, para la función referida, constantes). La programación matemática, por otro lado, es no-paramétrica y así menos susceptible a los errores de especificación. No requiere de suponer, a priori, una forma de la frontera solidaria a la función de producción en cada unidad productiva. Se objeta, en cambio, que no es capaz de considerar la posibilidad de desviaciones que cada unidad productiva pueda presentar respecto a la frontera eficiente, imputables a razones puramente aleatorias. Este hecho ha demostrado, en la amplitud y difusión del método, constituir una cuestión menor, resoluble con modernas técnicas de tratamiento de la incertidumbre, aún la no estocástica. En el análisis basado en programación matemática se obtienen estimaciones puntuales de eficiencia, sin que se pueda analizar la precisión de la estimación. Por tanto, en la comparación entre unidades, no es posible saber si la diferencia se debe exclusivamente a errores en los datos, generando un problema de fiabilidad de estimación. Para corregir estas deficiencias, se han propuesto variadas alternativas de análisis a efectos de determinar la sensibilidad de las estimaciones. Una de la más aceptadas es la realizada a partir de un método adaptado para aproximar la distribución del estimador de eficiencia, y es referido como metodología

DEA - Análisis Envolvente de Datos (*Data Envelopment Analysis*). Se sustenta en la *programación lineal*. Más allá de todas estas discusiones, es innegable la *facilidad relativa de implementación* del DEA y su *versatilidad*, tal y como se la emplea, desde un enfoque novedoso, en el presente trabajo. Por ello se han dejado de lado sus críticas y se han aprovechado sus ventajas.

2.2.2 Modelos formales DEA

2.2.2.1 Modelos base DEA

El DEA constituye una técnica de optimización construida para medir la eficiencia productiva (conjunto mínimo de insumos requeridos para la producción, con cierta tecnología considerada la mejor disponible) relativa, de un grupo de unidades productivas. En las mismas, referidas mediante el acrónimo DMU (del inglés, *Decision Making Units*), la presencia de múltiples insumos (entradas) y productos (salidas), torna dificultosa la comparación de sus desempeños. En tal sentido, DEA proporciona un método para comparar la eficiencia (se omite, de aquí en más, que es productiva) sin el conocimiento de la función de producción, es decir, sin necesidad de conocer una relación funcional entre entradas y salidas. El resultado, eficiencia, Ef , en presencia de múltiples entradas y salidas se define como el cociente entre la suma ponderada de las salidas, SPS , y la suma ponderada de las entradas, SPE :

$$Ef = SPS/SPE \quad (29)$$

Asumiendo que existen n DMUs en el conjunto de estudio, cada una con E entradas y S salidas, el resultado de eficiencia relativa de una DMU individual, DMU_0 , se obtiene resolviendo el siguiente *modelo fraccionario* propuesto por Charnes, Cooper y Rhodes [Charnes, et. al., 1978]:

$$\text{Max:} \\ h_0 = \left\{ \sum_{(r=1..S)} (v_r y_r) \right\} / \left\{ \sum_{(i=1..E)} (u_i x_i) \right\} \quad (30)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ h_0 = \left\{ \sum_{(r=1..S)} (v_{rj} y_{rj}) \right\} / \left\{ \sum_{(i=1..E)} (u_{ij} x_{ij}) \right\} < 1; j \text{ en } (1..n) \quad (31)$$

$$u_i, v_r \geq 0 \quad (32)$$

Siendo, para cada unidad de toma de decisión j , DMU_j , y la de estudio, DMU_0 : y_r y x_i constantes que representan las cantidades observadas en la r -ésima salida y en la i -ésima entrada, correspondientemente; v_r y u_i factores ponderadores que permiten obtener la medida escalar de eficiencia buscada; h_0 , que satisface la condición: $0 \leq h_0 \leq 1$, representa el valor de eficiencia correspondiente a la DMU_0 . Si $h_0 = 1$, se tiene eficiencia máxima; luego un valor de $h_0 < 1$ indica el grado de ineficiencia de la unidad DMU_0 . Por otra parte, h_0 resulta invariante respecto de las unidades de medida empleadas en las variables de entrada/salida. Es importante observar que el modelo (30)-(32) puede no tener solución, dado que los denominadores pueden hacerse cero, indefiniendo las cantidades en el mismo. Por otra parte, si v^* y u^* son solución, entonces también lo son $(k \times v^*)$ y $(k \times u^*)$,

para cualquier $k > 0$. Para excluir las múltiples soluciones y los inconvenientes del *programa fraccionario* (30)-(32), el mismo puede convertirse en un modelo de programación lineal empleando la siguiente transformación:

$$\text{Max:} \\ \{ \sum_{(r=1..S)} (v_{r0} x y_{r0}) \} \quad (33)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(r=1..S)} (v_{rj} x y_{rj}) \} - \{ \sum_{(i=1..E)} (u_{ij} x x_{ij}) \} \leq 0; j \text{ en } (1..n) \quad (34)$$

$$\{ \sum_{(i=1..E)} (u_{i0} x x_{i0}) \} = 1 \quad (35)$$

$$u_i, v_r \geq 0 \quad (36)$$

La solución de este modelo (33)-(36), proporciona los ponderadores de entrada y de salida que maximizan el resultado de eficiencia de la DMU0 en evaluación. Para encontrar la eficiencia relativa de todas las DMUs, el problema (33)-(36) debe resolverse n veces. Tal solución satisface la denominada condición de optimalidad de Koopmans [Koopmans, 1951]: *una combinación factible de entrada y salida es técnicamente eficiente, si es tecnológicamente imposible aumentar alguna salida y/o reducir alguna entrada, sin reducir simultáneamente al menos otra salida y/o aumentar al menos otra entrada*. El modelo (33)-(36) tiene una *orientación de salidas* dado que la búsqueda de eficiencia se realiza encontrando los ponderadores que maximizan la salida de la DMU0, llamada, *de prueba* o *referencia*, mientras se mantiene fija la cantidad total de entrada, mediante la imposición de la segunda restricción. Análogamente, puede plantearse un modelo DEA con *orientación de entradas*, es decir, los ponderadores deberán minimizar la cantidad de entradas, utilizadas para obtener la misma salida. El modelo resultará, en tal caso:

$$\text{Min:} \\ \{ \sum_{(i=1..E)} (u_{i0} x x_{i0}) \} \quad (37)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(r=1..S)} (v_{rj} x y_{rj}) \} - \{ \sum_{(i=1..E)} (u_{ij} x x_{ij}) \} \leq 0; j \text{ en } (1..n) \quad (38)$$

$$\{ \sum_{(r=1..S)} (v_{r0} x y_{r0}) \} = 1 \quad (39)$$

$$u_i, v_r \geq 0 \quad (40)$$

Los modelos DEA expresados en (33)-(36) y (37)-(40) son referidos como *Modelos de Multiplicadores*. Por otro lado, a efectos de comparar eficiencias, la metodología DEA también puede identificar el *grupo de referencia eficiente* sobre cierto conjunto de DMUs en estudio. Las DMUs eficientes, en tal caso, se encuentran resolviendo el *problema dual* de los modelos (33)-(36) y/o (37)-(40).

El *problema dual* de (33)-(36) se expresa formalmente como sigue:

$$\text{Min:} \\ \{ \theta_0 \} \quad (41)$$

Sujeto a:

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} \leq \theta_0 x x_{i0}; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (42)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} \geq y_{r0}; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (43)$$

$$\lambda_j \geq 0; \quad (44)$$

En este problema, la DMU0 en evaluación se compara con todas las DMUs (*combinación lineal de entradas y salidas*) que produzcan lo mismo o más, consumiendo lo mismo o menos, respectivamente, que la DMU0. De esta manera, si la DMU0 es eficiente, el modelo de programación no ha encontrado entre las DMUs, una combinación de cantidades de entradas y de salidas con las que se produzca lo mismo o más, y se use lo mismo o menos que la DMU0 y, por tanto, *impone a θ_0 el valor uno*. Por el contrario, si la DMU0 es *ineficiente*, el modelo de programación ha identificado un conjunto de DMUs cuya combinación de entradas y de salidas definen una DMU *ficticia* o *compuesta*, que produce lo mismo o más, y emplea lo mismo o menos que la DMU0. De esta manera, las unidades implicadas en la construcción de la DMU *compuesta*, pueden utilizarse como máximos de referencia para definir mejoras de eficiencia de la DMU0.

De forma similar, el *problema dual* correspondiente al modelo (37)-(40), se formula en los siguientes términos:

$$\text{Max:} \\ \{ \beta_0 \} \quad (45)$$

$$\text{Sujeto a:} \\ \{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} \leq x_{i0}; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (46)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} \geq \beta_0 x y_{r0}; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (47)$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad (48)$$

En forma análoga a la descripción correspondiente al *modelo dual* (41)-(44), puede establecerse el mecanismo por el cual el modelo (45)-(48) consigna el grado $\beta_0 = 1$ de *eficiencia* o impone algún *grado de ineficiencia* a la DMU0. Los modelos (41)-(44) y (45)-(48), son referidos como *Modelos Envoltentes*.

2.2.2.2 Las eficiencias fuerte y débil en los modelos DEA

Los modelos anteriores proporcionan un resultado de eficiencia para la unidad en evaluación, sosteniendo

la misma escala en cada entrada o salida considerada. De esta manera, resulta posible que en los resultados aparezcan unidades consignadas como eficientes (en el modelo (41)-(44), por caso, $\theta_0 = 1$), las cuales, sin embargo, podrían tomar *menos de alguna entrada*, situación indicada mediante una *holgura* h_{i-} , o *producir más de alguna salida*, situación indicada mediante una *holgura* h_{r+} , en comparación a su correspondiente DMU *compuesta* (que es la *óptima* del conjunto). La situación se refleja mediante tales *valores de holgura* en las desigualdades correspondientes a los *modelos duales*. Surge, entonces, el concepto de *ineficiencia de holgura*. Por tal motivo, los *Modelos Envolventes* (41)-(44) y (45)-(48), son caracterizados como de *eficiencia débil*. Para concebir, como contraparte, un modelo orientado a una *eficiencia fuerte*, se plantean igualdades en lugar de *desigualdades*, a través de la incorporación de *variables de holgura o slacks* asociadas a cada entrada/salida, en los modelos envolventes. Adicionalmente, la reducción de eficiencia por efecto de una holgura no nula, se establece incorporando un término que resta el producto entre un escalar, $\varepsilon > 0$, y la sumatoria de las variables *slacks* solidarias a cada entrada/salida, respectivamente. Típicamente el valor adoptado para este escalar, es $\varepsilon = 10^{-6}$. El modelo (41)-(44) orientado a *eficiencia fuerte*, se formula, entonces, en los siguientes términos:

$$\text{Min:} \\ \{ \theta_0 - \varepsilon x (\sum_{(i=1..E)} (h_{i-}) + \sum_{(r=1..S)} (h_{r+})) \} \quad (49)$$

Sujeto a:

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} - \theta_0 x x_{i0} + h_{i-} = 0; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (50)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} - y_{r0} - h_{r+} = 0; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (51)$$

$$\lambda_j, h_{i-}, h_{r+} \geq 0 \quad (52)$$

Análogamente, puede ser formulado un modelo equivalente *orientado a eficiencia fuerte* para el modelo (45)-(48). No obstante, luego de diversas pruebas, el modelo (41)-(42) adopta, en este trabajo, un interés particular, por ser uno de los que arrojó mejores resultados, conforme los incentivos pretendidos. La consideración de una *eficiencia fuerte*, no generó variaciones notables, si bien fue simulada.

2.2.2.3 La consideración de los rendimientos a escala en los modelos DEA

Los modelos vistos anteriormente permiten medir la eficiencia puramente técnica o productiva, eliminando la influencia que pudiera tener la existencia de *economías de escala*, en la evaluación de las DMUs. En efecto, la

medida de eficiencia de una unidad, *puede estar condicionada no sólo por la gestión de la misma, sino también por la escala en la que opere*, y los modelos anteriores suponen tácitamente la existencia de *rendimientos constantes a escala*, (*Constant Returns to Scale - CRS*). Esto significa que todas las unidades se comparan como si estuvieran sometidas a rendimientos constantes y no se contempla la posibilidad de existencia de ineficiencias debidas a las diferencias entre las escalas operativas en cada DMU. En [Banker, et al., 1984] se propone incorporar una restricción adicional al tipo de modelo CRS, de manera de acotar la búsqueda de la DMU compuesta más eficiente, sobre la *envolvente convexa* definida para el conjunto de las DMUs. Con ello, la *comparación se realiza entre DMUs con características operativas similares*. El modelo resultante se conoce como *modelo DEA con rendimientos variables a escala*, (*Variable Returns to Scale - VRS*). Extendiendo tales consideraciones al modelo (41)-(44), por su importancia y simulaciones realizadas para los objetivos del presente trabajo, se formulan, los siguientes:

A) DEA VRS Orientado a Eficiencia Débil:

Min:

$$\{ \theta_0 \} \quad (53)$$

Sujeto a:

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} \leq \theta_0 x x_{i0}; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (54)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} \geq y_{r0}; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (55)$$

$$\sum_{(j=1..n)} (\lambda_j) = 1; j \text{ en } (1..n) \quad (56)$$

$$\lambda_j \geq 0 \quad (57)$$

B) DEA VRS Orientado a Eficiencia Fuerte:

Min:

$$\{ \theta_0 - \varepsilon x (\sum_{(i=1..E)} (h_{i-}) + \sum_{(r=1..S)} (h_{r+})) \} \quad (58)$$

Sujeto a:

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x x_{ij}) \} - \theta_0 x x_{i0} + h_{i-} = 0; j \text{ en } (1..n), i \text{ en } (1..E) \quad (59)$$

$$\{ \sum_{(j=1..n)} (\lambda_j x y_{rj}) \} - y_{r0} - h_{r+} = 0; j \text{ en } (1..n), r \text{ en } (1..S) \quad (60)$$

$$\sum_{(j=1..n)} (\lambda_j) = 1; j \text{ en } (1..n) \quad (61)$$

$$j, h_{i-}, h_{r+} \geq 0 \quad (62)$$

A este tipo de modelos VRS, se los suele referir como BCC, atendiendo a las iniciales de sus autores [Banker, et al., 1984]. Del mismo modo, a los anteriores, que consideran *rendimientos constantes a escala*, se los suele referir como CCR [Charnes, et al., 1978].

Desde los modelos presentados, se enfatiza que los modelos envolventes orientados a salidas y eficiencia débil, con rendimientos constantes y variables a escala, según las simulaciones de cálculo, resultaron ser los más apropiados conforme los incentivos pretendidos para los cargos de acceso a las redes de transmisión. Es decir los modelos (41)-(44) y (53)-(57).

2.3 Sección III: Introducción de incentivos a las energías renovables sobre los cargos de acceso a las redes de transmisión. Modelo IDEA (Incentivos DEA)

2.3.1 Cálculo general de los factores IDEA

En la sección anterior, han quedado formalizados los *modelos candidatos* para la aplicación que aquí se desarrollará. Por tanto, quedan establecidos los programas de optimización solidarios.

En este apartado, son introducidas las consideraciones específicas para el desarrollo de los Factores IDEA. La identificación y formación de las entradas y salidas virtuales del Modelo IDEA propuesto, se realizará conforme las características del sistema real considerado. No obstante, la creación de los Factores IDEA puede generalizarse. Para ello se suponen conocidos:

a) el *IMP* total del sistema que debe ser remunerado mediante los cargos de acceso, b) los cargos de acceso individuales obtenidos por el modelo MSE y c) las eficiencias del Modelo DEA elegido como pertinente para el objetivo pretendido. Lo que se busca es afectar el $IMP_{MSE}(G_i)$, expresión (25), con el Factor IDEA correspondiente a cada generador G_i , con i en $(1..nG)$, de manera que se siga cumpliendo la ecuación (27), referida al balance o recuperación exacta de los costos de la redes.

Los pasos para la formación de los Factores IDEA, son los siguientes:

Paso 1) Se simula el Modelo DEA *envolvente*, formulado en (41)-(44). Se obtiene un Índice de Eficiencia, $0 \leq \theta_i \leq 1$, para cada generador G_i del Sistema, con i en $(1..nG)$; Paso 2) En el caso que el Índice de Eficiencia más bajo, θ_i , genere distorsiones, por ejemplo costos exageradamente altos en sentido contrario al objetivo pretendido, se acota a un mínimo, relacionado con el máximo costo de acceso a sufragar por (MW-año), para cada generador G_i del Sistema. Esta situación, de hecho, se presentó en todos los casos simulados. De modo que al programa de optimización solidario al modelo (41)-(44), se le incorporó la restricción $\theta_i \geq \theta_{Min}$; Paso 3) Si el Vector de Eficiencias es, entonces, (θ) , se procede de la siguiente forma:

3-a) se calculan los valores recíprocos de cada eficiencia:

$$\beta_i = 1/\theta_i \quad (63)$$

3-b) si los cargos resultantes para cada generador del sistema, son $IMP_{MSE}(G_i) = CG_i$, y su sumatoria: $\sum_{(i=1..nG)}(CG_i) = CG = IMP$, se calculan las proporciones:

$$\alpha_i = CG_i/CG \quad (64)$$

3-c) se calculan los productos y la sumatoria:

$$\delta_i = \alpha_i \times \beta_i \quad (65)$$

$$\Omega = \sum_{(i=1..nG)} (\delta_i) \quad (66)$$

3-d) así son calculados los ponderadores de afectación de los cargos MSE, individualmente sufragados por cada generador G_i :

$$\kappa_i = \delta_i / \Omega \quad (67)$$

3-e) dichos cargos se modifican mediante la expresión:

$$CG_i^M = CG \times \kappa_i \quad (68)$$

Se cumple la invariancia del cargo total sufragar por los generadores, IMP, puesto que:

$$\sum_{(i=1..nG)} (\kappa_i) = \sum_{(i=1..nG)} (\delta_i / \Omega) = 1, \text{ y:}$$

$$\sum_{(i=1..nG)} (CG_i^M) = \sum_{(i=1..nG)} (CG \times \kappa_i) = CG = IMP$$

Entonces los Factores IDEA buscados, se formularán (desde (25)) como:

$$f_{IDEA}^{MSE}(G_i) = CG \times \kappa_i / \sum_{(j=1..nL)} (IMP(L_j) \times f_{ie}^{MSE}(G_i, L_j)) \quad (69)$$

cumpliéndose la ecuación de balance en la recuperación de los costos del sistema, ya que:

$$\sum_{(i=1..nG)} (IMP(G_i) \times f_{IDEA}^{MSE}(G_i)) = IMP \quad (70)$$

2.3.2 Definición del modelo IDEA aplicado. Formación de las entradas y salidas virtuales en la función de producción.

Para el Modelo IDEA se ha empleado el término Función Virtual de Producción. La razón estriba en que la misma no toma insumos reales para obtener productos reales, como en una cadena insumo producto. El *vector de insumos o entradas virtuales*, (E) , se compone de índices o magnitudes requeridas, por parte de las DMUs, para lograr beneficiar al sistema. Este beneficio es ponderado comparativamente, a través de un vector de productos o salidas virtuales, cuyos elementos son parámetros que miden los impactos positivos que cada generador-DMU tiene sobre el sistema de transmisión. Las entradas y salidas virtuales, dependerán del tipo de fuente primaria renovable que se considere. Al efecto de poder avanzar con el Modelo IDEA, se lo asocia, sin pérdida de generalidad, a las características del sistema panameño, considerado en el estudio de caso o

simulación presentada en la **Sección IV**. De tal modo, las entradas definidas para comparar los procesos virtuales de producción, están dadas por el vector ($k \equiv$ miles de):

$(E) = \{\text{Costo de Capital por tipo de central (k\$/MWh); Costo Total, incluyendo combustible, operación y mantenimiento (k\$/MWh); Porcentaje del Costo Total en Moneda Extranjera (k\$/MWh)}\}$. Una aclaración: la potencia, (MW), refiere la capacidad del sistema puesta a disposición, mientras que el producto electricidad, se corresponde con la energía, (MWh).

Todos los componentes del vector de entradas virtuales (E), constituyen indicadores económicos, que incorporan aspectos que diferencian a las centrales de combustible fósil de las centrales hidroeléctricas, tomadas éstas últimas como representativas de aquellas cuya energía primaria es renovable. La conformación del vector (E), se sustenta en los siguientes indicadores:

- 1) Costo de Generación, en ($\$/MWh$): refiere el *costo del consumo de combustible importado*.
- 2) $\{(MWh) \text{ Hídricos medios generados/Demanda de Energía}\}$: es la *participación de la generación hidro en la demanda total* y proporciona una idea de la *renovabilidad de la oferta eléctrica*.
- 3) Factor de Planta Medio: refiere a las horas de utilización (valor medio) de las plantas hidroeléctricas, y proporciona una idea sobre si la central es de *pasada o de embalse* y, por lo tanto, el verdadero aporte de este tipo de generación visto como su *capacidad de regular la potencia, para que se disponga de la misma en el momento que el sistema la requiera*.
- 4) $\{\text{Antigüedad/Vida útil}\}$: proporciona una idea del *grado de obsolescencia del parque de generación*, y por lo tanto de *su sustentabilidad futura y de su eficiencia*.
- 5) $\{\text{Participación del Costo del Capital/MW instalado}\}$, en ($\$/MW$): se refiere al *costo total del sistema*, y permite tener una *referencia del costo de inversión directo de cada tecnología utilizada*.
- 6) $\{\text{Participación del Costo de O\&M}^2 /MWh\}$ en el *costo total sistema*, en ($\$/MWh$): idem al anterior, pero referido a los *costos de operación y mantenimiento de las distintas centrales y adoptando como referencia el producto electricidad*.
- 7) $\{\text{Insumos locales/MWh generados}\}$, en ($\$/MWh$): intenta captar la *utilización de recursos locales para la producción de electricidad; nuevamente se adopta la energía transitada como variable de referencia más pertinente*.

2 Operación y Mantenimiento.

8) Precio final de la Generación por tecnología, en ($\$$): refiere al *precio compuesto entre el costo del capital invertido y el asociado a la operación y mantenimiento de cada unidad generadora, por tipo de tecnología*.

9) Participación del Costo de la Electricidad en el costo total de producción (industria): mide el *impacto en la estructura de costo del sector eléctrico*. Corresponde, ahora, analizar el *vector de salidas virtuales (S)*, el cual tiene dos salidas:

$(S) = \{\text{Energía con Factor Renovable y de Escala (MWh); Participación en Abastecimiento de Demanda con Factor Renovable y de Escala}\}$.

A continuación se describe cada una:

a) la *primera salida*, refiere la *energía que cada unidad entrega, afectada de dos índices*. El *primero*, un factor de impacto que pondera la renovabilidad de la fuente primaria empleada, siendo un multiplicador menor que uno para las unidades de producción basadas en combustibles fósiles. El *segundo*, un factor de escala de producción, y que surge de simular un modelo DEA BCC (con rendimientos no constantes a escala). El *primer índice* es un ponderador subjetivo, relacionado con las emisiones en equivalente de $C02^3$ promedio. El *segundo índice*, surge de comparar grupos de eficiencias similares, según un proceso productivo con rendimientos variables a escala, situación que contempla específicamente el modelo DEA BCC, orientado a *eficiencia débil*, ecuaciones (53)-(57). Como se anticipó, el modelo de DEA BCC orientado a *eficiencia fuerte*, ecuaciones (58)-(62), no produjo resultados con variaciones importantes, siendo más complejo de implementar.

b) la *segunda salida*, constituye factor que mide la *participación que cada unidad de producción (generador) tiene en el abastecimiento diversificado de la demanda*. Mientras mayor sea el número de demandas en las cuales cierto generador participe con una componente de su inyección, mayor será tal factor. Pretende reflejar el *emplazamiento inamovible del recurso energético primario renovable*, por caso el agua. El agua está en donde está, y la central hidroeléctrica no puede, sino, instalarse allí. No ocurre lo mismo con las *centrales fósiles, que tienen posibilidad de elegir su emplazamiento*. Diferencia la racionalidad de los agentes, pues los generadores hidroeléctricos, no tienen opciones de emplazamiento respecto del centro de demanda del sistema, mientras que los fósiles sí. De hecho, estos últimos están muy próximos a dicho centro en el sistema panameño, para el cual se desarrolló el Modelo IDEA. Además, los recursos hídricos están en el extremo occidental del sistema, y por su ubicación topológica, las centrales que los explotan participan, con alguna componente de intensidad, en todas las demandas. Al incorporar esta salida, *se favorece o incentiva la participación que las mismas tienen en el abastecimiento de las demandas, frente a un alto cargo por uso extensivo de las redes, respecto de las centrales fósiles*. De igual modo que para la primera entrada,

3 Emisiones Equivalentes en Dióxido de Carbono, emitidas por cada unidad de generación, causantes del impacto ambiental por efecto invernadero.

participan, en el mismo sentido explicado, *el factor de impacto que pondera la renovabilidad de la energía inyectada y el factor de escala de la planta.*

Los cálculos se sustentan en el MSE, evaluando *cuál componente activa de intensidad discurre desde cada unidad generadora, a cada punto de abastecimiento o demanda.* Se calcula, por prorrateo, un *factor de participación en el abastecimiento* (referido en los cálculos como Factor de Abastecimiento, FA) de cada *generador* sobre cada *demanda*. Luego se multiplica tal factor por el número de demandas abastecidas, para dar una idea de *diversificación del abastecimiento de cada generador en la red de transmisión.* Para determinar el FA de cada Generador, se ha empleado la siguiente nomenclatura: G_i , indica el generador que se está evaluando; $Ire\{G_i, DNb_j\}$, indica la *componente real de la intensidad*, expresada en (pu) (por unidad, referida a cierta intensidad base adoptada), que discurre desde el generador G_i , a través del sistema, hasta la barra de demanda DNb_j . $FA\{G_i, DNb_j\}$, indica, entonces, el Factor de Abastecimiento del generador G_i sobre la demanda DNb_j ; $IreGTotal_j$ corresponde a la suma de las

componentes reales de las intensidades de todos los generadores del sistema que aportan al abastecimiento de la demanda DNb_j . Entonces, $FA\{G_i, DNb_j\}$, se calcula como:

$$FA\{G_i, DNb_j\} = Ire\{G_i, DNb_j\} / IreGTotal_j \quad (71)$$

cumpliéndose que, siendo nNb el número total de barras de demanda del sistema:

$$\sum_{(i=j..nNb)} (\sum_{(i=1..nG)} (FA\{G_i, DNb_j\})) = 1 \quad (72)$$

Se está, entonces, en condiciones de calcular el Factor de Abastecimiento Total de cada Generador para todas las demandas vinculadas con el mismo, $FA\{G_i\}$, que es la *segunda salida* a considerar en el Modelo IDEA. Para ello, se extiende la sumatoria de los FA para cierto generador i -ésimo, en la totalidad de las demandas DNb_j a las que llegan sus componentes reales de intensidad; luego, tal sumatoria, a los efectos de proporcionar *medida de la diversificación del abastecimiento*

Cuadro 1. Entradas, Salidas y Eficiencias CCR y CCR Restringidas.

DMU	E1	E2	E3	S1	S2	$\theta(\text{CCR})$	$\theta(\text{CCR})$ Restr
1-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
2-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
3-H	57.26	59.26	71	495.22	801.56	0.513	0.513
4-H	57.26	59.26	71	600.42	1305.39	0.835	0.835
5-H	57.26	59.26	71	232.94	1215.61	0.778	0.778
6-H	57.26	59.26	71	283.34	1215.61	0.778	0.778
7-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
8-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
9-H	57.26	59.26	71	824.52	434.31	0.782	0.782
10-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
11-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
12-TV	37.54	158.51	96	2.16	30.66	0.029	0.100
13-CC	48.25	128.58	94	189.22	2.59	0.213	0.213
14-M	25.71	154.22	97	4.76	2.57	0.010	0.100
15-CC	25.71	154.22	97	33.57	2.59	0.070	0.100
16-C	25.71	154.22	97	5.57	6.79	0.011	0.100
17-H	57.26	59.26	71	59.34	1215.61	0.778	0.778
18-H	57.26	59.26	71	113.44	1215.61	0.778	0.778
19-H	57.26	59.26	71	1053.6	1562.19	1.000	1.000
20-H	57.26	59.26	71	972.80	1562.19	1.000	1.000
21-CC	48.25	128.58	94	187.09	4.64	0.210	0.210
22-H	57.26	59.26	71	119.03	1305.39	0.835	0.835
23-H	57.26	59.26	71	227.67	838.92	0.537	0.537

Fuente: Elaboración Propia.

Cuadro 2. Costos de Acceso MSE, Vectores de Formación de los Factores IDEA, Costos de Acceso con Incentivos IDEA, Factores IDEA y Costos Medios por MW

DMU	CA ^{MSE}	[β]	[α]	[δ]	[ε]	CA ^{MSE} _{IDEA}	fIDEA ^{MSE}	IMP(Gi) ^P
1-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
2-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
3-H	3403.22	1.949	0.106	0.207	0.091	2944.19	0.865	29.44
4-H	6477.59	1.197	0.202	0.242	0.107	3441.02	0.531	28.67
5-H	1181.06	1.285	0.037	0.047	0.021	673.73	0.570	13.03
6-H	1370.22	1.285	0.043	0.055	0.024	781.64	0.570	13.03
7-H	505.49	1.278	0.016	0.020	0.008	286.75	0.567	3.30
8-H	505.49	1.278	0.016	0.020	0.008	286.75	0.567	3.30
9-H	499.68	1.278	0.016	0.019	0.008	283.45	0.567	3.30
10-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
11-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
12-TV	176.42	10.000	0.006	0.055	0.024	783.11	4.438	26.94
13-CC	979.96	4.692	0.031	0.143	0.063	2041.24	2.082	26.28
14-M	163.33	10.000	0.005	0.051	0.022	724.99	4.438	13.54
15-CC	534.07	10.000	0.017	0.166	0.074	2370.69	4.438	56.01
16-C	178.40	10.000	0.006	0.055	0.024	791.91	4.438	15.68
17-H	246.72	1.285	0.008	0.009	0.004	140.74	0.570	13.03
18-H	494.19	1.285	0.015	0.019	0.008	281.91	0.570	13.03
19-H	1585.86	1.000	0.050	0.049	0.021	703.96	0.443	39.60
20-H	792.89	1.000	0.025	0.024	0.011	351.96	0.443	39.60
21-CC	2586.57	4.746	0.081	0.383	0.170	5449.11	2.106	36.33
22-H	1360.27	1.197	0.042	0.050	0.022	722.60	0.531	28.67
23-H	1808.91	1.862	0.057	0.105	0.091	1495.24	0.826	28.53
Σ	32009.60		1.00	2.25	1.00	32009.60		

Fuente: Elaboración Propia

que puede imputársele a cada generador G_i , se multiplica por el número de puntos de abastecimiento o demandas nDG_i . Por cuestiones internas del cómputo en los Programas Lineales iterativos que requiere el DEA, se multiplica este factor, $FA\{Gi\}$, por un *factor de escala*, por ser algunos valores pequeños y de *tratamiento computacional difícil* en el logro de una convergencia para los Programas Matemáticos. Esa *constante de escala*, K , se ha adoptado como $K=100$. Entonces se tiene, finalmente, la *expresión para la segunda de las salidas* del Modelo IDEA, en cada generador G_i :

$$FA\{G_i\} = nDG_i \times K \times \sum_{(i=j..nNb)} (FA\{G_i, DNbj\}) \quad (73)$$

y, desde (71), se cumplirá que:

$$(1/K) \times \sum_{(i=1..nG)} (FA\{G_i\}) = 1 \quad (74)$$

2.4. SECCIÓN IV: Simulaciones y resultados y discusión sobre el modelo IDEA

2.4.1 Simulaciones y Resultados

Los resultados para el Modelo IDEA desarrollado, se presentan en el **Cuadro 1 y 2**.

2.4.2 Discusión

El sistema considerado para la simulación del Modelo de Incentivos DEA, se corresponde, como se dijo, con la red de transmisión de 500 (kV) de la República de Panamá. Los incentivos IDEA deben direccionarse a las *centrales hidroeléctricas*, cuyo recurso se emplaza, casi en su totalidad, en occidente, limitando con Costa Rica. Es imposible aquí presentar tanto el esquema unifilar del sistema de transmisión, como el resto de los datos y cálculos electro-técnicos que requieren las simulaciones, mediante las que se obtienen los cargos de acceso MSE. Lo mismo ocurre con las simulaciones que conducen a la salida virtual Factor de Abastecimiento Total, $FA\{Gi\}$, de cada generador, expresión (73), pues dependen de los cómputos en el MSE. Tampoco es necesario, a efectos de mostrar la aplicación del Modelo IDEA propuesto, *pues sólo basta con comparar cómo se alteran tales cargos para cada generador; antes y después de su aplicación.*

De los modelos DEA presentados en la **Sección II**, el que mejor satisfizo el objetivo pretendido, agregando simplicidad, fue el Modelo CCR orientado a *eficiencia débil* expresado en (41)-(44). Los rendimientos son considerados Constantes a Escala, pues se introduce el Factor de Escala BCC, como se explicó, en el cálculo de la *segunda salida* de la Función Virtual de Producción. De modo que se presentan los siguientes resultados: **Cuadro 1: Entradas, (E1, E2, E3), y Salidas, (S1, S2),** por cada DMU-generador, y *Eficiencias CCR, $\theta(\text{CCR})$, y CCR Restringidas por $\theta_i \geq \theta_{\text{Min}} = 0.1$, $\theta(\text{CCR}) \text{ Restr.}$* No pueden darse los nombres reales de las empresas generadoras, DMUs, por razones de protección de datos; **Cuadro 2: Costos de Acceso MSE, CA^{MSE} (\$/año) = $\text{IMP}(G_i)$,** Vectores de Formación de los Factores IDEA, **(β), (α), (δ), y (ϵ),** Costos de Acceso con Incentivos IDEA, $\text{CA}^{\text{MSE}}_{\text{IDEA}}$ (\$/año) = $\text{IMP}(G_i) \times f_{\text{IDEA}}^{\text{MSE}}(G_i)$, Factores IDEA, $f_{\text{IDEA}}^{\text{MSE}}$ y Costos Medios por MW, $\text{IMP}(G_i)^{\text{P}}$ (\$/año-MW). En la primera columna de ambos **Cuadros**, se agrega al acrónimo DMU, separado de un guión, otro acrónimo que indica el tipo de unidad de generación de que se trata, atendiendo a su fuente primaria combustible. Así se tienen: **H:** Hidro, **TV:** Turbo Vapor, **CC:** Ciclo Combinado y **M:** Motores (nombre propio para máquinas de combustible fósil reversibles, como se las denomina en el país de referencia).

3. CONCLUSIONES

1ra) Se ha presentado un novedoso Modelo de Incentivos, sustentado en una aplicación DEA, para modificar los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión Eléctrica, obtenidos por un método, también novedoso: el Modelo de Seguimiento Eléctrico, MSE propuesto como alternativa teórico- metodológica más fundada respecto de la Remuneración Marginalista con su Cargo Complementario. El MSE, tiene la particularidad de definir Áreas de Influencia alternativas a las del método incremental homónimo, con claras ventajas. Se continúa, tanto en la definición de los Cargos de Acceso MSE como su afectación por incentivos IDEA, con la dirección hacia un cambio de paradigma, abandonando las supuestas “bondades” del Paradigma Marginalista. Se observa que los costos son *medios, no marginales, la utilización económica es la física, y la Función de Eficiencia o Producción, si bien virtual, mide aspectos que benefician al conjunto de usuarios del sistema de transporte, introduciendo parámetros que no han sido considerados por otros modelos de incentivos a las fuentes renovables, adscritos al paradigma marginalista.* Ellos tratan con el *mercado de permisos transables de emisión*, como se dijo.

2da) El desarrollo completo del Modelo Teórico, es complejo, pero su aplicación es *simple*. Pueden establecerse otros *vectores virtuales* de Entradas y Salidas, conforme la información que se tenga disponible en términos de los incentivos a otros tipos de fuentes de energía primaria renovables.

3ra) El Modelo IDEA aplicado sobre los Cargos de Acceso a las redes de Transmisión, *puede sustituir o complementar un despacho económico eléctrico-ambiental.* Sería interesante profundizar las líneas de investigación que *permitan acoplar modelos de despacho y de cálculo de cargos de acceso, de manera que resulten*

complementarios. La explotación de fuentes primarias renovables es costosa. Su introducción en el mercado requiere bien de subsidios, o bien de una base teórico - metodológica que favorezca sus beneficios ambientales y de sustentabilidad energética. Aquí se ha intentado proponer una alternativa teórico - metodológica, relativa al acceso a redes.

4ta) Existe un vastísimo campo de investigación asociado a los Modelos DEA que podrían resultar apropiados para este tipo de aplicaciones. *Una línea muy interesante para abordar, sería la de un Modelo IDEA que permita ponderar tanto las entradas como las salidas, según juzguen los agentes del sistema y la autoridad regulatoria, incorporando incertidumbres no estocásticas en las preferencias. Los modelos dejarían de ser determinísticos, para pasar a ser difusos, y su solución numérica requiere, cuanto menos, de una programación iterativa cuadrática en lugar de lineal.* Este enfoque, investigado en pequeña escala el autor del presente trabajo, ha producido muy buenos resultados cuando las soluciones de los modelos de programación no lineal (cuadrática, por caso) son resueltos mediante *metaheurísticas.*

5ta) Por último, el Modelo MSE + IDEA, está siendo implementado como ensayo por el Ente Regulador de la República de Panamá. Por ello los datos presentados, así como los resultados obtenidos, pertenecen al sistema de transporte panameño.

REFERENCIAS

- Agurto, R. (1992). Cargos por uso de la transmisión en Chile: Análisis del concepto de Áreas de Influencia. 6° Congreso de América Latina y el Caribe sobre Economía de la Energía Eléctrica.
- Arrillaga, J. A., & Harker, B. J. (1991). Computer Modelling of Electrical Power System. USA: John Wiley & Sons.
- Banker, R. D., Charnes, A., & Cooper, W. W. (1984). Some models for estimating technical and scale inefficiencies in data envelopment analysis. *Management Science*, 30(9), 1078-1092.
- Charnes, A., Cooper, W. W., & Rhodes, E. (1978). Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of operational Research*, 2(6), 429-444.
- Koopmans, T. C. (1951). An Analysis of Production as an Efficient Combination of Activities. 1-65.
- Muela, E., Schweickardt, G., & Garcés, F. (2007). Fuzzy possibilistic model for medium-term power generation planning with environmental criteria. *Energy Policy*, 35(1), 5643-5655.
- Reta, R., & Vargas, A. (2001). Electricity Tracing and

Loss Allocation Methods Based on Electric Concepts. IEE Proc., Gener., Transm., & Distrib, 148(6), 518-522.

Schweickardt, G. (2012). Modelos Para la Identificación de los Cargos de Acceso a Redes de Transmisión de Energía Eléctrica con Incentivo a la Generación mediante Fuentes Primarias de. Revista de la escuela de perfeccionamiento en investigación operativa(33).

Schweppe, F. C., Caramanis, M. C., Tabors, R. D., & Bohn, R. E. (1988). Spot Pricing of Electricity. Power Electronics and Power Systems.