

ALTERNATIVA DE DETERMINACION DEL AREA DE INFLUENCIA DE LA GENERACION ELECTRICA EN EL SISTEMA DE TRANSMISION

Juan Zolezzi Cid
Universidad de Santiago de Chile
Casilla 10233 – Santiago - Chile
Jzolezzi@lauca.usach.cl

Hugh Rudnick V.D.W.
Pontificia Universidad Católica de Chile
Casilla 306 - Correo 22 - Santiago - Chile
h.rudnick@ieee.org

Resumen: Se presenta una metodología para la determinación del área de influencia de generadores y consumidores en términos del uso económico del sistema de transmisión, medido en base a flujos de energía producidos por los diferentes agentes, determinando para ello como identificador del uso el impacto incremental de los agentes, por medio de la utilización de los factores de distribución de desplazamiento de la generación o factores A, en diferentes condiciones de carga de la red. Se plantea determinar las proporciones de uso y los peajes, por medio de los factores de distribución generalizados de generación o carga.

1. Introducción

La transformación de la industria eléctrica en los últimos años en busca de eficiencia y desarrollo [1-2] ha puesto al sistema de transmisión en el centro del denominado mercado eléctrico [3], en el sentido de ser el facilitador de la competencia a nivel de generación. Las condiciones de obligatoriedad de conexión y de acceso libre a las redes han posibilitado la competencia en dicho mercado. Las economías de ámbito y de escala significativas presentes en la transmisión [4] la caracterizan como monopolio natural y le imponen la necesidad de una regulación que facilite algún grado de competencia y defina un esquema de tarificación que entregue las señales económicas correctas para la operación y desarrollo del sistema de transmisión, permitiendo al resto de los actores del mercado eléctrico (generadores y consumidores) tomar las decisiones económicas correctas y en forma descentralizada.

El esquema de tarificación marginal presente en la mayoría de los nuevos mercados eléctricos es insuficiente en el caso de las instalaciones de transmisión para recuperar los costos totales de dichas instalaciones, debido fundamentalmente a que los costos marginales son inferiores a los costos medios, debiéndose determinar en consecuencia un pago o cargo adicional que permita dicha recuperación.

Aspectos relativos a la forma de distribuir el cargo adicional, o “peaje”, entre los usuarios de la red, son temas de actual discusión académica, empresarial y legal [5-6], para los cuales los marcos regulatorios no entregan señales claras. De

las muchas metodologías posibles, aquellas basadas en el uso natural del sistema de transmisión por parte de los agentes son las de mayor aceptación, dadas sus facilidades de comprensión física e implementación. Surge en muchos países el concepto de área de influencia como forma de identificación de la afectación que impone un generador o consumo al quedar conectado a una red de transmisión.

En el presente trabajo se presenta una alternativa de determinación de dicha área de influencia en términos del uso económico del sistema de transmisión medido en base a flujos de energía producidos por los diferentes agentes, determinando para ello como identificador del uso, el impacto incremental de los agentes, por medio de la utilización de los factores de distribución de desplazamiento de la generación o factores A, en diferentes condiciones de carga de la red, tanto para generadores como para consumidores. Se extiende la propuesta, dada su relación con el tema, a la determinación de las proporciones de uso y la forma de determinación de los pagos en base al flujo de potencia total, por medio de los factores de distribución generalizados de generación o carga, factores GGDF ó GLDF dependiendo si se trata de generadores o consumos. Se muestran asimismo algunos resultados de aplicaciones efectuadas a un modelo reducido del sistema interconectado central (SIC) Chileno.

2. Tarificación de la transmisión

La tarificación de la transmisión, incluyendo la asignación de los costos de ésta, debe preservar la correcta asignación de recursos para los agentes del mercado. Es importante que los precios y pagos de la transmisión no distorsionen las decisiones de inversión en nueva generación, las decisiones de operación de los generadores y las decisiones de demanda por parte de los consumidores. No existen estándares analíticos reconocidos internacionalmente para medir si un determinado esquema de tarificación de la transmisión es adecuado económica y técnicamente, a excepción de lo recientemente planteado en [7]. Cada país ha diseñado su

solución en concordancia con la realidad de su sistema de transmisión.

El concepto de acceso abierto considera el uso multilateral del sistema de transmisión con todos los agentes contribuyendo al financiamiento de la red común, basado en un uso físico y económico de ésta, independiente de los acuerdos comerciales. Otras aproximaciones corresponden a aquellas de tipo bilateral o “wheeling”, en las cuales se busca determinar el costo incurrido por una transacción específica entre dos barras de la red. Algunos métodos tales como el “Postage Stamp”, “Contract Path”, “MW-mile” e incluso métodos incrementales, se usan para este fin [8].

2.1 Insuficiencia del ingreso marginal

En términos económicos, el uso más eficiente de recursos se produce cuando los consumidores enfrentan un precio igual al costo marginal de suministro del producto. Cualquier desviación con respecto a éste significa una pérdida de bienestar y una asignación ineficiente. La tarificación en base a costos marginales con precios espacialmente distribuidos, permite recolectar un excedente o ingreso de costo marginal, para los propietarios del sistema de transmisión que sólo cubre los costos de las pérdidas de transmisión y una pequeña parte de los costos de inversión y explotación, donde los porcentajes de recuperación por este concepto oscilan entre un 4% y un 40% dependiendo de las características particulares de cada sistema de transmisión y de la mejor modelación del sistema eléctrico y sus restricciones en el proceso de determinación de los costos marginales. Frente a estas limitaciones de la tarificación marginal, y ante la imposibilidad práctica de aplicar un esquema de precios Ramsey [9], se ha optado por una tarificación en dos partes combinando consideraciones de costo marginal con costos medios. Se debe agregar en consecuencia un cargo adicional al ingreso por costo marginal para financiar completamente el sistema de transmisión, el cual debe ser asignado eficientemente, con el objeto de producir las menores distorsiones en la asignación de recursos entre los agentes. En casi todos los países los cargos complementarios son asignados a los usuarios de la red ex ante, sin posterior reliquidación.

En un esquema de tarificación de la transmisión de acceso abierto o uso multilateral, se requiere una adecuada identificación de las instalaciones del sistema de transmisión a ser remuneradas, de los costos que deben cubrirse o recuperarse y la forma de distribuir dichos costos. Los países más avanzados en el tema, fundamentalmente latinoamericanos, han enfrentado el problema en base a diferentes aproximaciones [10-11]. Otras aproximaciones derivadas de aplicaciones a transacciones bilaterales se encuentran en [12]. Una revisión comparativa de los métodos de participación marginal, media y de beneficio del usuario se encuentra en [9]. Interesantes esquemas basados en

supuestos de proporcionalidad y la topología de la red en [13-14-15]. Estos últimos métodos determinan la repartición o proporción más que el impacto de un generador o carga en particular en cada flujo de línea, usando suposiciones que no pueden ser ni probadas ni rechazadas.

2.2 El concepto del uso del sistema

Un esquema de asignación que no introduce distorsiones en relación con las decisiones de inversión en nueva generación, de operación de los generadores y de consumo de los consumidores, es aquel que distribuye los costos en base al concepto de “uso natural económico” del sistema de transmisión, es decir, en función del grado de afectación que sobre el sistema de transmisión tienen tanto generadores como consumidores, por el simple hecho de estar conectados a él, y no en base a los usos comerciales que derivan de la ubicación relativa de los agentes que suscriben un contrato. Es así que, en términos económicos, los generadores por el hecho de estar conectados a una barra de la red tienen acceso al precio de mercado de energía y potencia haciendo uso del sistema de transmisión entre la barra de conexión y la barra marginal. De la misma forma, los consumos acceden al precio de mercado de la energía y la potencia usando el sistema de transmisión entre su punto de conexión y la barra marginal. Esta afectación condiciona el dimensionamiento y los criterios de expansión asociados al sistema de transmisión. En la mayoría de los países existen centros de coordinación para la operación física del sistema y para la determinación del precio del mercado que funcionan de manera independiente, al margen de los contratos comerciales entre las partes, siendo el primero de aquellos, por medio del despacho óptimo, quien determina cuáles generadores generan y cómo los generadores y consumidores usan económicamente la red. Este uso económico de la red puede ser interpretado, en lo que se refiere a la distribución de los pagos por el sistema de transmisión entre los usuarios, como un uso por capacidad o un uso por energía. La determinación de los “usos naturales económicos” es una tarea compleja y está condicionada por el despacho económico independientemente de los “usos comerciales”, las instalaciones asociadas a dicho uso corresponden al concepto de área de influencia utilizado en algunos países.

2.3 Uso económico del sistema de transmisión

En sistemas económicamente adaptados y económicamente operados, es decir, que estén adaptados a la demanda y que se operen en base a un despacho económico, determinando precios de la energía en base a costos marginales de corto o largo plazo, la energía que produce una nueva central desplaza energías generadas por unidades cuyo costo de producción es mayor, o bien incrementa la seguridad de suministro del sistema reduciendo las energías no

suministradas en condiciones críticas de abastecimiento. En consideración de lo anterior la parte del sistema afectada por la conexión de esta nueva central será aquella comprendida entre el punto de conexión de la misma y el punto o zona del sistema que recibía la energía de aquellas centrales cuya generación fue desplazada, debido a que la energía de la nueva central fluirá hacia dichos puntos, produciendo un incremento del flujo de energía previamente existente en las instalaciones involucradas para llegar hasta allí.

El valor económico de la energía producida por la central que se conecta al sistema, queda determinado por el costo variable de la central marginal luego de producido el desplazamiento. Para que el propietario de la central pueda acceder a dicho precio, éste debe ser capaz de llevar la energía desde su central hasta el lugar donde ocurre el desplazamiento, para lo cual debe construir el sistema de transmisión necesario o bien pagar por el uso del sistema de transmisión de un tercero. Dada la existencia de un precio en el lugar de desplazamiento, el precio en la barra de conexión de la central al mercado es consecuencia de la existencia del sistema de transmisión, al punto que, la energía de la central en dicha barra carecería de valor si el sistema de transmisión no existiera. Por lo tanto, el pago por el uso de la zona de afectación debe ser efectuado siempre, independientemente de si el propietario transfiere a otros generadores toda la energía en el punto de conexión o bien la comercializa directamente en cualquier punto de dicha área afectada.

3. Determinación del área de influencia.

De acuerdo a la legislación vigente, la determinación del área de influencia, junto con la determinación de los pagos por el sistema de transmisión, es efectuada en Chile por la empresa transmisora en base a principios formulados en la ley. Esta determina los valores en base a una metodología definida por ella, los que son puestos a consideración de los generadores conectados a la red. De no existir acuerdo sobre la propuesta, se deriva en un fallo arbitral.

En Argentina, Chile y Colombia el uso económico de la transmisión se evalúa considerando el impacto incremental en condiciones de demanda máxima. Bolivia promedia los impactos incrementales en diferentes niveles de carga. Ninguno de estos países ha sido capaz de aplicar satisfactoriamente las regulaciones en esta materia. Las discrepancias en torno a la determinación del área de influencia, tanto en Chile como en otros países donde se utiliza este concepto, dice relación con los modelos de despacho o flujos de carga múltiples utilizados, la ubicación de las barras marginales, los umbrales escogidos en la participación marginal, la sola asignación del uso a generadores, las consideraciones hechas sobre la operación

de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación, el concepto de centrales sumergidas, entre otras, al margen de las consideraciones hechas sobre la determinación de las proratas de pago por el uso del sistema.

3.1 Factores generalizados de distribución

Como herramienta de identificación del uso del sistema de transmisión se formula el uso de los factores de distribución o participación por ser simples de entender y prácticos de aplicar en esquemas de acceso abierto [16]. Estos se basan en flujos lineales de carga. Los factores alternativos son:

- Factores de distribución de desplazamiento de la generación (GSDF o factores A),
- Factores de distribución generalizados de generación (GGDF o factores D), y
- Factores de distribución generalizados de carga (GLDF o factores C).

Los factores A miden el uso incremental de la red por parte de generadores y consumidores. Los factores GGDF miden el uso total de la red, no incremental, producido por las inyecciones de los generadores. Similarmente, los factores GLDF miden el uso total de la red por inyecciones negativas de generación, correspondientes a las cargas.

Los factores GSDF, o factores A, son definidos como:

$$DP_{l-k} = A_{l-k,g} * DG_g \quad (1)$$

donde :

$$DG_g + DG_R = 0 \quad (2)$$

ΔG_g : variación de la generación en el generador g, con el generador marginal o de referencia excluido.

ΔP_{l-k} : variación en el flujo de potencia activa en la línea que une las barras l y k, debido a una variación de generación.

$A_{l-k,g}$: factor GSDF para la línea l-k, y generador g.

ΔG_R : Variación de la generación en el generador marginal o de referencia.

Los factores GGDF, o factores D, son definidos como:

$$P_{l-k} = \sum_g D_{l-k,g} * G_g \quad (3)$$

donde:

G_g : generación total en el generador g.

P_{l-k} : flujo de potencia activa total en la línea que une las barras l y k.

$D_{l-k,g}$: factor GGDF para la línea l-k, y generador g.

Los factores GLDF, o factores C, se definen como:

$$P_{l-k} = \sum_g C_{l-k,g} * L_c \quad (4)$$

donde:

L_c : demanda total en la carga c.

P_{l-k} : flujo de potencia activa total en la línea que une las barras l y k

$D_{l-k,g}$: factor GLDF para la línea l-k, asociado a la carga c.

Los factores GSDF dependen esencialmente de los parámetros eléctricos de la red (particularmente de las reactancias) y de la elección de la barra de referencia o marginal. Son independientes de la condición de operación del sistema y pueden ser aplicados tanto a generadores como a consumidores. Sin embargo, para determinar el impacto en la red de las diferentes inyecciones, es necesario conocer la dirección del flujo de potencia en cada rama en la condición de estudio. Por otro lado, los factores GGDF aplicables a generación y GLDF aplicables a cargas, dependen de los parámetros pero no de la ubicación de la barra de referencia, y son dependientes de las condiciones de operación estudiadas.

3.2 Alternativa de determinación del área de influencia.

Se ha planteado que el uso económico de la red esta condicionado por la ubicación de la barra marginal en el despacho económico del sistema. Si la ubicación de la barra marginal varía en el tiempo variarán también las instalaciones involucradas en el área de influencia adquiriendo esta última una connotación dinámica, reconocida en [17]. No obstante lo anterior en condiciones de despacho económico, una variación suficientemente pequeña (incremental) en la generación no modificará el despacho en sí [18].

Este trabajo formula que la determinación del área de influencia debe considerar que:

- El uso económico de un sistema eléctrico queda mejor evaluado en base a flujos de energía producidos por los diferentes agentes, debido a que son los flujos de energía los que determinan la capacidad económica de transmisión de la línea.
- El flujo de energía por las líneas y las energías generadas y consumidas, pueden ser modelados considerando bloques de potencia e integrando flujos de potencia e inyecciones en el tiempo.
- El uso económico, medido en términos de flujos de energía requiere del reconocimiento de diferentes barras marginales a través del tiempo, dependiendo de las condiciones de operación del sistema.
- El impacto de los agentes sobre el sistema de transmisión, respecto de su afectación y expansión, es un impacto de tipo incremental.
- El uso de una línea por parte de un agente es relevante cuando éste contribuye en el flujo de potencia positivo.

- La identificación del uso es determinada por medio del impacto incremental, usando factores de distribución de desplazamiento de la generación (también llamados Factores A o GSDF).

El procedimiento formulado consiste en :

- Considerar la operación esperada del sistema para un horizonte futuro determinando las barras marginales de generación para cada intervalo de tiempo.
- Para cada barra con generación y/o consumo, se calculan tantos factores A, por cada tramo de línea, como barras marginales existan, considerando cada barra marginal como barra de referencia para la determinación de los factores A correspondientes.
- El mayor factor A de cada tramo de línea contribuyendo al flujo positivo de ésta determina cuál tipo de agente (generador o consumidor) incorporará dicho tramo en su área de influencia.
- Si en una barra hay simultáneamente generadores y consumidores, el signo del producto $A_{i,n} F_i$ indicará si el tramo pertenece al generador o al consumo (positivo para generadores y negativo para consumidores), donde $A_{i,n}$ es el factor A que relaciona la barra n con la línea i y F_i es el flujo de potencia a través de esta última.
- Un área de influencia global de un generador o consumo, quedará determinada por la unión de las áreas de influencias previamente identificadas para cada barra marginal.
- Para la determinación de la prorrata se usa el concepto de flujo transitado total, para lo cual, dependiendo si el tramo fue asignado a generación o consumo, se usaran los factores GGDF o GLDF respectivamente. A modo de ejemplo, para cada tramo de línea L asignado a generadores, se identifican los nodos k de generación que tienen ese tramo como área de influencia y para cada uno de esos nodos, en particular para el nodo n, se construye la prorrata:

$$Prorrata = \frac{D_{l,n} * G_n}{\sum_k D_{l,k} * G_k}; n \in k \quad (5)$$

4. Aplicación

Se ha efectuado una aplicación sobre un modelo reducido del Sistema Interconectado Central (SIC) Chileno, conformado por 16 barras y 17 líneas de acuerdo a lo señalado en la figura 1. Los cálculos fueron realizados simulando un año completo de operación, y utilizando tres bloques para la representación de la curva de carga. Las barras marginales usadas fueron la barra 3, para demanda alta y media, y la barra 12, para demanda baja.

Los parámetros del modelo reducido del SIC se entregan en tabla 1

Inicio	1	2	3	4	5	5	6	7	8	8	8	11	12	12	14	14	15
Término	2	3	4	5	6	8	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	16
X(%)	10,0	5,1	2,3	2,0	1,2	2,0	2,3	2,1	1,7	28,9	8,2	4,7	6,8	16,3	11,8	28,5	16,2

Tabla 1: Parámetros del modelo reducido del sistema eléctrico.

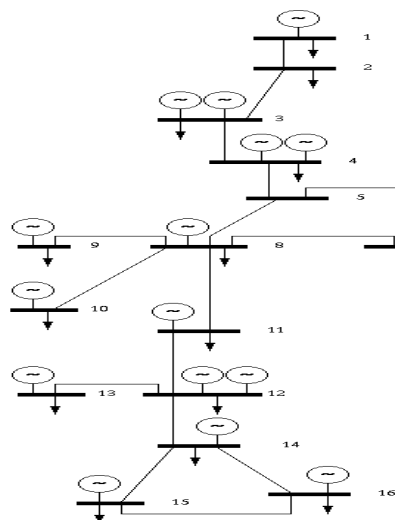


Figura 1. Modelo reducido del Sistema Interconectado Central en Chile

Los resultados obtenidos, en términos de área de influencia, son los que se indican en las tablas siguientes.

		Nodos															
Líneas	Tipo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	CON	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	3	CON	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	4	CON	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	5	CON	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	6	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	8	CON	0,73	0,73	0,73	0,73	0,00	0,57	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	7	GEN	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	8	CON	0,27	0,27	0,27	0,27	0,00	0,43	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	9	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	10	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	11	CON	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	12	GEN	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	13	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	14	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00
14	15	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79	0,51	0,51
14	16	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,49	0,49
15	16	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51

Tabla 2: Participación marginal en condiciones de demanda alta y media

Los resultados de la tabla anterior corresponden a demanda alta y media con barra 3 como barra marginal. A modo de ejemplo, para la línea existente entre las barras 1 y 2, se ha determinado afectación debida totalmente a los consumos ubicados en el nudo 1. En el caso de la línea entre las barras 3 y 4, la afectación es consecuencia de los generadores en los nodos 4, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15 y 16.

Para demanda baja, con barra 12 como barra marginal, los resultados se presentan en la tabla 3.

		Nodos															
Líneas	Tipo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	CON	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	3	CON	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	4	GEN	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
4	5	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
5	6	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
5	8	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
6	7	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
7	8	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	9	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	10	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	11	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00
11	12	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00
12	13	CON	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
12	14	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00
14	15	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79
14	16	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51
15	16	GEN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51

Tabla 3: Participación marginal en condición de demanda baja.

5. Conclusiones

La discusión respecto del uso económico del sistema de transmisión es un tema no concluido. Por el contrario, se requiere de mayores aportes en la concepción físico-económica del uso de la red, de tal forma que en base a este mejor entendimiento sea posible construir metodologías más precisas.

En el presente trabajo, se plantea el reconocimiento del uso económico del sistema de transmisión en base a los flujos de energía para la asignación de los cargos complementarios entre los agentes usuarios de la red.

El uso económico reconocido en términos de flujos de energía requiere reconocer que la red debe responder a una cierta curva de carga, en la cual se encontrarán presentes diferentes barras marginales, dependiendo de la operación del sistema en las distintas etapas del período de estudio.

En la presente investigación, se ha establecido una metodología alternativa de determinación del área de influencia en función de factores generalizados de distribución, que interpreta los principios señalados anteriormente, obteniéndose un área de influencia no única, sino un concepto dinámico de la misma.

Una innovación respecto del actual marco legal eléctrico en Chile, es el establecimiento de áreas de influencia tanto de generadores como de consumos, en función de la afectación que ellos provocan en el sistema de transmisión.

La aplicación realizada permite en una etapa casi inmediata, determinar la asignación del peaje entre los usuarios de los distintos tramos del sistema de transmisión, generadores o consumidores, en función de la utilización de la red en base a flujos de energía.

Referencias

- [1] RUDNICK H. "The Electricity Market Restructuring in Southamerica Successes and Failures on Market Design", *Plenary Session, Harvard Electricity Policy Group*, San Diego, California, pp. 29-30, January 1998.
- [2] RUDNICK H. "Pioneering electricity reform in South America", *IEEE Spectrum*, pp. 39-44., August 1996.
- [3] TABORS R. "Transmission Systems Management and Pricing, New Paradigms and International Comparisons", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. N° 9, pp 206 – 215, February 1994.
- [4] DEL SOL P., PEREZ M., SAPORTA A., MAJLUF N. "Economías de Escala y tarificación en el Sector Eléctrico Chileno", *Documento de trabajo, Departamento de Ingeniería de Sistemas, Escuela de Ingeniería PUCCH*, Diciembre 1991.
- [5] Tribunal Arbitral, "Sentencia Definitiva del Tribunal Arbitral en el juicio por peajes básicos e indemnizaciones entre Transelec/Endesa y Gener S. A., Guacolda, Energía Verde, Arauco Generación", Mayo 1998.
- [6] Tribunal Arbitral, "Sentencia Definitiva del Tribunal Arbitral en el juicio por peajes básicos e indemnizaciones entre Transelec/Endesa y Colbún S.A.", Enero 1999.
- [7] GREEN R. "Electricity Transmission Pricing: An International Comparison", *Utilities Policy*, Julio 1997.
- [8] PEREZ ARRIAGA I., RUBIO F., PUERTA J., ARELUZ J., MARIN J. (1995) "Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis Cost Recovery", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10 N° 1 February, pp. 546-553.
- [9] RUBIO F., PEREZ ARRIAGA I. "Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, 1998 (aceptado, pendiente publicación).
- [10] GATICA P., SKOKNIC E "Marcos Regulatorios en el Sector Eléctrico Sudamericano", *Comité Chileno de la CIER*, 1996.
- [11] RUDNICK H., SOTO M., PALMA R. "Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 21, 2, 1999, pp 125-135.
- [12] MARANGON J. "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview", *IEEE Transactions on Power Systems* Vol. 11 N° 3, August, 1996, pp 1409-1418.
- [13] KIRSCHEN D., ALLAN R., STRBAC G "Contributions of Individual Generators to Loads and Flows", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, N° 1, February, 1997.
- [14] BIALEK J, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation In Transmission Open Access", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, N° 3, August, 1997, pp 1185-1193.
- [15] BIALEK J, Tracing the Flow of Electricity, *IEE Proceedings Generations, Transmission and Distributions*, Vol. 143, N° 4, July, 1996, pp 313-320.
- [16] RUDNICK H., PALMA R., FERNÁNDEZ J. Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access, *IEEE/PES Summer Meeting*, San Francisco, California, 1994.
- [17] SIGNORELLI A. Determinación de Areas de Influencia para la Fijación de Peajes en Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica, Tesis de Magister, *Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile*, 1997.
- [18] WOOD A., WOLLENBERG B. Power Generation Operation and Control, *John Willey & Sons, Inc.*, New York, 1996.