

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO ENTRE GENERADORES PARA LOS SISTEMAS SECUNDARIOS DE TRANSMISIÓN Y SISTEMAS COMPLEMENTARIOS DE TRANSMISIÓN

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

HERCY ABDEL BÉJAR CÁCERES

**PROMOCIÓN
2006- II**

**LIMA – PERÚ
2010**

**ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO ENTRE
GENERADORES PARA LOS SISTEMAS SECUNDARIOS
DE TRANSMISIÓN Y SISTEMAS COMPLEMENTARIOS DE
TRANSMISIÓN**

Dedicado a mis padres don Pedro Hercilio Béjar Colonia y doña Agripina Teodora Cáceres de Béjar y hermano Danny porque me transmiten la fuerza necesaria para superar obstáculos.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata de la asignación de responsabilidad de pago entre las empresas generadoras por el uso y/o beneficio de los sistemas secundarios de transmisión y sistemas complementarios de transmisión, de acuerdo con la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

El trabajo se ha dividido en cuatro capítulos, en el primer capítulo se realiza un análisis del marco regulatorio antes de la entrada en vigencia de la Ley N° 28832, donde se abarca los métodos de asignación de responsabilidad de pago (Factores de Distribución Topológico más conocido como el método de rastreo y el método de Beneficios Económicos) y los cambios que se deben realizar en la perspectiva del cumplimiento de la Ley.

En el segundo capítulo se realiza el desarrollo del marco teórico donde se explica los aspectos fundamentales de las líneas de transmisión y las metodologías que proponen una mejora en la asignación de costos de transmisión y que tienen uso en el contexto internacional.

En el tercer capítulo se realiza la evaluación de las diferentes metodologías, esta evaluación considera una red básica de referencia de cuatro barras, tres líneas, tres cargas y tres generadores, esta estrategia de análisis permite realizar una evaluación rápida y comparar los impactos en la asignación de costos.

Finalmente en el cuarto capítulo se analiza los resultados de los métodos enfocando las ventajas y desventajas que tiene cada método, la elección de los nuevos métodos se obtiene a partir de una evaluación cualitativa y cuantitativa de los métodos propuestos para el reemplazo del método FDT que no cumple con el marco regulatorio a la entrada de la Ley.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
1.1. Objetivo	2
1.2. Base legal.....	2
1.3. Definiciones.....	2
1.4. Problemática de la regulación de la transmisión.....	3
1.5. Análisis de marco regulatorio.....	5
1.5.1. Criterio de USO	5
1.5.2. Criterio de beneficios económicos.....	6
1.6. Evaluación del problema.....	6
1.6.1. Criterio de USO	6
1.6.2. Criterio de beneficios económicos.....	8
1.7. Limitaciones	9
1.8. Síntesis.....	9
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	
2.1. Introducción	10
2.2. Aspectos tecnológicos	11
2.3. Aspectos económicos	12
2.4. El papel de la transmisión en la regulación liberalizada del sector	13
2.5. Regulación de la transmisión.....	14
2.6. Metodologías de asignación	14
2.7. Criterio de USO.....	15
2.7.1. Metodología de la Estampilla Postal.....	15
2.7.2. Metodología del Camino Contractual	16
2.7.3. Metodología Potencia-Distancia (MW-milla) Basado en la Distancia.....	16
2.7.4. Metodología Potencia-Distancia Basado en Flujo de Potencia	17
2.7.5. Metodología de las Áreas de Influencia	17
2.7.6. Metodología Potencia Distancia Eléctrica.	18

2.7.7.	Metodología Energía/Distancia Eléctrica.....	18
2.8.	Criterio de Beneficios Económicos	20

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN PROPUESTOS

3.1	Introducción.....	24
3.2	Criterio de USO.....	24
3.2.1	Metodología de la Estampilla Postal.....	25
3.2.2	Metodología del Camino Contractual	26
3.2.3	Metodología Potencia-Distancia (MW-milla) basado en la Distancia	27
3.2.4	Metodología Potencia-Distancia basado en flujo de Potencia.....	28
3.2.5	Metodología de las Áreas de Influencia	33
3.2.6	Metodología Potencia Distancia Eléctrica.	35
3.2.7	Metodología Energía/Distancia Eléctrica.....	36
3.3	Criterio de Beneficios Económicos.....	38

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y DETERMINACIÓN DE LOS MÉTODOS

4.1	Introducción.....	41
4.2	Comparación de Resultados.....	41
4.3	Determinación del Método para el criterio por USO	43
4.4	Determinación del Método para el criterio de Beneficios Económicos.....	43

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS.....

ANEXO A:	Ejemplo del Criterio por USO.	46
----------	------------------------------------	----

ANEXO B:	Ejemplo del Criterio de Beneficio Económico.	51
----------	---	----

BIBLIOGRAFIA.....		57
--------------------------	--	-----------

PRÓLOGO

En los últimos años muchos países han desregulado sus Mercados Eléctricos permitiendo libre competencia, para ello se han reestructurado sus mercados, donde las empresas de generación, transmisión y distribución deben de funcionar en forma independiente desde el punto de vista económico.

El punto central y más importante en los mercados desregulados es el libre acceso a la red de transmisión, ya que sin esta premisa no es viable la formación de un mercado competitivo. Sin embargo, la actividad de transmisión es un monopolio natural, ya que no es viable que exista más de una empresa de transmisión funcionando independientemente en una misma área geográfica debido a los altos costos que significaría tener una red alternativa de transmisión, por ello, el servicio de transmisión debe de ser regulado, entonces, es necesario contar con un mecanismo para el pago de peajes y compensaciones que permitan que el operador de la red recupere sus costos y obtenga un nivel de ganancia adecuada y que por otro lado que los pagos resulten justos y equitativos para los agentes que utilicen la red.

Con la Ley de Concesiones Eléctricas se determinó que la forma de pago de las líneas secundarias de transmisión se realizaría por peajes la demanda y compensaciones mediante los criterios de uso y beneficio económico de los generadores.

Este trabajo tiene el propósito de dar a conocer los métodos de asignación de responsabilidad de pago más utilizadas, para buscar el método más adecuado de acuerdo a la Ley N° 28832, para reemplazar al método de Rastreo y al de Beneficios Económicos, debido a que no cumplen con el marco regulatorio [1].

Algunos de estos métodos utilizan principios muy simples por lo que son fáciles de implementar en la práctica pero no tienen una justificación adecuada tanto desde el punto de vista físico como económico.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Objetivo

Determinar un método alternativo para la asignación de responsabilidad de pago entre generadores de los sistemas secundarios de transmisión y sistemas complementarios de transmisión.

1.2. Base legal

- Ley N° 28832, Ley para asegurar de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante Ley).
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE).
- Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.
- Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, en adelante “NORMA TARIFAS”.
- Norma “procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, aprobado con Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD.

1.3. Definiciones

- **Agente:** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
- **CMAG:** Costo Medio Anual asignado a los generadores.
- **Plan de Transmisión:** Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de 10 años.
- **SCT:** Sistema Complementario de Transmisión, conformado de acuerdo a la Ley por, las instalaciones del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes, además, son parte del SCT todas aquellas instalaciones no incluidas en el plan de Transmisión.

- **SGT:** Sistema Garantizado de Transmisión, conformado de acuerdo a la Ley por, las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de Licitación Pública.
- **SPT:** Sistema Principal de Transmisión, definido en la LCE como, parte del Sistema de Transmisión de un sistema interconectado, que el intercambio de electricidad y libre comercialización de la energía eléctrica.
- **SST:** Sistema Secundario de Transmisión, definido en la LCE como, parte del Sistema de Transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una barra del sistema principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del SPT.

1.4. Problemática de la regulación de la transmisión.

La transformación del sector eléctrico comenzó en 1992 con la Promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), con Decreto ley N° 25844, el objetivo de esta ley era crear las condiciones para el funcionamiento eficaz y competitivo del sector y al mismo tiempo lograr la participación del sector privado.

La privatización del sector eléctrico, ha llevado a la división de ella en tres negocios independientes, la generación, la transmisión y la distribución.

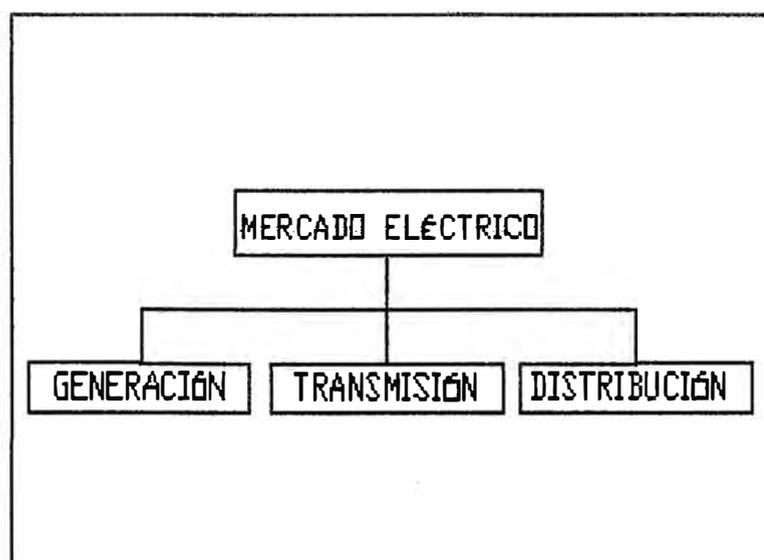


Fig. 1.1 Organización del Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico peruano está regulado por LCE y su Reglamento, Decreto Supremo N° 009-93-EM "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas" (RLCE). La regulación peruana obliga al negocio de la transmisión a funcionar como un sistema de libre acceso, dado que exige a los concesionarios de transmisión permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación en caso sea necesario mediante los peajes y compensaciones.

El sistema de transmisión en el Perú se dividió en dos tipos con la Ley de Concesiones Eléctricas, que son:

- El Sistema Principal de Transmisión (SPT) que consta de líneas y equipos cuyos flujos de energía pueden ser bidireccionales, dependiendo del estado de operación del sistema.
- El Sistema Secundario de Transmisión (SST) que consta de líneas y equipos con flujos preponderantes (90% o más) en un sentido.

La sequía del año 2004 originó una crisis de precios que dio lugar a la falta de contratos entre generadores y distribuidores para abastecer el servicio público de electricidad, es así que el año 2006 se publicó la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica", para asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de razonamiento prolongado por falta de energía, asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva e introducir un mecanismo de compensaciones entre el SEIN y los sistemas aislados para que los precios en barra de estos últimos incorporen los beneficios de gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles, también permitirá el desarrollo de la transmisión eléctrica para facilitar la participación de proyectos de generación hidroeléctrica en el abastecimiento de la demanda incrementándose así la seguridad en el sistema eléctrico.

La Ley mantiene a los SPT y SST dispuestos por la LCE, pero divide a los proyectos futuros en dos clases, según como se construyan:

- El Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) que consta de proyectos integrantes del Plan de Transmisión, contruidos por medio de procesos de licitación.
- El Sistema Complementario de Transmisión (SCT) que consta de proyectos integrantes del plan de transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes del sector, además, son parte del SCT todas aquellas instalaciones no incluidas en el plan de Transmisión.

La Ley tiene como objetivo entre otros, el de perfeccionar el marco legal para la regulación de los sistemas de transmisión eléctricas establecidas en la LCE, para instalaciones existentes se reconoce el esquema de tarifas y compensaciones vigentes, manteniendo las proporciones de los cargos a los generadores y a los usuarios y respetándose lo dispuesto en los contratos de concesión hasta su expiración.

En el presente trabajo nos centraremos en las formas de pago de las instalaciones del sistema secundario de transmisión y sistema complementario de transmisión asignados a la generación.

1.5. Análisis de marco regulatorio

El marco regulatorio anterior a la entrada en vigencia de la Ley, se inicia el 19 de Noviembre de 1992 con la promulgación de la LCE (Decreto Ley N° 25884) y su posterior reglamentación.

Donde indica que los SST se pagan de acuerdo con los criterios de uso y/o beneficio económico, los que se revisan a continuación.

1.5.1. Criterio de USO

La evaluación de este criterio se realiza con el método de los Factores de Distribución Topológicos (FDT) que se describe en el documento de Janus Bialek [2].

También llamado el método de Rastreo, se trata de un problema de transporte en general, de cómo las corrientes se distribuyen en una red de malla. La red se supone que va a ser conectada y descritos por n nodos, m elementos y $2m$ corrientes (en ambos extremos de los elementos) y un número de generadores y de consumo conectados a los nodos, donde la ley de Kirchhoff se debe cumplir en todos los nodos de la red.

El principio fundamental que se utiliza para rastrear el flujo de la electricidad es el reparto proporcional en cada nodo, que se muestra en el siguiente ejemplo.

El total de flujo de potencia a través del nodo es $P_i = 40 + 60 = 100$ MW de los cuales el 40% es suministrado por la línea $j-i$ y el 60% por la línea $k-i$, tal y como se muestra en la figura 1.2.

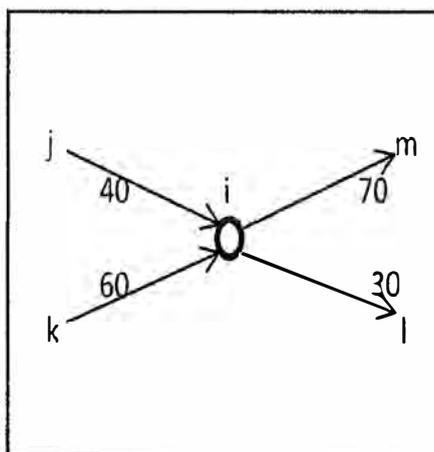


Fig. 1.2 Principio del método FDT

Como la electricidad no se puede distinguir y cada una de las salidas de la línea que va del nodo i depende sólo de la gradiente de tensión y la impedancia de la línea, se puede suponer que cada MW de abandonar el nodo contiene la misma proporción de los flujos como el flujo total en el nodo P_i . De ahí los 70MW que fluyen en la línea $i-m$ consiste de $70 \cdot 40 / 100 = 28$ MW suministrados por la línea $j-i$ y $70 \cdot 60 / 100 = 42$ MW suministrados por la línea $k-i$. Del mismo modo los 30MW que fluyen en la línea $i-l$ consiste de $30 \cdot 40 / 100 = 12$ MW suministrado por la línea $j-i$ y $30 \cdot 60 / 100 = 18$ MW suministrado por la línea $k-i$.

El principio de reparto proporcional a las cantidades, básicamente equivale a asumir que el nodo de red es un "mezclador" de los flujos de modo que es imposible decir que corriente de electrones en especial va en la línea de salida. Esto parece estar de acuerdo con el sentido común y con la opinión generalmente aceptada de que la electricidad no se puede distinguir.

Como es imposible "pintar" los flujos a la entrada, y comprobar el color de las salidas, el principio de proporcionalidad no se puede ni demostrarlo ni refutarlo. En este sentido, el principio es justo, ya que trata a todos los flujos entrantes y salientes de la misma manera. En otras palabras, ningún generador o carga se distingue en modo alguno.

El método se aplica cada 15 minutos, acorde con la práctica de las liquidaciones mensuales por transferencias de energía activa entre empresas de generación del sistema interconectado nacional.

1.5.2. Criterio de beneficios económicos

La premisa de este método para la asignación de cargos de una instalación de transmisión está basada en las variaciones de beneficios económicos que reciben los generadores debido a la instalación, es decir, se toman los beneficios económicos con el elemento y sin el elemento, la diferencia entre ellos es el beneficio económico que tiene la central por la instalación de transmisión.

El beneficio económico se determina por el valor actual de las utilidades mensuales esperadas para cada central generadora (con-sin el elemento), estas obtenidas con el modelo PERSEO, en un periodo de 4 años.

El Costo Medio Anual asignado a los generadores (CMAG) de un elemento será prorrateado entre los generadores que se benefician del elemento, en proporción a los beneficios económicos por precios marginales de energía.

El método también indica que si la asignación de la responsabilidad de pago sea menor al 1% del valor de la instalación esta sea filtrada.

1.6. Evaluación del problema

Una de las recomendaciones de la Ley, es que se requiere una revisión del marco regulatorio con el objeto que las señales de precios incluyan no solamente los efectos de pérdidas marginales sino también los efectos de la congestión, también la necesidad de hacer más previsible y estables los costos por el uso de las redes, de tal manera que los generadores puedan conocer lo que les corresponda pagar con anticipación [3].

1.6.1. Criterio de USO

El concepto de los Factores de Distribución Topológicos (FDT) es bastante claro, desgraciadamente, la teoría base es de un modelo de transporte, no de transmisión, que

ignora ciertos elementos importantes de una red eléctrica. En este modelo, la red eléctrica se representa como una red de gaseoductos, de cada central sale un chorro de gas (una composición química o un color distinto), en cada nodo los chorros se dividen y se mezclan, basado en presión y en diámetro de los gaseoductos; en cada gaseoducto hay un aparato que mide el calor o la composición química del gas y así determina el porcentaje que viene de cada central; el proceso se repite para determinar el porcentaje de gas en cada gaseoducto que llega a cada consumidor, de ahí se comparte la responsabilidad de pago.

Este proceso se lleva a cabo en tiempo real, usando datos acumulados cada quince minutos de inyecciones de energía medidos en cada central y nodo de consumidor, y de flujos medidos, se deben de tener todos los medidores sincronizados, para que en un solo instante de tiempo todos tomen los valores de energía que circulan por las líneas, esto en la realidad no ocurre.

Parece no cumplir con La Ley, que requiere considerar a los generadores que hacen uso de instalaciones en ambos sentidos, no solo en el sentido de los flujos netos o flujos preponderantes sino en flujos contrapuestos (Flujos bidireccionales).

Uno de los inconvenientes del método FDT se muestra en la figura 1.3.

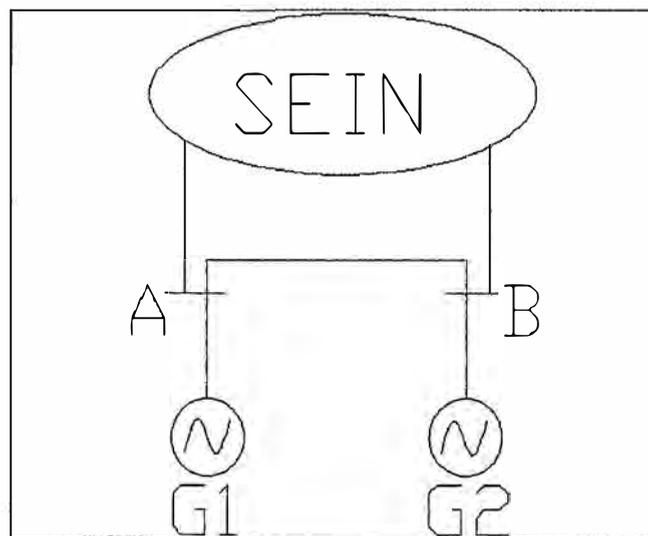


Fig. 1.3 Ejemplo 1 que el método FDT no cumple con la Ley

Si por la línea AB no hay flujo de carga, el método indica que nadie hace uso de ésta, por lo tanto nadie pagaría por ella, y no se recuperarían los costos.

Otro punto es que el método no es justo ni equitativo, para esto utilizaremos la figura 1.4 donde nos muestra a dos generadores que utilizan la línea BC en común para inyectar la energía al SEIN.

Si el generador G1 inyecta una energía de 50 GWh en todos los meses del año, mientras que el generador G2 inyecta 150 GWh en los últimos 6 meses y en los primeros meses no genera, según el método de rastreo en los primeros 6 meses el generador G1

pagará el 100% de la línea, y en los 6 meses finales el generador G1 pagará el 25% de la línea, mientras que el generador G2 pagará el 75%.

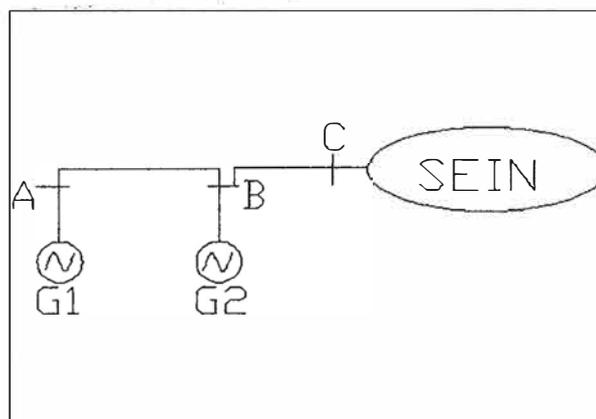


Fig. 1.4 Ejemplo 2 que el método FDT no cumple con la Ley

Esto no es justo ni equitativo, porque si se supone que la línea cuesta \$ 100, se verá que G1 pagará:

$$G1 = \$ 600 + \$ 150 = 750$$

Mientras G2 pagará:

$$G2 = \$ 0 + \$ 450 = 450$$

En el año G1 transportó por la línea 600 GWh, mientras que el generador G2 transportó 900 GWh, con estas energías si se asigna la responsabilidad de pago, se verá que al generador G1 le corresponde pagar el 40% de la línea, mientras que al generador G2 le corresponde el 60%, es decir el generador G1 pagaría \$ 480 mientras que el generador G2 pagaría \$ 720, comparando con los repartos realizados por el método FDT se nota que este método no es equitativo.

Los resultados del método FDT son poco predecibles y se producen variaciones bruscas en los resultados al invertirse el sentido de flujo de potencia por las líneas.

Para este caso se necesita encontrar un nuevo método que reemplace al FDT.

1.6.2. Criterio de beneficios económicos

La Ley indica que el beneficio económico debe de tener en cuenta los beneficios esperados que corresponden al incremento de ingresos netos por venta a costos marginales, también incluir un pago por razones de mejoras por confiabilidad.

Este método empleado antes de la entrada de la Ley tiene en cuenta los beneficios esperados que corresponden al incremento de ingresos netos por venta a costos marginales, se necesita incorporar el pago por razones de confiabilidad y un elemento acumulador de las regulaciones pasadas, para evitar que los montos sufran mayores modificaciones.

El inconveniente de este método se muestra cuando al realizar el cálculo de los beneficios económicos y ningún generador tiene beneficios, según este método no se

pagaría la instalación de transmisión, para este caso se debe de implementar los beneficios por confiabilidad.

1.7. Limitaciones

El marco regulatorio actual requiere que los costos de las instalaciones del Sistema Secundario o Complementario de Transmisión se asignen entre la generación y/o demanda, los criterios de asignación debe realizarse en proporción de sus Beneficios económicos o al Uso que hacen de los mismos.

El enfoque de este informe se limita a los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión asignados a la generación.

1.8. Síntesis

Los métodos de asignación de responsabilidad de pago no cumplen con la Ley 28832, porque los beneficios económicos no toman en cuenta los beneficios por confiabilidad y el método de rastreo posee problemas en el cumplimiento de la Ley, al ser poco predecibles, tener cambios bruscos en los resultados al invertirse el sentido del flujo de energía, no ser equitativo, estas señales no son buenas para la inversión, esta debe de saber cuánto pagaría por el costo de una instalación de transmisión antes de la entrada en servicio.

Se debe buscar métodos que cumplan con todos los requerimientos de la Ley, es decir, adicionar al método de beneficios económicos el beneficio por confiabilidad y el elemento de memoria infinita que acumula las regulaciones anteriores, además, para el criterio por uso, se necesita un método que sea predecible.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

2.1. Introducción

Adicionalmente a la desregulación se han implementado nuevas reglas para valorar económicamente las transacciones entre los participantes del mercado y en general se han adoptado sistemas de precios spot basados en la teoría marginalista y/o transacciones basadas en contratos bilaterales.

Pero el punto central y más importante en los mercados desregulados es el libre acceso a la red de transmisión, ya que sin esta premisa no es viable la formación de un mercado competitivo.

El libre acceso a la red hace posible la competencia permitiendo que los consumidores puedan realizar transacciones con cualquier generador del sistema, independientemente de su ubicación geográfica.

Sin embargo, la actividad de transmisión es un monopolio natural, porque no es posible que exista más de una empresa de transporte funcionando independientemente en una misma área geográfica debido a los altos costos de inversión que están implicados. Debido a esto y dado que la competencia requiere de múltiples participantes, el servicio de transporte debe ser regulado en forma eficiente.

Para garantizar un acceso libre e indiscriminado a la red es necesario contar con mecanismos para el pago de peajes y compensaciones que permitan que el operador de la red recupere sus costos y obtengan un nivel de ganancias adecuada, y por otro lado que los pagos resulten justos y equitativos para los agentes que utilizan la red.

Estos mecanismos deben asegurar adicionalmente que el sistema sea operado en forma segura y confiable y que existan señales adecuadas que permitan la expansión óptima de la red.

Para entender correctamente las claves de una correcta regulación de la actividad de transmisión de energía eléctrica, es imprescindible identificar en primer lugar sus principales características, la realidad técnica y económica de dicha actividad, así como el papel que debe asumir en el nuevo contexto de la liberalización del sector, que aspectos son necesarios regular, como han de regularse y cuáles son las principales prioridades.

2.2. Aspectos tecnológicos

La red de transmisión es la encargada de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos, con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicado cerca de ciudades y zonas industriales, así como mantener la cohesión global del sistema eléctrico, funcionando en sincronismo. Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y por ello debe funcionar en alta y muy alta tensión.

Los principales elementos que componen la red de transmisión son las líneas y las subestaciones. Las subestaciones cumplen tres funciones principales: son los centros de interconexión de todas las líneas entre sí, son los centros de transformación desde los que se alimentan las redes de distribución que llegan hasta el consumo, y son los centros donde se instalan los elementos de protección, corte y maniobra del sistema.

Típicamente a ellas llegan varias líneas de alta tensión y tras su transformación de la tensión, salen de ella las líneas de la red de distribución. Físicamente la subestación se articula en torno a unas gruesas barras a las que se conectan las diferentes líneas.

Los equipos de apertura y cierre de las líneas aseguran las conexiones o desconexiones necesarias para maniobra, cambios de configuración o el aislamiento de las líneas o elementos en situación de falla. Existen diversas configuraciones de subestaciones. Por el número de barras, se tiene subestación de barra simple, doble, de transferencia, en anillo- y el número de equipos de corte y maniobra por cada celda de entrada o de salida fijan el tipo de configuración. Aumentar el número de estos equipos aumenta asimismo los costos de las subestaciones pero también la seguridad de la misma, evitando por ejemplo cortes transitorios de suministro aguas abajo del sistema por una simple maniobra.

El equipo tecnológico más representativo de las subestaciones es el transformador el encargado de reducir o elevar la tensión. La transformación se realiza electromagnéticamente por medio de dos juegos de bobinas enrolladas en torno a un material ferromagnético y todo ello sumergido en una cuba de aceite que garantiza un mejor aislamiento de los conductores.

Uno de los parámetros importantes de la línea, su inductancia, depende de forma importante de la posición geométrica relativa de las tres fases sobre la torre en línea, en forma de triángulo, distancias, etc.

Asimismo las líneas provocan un efecto capacitivo con tierra que fija el valor de su capacitancia a tierra, de esta forma cuando las líneas están cargadas el efecto inductivo predomina, siendo la línea consumidora de energía reactiva, y cuando están

descargadas es el efecto capacitivo el preponderante, convirtiendo la línea en generadora de potencia reactiva.

En la red de transmisión los flujos de energía se distribuyen por las líneas en función de sus impedancias, cumpliendo las leyes de Kirchhoff. Las largas distancias y las importantes potencias transmitidas, pueden reducir la capacidad de la red para mantener el funcionamiento conjunto del sistema, lo que favorece la aparición de fenómenos de inestabilidad que pueden hacer peligrar el equilibrio dinámico de la generación y la demanda; esto puede limitar la capacidad de transmisión de las líneas por debajo de su límite térmico natural.

2.3. Aspectos económicos

Las principales características económicas de la red de transmisión se pueden resumir en tres puntos:

- Los costos de operación de la red son despreciables frente a los costos de inversión y por lo tanto es una actividad en la que predominan claramente los costos fijos de inversión.
- Los costos de transmisión presentan una marcadísima estructura de economía de escala, factor que define incuestionablemente este tipo de actividad como una actividad con características de monopolio natural. El peso económico relativo de la red de transmisión frente al conjunto de actividades del sector puede llegar a ser muy variable dependiendo de la extensión geográfica del país y la dispersión de los centros de producción y consumo. Este es el principal factor que convierte a la actividad de transmisión de energía eléctrica en una actividad económica con características de monopolio natural, dicha característica obedece a los siguientes factores comunes a las redes de transmisión y de distribución.
- La duplicación, o una multiplicidad, de redes de transmisión o distribución es actualmente algo impensable, en términos de costo, utilización del territorio e impacto ambiental; tanto la red de transmisión como la red de distribución que se utiliza para suministrar a un consumidor final concreto deben ser únicas.

El párrafo anterior se ve potenciada por el hecho de que hay fuertes economías de escala en la construcción de redes eléctricas.

El costo unitario del transporte de energía eléctrica disminuye fuertemente con la capacidad total de transporte de una línea. Lo más económico es por lo tanto que exista una única red con la mayor capacidad de transporte posible. La red de transmisión debe funcionar y ser operada como un conjunto. Lo anterior se reduce a que debe existir una única red de transmisión y que cada consumidor debe ser suministrado por una única red de distribución, y que cada red debe de ser operada por una entidad única, un operador

del sistema para la red de transmisión y operadores locales para las redes de distribución.

Las empresas transmisoras y distribuidoras tienen un enorme poder de mercado, pues cada una de ellas es imprescindible para que el suministro de electricidad pueda realizarse con normalidad. Por lo tanto su remuneración debe de ser regulada y han de estar obligadas a proporcionar libre acceso a sus instalaciones sin discriminación. Para evitar conflictos de intereses es deseable que estas empresas de red sean independientes de los agentes que operan el mercado, esta independencia es inexcusable para las entidades operadoras.

2.4. El papel de la transmisión en la regulación liberalizada del sector

La red de transmisión ha adquirido una relevancia especial en el nuevo marco regulatorio abierto a la competencia, pues es el elemento facilitador del mercado mayorista.

El desarrollo de la conectividad de las redes de transmisión y de su capacidad, tanto en el interior de los países como en las interconexiones entre los mismos, ha permitido el planteamiento de mercados eléctricos de dimensión nacional, regional o internacional.

El suministro eléctrico requiere necesariamente el uso de las redes, que por sus características técnicas y económicas han de ser gestionadas y reguladas como un monopolio natural, lo que condiciona fundamentalmente la nueva regulación del sector.

Genéricamente se pueden definir los servicios de transmisión como aquellas actividades con valor económico que son realizadas por la red de transmisión para el beneficio de sus usuarios.

Las actividades de la red incluyen: la planificación de las inversiones, la construcción, la planificación del mantenimiento, el mantenimiento y la operación.

La planificación de las inversiones es el proceso por el que se determina la fecha de entrada en servicio, la ubicación, la capacidad y demás características de los nuevos activos de una red; la planificación del mantenimiento es el proceso por el que se determina los periodos de tiempo en los que la línea estará fuera de servicio para que se efectúen las reparaciones y tareas necesarias para mantenerlas operativas con un grado de fiabilidad adecuado.

La construcción y el mantenimiento son actividades que pueden realizarse por empresas especializadas; la operación de la red es el manejo de los flujos de energía en la red a partir de actuaciones directas sobre las instalaciones físicas de transmisión, debiendo coordinarse con las actuaciones sobre las instalaciones de producción y de consumo.

2.5. Regulación de la transmisión

El establecimiento de las tarifas de red, es la asignación entre los usuarios de la red de los ingresos anuales regulados de la actividad de transmisión, ya sea que se utilice precios nodales, zonales o un precio único de la energía, el problema a resolver sigue siendo, asignar entre los usuarios en un caso la mayor parte en otros la totalidad de los costos de la red de transmisión.

Las tarifas de red tienen entonces como primer objetivo el recuperar los costos regulados de la transmisión, la forma correcta de hacerlo requiere interferir lo menos posibles con las señales económicas de corto plazo, de tal forma de preservar la eficiencia en la operación del sistema; debería ser, por lo tanto, señales de largo plazo para la localización de los nuevos productores y consumidores.

Su esquema de asignación, de acuerdo a los buenos principios económicos, debería basarse en primera instancia en responsabilidad de los agentes en las inversiones de red.

Las tarifas de red deben entonces promover un uso eficiente de la red que reduzca la necesidad de realizar nuevas inversiones y también la correcta localización de las nuevas instalaciones de producción y consumo.

2.6. Metodologías de asignación

Los costos del sistema secundario de transmisión y sistema complementario de transmisión asignados a la generación deben ser repartidos entre los generadores que utilizan la red. Es deseable que las metodologías para repartir estos costos permitan que el operador de la red recupere sus costos de inversión y mantenimiento y obtenga un nivel de ganancia adecuada, y por otro lado que los pagos resulten justos y equitativos para los Agentes que utilizan la red. Estos mecanismos deben asegurar adicionalmente que el sistema sea operado en forma segura y confiable y que existan señales adecuadas que permitan la expansión óptima de la red [4].

Las metodologías desarrolladas hasta el momento para asignar los cargos de la transmisión no han resultado completamente satisfactorias, teniendo los diferentes enfoques ventajas e inconvenientes, que dependen en muchos casos de las características del sistema.

Algunos de estos métodos utilizan principios muy simples por lo que son fáciles de implementar en la práctica pero no tienen una justificación adecuada tanto desde el punto de vista físico como económico. Por otro lado, existen métodos más complejos que tienen una justificación más sólida.

Estos métodos se basan en general en cálculos de flujo de potencia y miden de alguna manera el uso del sistema por parte de los agentes del mercado.

2.7. Criterio de USO

A continuación se describen algunas de las metodologías que pueden ser utilizadas para repartir el total de los costos de transmisión del sistema secundario y complementario de transmisión para reemplazar al método de factores de distribución topológicos. Estas metodologías son:

- Metodología de la estampilla postal
- Metodología del camino contractual
- Metodología potencia-distancia basada en la distancia.
- Metodología potencia-distancia basada en el flujo de potencia.
- Metodología de las áreas de influencia
- Metodología potencia distancia eléctrica.
- Metodología fuerza/distancia (Energía/distancia eléctrica)

2.7.1. Metodología de la Estampilla Postal

Consiste en la aplicación de una sencilla tarifa basada en un costo medio. Se toma el costo total del servicio de transmisión y se le divide por una media de uso que cada agente hace de la red. Se trata de aplicar un cargo uniforme a cada MW conectado o en condiciones de punta, o a cada MWh retirado o inyectado en el sistema, de forma que se recupere la totalidad del costo de transmisión.

Su nombre proviene del hecho de que la tarifa es totalmente independiente del lugar en el que se inyecte la potencia. Por ejemplo, resulta indiferente, a los efectos del precio a pagar, que la potencia se inyecte cerca o lejos de los centros de consumo.

Estas tarifas, por lo tanto, no tienen una discriminación geográfica que pueda dar las 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. Es un método recomendable cuando las características de la red no exigen mayor sofisticación, es decir, redes bien malladas sin refuerzos importantes pendientes. Este método reparte el costo total de transporte en función de la potencia o la energía demandada o generada. Si se toma como magnitud para asignar los costos a la potencia de la transacción P_i , esta se mide usualmente en la hora de demanda máxima del sistema. En este caso el Precio de Transmisión para una transacción i será [4].

$$PR_i = CT \times \frac{P_i}{\sum_j P_j} \quad (2.1)$$

Donde:

PR_i [\$]	=	Precio de transmisión para la transacción i
CT [\$]	=	Costos totales de transmisión
P_i [MW]	=	Potencia de la transacción i

$\sum_j P_j$ [MW] = Suma de las potencias de todas las transacciones.

Este método también puede ser aplicado haciendo una diferenciación del precio según el nivel de tensión para tener en cuenta de alguna manera los costos relacionados a la transformación.

2.7.2. Metodología del Camino Contractual

Se calcula el costo de un determinado servicio de transmisión basándose en un supuesto camino que debe recorrer la energía desde el punto de inyección hasta el punto de retiro. El trayecto que efectúa la energía entre esos dos puntos es determinado de común acuerdo entre las partes.

Es decir, el comprador, el vendedor y el transportista acuerdan entre ellas sobre un esquema de la red el camino más “lógico” por el que el flujo de energía deberá discurrir a efectos de establecer los cargos de red. Este cargo se determina luego como una fracción del costo de la línea por donde “transcurre” la transacción.

Su aplicación a un contexto multisistema consiste en “determinar” el conjunto de sistemas de transporte que la energía de la transacción debe atravesar para llegar a su destino. Generalmente esto redundará en el pago de un peaje por cada uno de los sistemas atravesados.

Se consideran los costos asociados a las componentes del camino acordado y estos costos son prorrateados en función del flujo real que circula por el camino y el flujo correspondiente a la transacción [4].

$$PR_i = \sum_k^{NI} CTK \times \frac{Z_{ki}}{Z_k} \quad (2.1)$$

Donde:

PR_i [\$] = Precio de transmisión para la transacción i

NI = Cantidad de instalaciones de transmisión involucrados en el camino de la transacción i .

CT_k [\$] = Costos de transmisión de la instalación k .

Z_k = Flujo de potencia por la instalación k .

Z_{ki} = Flujo de potencia por la instalación k debido a la transacción i .

2.7.3. Metodología Potencia-Distancia (MW-milla) Basado en la Distancia

Es uno de los primeros métodos que trataron de realizar una medida más precisa de la utilización de la red, teniendo en cuenta por ejemplo, no solo los MW transportados sino también la longitud de cada línea “utilizada”.

Es decir, no debería ser lo mismo transportar 10MW a 10km que a 100km, la utilización de la red no es la misma y eso debe tenerse en cuenta. Reparte los costos de transmisión entre usuarios de la red basado en la magnitud de la potencia de la transacción y en la distancia aérea entre los puntos de compra y venta de dicha potencia.

El precio de Transmisión para una transacción i será [4].

$$PR_i = CT \times \frac{P_i \times X_i}{\sum_i P_i \times X_i} \quad (2.2)$$

Donde:

PR_i [\$] = Precio de transmisión para la transacción i

CT [\$] = Costos totales de transmisión.

$P_i \times X_i$ [MW.Km]= Producto Potencia-Distancia de la transacción i .

2.7.4. Metodología Potencia-Distancia Basado en Flujo de Potencia

Este método reparte los costos de un equipamiento de transmisión de acuerdo al grado de uso del equipamiento, medido en MW, sobre la base de cálculos de flujo de potencia (también llamado método línea por línea).

Se parte de un caso base que sería el resultado de un flujo de cargas en una situación que se considere significativa de la operación del sistema y que incluya además las transacciones que se quieren analizar. Luego, se elimina una de las transacciones y se ejecuta un nuevo flujo de cargas, por diferencia de ambas cantidades se obtienen los MW imputables a dicha transacción. El precio de Transmisión para una transacción i será [4].

$$CT_L = \sum_{K=1}^{n_l} \frac{Z_{KL}}{Z_{CK}} \times C_K \quad (2.3)$$

Donde:

CT_L = Costo de utilización de los elementos de la red debido a la transacción L .

C_K = Costo de la línea k

Z_{KL} = Flujo de potencia por la línea k ocasionado por la transacción L .

Z_{CK} = capacidad de la línea k

n_l = Número de líneas

2.7.5. Metodología de las Áreas de Influencia

El método de las áreas de influencia se basa en la determinación del uso marginal eléctrico de la red.

Para un determinado estado de carga se calcula el flujo de carga linealizado, que será denominado flujo de carga base. Luego se aplican sucesivamente incrementos unitarios de potencia generada ∂g o demanda ∂d en cada nodo, dejando como barra flotante el nodo que es tomado como referencia para el cálculo de precios.

El área de influencia del nodo en donde se aplicó el incremento será el conjunto de líneas en la que la correspondiente variación de potencia con respecto al flujo de carga base resulta positiva.



En base a los incrementos de flujo de potencia por las líneas y los incrementos unitarios aplicados en cada nodo, es posible calcular el factor de participación FPN de cada demanda i , por el uso de una determinada línea k (para el caso de los generadores es posible obtener expresiones análogas). Los costos de transmisión que se deseen repartir entre los usuarios son pagados en forma proporcional a estos factores de participación [4].

$$FPN_{ik} = \frac{d_i \frac{\partial z_k}{\partial d_i}}{\sum_{j=1}^J \frac{\partial z_k}{\partial d_j}} \quad \text{Si } \frac{\partial z_k}{\partial d_i} > 0 \quad (2.4)$$

$$FPN_{ik} = 0 \quad \text{Si } \frac{\partial z_k}{\partial d_i} \leq 0 \quad (2.5)$$

J = Cantidad de nodos del sistema que se encuentra en el área de influencia de la línea k .

2.7.6. Metodología Potencia Distancia Eléctrica.

Reparte costos basado en la potencia de transacción y en la “distancia eléctrica” entre los puntos de compra y venta.

La distancia eléctrica entre nodos i y j representan la impedancia equivalente de la red vista desde los nodos i y j .

El precio de Transmisión para una transacción ij será. [4]

$$PR_{ij} = CT * \frac{P_{ij} * Z_{ij}}{\sum P_{ij} * Z_{ij}} \quad (2.6)$$

Donde:

$PR_{ij}(\$)$ = Precio de transmisión para la transacción ij

$CT(\$)$ = Costos totales de Transmisión.

$P_{ij} * Z_{ij}$ = Producto Potencia Distancia eléctrica de la transacción ij .

2.7.7. Metodología Energía/Distancia Eléctrica

Para atribuir el uso de una instalación entre los generadores, se nota que la influencia, la importancia y el uso de la instalación por un generador disminuye cuando más alejado está, relativo a otros generadores, y aumenta cuando el generador es más grande, comparado a otros.

Entonces es lógico y razonable repartir los costos asignados a los en proporción a su tamaño dividido por su distancia. El método de Fuerza/Distancia, asigna la responsabilidad de pago entre los Generadores Relevantes, por un Elemento, en proporción del valor de la relación Fuerza/Distancia Eléctrica. Donde la “Fuerza” es la energía producida de un “Generador” y la “Distancia Eléctrica” es la distancia eléctrica entre dicho generador y el punto medio del Elemento en análisis. La expresión general para este método es la siguiente [5].

$$FG_{i,j-k} = \frac{F_i/D_i}{\sum_i^n F_i/D_i} * 100\% \quad (2.7)$$

Donde:

- $FG_{i,j-k}$ = Porcentaje de responsabilidad de pago asignado al generador "i"
 F_i = Energía o potencia producida por el generador "i"
 D_i = Distancia del generador "i" hasta el Elemento en análisis
 n = Número total de generadores "i" que participan en el pago del elemento en análisis.

La distancia del generador "i" hasta el elemento de análisis, son los elementos de la diagonal Z_{ij} y Z_{ik} de la matriz de impedancias $Z=Y^{-1}$ calculadas con barra de referencia "i".

$$z_{i,j-k} = (z_{ij} + z_{ik})/2 \quad (2.8)$$

Lo cual significa que $z_{i,j-k}$ es la distancia eléctrica en ohmios entre el generador en la barra "i" y el punto medio del elemento "j-k".

Entonces, la forma como pagará cada generador se realizará de la siguiente manera:

$$CMG_{i,j-k} = CMG_{j-k} * FG_{i,j-k} \quad (2.9)$$

Para que el reparto sea justo, se dispondrá de una liquidación anual, en el cual, se utilizará las mismas ecuaciones, con el cambio que para esta parte se realizará con la energía total producida en el año de análisis, y el promedio de las distancias eléctricas de todos los meses, con esto, se cubre las indisponibilidades que tenía el método de los Factores de Distribución Topológicos (FDT).

El número total de generadores (n) que participan en el pago del elemento en análisis, se les denominara Generadores Relevantes (G_{jk}).

Para que un generador "i" se considere G_{jk} se debe de cumplir que por lo menos un camino eléctrico de un generador particular hasta cualquier barra de demanda pasa por un elemento, el generador es relevante para el elemento, con la excepción que si toda la generación y demanda ubicadas aguas arriba del elemento satisfaga dos condiciones, la generación no es relevante; que la capacidad efectiva total de generación sea inferior a la máxima demanda de potencia de la demanda y la energía de toda la generación sea inferior al consumo de energía de la demanda.

De acuerdo a la definición anterior de Generador Relevante, para la determinación de estos se usará el método de los factores de distribución topológicos, simulados a lo largo del periodo tarifario.

Para esto, se deberá utilizar un programa de computación que simula la operación económica del sistema generación-transmisión del SEIN (Modelo "Perseo"), y el aplicativo "TGDF.exe" (Programa de Cálculos de los factores de Distribución Topológicos)

que calcula el uso de la red por bloque horario en base al método de rastreo, por lo que se requiere la contabilización de las energías de los generadores que pasan a través de las instalaciones de transmisión, y se procede de la siguiente manera.

1. Se determina la cantidad de energía de cada generador que circula por las instalaciones de transmisión, esto se realiza para cada bloque horario.
 - El aplicativo “TGDF.exe” determina el porcentaje de energía que circula por la instalación de transmisión, que proviene de una barra, en un bloque horario.
 - Con el archivo “FELsi000.csv” (Flujo de Energía en las Líneas de Transmisión) de los archivos de salida del modelo Perseo, se calcula la energía que circula por la instalación de transmisión que proviene de una barra, en un bloque horario.
 - Con los archivos “EGHsi000.csv” (Energía Generada por la Centrales Hidroeléctricas) y “ECTsi000.exe” (Energía Generada por las Centrales Térmicas) de los archivos de salida del modelo Perseo, se calcula la energía que circula por la instalación de transmisión que proviene de una central generadora, en un bloque horario.
2. Se determina la cantidad de energía de cada generador que circula por la instalación de transmisión en un mes, esto se calcula realizando la suma de los resultados de los bloques horarios del mes correspondiente.
3. Se determina la cantidad de energía de cada generador que circula por la instalación de transmisión en un año, esto se calcula realizando la suma de los resultados de los meses correspondientes al año analizado.
4. Se determina el porcentaje de energía de cada generador que circula por la instalación de transmisión en el año.
5. Los Generadores Relevantes son los generadores cuyo porcentaje de energía es mayor al uno por ciento.

2.8. Criterio de Beneficios Económicos

La premisa de este método para la asignación de cargos de un determinado vínculo de la red está basada en las variaciones de beneficio económicos que reciben los agentes debido a este vínculo. El beneficio económico debe ser determinado de la comparación de los flujos de dinero entre el sistema existente y el sistema sin la instalación considerada (en el caso que se quieran repartir costos de ampliaciones de red, se comparará el sistema existente y el sistema con la nueva línea). Si bien conceptualmente el método es bastante sencillo, requiere de la simulación del sistema base a un modelo de despacho económico.

El CMAG (Costo Medio Anual asignado a la Generación) de un elemento será prorrateado entre los generadores que se benefician del Elemento, en proporción a los

beneficios económicos (que incluye beneficios económicos por precios marginales-energía y por mejoras de confiabilidad) y teniendo en cuenta el método de Asignación Filtrada.

Estas simulaciones se realizarán cada 4 años en la oportunidad de cada fijación tarifaria y compensaciones de SST y SCT.

Se calculará los BEUG correspondiente a un periodo de 4 años, por cada central generadora, conforme a la siguiente ecuación:

$$\text{BEUG4} = \text{VAU}_{\text{C}} - \text{VAU}_{\text{S}} \quad (2.10)$$

Donde:

BEUG4 = Beneficio económico anual que genera un elemento a una central generadora, por diferencia de precios marginales y/o diferencia en generación de energía, para un periodo de 4 años.

VAU_{C-S} = Valor actual de las utilidades esperadas de la central generadora con las condiciones "CON" – "SIN" el elemento de transmisión, expresado en unidades monetarias.

Para el prorrateo del CMAG entre los generadores, por el criterio de beneficios, de la siguiente manera:

- Se halla la suma de todos los valores presentes netos del beneficio económico anual que genera un elemento a una central generadora, por diferencia de precios marginales (BETG).
- Si el BETG de un elemento es igual o supera el 90% del CMAG del Elemento, entonces el CMAG será dividido entre las centrales generadoras únicamente en proporción a su beneficio económico.
- Si el BETG de un Elemento es igual o inferior al 10% del CMAG4 del Elemento, entonces el CMAG será dividido entre los Generadores Aguas Arriba del Elemento, únicamente con base a Mejoras de Confiabilidad, en proporción a su generación, medida en GWh.
- Si el BETG de un Elemento es igual a X% del CMAG4 del Elemento, donde x% está entre 10% y 90%, entonces el pago de la CMAG será dividido en dos partes, una parte de la CMAG se paga por beneficios económicos por precios marginales-energía (X%) y otra parte de la CMAG se paga por mejoras de confiabilidad (100%-x%), conforme a lo siguiente.
- La parte de la CMAG que se paga por beneficios económicos por precios marginales-energía será repartida entre las centrales generadoras en proporción a su beneficio económico.

- La parte de la CMAG que se paga por mejoras de confiabilidad será repartida entre las centrales generadoras Aguas Arriba del Elemento, en proporción a su generación, medida en GWh.

Todo se resume en las siguientes formulas:

$$CMAG = CMAG_{BE} + CMAG_C \quad (2.11)$$

$$CMAG_{BE} = k * CMAG \quad (2.12)$$

$$CMAG_C = (1-k) * CMAG \quad (2.13)$$

Donde:

$$K=1 \quad \text{Si } BETG/CMAG_4 \geq 0.9$$

$$K=BETG/CMAG_4 \quad \text{Si } 0.9 > BETG/CMAG_4 > 0.1$$

$$K=0 \quad \text{Si } 0.1 \geq BETG/CMAG_4$$

CMAG_{BE}= Parte del CMAG que se paga por beneficios económicos por precios marginales-energía.

CMAG_C= Parte del CMAG que se paga por beneficios económicos por mejoras en confiabilidad.

La CMAG_i, es parte de la CMAG asignada a la central generadora "i", y se determina:

$$CMAG_i = CMAG_{BE} \frac{BEUGA_i}{BET_G} + CMAG_C \frac{GWh_i}{GWh_G} \quad (2.14)$$

Las centrales cuyas porciones asignadas del CMAG, calculadas en el numeral precedente, son menores que el 1% del CMAG total, se excluyen de la asignación de pago y se reparte sus CMAG_i entre las demás centrales en proporción a sus porciones del CMAG. Los CMAG_i que resultan en el numeral precedente deben ajustarse mediante la aplicación del método de asignación filtrada de la siguiente forma:

$$CMAG_i \text{ filtrada} = f \times (0,5PPi + 0,5CMAG_i) \quad (2.15)$$

Donde:

CMAG_i filtrada = Asignación Filtrada: pago anual asignado al generador "i", por un Elemento del SST o SCT existente. (El pago anual será efectuado en mensualidades.)

CMAG_i = Pago anual calculado conforme el numeral anterior, para el generador "i", por un Elemento, que incluye Compensación por Beneficios Económicos y Compensación por Mejoras en Confiabilidad, antes de realizar ajuste por filtro.

PPi = Pago Previo, por el Elemento en análisis, quiere decir, pago anual asignado el año previo al generador "i", fijado por OSINERGMIN y debidamente

actualizado al 30 de marzo del año en que entran en vigencia las nuevas compensaciones o al segundo mes anterior en que entra en vigencia el reajuste de asignación de pago efectuado a petición de parte.

f = Factor que se aplica a todos los generadores "i" beneficiados por un Elemento para que la suma de los pagos individuales resulte igual a la suma del CMAG del Elemento. El factor "f" satisface la ecuación siguiente:

$$\sum CMAG_i \text{ filtrado} = \sum (f \times (0,5PP_i + 0,5CMAG_i)) = CMAG \quad (2.16)$$

Donde la asignación filtrada es el pago anual de un Generador por una instalación del SST o SCT existentes, estabilizado a través de un procedimiento basado en filtro digital de memoria infinita.

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN PROPUESTOS

3.1 Introducción

En esta etapa se efectuarán el análisis y evaluación de los métodos de asignación propuestos, incidiendo en sus ventajas y desventajas.

3.2 Criterio de USO

Para realizar el desarrollo de los métodos se utilizará un ejemplo de 4 barras con 3 líneas, 3 generadores y 3 cargas, con lo cual se podrá comparar los resultados y tomar la decisión de que método reemplazaría al FDT.

La siguiente figura muestra el diagrama unifilar del ejemplo que se utilizará para el desarrollo de los métodos.

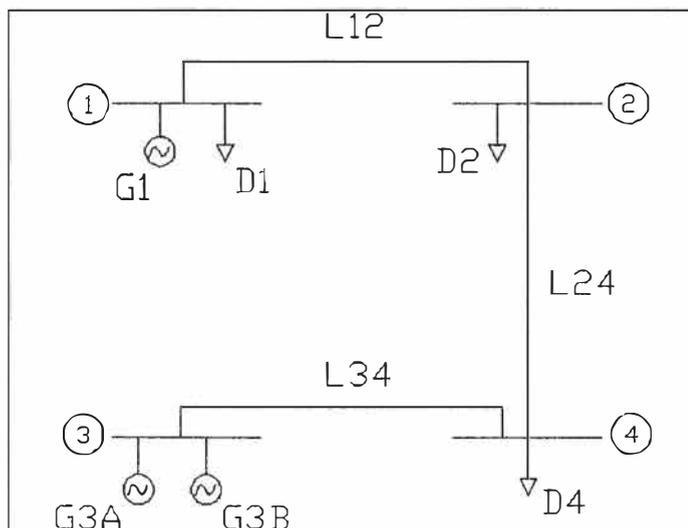


Fig. 3.5 Ejemplo para el Desarrollo de los métodos

Para simplificar el análisis de los métodos descritos en el capítulo anterior, se considera que las pérdidas de energía en las líneas de transmisión es nula.

Los datos de la red a analizar, se presenta en las siguientes tablas, estos datos son validos solo para el ejemplo que se presenta.

TABLA N° 3.1 Datos de Generación

Generador	Potencia (MW)
G1	48
G3A	96
G3B	16

TABLA N° 3.2 Datos de Líneas de Transmisión

Línea	Costo (\$)	R (Ω)	X (Ω)	Longitud (km)
L12	800	4.977	34.993	70
L24	1200	8.448	54.296	110
L34	900	7.2	39.2	80

TABLA N° 3.3 Datos de Demanda

Demanda	Potencia (MW)
D1	16
D2	60
D4	84

TABLA N° 3.4 Datos de Transacciones

Transferencia	Potencia (MW)
T12	48
T3A2	12
T3A4	68
T3B4	16
T3A1	16

TABLA N° 3.5 Datos de Distancias Físicas

Distancias Físicas entre barras	km
D12	80
D13	85
D14	125
D23	140
D24	75
D34	81

3.2.1 Metodología de la Estampilla Postal

Para el desarrollo de este método se necesitan el total de transferencias y el costo total de las instalaciones de transmisión, las transferencias son los contratos que existen entre las empresas generadoras y las demandas del sistema.

De los datos de las tablas 3.4 y 3.2 se tiene.

- El total de transacciones es de 160MW.
- El costo total de las líneas es de \$ 2900.

Utilizando la fórmula 2.1 para las transacciones se tiene,

$$T12: PR1 = 2900 \cdot 48 / 160,$$

$$T3A2: PR2 = 2900 \cdot 12 / 160,$$

$$T3A4: PR3 = 2900 \cdot 68 / 160,$$

$$T3B4: PR4 = 2900 \cdot 16 / 160,$$

$$T3A1: PR5 = 2900 \cdot 16 / 160,$$

Obteniendo los siguientes resultados.

TABLA N° 3.6 Resultado del Método Estampilla Postal

Transferencia "i"	PRi (\$)
T12	870.00
T3A2	217.50
T3A4	1232.50
T3B4	290.00
T3A1	290.00
TOTAL	2900.00

Ventajas:

Este método es utilizado dado su sencillez para repartir los costos de transmisión.

Desventajas:

La operación real del sistema es ignorado, es decir, no se considera el uso de la instalación de transmisión.

Provoca señales económicas incorrectas para los usuarios del servicio de transmisión, principalmente en sistemas poco mallados.

Las transacciones aún ineficientes pueden realizarse, ya que los usuarios del servicio de transmisión son solo responsables de una fracción del costo causado por su transacción.

No asegura estabilidad para empresas intervinientes, ya que transacciones que usan el sistema débilmente deben subsidiar transacciones que usan el sistema en forma fuerte.

3.2.2 Metodología del Camino Contractual

Para esta metodología, el camino escogido para la transferencia T12 será la línea L12, para la transferencia T3A2 serán las líneas L24 y L34, para la transferencia T3A4 y T3B4 será la línea L34, para la transferencia T3A1 serán las líneas L12, L24 y L34.

El flujo de carga base para este método es el presentado en la figura 3.2.

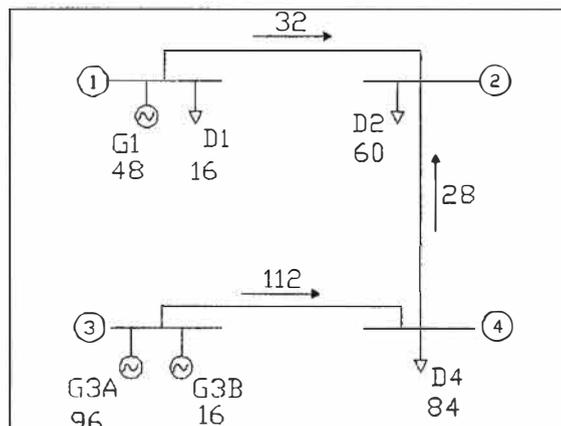


Fig. 3.6 Flujo de Carga para el Método del Camino Contractual

De la Figura 3.2 se tiene:

TABLA N° 3.7 Datos de flujo de carga

Flujo de Potencia	MW
L12	32
L24	28
L34	112

Utilizando la fórmula 2.2 para las transferencias se tiene:

$$T12: PR1= 800*32/32 + 0 + 0$$

$$T3A2: PR2= 0 + 1200*12/28 + 900*12/112$$

$$T3A4: PR3= 0 + 0 + 900*68/112$$

$$T3B4: PR4= 0 + 0 + 900*16/112$$

$$T3A1: PR5= 0 + 1200*16/28 + 900*16/112$$

Obteniendo los siguientes resultados.

TABLA N° 3.8 Resultado del Método del Camino Contractual

Transferencia "I"	Costo de la L12	Costo de la L24	Costo de la L23
T12	800	0	0
T3A2	0	514.29	96.43
T3A4	0	0.00	546.43
T3B4	0	0	128.57
T3A1	0	685.71	128.57
Total	800	1200	900

Ventajas:

Este método también es de aplicación sencilla. Normalmente existe un fácil acuerdo para determinar el camino de transacción entre la empresa generadora y el usuario del servicio de la transmisión.

Desventajas:

La operación real del sistema es ignorada. La mayoría de la potencia de transacción convenida puede realmente fluir sobre equipamientos de transmisión que se encuentran fuera del camino específico escogido, circulando aún parte de la potencia asociada a la transacción por sistemas de empresas vecinas, provocando cambios en estos sistemas que pueden ser perjudiciales.

La no consideración en el precio de transmisión de los costos adicionales que provocan los cambios sobre sistemas vecinos, guía a incorrectos valores económicos para los usuarios del servicio de transmisión.

3.2.3 Metodología Potencia-Distancia (MW-milla) basado en la Distancia

Para el desarrollo de este método se necesitan datos de distancia entre barras, de las transferencias y costos de las líneas, que se encuentran en las tablas 3.5, 3.4, 3.2, obteniendo el producto Potencia*Distancia:

TABLA N° 3.9 Producto MW*Distancia

Transferencias	MW	Distancia	MW*Distancia
T12	48	70	3360.00
T3A2	12	180	2160.00
T3A4	68	80	5440.00
T3B4	16	80	1280.00
T3A1	16	140	2240.00
TOTAL			14480.00

Utilizando la fórmula 2.3 para las transferencias se tiene:

$$T12: PR1 = 2900 * 3360 / 14480$$

$$T3A2: PR2 = 2900 * 2160 / 14480$$

$$T3A4: PR3 = 2900 * 5440 / 14480$$

$$T3B4: PR4 = 2900 * 1280 / 14480$$

$$T3A1: PR5 = 2900 * 2240 / 14480$$

Se obtiene los siguientes resultados.

TABLA N° 3.10 Resultado del Método Potencia Distancia basado en la Distancia

Transferencias "i"	PRi
T12	672.93
T3A2	432.60
T3A4	1089.50
T3B4	256.35
T3A1	448.62
TOTAL	2900.00

Ventajas:

La metodología para repartir los costos de transmisión es sencilla y fácil de implementar y representar una mejora importante con respecto al método de la estampilla postal.

Desventajas:

La operación real del sistema es también ignorada. La distancia aérea considerada es independiente de la traza o recorrido real y por ende de los equipamientos de transmisión.

En caso de redes muy malladas la aplicación del método es aceptable, pero en redes radiales puede dar resultados apartados de la realidad. Los usuarios del servicio de transmisión reciben por esto señales económicas incorrectas.

3.2.4 Metodología Potencia-Distancia basado en flujo de Potencia

Para el desarrollo de este método se necesitan datos de las transferencias que se encuentra en la tabla 3.4 y del flujo de potencia base que se presentan en la figura 3.3, y los flujos de potencia debidos a las transferencias que se presentan desde la figuras 3.4 hasta la figura 3.8.

- En la siguiente figura se muestra el flujo inicial.

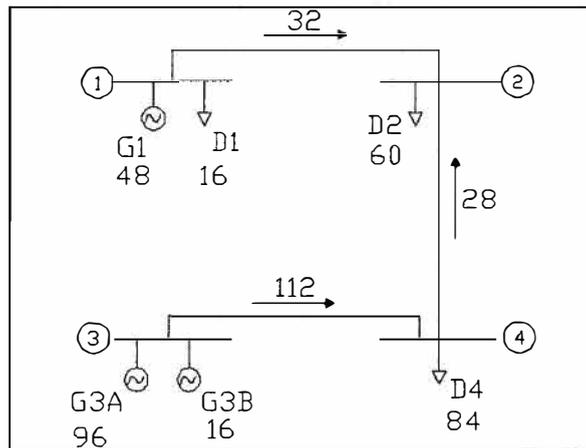


Fig. 3.7 Flujo de Potencia base

De la figura 3.3 se tiene el flujo de potencia inicial por las líneas.

TABLA N° 3.11 Flujo de Potencia iniciales

	Flujo inicial (MW)
L12	32
L24	28
L34	112

- Según el procedimiento señalado en el capítulo anterior, para la transferencia T12, se quita 48MW de Generación G1 y 48MW de demanda D2, como se observa en la figura 3.4.

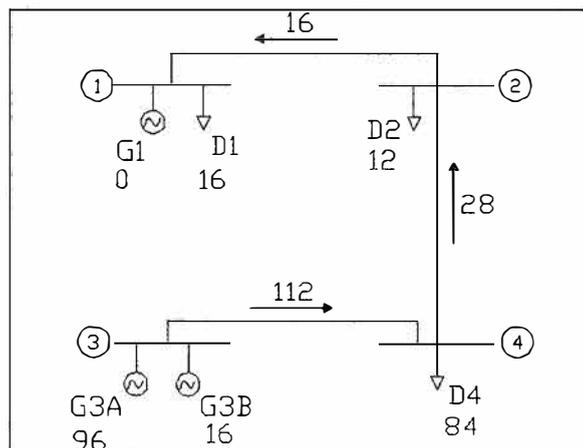


Fig. 3.8 Flujo de Potencia para la Transferencia T12

Esto da como resultado el flujo de potencia debido a la Transferencia T12.

TABLA N° 3.12 Flujo de Potencia debido a T12

	Flujo inicial (MW)	Flujo T12 (MW)
L12	32	-16
L24	28	28
L34	112	112

De acuerdo a la fórmula 2.4 se tiene para la transferencia T12 variación del flujo en la línea L12.

$$T12 \quad : \text{CTL} = 800 \cdot (32 - -16) / 32 + 1200 \cdot (28 - 28) / 28 + 900 \cdot (112 - 112) / 112$$

- Para la transferencia T3A2, se quita 12MW de Generación G3A y 12MW de demanda D2, como se muestra en la figura 3.5:

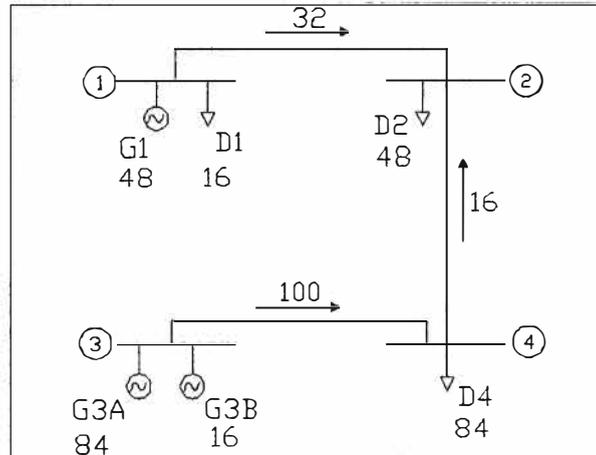


Fig. 3.9 Flujo de Potencia para la Transferencia T3A2

Esto da como resultado el flujo de potencia debido a la transferencia T3A2.

TABLA N° 3.13 Flujo de Potencia por las Líneas debido a T3A2

	Flujo inicial (MW)	Flujo T3A2 (MW)
L12	32	32
L24	28	16
L34	112	100

De acuerdo a la fórmula 2.4 se tiene para la transferencia T3A2.

$$T3A2 \quad : \text{CTL} = 800 \cdot (32 - 32) / 32 + 1200 \cdot (28 - 16) / 28 + 900 \cdot (112 - 100) / 112$$

- Para la transferencia T3A4, se quita 68MW de generación G3A y 68MW de demanda D4, como se observa en la figura 3.6.

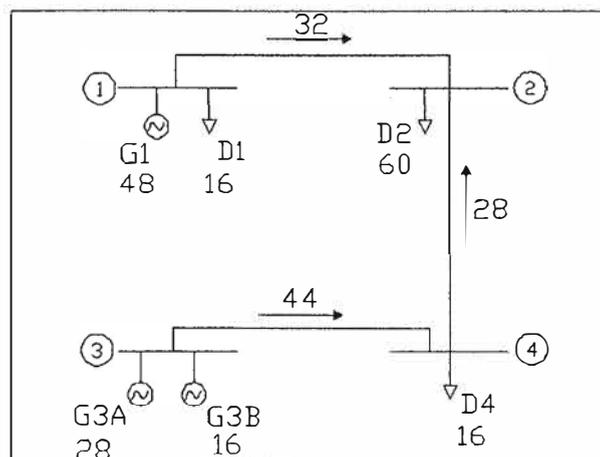


Fig. 3.10 Flujo de Potencia para la Transferencia T3A4

Esto da como resultado el flujo de potencia debido a la transferencia T3A4.

TABLA N° 3.14 Flujo de Potencia por las Líneas debido a T3A4

	Flujo inicial (MW)	Flujo T3A4 (MW)
L12	32	32
L24	28	28
L34	112	44

De acuerdo a la fórmula 2.4 se tiene que para la transferencia T34A variación de flujo en la línea L34.

$$T3A4: CTL = 800 \cdot (32-32)/32 + 1200 \cdot (28-28)/28 + 900 \cdot (112-44)/112$$

- Para la transferencia T3B4, se quita los 16MW de generación G3B y los 16MW de demanda D4, como se observa en la figura 3.7.

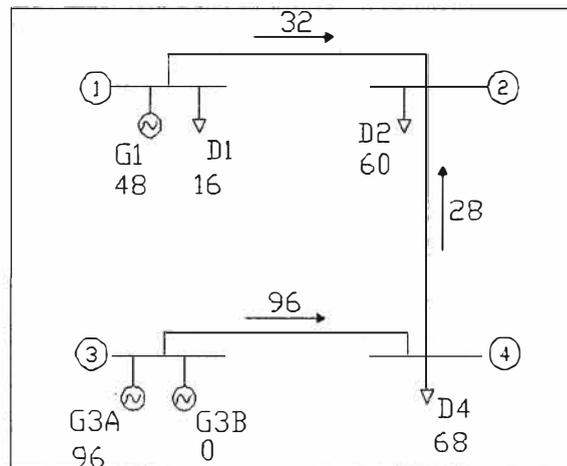


Fig. 3.11 Flujo de Potencia para la Transferencia T3B4

Esto da como resultado el flujo de potencia debido a la transferencia T3B4:

TABLA N° 3.15 Flujo de Potencia por las Líneas debido a T3B4

	Flujo inicial (MW)	Flujo T3B4 (MW)
L12	32	32
L24	28	28
L34	112	96

De acuerdo a la fórmula 2.4 se tiene para la transferencia T3B4 variación de flujo en la línea L34.

$$T3B4: CTL = 800 \cdot (32-32)/32 + 1200 \cdot (28-28)/28 + 900 \cdot (112-96)/112$$

- Para la transferencia T3A1, se quita los 16 MW de generación G3A y los 16MW de demanda D1, como se observa en la figura 3.8.

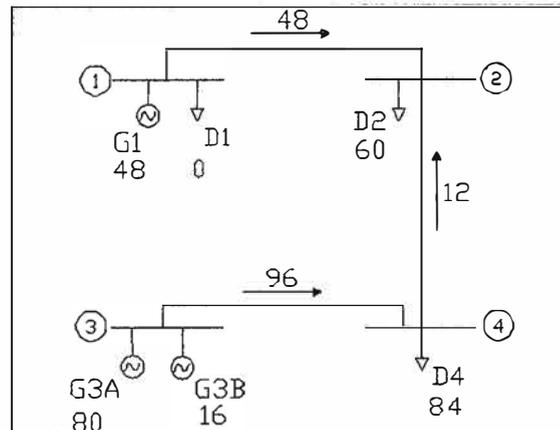


Fig. 3.12 Flujo de Potencia para la Transferencia T3A1

Esto da como resultado el flujo de potencia debido a la transferencia T3A1.

TABLA N° 3.16 Flujo de Potencia por las Líneas debido a T3A1

	Flujo inicial (MW)	Flujo T3A1 (MW)
L12	32	48
L24	28	12
L34	112	96

De acuerdo a la fórmula 2.4 se tiene para la transferencia T3A1 variación en el flujo en las líneas L12, L24 y L34.

$$T3A1: CTL = 800 \cdot (32 - 48) / 32 + 1200 \cdot (28 - 12) / 28 + 900 \cdot (112 - 96) / 112$$

De los cálculos realizados se tiene los siguientes resultados:

TABLA N° 3.17 Resultado del Método de Potencia Distancia basado en el Flujo de Potencia

	L12	L24	L34	Total
T12	1200.00	0	0	1200.00
T3A2	0.00	514.29	96.43	610.71
T3A4	0.00	0	546.43	546.43
T3B4	0.00	0	128.57	128.57
T3A1	-400.00	685.71	128.57	414.29
TOTAL	800.00	1200.00	900.00	2900.00

Ventajas:

Cada transacción es analizada y vista en forma separada, es decir los costos se reparten equipamiento por equipamiento, considera el estado de operación del sistema.

La distribución de los costos equipamiento por equipamiento ayuda en el proceso de planificación de los refuerzos considerando las condiciones locales realmente existentes.

Desventajas:

Si bien considera el estado de operación del sistema, no lo hace en forma precisa, dado que se considera las transacciones en forma individual, esto trae como

consecuencia que si para una determinada transacción, el flujo por una línea tiene sentido contrario al del flujo real, el agente recibiría un crédito por usar el sistema. La justificación de esto reside en que la transacción reduciría el flujo total por la línea.

Existen dos alternativas, que no están debidamente justificadas, para no tener en cuenta estos cargos “negativos”: considerar los valores absolutos, o considerar solamente los valores positivos. Por lo que da una señal económica débil.

3.2.5 Metodología de las Áreas de Influencia

Para el desarrollo de este método se necesita conocer el flujo de potencia base, y los cambios en el flujo de potencia que se originan por el aumento de potencia en una determinada barra, ya sea de generación o demanda, en las siguientes figuras se muestra los flujos de potencia a consecuencia de estas variaciones:

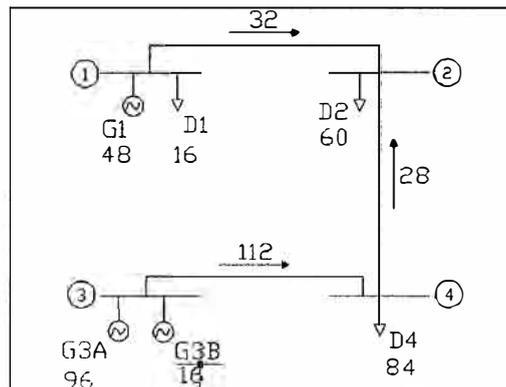


Fig. 3.13 Flujo de Potencia base

De la figura 3.9, se toma como referencia la barra 1, esto quiere decir que los elementos de esta barra no pagarán por el servicio de transmisión, por lo tanto G1 y D1 no pagan por transmisión, es decir se pone como “generador slack” a G1.

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, se aumenta 1MW a las centrales y se ve la variación en el flujo de potencia.

Si se aumenta en 1MW la generación en la barra 3, como se observa en la figura 3.10, se tiene un aumento en el flujo de potencia en las líneas L34 y L24, por lo tanto los generadores G3A y G3B son responsables del pago de estas líneas.

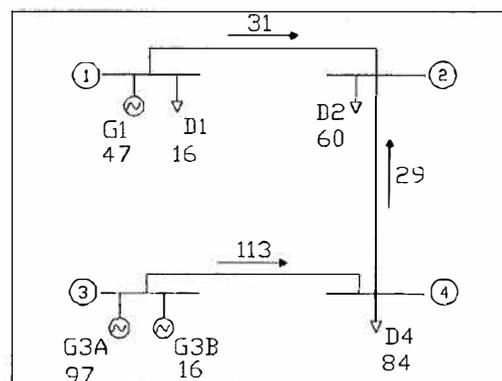


Fig. 3.14 Flujo de Potencia debido al aumento de Generación en la barra 3

Si se aumenta en 1MW la demanda de la barra 4 como se muestra en la figura 3.11, se tiene un aumento en el flujo de potencia de la línea L12 y una disminución en el flujo de potencia de la línea L24, por lo tanto, la demanda es solo responsable del pago de la línea L12.

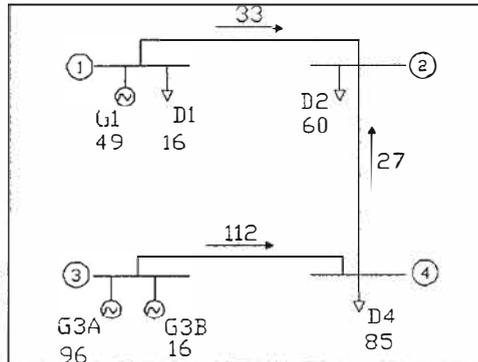


Fig. 3.15 Flujo de Potencia debido al aumento de la Demanda en la barra 4

Si se aumenta en 1MW la demanda de la barra 2, como se muestra en la figura 3.12, se tiene un aumento de flujo de potencia en la Línea L12, por lo tanto, la Demanda es responsable del pago de esta línea.

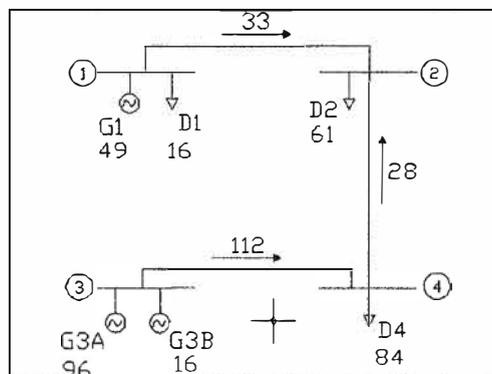


Fig. 3.16 Flujo de Potencia debido al aumento de la Demanda en la barra 2

Los resultados finales se muestran en la tabla 3.18, donde D1 y G1, no son responsables del pago, por estar en la barra que se tomo de referencia.

TABLA N° 3.18 Resultado del Método de áreas de influencia

Elemento	Responsabilidad de pago
L12	D2 D4
L24	G3A G3B
L34	G3A G3B

Ventajas:

Si bien este método se basa en cálculos de flujo de carga tiene también una base económica, ya que bajo ciertas condiciones la participación por áreas de influencia coincide con la participación en el beneficio económico, permite repartir costos línea por línea, considera el estado de operación real del sistema.

Desventajas:

La elección del nodo de referencia, que se realiza en forma arbitraria, incide sobre los resultados, el área de influencia de un determinado agente puede dar como resultado un conjunto de líneas del sistema que no tienen continuidad topológica.

Las condiciones que lo hacen coincidente con la participación en el beneficio económico, no reflejan las restricciones de red, por lo que no sería adecuado para repartir costos en sistemas muy cargados para repartir costos de ampliación de red.

Se nota que en este método no todas las líneas son cubiertas para ser pagadas por la generación.

3.2.6 Metodología Potencia Distancia Eléctrica.

Para el desarrollo de este método se necesitan los datos de las instalaciones de transmisión (resistencia e inductancia) que se encuentran en la tabla 3.2, como se trata de un circuito sencillo, solo basta con sumar las impedancias de las líneas para determinar las distancias eléctricas:

TABLA N° 3.19 Distancias Eléctricas

Distancia Eléctrica	R (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)
De12	4.977	34.993	35.345
De32	15.648	93.496	94.796
De34	7.200	39.200	39.856
De34	7.200	39.200	39.856
De31	20.625	128.489	130.134

De la tabla 3.19 se obtiene para cada transferencia el producto con su distancia eléctrica.

TABLA N° 3.20 Producto Potencia por Distancias Eléctricas

Transferencia	Pij*Zij
T12	1696.568
T3A2	1137.557
T3A4	2710.190
T3B4	637.692
T3A1	2082.141
TOTAL	8264.148

Utilizando la fórmula 2.7 se tienen los siguientes resultados:

TABLA N° 3.21 Resultado del Método de Potencia * Distancias Eléctricas

Transferencias	PRi
T12	595.35
T3A2	399.18
T3A4	951.04
T3B4	223.77
T3A1	730.65
TOTAL	2900.00

Ventajas

Esta metodología para repartir los costos de transmisión es sencilla y fácil de implementar y representar una mejora importante con respecto al método de la estampilla postal y al método de Potencia Distancia basada en la Distancia.

Tiene en cuenta los parámetros y topología de la red.

Desventajas:

La operación real del sistema es tomada en cuenta en forma simplificada o indirecta.

El método no tiene justificación económica.

3.2.7 Metodología Energía/Distancia Eléctrica.

Para el desarrollo de este método se necesitan los datos de las instalaciones de transmisión (resistencia e inductancia) que se encuentran en la tabla 3.2, y los Generadores Relevantes que se calcularán en este capítulo.

Se realiza el cálculo de las distancias desde las instalaciones de transmisión hasta los generadores, utilizando la fórmula 2.8:

- Para la línea L12, se tiene:

$$Z_{1,12} = (Z_{11} + Z_{12}) / 2$$

$$Z_{3,12} = (Z_{31} + Z_{32}) / 2$$

- Para la línea L24, se tiene:

$$Z_{1,24} = (Z_{12} + Z_{14}) / 2$$

$$Z_{3,24} = (Z_{32} + Z_{34}) / 2$$

- Para la línea L34, se tiene:

$$Z_{1,34} = (Z_{13} + Z_{14}) / 2$$

$$Z_{3,34} = (Z_{33} + Z_{34}) / 2$$

De los cálculos se tiene que:

TABLA N° 3.22 Distancias Eléctricas $Z_{i,jk}$

	L12	L24	L34
G1	17.673	62.818	110.212
G3	112.465	67.324	19.928

Ahora se considera que las energías producidas por las centrales en un mes cualquiera son:

$$G1 = 22.32 \text{ GWh}, G3A = 70.56 \text{ GWh}, G3B = 6.46 \text{ GWh}$$

Para la determinación de los generadores relevantes se sigue los pasos indicados en el capítulo anterior, se determina a partir del modelo PERSEO, obteniendo los siguientes resultados:

TABLA N° 3.23 Generadores Relevantes

INSTALACION	GENERADORES RELEVANTES		
Línea 1-2	G1	G3A	G3B
Línea 2-4		G3A	G3B
Línea 3-4		G3A	G3B

El cálculo de Energía/Distancia Eléctrica $GWh/Z_{i,jk}$ y la Proporción de Pago $FG_{i,jk}$, se realiza con la fórmula 2.7.

- Para la línea L12 se tiene:

TABLA N° 3.24 Energía/Distancias Eléctricas L12

	$GWh/Z_{i,jk}$	$FG_{i,jk}$
G1	1.2629734	64.84%
G3A	0.6273979	32.21%
G3B	0.0574759	2.95%
Suma	1.9478472	100.00%

- Para la línea L24 se tiene:

TABLA N° 3.25 Energía/Distancias Eléctricas L24

	$GWh/Z_{i,jk}$	$FG_{i,jk}$
G3A	1.0480610	91.61%
G3B	0.0960128	8.39%
Suma	1.1440738	100.00%

- Para la línea L34 se tiene:

TABLA N° 3.26 Energía/Distancias Eléctricas L34

	$GWh/Z_{i,jk}$	$FG_{i,jk}$
G3A	3.5407698	91.61%
G3B	0.3243698	8.39%
Suma	3.8651396	100.00%

Utilizando la fórmula 2.9 da como resultado la asignación de responsabilidad de pago de las centrales generadoras para las líneas de transmisión:

TABLA N° 3.27 Resultado del Método Energía/Distancias Eléctricas

	L12	L24	L34	TOTAL
G1	518.72	0.00	0.00	518.72
G3A	257.68	1099.29	824.47	2181.44
G3B	23.61	100.71	75.53	199.84
Suma	800.00	1200.00	900.00	2900.00

Ventajas

Esta metodología para repartir los costos de transmisión es sencilla y fácil de implementar y representar una mejora importante con respecto al método de la estampilla

postal, al método de Potencia Distancia basada en la Distancia y al método de Potencia Distancia Eléctrica.

Tiene en cuenta los parámetros y topología de la red.

Permite asignar los costos asociados a una instalación de transmisión a los generadores del sistema.

Tiene en cuenta el flujo de energía que sucede en la red.

Desventajas:

Insensibilidad a variaciones de la demanda.

3.3 Criterio de Beneficios Económicos

Para el Cálculo de los Beneficios Económicos se toma como herramienta al Modelo PERSEO, se toma como caso base al modelo utilizado en el Método de Energía/ Distancia Eléctrica.

Se elimina las líneas una por una y se observa cuál es el beneficio que trae la línea a los generadores.

- Para la Línea L12 (Barra1 – Barra2): Los beneficios obtenidos por las empresas generadoras utilizando la fórmula 2.10 se encuentran en las tablas 3.28 y 3.29.

TABLA N° 3.28 Beneficio de las Centrales Térmicas

CENTRAL TERMICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4 (Millones US\$)
	Con Línea	Sin Línea	
G1	6.2	0.0	6.175

TABLA N° 3.29 Beneficio de las Centrales Hidráulicas

CENTRAL HIDRAULICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4 (Millones US\$)
	Con Línea	Sin Línea	
G3A	44.05	367.79	-
G3B	9.44	78.82	-

El costo de la línea es de 0.0008 Millones de US\$ mensuales, el costo medio anual es el valor neto presente de los 12 meses del año, es decir 0.0101 Millones de US\$; el CMAG4 es el valor neto actualizado de los 4 años, para este caso es 0.0307.

Como el BETG es 6.175, el cociente BETG/CMAG4 es 200.9452, este valor está por encima de 0.9, es decir que el valor de k es 1, la línea será pagada íntegramente por los Beneficios Económicos. Por lo tanto la Central G1 será el responsable del costo de la línea.

- Para la Línea L24 (Barra 2 – Barra 4): Se tiene que los beneficios obtenidos por las generadoras obtenidas de la fórmula 2.10 es el siguiente:

TABLA N° 3.30 Beneficio de las Centrales Térmicas

CENTRAL TERMICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4
	Con Línea	Sin Línea	(Millones US\$)
G1	6.17	132.88	-

TABLA N° 3.31 Beneficio de las Centrales Hidráulicas

CENTRAL HIDRAULICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4
	Con Línea	Sin Línea	(Millones US\$)
G3A	44.05	232.82	-
G3B	9.44	49.90	-

Como el BETG es cero, el cociente BETG/CMAG es cero, y este a su vez es menor a 0.1, entonces la línea se pagará por Confiabilidad.

Los Generadores que se encuentran aguas arriba de la línea son las centrales G3A y G3B (estos determinados como generadores relevantes).

TABLA N° 3.32 Cargo por confiabilidad

Central Hidroeléctrica	Aguas Arriba	Energía Generada	Gwhi / GWhG
G3A	x	3242.335	0.8235
G3B	x	694.856	0.1765

Entonces G3A pagará el 82.35% de la línea y G3B pagará el 17.65%.

- Para la Línea L34 (Barra 3 – Barra 4): Se tiene que los beneficios obtenidos por las generadoras obtenidas con la fórmula 2.10 es el siguiente:

TABLA N° 3.33 Beneficio de las Centrales Térmicas

CENTRAL TERMICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4
	Con Línea	Sin Línea	(Millones US\$)
G1	<u>6.2</u>	428.7	-

TABLA N° 3.34 Beneficio de las Centrales Hidráulicas

CENTRAL HIDRAULICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4
	Con Línea	Sin Línea	(Millones US\$)
G3A	44.1	2.7	41.305
G3B	9.4	0.6	8.852

El costo de la línea es de 0.0009 Millones de US\$, el costo medio anual asignado a la generación es el valor neto presente de los 12 meses del año, para nuestro caso es: 0.0114 Millones de US\$; es decir que el CMAG4 es el valor neto actualizado de los 4 años.

Como el BETG es 50.16, el cociente BETG/CMAG es 1450.8476, este valor está por encima de 0.9, es decir que el valor de k es 1, la línea será pagada íntegramente por los Beneficios Económicos, y en proporción a los beneficios que obtienen las centrales, es decir, que el generador G3A es responsable del 82.35% del pago de la línea y el generador G3B del 17.65%, obteniendo como resultado:

TABLA N° 3.35 Resultado del Método de Beneficios Económicos

	L12	L24	L34
G1	800.00	0.00	0.00
G3A	0.00	988.22	741.16
G3B	0.00	211.78	158.84
TOTAL	800.00	1200.00	900.00

Ventajas

Este método es el único que tiene una sólida base económica.

Es apto para evaluar componentes asociados a los "caminos" de corriente, como pueden ser los equipos de compensación conectados en paralelo. Esto representa una mejora con respecto a los métodos basados en flujo de carga de CC.

Desventajas

Su principal inconveniente radica en la complejidad del cálculo.

En sistemas radiales eliminar una línea en el sistema puede llevar a redespachos con sobrecostos muy altos, mientras que en redes muy malladas la falta de un vínculo puede provocar efectos económicos casi imperceptibles. Estos dos efectos dificultarían notablemente la asignación de costos basados en beneficios.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y DETERMINACIÓN DE LOS MÉTODOS

4.1 Introducción

En este capítulo se realizará una comparación entre los métodos propuestos para el criterio por USO, ya que en el método de beneficios económicos se acondicionó el método anterior agregando el cargo por confiabilidad y la asignación filtrada.

4.2 Comparación de Resultados

En el capítulo anterior se realizó el desarrollo y la evaluación de los métodos más conocidos a reemplazar al Método de Factores de Distribución Topológicos, los métodos originales están basados en el reparto por contratos (transferencias), salvo el método de Energía/Distancia Eléctrica que puede repartir los costos de las instalaciones de transmisión por los generadores.

Por lo general, los precios de generación basados en energía son más justos que los basados por potencia, cuando por disponibilidad de agua o por cualquier otra razón generan mucha energía, usan más el sistema, tienen ingresos más altos y les es más fácil pagar los cargos por transmisión[6].

TABLA N° 4. 1 Cuadro Comparativo de la Asignación por los Métodos

	Estampilla Postal	Camino Contractual	Potencia Distancia basada en la distancia	Potencia Distancia basada en el flujo de potencia	Áreas de Influencia	Potencia Distancia Eléctrica	Energía / Distancia Eléctrica
G1	870.00	800.00	672.93	1200.00	0.00	595.35	547.70
G3A	1740.00	1971.43	1970.72	1571.43	1800.00	2080.88	2154.89
G3B	290.00	128.57	256.35	128.57	300.00	223.77	197.41
TOTAL	2900.00	2900.00	2900.00	2900.00	2100.00	2900.00	2900.00

De la tabla 4.1 se nota que por el método de Áreas de influencia no se recupera el total de los costos de las líneas de transmisión, ya que para algunas líneas el responsable del pago es la demanda, es decir, el método no recuperaría todo de los generadores.

En la tabla 4.2 se muestra las comparaciones de los métodos desarrollados, en las características de los métodos, con sus ventajas y desventajas que poseen cada una de ellas.

TABLA N° 4.2 Cuadro Comparativo de las características de los Métodos

	Estampilla Postal	Camino Contractual	Potencia Distancia basada en la distancia	Potencia Distancia basada en el flujo de potencia	Áreas de Influencia	Potencia Distancia Eléctrica	Energía / Distancia Eléctrica
Igualitario	si	si	si	si	si	si	si
Cubrir costos	si	si	si	si	no	si	si
Señales Económicas	no	no	parciales	parciales	no	parciales	parciales
Previsibles, estables	no	no	no	no	no	si	si
Transparente	si	si	si	si	si	si	si
Practico	si	si	si	no	no	si	si
Razonable	si	si	si	si	si	si	si
Flujo de Potencia	no	no	no	si	no	no	si
Red	no	no	no	no	no	si	si
Base Teórica	si	si	si	si	si	si	Mejor que Potencia Distancia Eléctrica

Fuente: Elaboración propia

La tabla 4.2 fue realizada contando con los resultados del capítulo anterior, los primeros aspectos que se puede observar de los resultados obtenidos, es que ningún método da las señales económicas perfectas.

En el capítulo 2, Análisis y Diagnostico del Problema, del Libro Blanco, que sirvió de base para la Ley N° 28832, en el punto 2.3.4, El Impacto de la Transmisión, la recomendación 2-3e indica lo siguiente, “se encuentra la necesidad de hacer más previsibles y estables los costos por el uso de las redes. De tal manera que los generadores puedan conocer lo que les corresponde pagar con anticipación”, de acuerdo con esto y que el reparto sea justo y equitativo se compara los métodos [3].

El método Estampilla Postal, no toma en cuenta la ubicación de los generadores y las cargas, no es justo que una central que se encuentre muy alejado de una instalación de transmisión y no haga uso de este, tenga que remunerar por esta instalación, además los costos por el uso de la red no son previsibles ni estables.

El método Camino Contractual, no mide el uso de las instalaciones por parte de las generadoras, en este se toma un camino idealizado para el flujo de la energía, no es justo que no pagaran por otras instalaciones que si utilizan, además los costos por el uso de la red no son previsibles ni estables, porque, un mes se puede elegir un camino y el siguiente otro.

El método de Áreas de Influencia no llega a cubrir los costos por los generadores, en ese sentido este método no puede reemplazar al método FDT.

El método Potencia Distancia Eléctrica es más justo y equitativo que el método Potencia Distancia basado en la Potencia en los pagos que requiere de distintos tipos de generación, mientras que el método Energía Distancia Eléctrica se comporta semejante al de Potencia Distancia Eléctrica, pero con mejor base teórica, además los costos por el uso de la red son previsible y estables, porque, los generadores relevantes son los generadores que hacen uso de la red en un año tarifario, es decir los generadores relevantes se mantienen en todo el año hasta que se realice la liquidación anual.

4.3 Determinación del Método para el criterio por USO

Del análisis anterior se determina que el mejor método de asignación de responsabilidad de pago, es el método de Energía/Distancia Eléctrica entre los Generadores Relevantes, porque es la que proporciona mejores señales económicas, puede realizar el reparto de responsabilidades entre generadores, es igualitario, cubre todos los costos, es previsible y más estable que los demás, además porque el desarrollo del método es práctico y razonable que cuenta con una buena base teórica, mejor a las anteriores, teniendo en cuenta las características de la red, y el flujo de potencia y energía que circula por ella, además que cumple con el nuevo marco regulatorio de la Ley N° 28832.

En el anexo A se muestra un ejemplo del método Energía/Distancia Eléctrica, con su respectiva liquidación, este cálculo es la aplicación del método para el sistema eléctrico peruano para la línea de transmisión perteneciente al sistema secundario de transmisión Chilca-San Juan para la línea de doble terna.

4.4 Determinación del Método para el criterio de Beneficios Económicos.

Como se menciona anteriormente, para este método se implementó una mejora en el cálculo de responsabilidad de pago.

Se implementó el cálculo por Mejoras de Confiabilidad y se agregó una asignación filtrada, utilizando las asignaciones de responsabilidad de pago en las regulaciones tarifarias anteriores, es decir el método de asignación filtrada que se basa en filtro digital de memoria infinita.

Por lo tanto este método debe de mantenerse con las adiciones antes mencionadas. En el anexo B se muestra un ejemplo del método de Beneficios Económicos con los cambios que se tienen que realizar, este cálculo es la aplicación del método para el sistema eléctrico peruano para la línea de transmisión Callalli-Santuario.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El método Energía / Distancia Eléctrica muestra sencillez en el cálculo, además de resultados más estables en el tiempo, y es la que mejor se adapta al sistema eléctrico peruano.
2. La determinación de los Generadores Relevantes se realiza en base a los resultados del modelo PERSEO y al programa TGDF.exe implementada en OSINERGMIN, que simula el método de Factores de Distribución Topológicos.
3. Al tener el método Energía / Distancia Eléctrica los Generadores Relevantes que son responsables de la asignación de responsabilidad de pago, están obligados a pagar al propietario de la línea el costo correspondiente a cada generador, estando o no la línea en operación por disposición del agente operador.
4. Al tener el método Energía / Distancia Eléctrica una liquidación anual, el método se hace equitativo para todos los generadores relevantes.
5. Ante la incertidumbre de la correcta ubicación de un generador en el SEIN, por el pago que se realizaría por los SST y SCT asignados a la generación, con el método Energía / Distancia Eléctrica que es estable en el tiempo, se puede determinar si el generador sería Generador Relevante para las líneas del SST y SCT, además se puede intuir cuanto sería el pago por estas instalaciones, de esta manera se puede tomar una decisión más razonable de la ubicación de la central, realizando un correcto balance económico.
6. Existe una gran cantidad de métodos de asignación de responsabilidad de pago, esto debido a que ninguna permite una asignación totalmente justa y equitativa, debiéndose adoptar la mejor que se adapte al sistema real.
7. El método de los Beneficios Económicos es el único método que da señales económicas correctas, ya que te indica el beneficio por costos marginales de energía y por mejoras de confiabilidad, sin embargo es muy sensible ante cualquier variación de generación o de alguna instalación de transmisión.
8. En países donde se ha producido la división del mercado eléctrico en tres grupos de empresas, ha surgido como aspecto importante a considerar la necesidad de regular el negocio de la transmisión eléctrica, porque de acuerdo a la forma que esto se realice incidirá en el funcionamiento del mercado eléctrico.

ANEXOS

ANEXO A: Ejemplo del Criterio por USO.

Para mostrar el ejemplo del criterio por uso, se utiliza la publicación de las compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que publicó el Osinergmin en el proceso regulatorio de Fijación de Tarifas y Compensaciones para el Sistemas de Transmisión (SST y SCT), de lo publicado se toma las instalaciones del SST Chilca-San Juan.

TABLA N° A.1 SST Chilca - San Juan

Item	Titular	Elemento	Compensación Mensual S/.	Responsables de Pago	Asignación
1	REP	Celda de Línea a San Juan L-2093 SET CHILCA	26 837	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
2	REP	Celda de Línea a San Juan L-2094 SET CHILCA	26 837	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
3	REP	Celda de Línea a San Juan L-2095 SET CHILCA	26 837	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
4	REP	Celda de Transformador de conexión de CT de Enersur SET CHILCA	21 678	Titular de la C.T. Chilca	100%
5	REP	Celda de Transformador de conexión de CT de Enersur SET CHILCA	21 678	Titular de la C.T. Chilca	100%
6	REP	Celda de Transformador de conexión de CT de Kallpa SET CHILCA	21 678	Titular de la C.T. Kallpa	100%
7	REP	Celda de Línea a Chilca L-2093 SET SAN JUAN	22 835	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
8	REP	Celda de Línea a Chilca L-2094 SET SAN JUAN	22 835	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
9	REP	Celda de Línea a Chilca L-2095 SET SAN JUAN	22 835	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
10	REP	L.T. San Juan - Chilca L-2093	128 542	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA
11	REP	L.T. San Juan - Chilca L-2094/2095	242 006	Generadores Relevantes	USO-FUERZA DISTANCIA

Fuente: Osinergmin

TABLA N° A.2 Factores de Actualización

Sistema	a	b	c	d
SST Chilca - San Juan	0,2045	0,686	0,0023	0,1072

Fuente: Osinergmin

Los coeficientes a, b, c y d, corresponden a la fórmula del factor de actualización (FA), definida en el numeral 28.3 de la norma "Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 0023-2008-OS/CD, estos son de aplicación mensual.

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.
- Donde los valores iniciales (Marzo 2009), de los índices de actualización, son los siguientes:

Tc_o	=	3,161 S./US\$
IPM_o	=	191,563075
Pc_o	=	265,984167
Pal_o	=	2240,72037

TABLA N° A.3 Factor de Actualización

	INICIO	NOV 09	DIC 09	ENE 10	FEB 10	MAR 10	ABR 10
SST Chilca-San Juan	1.0000	0.9132	0.9081	0.9121	0.9154	0.9195	0.9252

TABLA N° A.4 Generadores Relevantes SST Chilca - San Juan

ELEMENTO	GENERADORES RELEVANTES			
	NOV09- ABR10	MAY10- ABR11	MAY11- ABR12	MAY12- ABR13
L.T. San Juan-Chilca (L2093)	Chilca	Chilca	Chilca	Chilca
	Kallpa	Kallpa	Kallpa	Kallpa
	Platanal	Platanal	Platanal	Platanal
L.T. San Juan-Chilca (L2094- L2095)	Chilca	Chilca	Chilca	Chilca
	Kallpa	Kallpa	Kallpa	Kallpa
	Platanal	Platanal	Platanal	Platanal

Fuente: Osinergmin

Para la presentación del ejemplo, se toma a la LT San Juan – Chilca L-2094/2095, entonces se tiene que para el mes de noviembre la compensación es $242,006 * 0.9132$, resultando 220,999.88, y el reparto se realiza de la siguiente manera.

TABLA N° A.6 Resultado del mes de Noviembre 09

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044580	174.62	3,916.95	57.856%	57.856%	127,861.26
PLATANAL	0.172737	-	-	0.000%	0.000%	-
KALLPA	0.044633	127.35	2,853.24	42.144%	42.144%	93,138.62
		301.97	6,770.20	100.000%	100.000%	220,999.88

Las distancias eléctricas las calcula el COES, con el software Winflu.

Para el mes de diciembre se tiene que la compensación para la línea es 242,006 * 0.9081, resultando 219,765.65, y el reparto se realiza de la siguiente manera.

TABLA N° A.7 Resultado del mes de Diciembre 09

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044586	191.21	4,288.60	60.956%	60.956%	133,961.44
PLATANAL	0.172742	-	-	0.000%	0.000%	-
KALLPA	0.044638	122.62	2,746.91	39.044%	39.044%	85,804.21
		313.83	7,035.52	100.000%	100.000%	219,765.65

Las distancias eléctricas las calcula el COES, con el software Winflu.

Para el mes de enero se tiene que la compensación es 242,006 * 0.9121, resultando 220,733.67, y el reparto se realiza de la siguiente manera.

TABLA N° A.8 Resultado del mes de Enero 10

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044586	219.41	4,921.00	61.307%	61.307%	135,326.10
PLATANAL	0.172742	-	-	0.000%	0.000%	-
KALLPA	0.044639	138.64	3,105.76	38.693%	38.693%	85,407.57
		358.04	8,026.76	100.000%	100.000%	220,733.67

Las distancias eléctricas las calcula el COES, con el software Winflu.

Para el mes de febrero se tiene que la compensación es 242,006 * 0.9154, resultando 221,532.29, y el reparto se realiza de la siguiente manera.

TABLA N° A.9 Resultado del mes de Febrero 10

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044586	202.69	4,546.01	55.707%	55.707%	123,408.66
PLATANAL	0.172742	41.05	237.63	2.912%	2.912%	6,450.98
KALLPA	0.044639	150.74	3,376.95	41.381%	41.381%	91,672.65
		394.48	8,160.59	100.000%	100.000%	221,532.29

Las distancias eléctricas las calcula el COES, con el software Winflu.

Para el mes de marzo se tiene que la compensación es 242,006 * 0.9195, resultando 222,524.52, y el reparto se realiza de la siguiente manera.

TABLA N° A.10 Resultado del mes de Marzo 10

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044584	196.74	4,412.86	50.356%	50.356%	112,054.17
PLATANAL	0.172740	86.12	498.58	5.689%	5.689%	12,660.28
KALLPA	0.044637	171.94	3,851.91	43.955%	43.955%	97,810.07
		454.81	8,763.35	100.000%	100.000%	222,524.52

Las distancias eléctricas las calcula el COES, con el software Winflu.

Para el mes de abril se tiene que la compensación es $242,006 * 0.9252$, resultando 223,903.95, y el reparto se realiza de la siguiente manera.

TABLA N° A.11 Calculo de la Distancia Eléctrica

Central	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Promedio
CHILCA	0.044580	0.044586	0.044586	0.044586	0.044584	0.044584	0.044584
PLATANAL	0.172737	0.172742	0.172742	0.172742	0.172740	0.172740	0.172740
KALLPA	0.044633	0.044638	0.044639	0.044639	0.044637	0.044637	0.044637

Las distancias eléctricas las calcula el COES, con el software Winflu.

TABLA N° A.12 Energía Total Generada

Central	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Total
CHILCA	174.62	191.21	219.41	202.69	196.74	213.18	1,197.85
PLATANAL	-	-	-	41.05	86.12	91.89	219.06
KALLPA	127.35	122.62	138.64	150.74	171.94	108.09	819.37

Para obtener los pagos actualizados al mes de abril se tiene que actualizar los pagos realizados los meses anteriores afectados por el 0.94888% de interés mensual, este porcentaje refleja el 12% de interés anual que señala la Ley.

TABLA N° A.13 Pagos realizados y actualizados al mes de abril

Central	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Total
CHILCA	134,043.73	139,118.80	139,215.01	125,761.77	113,117.43	651,256.73
PLATANAL	0.00	0.00	0.00	6,573.98	12,780.41	19,354.40
KALLPA	97,642.14	89,107.57	87,861.96	93,420.63	98,738.17	466,770.47

El costo total de la línea analizada es el total pagado más los 223,903.95, es decir 1'361,285.55.

TABLA N° A.14 Resultado de la Liquidación en abril

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044584	1,197.85	26,867.26	57.79%	57.79%	135,416.91
PLATANAL	0.17274	219.06	1,268.15	2.73%	2.73%	17,777.45
KALLPA	0.044637	819.38	18,356.52	39.48%	39.48%	70,709.59
		2,236.29	46,491.93	100.00%	100.00%	223,903.95

En la siguiente tabla se observa los resultados del mes de abril si no hubiese liquidación, para mostrar las diferencias que existen entre ellas.

TABLA N° A.15 Resultado del mes de abril sin liquidación

Central relevante	Distancia Eléctrica Z	Energía GWh	GWh/Distancia eléctrica	FG inicial	FG final	CMG S/.
CHILCA	0.044584	213.18	4,781.54	61.82%	61.82%	138,409.99
PLATANAL	0.172740	91.89	531.96	6.88%	6.88%	15,398.39
KALLPA	0.044637	108.09	2,421.53	31.31%	31.31%	70,095.56
		413.16	7,734.96	100.000%	100.00%	223,903.95

Si el reparto se hubiese realizado sin liquidación anual, la central hidroeléctrica El Platanal sería beneficiado en S/. 2,378.66, la central térmica Kallpa sería beneficiado en S/. 613.60 y la central térmica Chilca sería perjudicada en S/. 2,992.25.

Con la liquidación se obtiene un resultado más justo para todos, ya que se toma el total de la energía en el año y se toma el promedio de las distancias eléctricas del año, con esto se obtiene el uso de la instalación por parte de los generadores en el año.

ANEXO B: Ejemplo del Criterio de Beneficio Económico.

El Osinergmin publicó las compensaciones para los sistemas secundarios de transmisión, y el Sistema Generación/Demanda de REP se realiza por los Beneficios Económico.

TABLA N° B.1 Sistema Generación/Demanda de REP

Ítem	Titular	Elemento	Compensación Mensual S/.	Responsables de Pago
1	REP	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2238 SET PIURA OESTE	15,294	Generadores
2	REP	Celda de Línea a Piura Oeste L-2238 SET CHICLAYO OESTE	22,527	Generadores
3	REP	Celda de Línea a Chimbote 1 L-2232 SET TRUJILLO NORTE	7,044	Generadores
4	REP	Celda de Línea a Chimbote 1 L-2233 SET TRUJILLO NORTE	7,044	Generadores
5	REP	Celda de Línea a Trujillo Norte L-2232 SET CHIMBOTE 1	4,758	Generadores
6	REP	Celda de Línea a Trujillo Norte L-2233 SET CHIMBOTE 1	4,758	Generadores
7	REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2243 SET ZAPALLAL	3,859	Generadores
8	REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2242 SET ZAPALLAL	3,859	Generadores
9	REP	Celda de Línea a Zapallal L-2242 SET VENTANILLA	4,076	Generadores
10	REP	Celda de Línea a Zapallal L-2243 SET VENTANILLA	4,076	Generadores
11	REP	Celda de Línea a Chavarría L-2245 SET VENTANILLA	0	Generadores
12	REP	Celda de Línea a Chavarría L-2244 SET VENTANILLA	0	Generadores
13	REP	Celda de Línea a Chavarría L-2246 SET VENTANILLA	0	Generadores
14	REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2244 SET CHAVARRIA	0	Generadores
15	REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2245 SET CHAVARRIA	0	Generadores
16	REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2246 SET CHAVARRIA	0	Generadores
17	REP	Celda de Línea a San Juan L-2010 SET SANTA ROSA	1,942	Generadores
18	REP	Celda de Línea a San Juan L-2011 SET SANTA ROSA	1,942	Generadores
19	REP	Celda de Línea a Santa Rosa L-2010 SET SAN JUAN	1,815	Generadores
20	REP	Celda de Línea a Santa Rosa L-2011 SET SAN JUAN	1,815	Generadores
21	REP	Celda de Línea a Santuario L-1021 SET SOCABAYA	9 495	Generadores

Ítem	Titular	Elemento	Compensación Mensual S/.	Responsables de Pago
22	REP	Celda de Línea a Santuario L-1022 SET SOCABAYA	9 495	Generadores
23	REP	Celda de Línea a Cerro Verde L-1023 SET SOCABAYA	4 440	Generadores
24	REP	Celda de Línea a Callalli L-1008 SET TINTAYA	11 006	Generadores
25	REP	Celda de Línea a Tintaya L-1008 SET CALLALLI	13 394	Generadores
26	REP	Celda de Línea a Santuarios L-1020 SET CALLALLI	15 154	Generadores
27	REP	Celda de Línea a Socabaya L-1023 SET CERRO VERDE	4 755	Generadores
28	REP	Celda de Línea a Callalli L-1020 SET SANTUARIO	16 758	Generadores
29	REP	Celda de Línea a Socabaya L-1021 SET SANTUARIO	10 218	Generadores
30	REP	Celda de Línea a Socabaya L-1022 SET SANTUARIO	10 218	Generadores
31	REP	L.T. Piura Oeste - Chiclayo Oeste L-2238	498 536	Generadores
32	REP	L.T. Trujillo Norte - Chimbote 1 L-2232	112 463	Generadores
33	REP	L.T. Trujillo Norte - Chimbote 1 L-2233	119 712	Generadores
34	REP	L.T. Zapallal - Ventanilla L-2242/2243	19 759	Generadores
35	REP	L.T. Ventanilla - Chavarría L-2244/2245	0	Generadores
36	REP	L.T. Ventanilla - Chavarría L-2246	0	Generadores
37	REP	L.T. Santa Rosa - San Juan L-2010/2011	14 712	Generadores
38	REP	L.T. Tintaya - Callalli L-1008	233 184	Generadores
39	REP	L.T. Santuario - Callalli L-1020	230 101	Generadores
40	REP	L.T. Santuario - Socabaya L-1021/1022	52 331	Generadores
41	REP	L.T. Socabaya - Cerro Verde L-1023	4 133	Generadores

FUENTE: Osinergmin.

Del cuadro anterior se tiene que para la línea Callalli-Santuario la compensación mensual es S/. 230 101 por la línea, S/. 16 758 por la celda en la SET Santuario, S/. 13 394 por la celda es la SET Callalli, estos valores redondeados, esto resulta S/. 262 016, esto es resultado del CMA que viene a ser 1.0483 millones de US\$, siendo entonces el CMAG4 (CMA de los generadores en los 4 años) 3.184 millones de US\$, esto se obtiene de los

CMA de cada año con una tasa del 12%. En las siguientes tablas se muestra los beneficios de las centrales térmicas e hidroeléctricas.

TABLA N° B.2 Beneficio de Centrales Térmicas

CENTRAL TERMICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4 (Millones US\$)	BEUG4/BETG
	Con Línea	Sin Línea		
CT Santa Rosa	0.6	0.5	0.01019	0.021
CT Chiclayo	0.1	0.1	0.00175	0.004
CT Piura	0.1	0.1	0.00162	0.003
CT Marcona	8.4	8.4	0.00427	0.009
CT Mollendo	0.8	0.8	0.01671	0.035
CT Chilina	0.3	0.3	0.00514	0.011
CT Bellavista	0.0	0.0	0.00013	0.000
CT Pucallpa	0.1	0.1	0.00481	0.010
CT Tarapoto	0.2	0.2	0.00133	0.003

No se consideran las centrales que tienen perjuicio económico.

TABLA N° B.3 Beneficio de Centrales Hidroeléctricas

CENTRAL HIDRAULICA	Valor Presente Neto del Beneficio Económico Anual del Generador (BEUG4)		BEUG4 (Millones US\$)	BEUG4/BETG
	Con Línea	Sin Línea		
Cahua	36.94	36.94	0.0000	0.000
Cañón del Pato 2	98.20	98.17	0.0303	0.064
Pariac	4.69	4.69	0.0002	0.000
Carhuaquero G4	3.53	3.53	0.0005	0.001
Charcani I	2.24	2.24	0.0047	0.010
Charcani II	0.80	0.79	0.0014	0.003
Charcani III	6.03	6.02	0.0110	0.023
Charcani IV	16.64	16.61	0.0307	0.065
Charcani V	103.40	103.07	0.3320	0.699
Charcani VI	9.89	9.87	0.0181	0.038
Santa Rosa II	1.61	1.61	0.0003	0.001

No se consideran las centrales que tienen perjuicio económico.

De los cuadros anteriores se obtiene que el BETG es 0.475 millones de US\$.

Se calcula el valor de K (BETG/CMAG4) siendo este 0.1492, entonces la forma de asignación es la siguiente.

$CMAG_{BE} = K \times CMAG$	0.0179
-----------------------------	--------

$$\text{CMAG}_c = (1-K) \times \text{CMAG} \quad 0.1021$$

El beneficio económico por confiabilidad se realiza en base a las centrales que se encuentran aguas arriba de la instalación, para esto se usa el mismo método del cálculo de los generadores relevantes para obtener estas centrales.

Entonces en el siguiente cuadro se aprecia los beneficios económicos por confiabilidad.

TABLA N° B.4 Beneficio de Económicos por Confiabilidad

Central Hidroeléctrica	Aguas Arriba	Energía Generada	Gwhi / GWhG
Charcani V	X	2767	0.275
Machupicchu I	X	3692	0.367
San Gabán II	X	3458	0.343
Misapuquio	X	120	0.012
San Antonio	X	15	0.001
San Ignacio	X	12	0.001
Huayllacho	X	4	0.000

De la tabla B.2, B.3 y B.4 se obtiene las tablas de beneficios, de las centrales térmicas.

TABLA N° B.5 Análisis del Beneficio de Económico

Central Térmica	BEUG4/BETG	Gwhi / GWhG	CMAGi Preliminar	(%) CMAG
CT Santa Rosa	0.021	0.000	0.003	0.320%
CT Chiclayo	0.004	0.000	0.001	0.055%
CT Piura	0.003	0.000	0.001	0.051%
CT Marcona	0.009	0.000	0.001	0.134%
CT Mollendo	0.035	0.000	0.006	0.525%
CT Chilina	0.011	0.000	0.002	0.161%
CT Bellavista	0.000	0.000	0.000	0.004%
CT Pucallpa	0.010	0.000	0.002	0.151%
CT Tarapoto	0.003	0.000	0.000	0.042%

Y de las centrales hidráulicas.

TABLA N° B.6 Análisis del Beneficio de Económico

Central Hidráulica	BEUG4/BNETG	Gwhi / GWhG	CMAGi Preliminar	(%) CMAG
Cahua	0.000	0.000	0.000	0.001%
Cañón del Pato 2	0.064	0.000	0.010	0.951%
Pariac	0.000	0.000	0.000	0.005%
Carhuaquero G4	0.001	0.000	0.000	0.014%
Charcani I	0.010	0.000	0.002	0.148%
Charcani II	0.003	0.000	0.000	0.043%
Charcani III	0.023	0.000	0.004	0.344%
Charcani IV	0.065	0.000	0.010	0.963%
Charcani V	0.699	0.275	0.354	33.810%
Charcani VI	0.038	0.000	0.006	0.569%
Machupicchu I		0.367	0.327	31.199%
San Gabán II		0.343	0.306	29.217%
Misapuquio		0.012	0.011	1.017%
San Antonio		0.001	0.001	0.124%
San Ignacio		0.001	0.001	0.105%
Huayllacho		0.000	0.000	0.038%
Santa Rosa II	0.001	0.000	0.000	0.009%

En las tablas anteriores se muestran el CMAGi preliminar y el porcentaje de asignación del CMAG, el primero se obtiene del producto de BEUG4/BETG por el CMAGBE mas el producto de Gwhi / GWhG por el CMAGC, el segundo es el porcentaje de participación del CMAGj preliminar.

De las tablas anteriores se puede observar que no todas las centrales pasan del 1%, en la siguiente tabla se muestran las centrales con el filtro respectivo y la asignación correspondiente.

TABLA N° B.7 Asignación de responsabilidad de Pago por centrales

Central Hidráulica	CMAGi	PPi	Promedio	CMAGi Filtrada
Charcani V	0.372	0.000	0.186	0.194
Machupicchu I	0.343	0.398	0.371	0.387
San Gabán II	0.322	0.546	0.434	0.452
Misapuquio	0.011	0.018	0.015	0.015

TABLA N° B.8 Asignación de responsabilidad de Pago por Empresa al año

GENERACION	US\$ / AÑO	%
EGECAHUA	15193.2	1.4%
EGASA	194094.3	18.5%
EGEMSA	386503.4	36.9%
SAN GABAN	452470.8	43.2%
TOTAL	1048261.7	100.0%

Como resultado para el pago mensual se obtiene en soles/mes tomando en cuenta el interés del 12%.

TABLA N° B.9 Asignación de responsabilidad de Pago por Empresa al mes

TITULAR DE GENERACION	SOLES / MES
EGECAHUA	3,797.57
EGASA	48,514.43
EGEMSA	96,607.62
SAN GABAN	113,096.37
TOTALES	262,016.00

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ley N° 28832, Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, 2006.
- [2] Januz Bialeck, Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N° 3, 1997.
- [3] Comisión MEM-OSINERG, Libro Blanco “Proyecto de Ley para asegurar el desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, 2005.
- [4] Rodolfo Reta, “El servicio de Transmisión en Mercados Competitivos de Energía Eléctrica”, Instituto de Energía Eléctrica, Facultad de Ingeniería- Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2009.
- [5] Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD, Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT”, 2008
- [6] Quantum Expertos en Regulación de Servicios Públicos, Metodología y Procedimiento para la asignación de Cargos de Transmisión, 2008.
- [7] Resolución OSINERGMIN N° 023-2008-OS/CD, “Norma Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”, 2008
- [8] Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión y Modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, 2007.
- [9] Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, 1992.
- [10] Michel Rivier, “La Regulación del Sector Eléctrico”, Modulo 5: “La Regulación de Libre Mercado: Transporte y Distribución”, Unidad 5.A: Transporte de electricidad, Universidad Comillas, 2003-2004.