

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS
ELÉCTRICAS**

**Tarea 3.1.3. Informe N° 40 Propuesta de
metodología para la asignación de los
costos totales por proceso de suministro
a las diversas clases de usuarios.**

Preparado para:



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 3.1.3. Informe N° 40: Propuesta de metodología para la asignación de los costos totales por proceso de suministro a las diversas clases de usuarios.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	5
INFORME	7
1. <i>INTRODUCCIÓN.....</i>	7
2. <i>ANÁLISIS DEL PROBLEMA A RESOLVER.....</i>	8
2.1. Estructura tarifaria teórica, basada en costos marginales, no recupera los costos totales	8
2.2. Condicionantes de la solución del problema	8
2.3. la experiencia internacional de asignación de costos de procesos en mercados eléctricos reformados	10
2.4. opciones para la asignación de costos de procesos	12
3. <i>ANÁLISIS DE LA SOLUCIÓN APLICADA ACTUALMENTE PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS CONTABLES.....</i>	13
4. <i>ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS IDENTIFICADAS POR EL CONSULTOR.....</i>	15
4.1. Ventajas y desventajas de la recaudación del total y posterior asignación a procesos.....	17
4.2. Ventajas y desventajas de la asignación de costos totales por proceso.....	18
4.3. Opción intermedia.....	19
4.4. Opción recomendada.....	19
5. <i>DESARROLLO DETALLADO DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA OPCIÓN RECOMENDADA</i>	20
ANEXO: COMENTARIOS DEL CONSULTOR AL MODELO DE ASIGNACION DE COSTOS CONTABLES DE CFE	23
1. <i>OBJETIVO.....</i>	23
2. <i>LA CONTABILIDAD.....</i>	23

3.	<i>ASIGNACION DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN</i>	24
4.	<i>ASIGNACION DE COSTOS DE ACTIVOS</i>	24
4.1.	MÉTODO DE DEMANDA COINCIDENTE.....	25
4.2.	MÉTODO DE PROMEDIO Y EXCESO.....	26
5.	<i>ASIGNACION DE COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN</i>	26
6.	<i>ESTRUCTURA DEL MODELO</i>	26
7.	<i>VARIABLES</i>	27
8.	<i>PARÁMETROS</i>	27
9.	<i>FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS</i>	28
10.	<i>COMENTARIO FINAL</i>	28

FINAL

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 3.1.3. INFORME N° 40: PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TOTALES POR PROCESO DE SUMINISTRO A LAS DIVERSAS CLASES DE USUARIOS

GLOSARIO

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CRE: Comisión Reguladora de Energía

OyM: Operación y Mantenimiento.

TDR: Términos de Referencia del presente servicio de consultoría.

CFE: Comisión Federal de Electricidad

LFC: Luz y Fuerza del Centro

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 3.1.3. INFORME N° 40: PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TOTALES POR PROCESO DE SUMINISTRO A LAS DIVERSAS CLASES DE USUARIOS

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TdR, Tarea, 3.1.3: Propuesta de metodología para la asignación de los costos totales por proceso de suministro a las diversas clases de usuarios.

El documento se apoya en los objetivos, conceptos, criterios y metodología que analiza y describe el Informe N° 33 para la formulación de la tarifa teórica, basada en costos marginales de largo plazo.

Se identifica que las razones por las cuales las tarifas teóricas basadas en costos marginales producen ingresos inferiores a los costos totales de proporcionar el servicio, son la existencia de economías de escalas en los procesos de transmisión y distribución y un grado de eficiencia de la CFE o de LFC diferente del que se haya adoptado en la estructura tarifaria teórica.

Se reseña la experiencia internacional existente a nivel de países latinoamericanos que reformaron el sector eléctrico, para la recuperación de los costos de los procesos asociados al suministro eléctrico, a través de precios y tarifas. Al respecto se destaca que ella está estrechamente vinculada a sistemas donde existe una desintegración vertical y horizontal de los procesos de la industria eléctrica.

Se analiza la forma en que actualmente se asignan los costos de los procesos a los grupos de usuarios, destacándose que esta presenta criterios marginalistas, pero adolece de algunos defectos, entre los que destaca el hecho que los costos de explotación se asignan completamente en función de la energía consumida, en circunstancias que los correspondientes a la operación y mantenimiento de las redes deberían asignarse de la misma forma que los activos, esto es, según las demandas de potencia.

La formulación de alternativas para la asignación de costos a procesos identifica dos opciones que propenderían a una eficiente asignación de recursos, que son la introducción de un cargo estampilla asignado por cliente o por unidad de demanda de potencia, y la asignación del ingreso adicional requerido de manera inversamente proporcional a la elasticidad precio del consumo. Sin embargo, en el análisis el consultor no recomienda estos procedimientos de asignación principalmente por razones prácticas.

El análisis de opciones se centra entonces en la asignación de los costos totales de los procesos, en su asignación por cada proceso o bien agrupando algunos procesos. El análisis de estas opciones concluye en la recomendación de agrupar por una parte los procesos de generación y transmisión de la CFE, y por otra, separadamente los procesos de subtransmisión y distribución de la CFE y de LFC. Ello principalmente fundado en la necesidad de no contaminar las tarifas mayoristas de la CFE, que consideran los procesos de generación y transmisión, con los costos de sus procesos de subtransmisión y distribución, lo cual evita subsidios cruzados al interior de la CFE entre el nivel generación-transmisión y el nivel distribución, y por otra facilita la estructuración tarifaria de LFC, al aplicarle una tarifa de suministro de energía desde la CFE ausente de costos de distribución de dicha corporación.

El informe destaca que si se le reconocen todos los costos a CFE, tal como indican los TdR, es porque se supone que CFE cumple con el principio de eficiencia, por lo que la asignación de los costos de generación y transmisión de CFE a LFC debiese ser justificada.

El informe concluye con el desarrollo metodológico de la opción recomendada para la asignación de costos de procesos a grupos de usuarios, diferenciándose del esquema vigente que no mantiene la estructura de la tarifa teórica.

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 3.1.3. INFORME N° 40 : PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS TOTALES POR PROCESO DE SUMINISTRO A LAS DIVERSAS CLASES DE USUARIOS

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde a la Tarea, 3.1.3, Propuesta Metodológica para la Asignación de los Costos Totales de Procesos a los Grupos de Usuarios, cuya finalidad es establecer la metodología para transformar el cuadro tarifario teórico, basado en costos marginales de largo plazo (CMLP) de manera que la recaudación obtenida recupere los costos reales de los procesos involucrados en el suministro eléctrico.

El informe analiza en primer lugar la naturaleza del problema a resolver, en cuanto a que las tarifas teóricas enteramente basadas en costos marginales no garantizan la suficiencia financiera de la empresa eléctrica real, y las condicionantes de la solución del problema. Además se analiza la solución actualmente aplicada por CFE para la asignación de sus costos contables a los usuarios. Luego se discuten las opciones que se visualizan para asignar los costos contables. Se concluye con una recomendación y desarrollo de la metodología a utilizar para asignar el costo total de los procesos a las clases de usuarios.

Cabe señalar que el presente informe, en todo lo relativo a los objetivos, conceptos, criterios y metodologías que están detrás de la estructura tarifaria teórica basada en costos marginales, se apoya en el Informe N° 33 que se refiere amplia y específicamente a ellos; no obstante, en la medida que se considera conveniente, se repiten acá algunas de dichas materias.

2. ANÁLISIS DEL PROBLEMA A RESOLVER

2.1. ESTRUCTURA TARIFARIA TEÓRICA, BASADA EN COSTOS MARGINALES, NO RECUPERA LOS COSTOS TOTALES

La asignación de los costos totales de suministro a las diferentes clases o categorías de usuarios es un problema que, en principio, debiera ser resuelto por la estructura tarifaria teórica, que es aquella estructura basada en costos marginales de suministro. Sin embargo, las tarifas teóricas basadas enteramente en los costos marginales no necesariamente permiten recuperar los costos totales de suministro, debido a las siguientes razones:

- La existencia de economías de escala y/o de economías de red lleva a que los costos marginales de energía sean inferiores a los costos medios, lo cual se traduce en que la recaudación obtenida por la aplicación de costos marginales no recupera los costos totales. Las economías de escala se producen principalmente en la transmisión de electricidad, y las economías de red, también denominadas economías de alcance, se producen en la actividad de distribución.
- Los costos marginales incorporan condiciones de eficiencia en cada uno de los procesos de la industria eléctrica, desde la generación hasta el suministro a los usuarios, las cuales no necesariamente están presentes en el mismo grado en las empresas eléctricas reales.
- Las decisiones de expansión realizadas en el pasado que en el escenario de precios y/o políticas energéticas pudieron ser eficientes y hoy han quedado desadaptadas

Dado entonces que no es posible recuperar con el producido tarifario de la aplicación de tarifas teóricas basadas en costos marginales, los costos totales reales es que se hace necesario, entonces, establecer un mecanismo de asignación de costos, que permita asignar el costo total entre cada clase de usuario del servicio eléctrico.

2.2. CONDICIONANTES DE LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

La solución del problema de asignación de costos de los procesos a los usuarios, tiene condicionantes tanto desde el punto de vista de los clientes como del de las empresas eléctricas.

Del lado de los clientes, dado que hay que modificar la tarifa teórica, la condicionante es como hacerlo para que se preserven, en todo lo posible, las señales de eficiencia que el costo marginal transmite. Este tema lo resuelve, en principio, el diseño de la estructura tarifaria, el que debería tener en cuenta el objetivo de preservar las señales de costo marginal en las componentes de consumo eléctrico que son más elásticas al precio, como lo es el consumo de energía.

Del lado de las empresas eléctricas, se tiene la condicionante de que el costo de cada proceso debe poder ser recuperado por la empresa eléctrica que provee el respectivo servicio. Ello lleva a que se visualicen las siguientes formas para el procedimiento de asignación de costos:

1. A través las tarifas aplicadas a los clientes se pone como objetivo recaudar el costo total, sin necesariamente identificar en la composición de la tarifa el costo efectivo de cada proceso. Posteriormente, a través de transferencias entre procesos se logra el objetivo de que cada uno recaude sus costos en el caso en que no sea una empresa integrada (ejemplo CFE y LyF).
2. La estructura tarifaria se establece de tal forma que en ella queden reflejados los costos que agrega cada proceso, de forma tal que lo que pagan los clientes se puede separar directamente en lo que le corresponde recaudar a cada proceso. Así por ejemplo, si del total que recauda el proceso de distribución se resta el valor de la energía y potencia en la frontera con la transmisión, el resultado en este esquema debiese ser el costo del proceso de distribución.
3. Una variante de los esquemas anteriores es que se agrupen algunos procesos y se traspase a los usuarios el costo que agregan en conjunto, limitándose con ello la cantidad de transferencias entre procesos a que conduce el esquema mencionado en 1.

2.3. LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE PROCESOS EN MERCADOS ELÉCTRICOS REFORMADOS

La experiencia internacional que se observa para la asignación de los costos de procesos en los países que han reformado el sector eléctrico, está estrechamente relacionada con la nueva estructura que se ha dado a este sector en esos países. Esta estructura, que se observa como característica común en todos ellos, considera la segmentación de la industria eléctrica en sus procesos de generación, transmisión y distribución. Con esta estructura, se define un esquema de precios o tarifas para cada segmento que tiene en cuenta las características propias de cada uno, y al usuario final se le aplica una estructura tarifaria que adiciona los costos de cada proceso hasta el nivel en el que este se conecta al sistema eléctrico.¹

El esquema de precios generalmente aplicado a nivel de generación considera la creación de mercados competitivos en este nivel, para lo cual se establecen un mercado de suministro en contratos financieros de largo plazo y un mercado spot basado en costos marginales de corto plazo, en el que se resuelve el despacho económico del parque generador y se despejan los contratos de suministro de largo plazo. En este mercado mayorista los generadores son remunerados con los ingresos que obtienen por la comercialización de la energía en los dos mercados señalados: el de contratos y el spot, sin considerarse ningún tipo de transferencias ni ajustes adicionales a la percepción directa de la remuneración de la energía y la potencia vendidas en los señalados mercados.

¹ En Latinoamérica este enfoque de regulación del mercado eléctrico esta presente en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Panamá, Perú y República Dominicana.

A nivel de transmisión se aplican esquemas de precios que son diversos, en cuanto al grado de sofisticación o simplificación de su estructura, existiendo en un extremo esquemas uninodales con cargos únicos o cargos estampilla, aplicables a generadores y consumidores, y en el otro, esquemas multinodales, con cargos diferenciados por nodo tanto para las inyecciones de generación como para los retiros destinados a consumos; este último esquema se presenta a veces como una combinación de precios a costo marginal de energía y capacidad con despliegue multinodal, complementado con cargos fijos o peajes que permiten al transmisor la recuperación de los costos no cubiertos por el ingreso proveniente de la aplicación de costos marginales. Sin embargo, como característica común a todos estos esquemas, se observa la recuperación por el transmisor de los costos de reposición a valor nuevo de instalaciones adaptadas a la demanda, y de operación y mantenimiento eficiente de la red de transmisión.

A nivel de distribución, el modelo tarifario comúnmente aplicado es el del Valor Agregado de Distribución (VAD), en el cual este valor se determina para empresas de distribución modelo eficiente representativas de determinadas clases de densidad. El VAD se calcula como el costo medio de largo plazo de inversión y operación, mantenimiento y administración de la red de distribución, y el costo medio de atención comercial. El sustento conceptual del modelo es la constatación de que para una misma densidad de distribución el costo medio de largo plazo es igual al costo marginal de largo plazo.

El modelo de asignación de costos que se observa a nivel internacional, sucintamente descrito en los párrafos anteriores, tiene la característica de que en cada proceso se recuperan los ingresos permitidos por la regulación, no requiriéndose transferencias entre los procesos transferencias adicionales a aquellas que se derivan de la facturación comercial de los servicios que entre ellos se prestan.

Considerando que la organización de la industria eléctrica en México esta verticalmente integrada en la CFE, con la sola excepción de Luz y Fuerza del Centro, en la identificación de opciones de asignación de costos, que se analiza en más detalle a continuación, el Consultor ha considerado opciones que permiten también la asignación de costos por el total de los procesos o por un grupo de ellos.

2.4. OPCIONES PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS DE PROCESOS

Teniendo a la vista los objetivos de eficiencia económica y de viabilidad financiera, la selección de la tarifa objetivo debiese cumplir con los siguientes requisitos:

1. Reflejar costos económicos, para lo cual deben cumplir dos requisitos orientados a satisfacer sendos propósitos:
 - a. Se deben satisfacer las necesidades financieras que aseguren la sustentabilidad del servicio, entonces el *nivel tarifario* debe ser acorde al costo medio del servicio.
 - b. Las tarifas deben constituir un sistema de precios que entregue a los usuarios los costos económicamente eficientes para sus decisiones de consumo; entonces la *estructura tarifaria* debe basarse en los costos marginales de largo plazo.
2. Asignar en forma económicamente eficiente la parte de los costos que debe soportar cada una de las distintas categorías o grupos tarifarios (según su nivel de tensión de suministro y modalidad de uso). Para ello la estructura de las tarifas se construye sobre la base de la responsabilidad que les corresponde en la inducción del costo incremental promedio debido a un incremento unitario de la demanda del grupo. Se determinan así las tarifas teóricas.

Como se ha señalado, las tarifas teóricas no garantizan la recuperación de los costos totales de los procesos de generación, transmisión y distribución, requiriéndose, entonces, determinar el déficit y establecer alternativas para recuperarlo de los usuarios. Ello implica:

1. Con las tarifas teóricas, calcular el producido tarifario estimado para el mercado proyectado al período tarifario de aplicación y constatar si se cubre el ingreso mínimo requerido para asegurar la sustentabilidad financiera, determinando el monto total de diferencia que, en presencia de economías de escala y de grados de eficiencia menores que los exigidos en la tarifa teórica, deberá supletoriamente agregarse al producido tarifario estimado.

2. Recuperar por vía de las tarifas el monto total de ingreso adicional requerido para asegurar la sustentabilidad financiera, debiendo ajustarse en consecuencia las tarifas teóricas calculadas previamente.

Se pueden adoptar distintos criterios de ajuste de las tarifas para asignar este ingreso adicional necesario entre los distintos grupos tarifarios; por ejemplo:

- i. en proporción directa a las respectivas tarifas teóricas (multiplicador uniforme), ya sea utilizando un solo multiplicador para la totalidad de los procesos o bien aplicando multiplicadores separados para cada proceso o para grupos de procesos.
- ii. mediante un cargo adicional uniforme (“estampilla”) por cliente o bien por cada unidad de demanda de potencia,
- iii. en proporción inversa a la elasticidad-precio de los distintos grupos (criterio de Ramsey-Boiteaux).

La elección del criterio de ajuste de las tarifas base es una materia de discusión propia de cada caso particular; las resultantes son *tarifas objetivo en los términos de los TdR*.

En el punto 4 de este informe se analizarán las ventajas y desventajas de la forma de asignar el costo total a los clientes.

3. ANÁLISIS DE LA SOLUCIÓN APLICADA ACTUALMENTE PARA LA ASIGNACIÓN DE COSTOS CONTABLES

De acuerdo con lo descrito en el documento “Metodología de Asignación de Costos Contables de la CFE”, en síntesis, la solución aplicada en las tarifas existentes para la asignación de costos totales de procesos a grupos de usuarios, consiste en:

1. Separar los costos totales de cada proceso en dos partes: los costos de explotación y costos de capital.

2. Considerar en la asignación de costos a grupos de usuarios conectados en un determinado nivel de tensión los costos totales de cada uno de los procesos que se ubican aguas arriba del nivel de localización del cliente. Así, para grupo de usuarios conectados en el nivel de transmisión, se asignan los costos totales de generación y transmisión.
3. Asignar los costos de explotación de cada proceso según la proporción que representa el consumo de energía de cada grupo de usuarios, en relación al consumo total.
4. Asignar los costos de capital de las etapas de generación y transmisión en función de la demanda máxima de cada grupo de usuarios, coincidente con la demanda máxima del sistema.
5. Asignar una parte de los costos de capital de las etapas de subtransmisión, y distribución primaria y secundaria, según la potencia media de cada grupo de usuarios. La otra parte de dichos costos se asigna según la proporción que represente diferencia entre la demanda máxima coincidente del grupo y la potencia media correspondiente, en relación a la suma de dicha diferencia entre todos los grupos de usuarios.
6. Aplicar los factores de elevación por pérdidas en cada nivel de tensión.

Los comentarios que tiene el Consultor respecto del criterio de asignación de costos totales sucintamente descrito en los puntos anteriores son los siguientes:

1. El modelo de asignación de costos tiene algunos elementos que respetan una lógica marginalista: cascada de precios; cascada de pérdidas;
2. Tiene elementos observables en la asignación de costos de explotación, dado que todos se efectúan en proporción a la energía consumida, en circunstancias que todos aquellos costos de explotación asociados a la operación y mantenimiento de las redes de transmisión y distribución se debieran asignar del mismo modo que se asignan los costos de activo de ellas, esto es a la potencia.

3. La asignación de los costos de distribución se realiza en dos partes: una parte se asigna según la potencia media consumida, por el grupo de consumo, y la otra parte según la diferencia entre la demanda máxima no coincidente del grupo y la demanda media del mismo (exceso de demanda). no obstante el documento no señala que proporción del costo total se asigna según uno u otro criterio y cual es su justificación. El Consultor solicitará a la CFE una aclaración sobre este punto.
4. La asignación se realiza por proceso, de manera que cada proceso cobra sus costos totales.

En el anexo se entrega el detalle del análisis realizado al procedimiento actual de asignación de costos contables.

El esquema de asignación vigente permite transferir los costos incurridos pero no parece mantener relación con las tarifas teóricas, es decir con la estructura eficiente.

4. ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS IDENTIFICADAS POR EL CONSULTOR

Como se señaló anteriormente en este informe, las opciones para asignar a los grupos de usuarios el ingreso adicional al producido por las tarifas teóricas, de manera de recuperar los costos de los procesos consistían en:

- i. Asignarlo en proporción directa a las respectivas tarifas teóricas (multiplicador uniforme), ya sea utilizando un solo multiplicador para la totalidad de los procesos o bien aplicando multiplicadores separados para cada proceso o para grupos de procesos.
- ii. Asignarlo mediante un cargo adicional uniforme (“estampilla”) por cliente o bien por cada unidad de demanda de potencia,
- iii. Asignarlo en proporción inversa a la elasticidad-precio de los distintos grupos (criterio de Ramsey-Boiteaux).

Discutiremos primeramente las opciones ii y iii, por ser ellas enteramente diferentes al criterio que se aplica actualmente.

En primer lugar, cabe señalar que tanto la opción de aplicar un cargo uniforme o estampilla, como la de asignar el ingreso adicional en proporción inversa a la elasticidad precio de los grupos de consumidores, están orientadas a preservar al máximo la eficiencia en la asignación de recursos, al colocar el ingreso adicional requerido en elementos de demanda más inelásticos al precio, y dejando los elementos de demanda más elásticos sometidos a señales de precio iguales al costo marginal de largo plazo. Desde este punto de vista, ambas opciones serían en principio las mejores desde el punto de vista de la asignación de recursos.

Sin embargo, ambas opciones tienen algunos inconvenientes que dificultan su aplicación:

En efecto, la opción de colocar un cargo estampilla por cliente tiene el problema que afectaría a los millones de clientes que constituyen el segmento residencial, probablemente implicando un ajuste tarifario difícil de aplicar, o acentuando la necesidad de subsidio que estos clientes actualmente tienen. Si la estampilla se aplica en la potencia demandada, el problema se atenúa un poco, pero sigue siendo, a juicio del Consultor, difícil de manejar a nivel de los clientes medianos y pequeños. Estos argumentos llevan al Consultor a no recomendar la aplicación de esta alternativa.

La opción de asignar el diferencial de ingreso requerido, de manera inversamente proporcional a la elasticidad precio de la demanda eléctrica, tiene el problema de que la tarifa pasa a ser discriminatoria en relación con los clientes inelásticos tales como comercio, servicios públicos, etc., rompiéndose con ello el criterio de neutralidad que la tarifa debe tener en relación con el uso que el cliente da a la electricidad demandada. Esta es la razón principal que lleva al Consultor a no recomendar la aplicación del criterio de asignar el ingreso adicional requerido de manera inversamente proporcional a la elasticidad precio.

En consecuencia, queda la alternativa de asignar mediante al aplicación de un multiplicador uniforme a los cargos unitarios de la tarifa teórica. En esta alternativa se tienen las siguientes opciones: 1) Asignar el costo total a los grupos de usuarios, y luego reasignar la recaudación total a los procesos mediante transferencias entre ellos, 2) Asignar los costos de cada proceso a los grupos de usuarios. 3) Una opción intermedia consistente en agrupar algunos procesos y asignar el costo total de ellos a grupos de usuarios. A continuación se analizan las ventajas y desventajas de cada procedimiento:

4.1. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA RECAUDACIÓN DEL TOTAL Y POSTERIOR ASIGNACIÓN A PROCESOS

La principal ventaja de resolver la asignación de los costos de procesos a los grupos de usuarios mediante la asignación del costo total de los procesos, esto es la asignación del costo total de la suma de los costos de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, es que se tiene alguna flexibilidad para asignar el costo total sin sacrificar un esquema tarifario a costo marginal que promueva la asignación eficiente de los recursos. Si bien la tarifa resultante, aplicable a cada grupo de usuarios es igual o superior al costo marginal de servir el consumo de cada grupo, el método no garantiza que el producido tarifario para cada proceso sea igual a los costos totales de cada uno. En este sentido, cabe señalar que en estricta lógica marginalista el que los usuarios paguen por el suministro el costo marginal de largo plazo, cuando este costo marginal es inferior al costo medio, no implica que estén siendo subsidiados; sin embargo, otro de los principios que deben ser tenidos en cuenta en una buena estructuración tarifaria, es que los clientes paguen a través de la tarifa los costos que su demanda irroge; este principio no se cumple cuando se asigna el costo total de los procesos y no el costo de cada proceso separadamente.

La desventaja de este método es que por fuera del procedimiento de facturación deben realizarse transferencias entre procesos con el fin de que cada uno recupere sus costos. Ello hace que cuando los procesos son realizados por empresas diferentes, como es el caso de LFC en el proceso de distribución, entre ellas deberían poder transferirse recursos por fuera de la tarifa para compensar costos, aparte del natural proceso de facturación comercial de CFE a LFC por la energía suministrada a nivel mayorista.

4.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ASIGNACIÓN DE COSTOS TOTALES POR PROCESO

La ventaja de la asignación de costos totales por proceso radica en que en la estructura tarifaria quedan valores unitarios de cada proceso, que aplicados a la demanda que enfrenta cada uno producen ingresos que son iguales al costo total del mismo proceso. Ello permite que, en el caso que existan dos o más empresas eléctricas involucradas en el suministro al cliente final, el ingreso neto que obtiene cada empresa, proveniente de las operaciones comerciales, cubra sus costos totales sin necesidad que deban existir compensaciones entre empresas para lograr ese objetivo.

Es el caso de la relación entre LFC y la CFE. Si el costo total de los procesos de subtransmisión y distribución primaria y secundaria efectuados por LFC, junto con el costo de adquisición de la energía y capacidad a nivel mayorista, es asignado a sus clientes, y el precio de compra de la energía y capacidad que LFC adquiere de CFE refleja los costos totales de los procesos de generación y transmisión realizados por CFE, entonces el ingreso neto de LFC (ingresos de venta menos compra de la energía y capacidad) resulta igual al costo total de la distribuidora.

Si ocurriera que los costos de cada proceso de CFE no se asignen a los clientes de cada proceso, podría ocurrir que los precios de venta de energía a nivel de transmisión, que deberían tener solamente costos totales de los procesos de generación y transmisión, resulten por encima del nivel correcto, si es que contuvieran parte de los costos de subtransmisión y distribución. Esto haría que CFE tuviera que compensar a LFC, que como cliente conectado a nivel de transmisión estaría pagando un precio de energía mayor que el que corresponde. Esta compensación habría que a su vez descontarla en la estructura tarifaria aplicable a los clientes de LFC.

En el caso de procesos correspondientes a una misma empresa eléctrica, la asignación del costo total de cada proceso a los usuarios, evita que los usuarios de un proceso paguen costos de otros procesos que ellos no irrogan. Por ejemplo, en el caso de los procesos de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria, si los costos totales de cada proceso no estuvieran asignados a los clientes, podría resultar que clientes alimentados en subtransmisión y en distribución primaria estén “subsidiando” a clientes conectados a nivel de distribución secundaria.

La desventaja de asignar los costos totales proceso por proceso es la pérdida de flexibilidad para establecer una estructura tarifaria que refleje en lo posible las señales de costo marginal de la energía y capacidad, en los distintos niveles de la cascada generación, transmisión, distribución.

4.3. OPCIÓN INTERMEDIA

La opción intermedia consistiría en asignar separadamente por una parte el costo total correspondiente a los procesos de generación y transmisión de la CFE y por otra parte, en forma separada, el costo total de los procesos de subtransmisión y distribución de la CFE y el costo total de los procesos de subtransmisión y distribución de LFC. La ventaja de esta opción es que la tarifa resultante de la CFE a nivel Generación-Transmisión no se mezcla con costos de los procesos de subtransmisión y distribución, evitándose transferencias de costos de estos procesos entre la CFE y LFC, así como entre usuarios de generación-transmisión y usuarios de distribución en la propia CFE. En esta opción, la asignación de costos al interior de los procesos de subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria, pudiere implicar algún grado de subsidio desde usuarios del nivel subtransmisión hacia los de distribución primaria y desde ambos hacia los usuarios del nivel de distribución secundaria. De todas formas, en la etapa de implementación numérica de las tarifas se revisará este aspecto.

Hay un principio que debiese ser reconocido: es que si se le reconocen todos los costos a CFE, tal como indica los TdR, es porque se supone que CFE cumple con el principio de eficiencia por lo que la asignación de este costo a LFC debiese ser justificada.

4.4. OPCIÓN RECOMENDADA

Considerando las ventajas y desventajas de las opciones discutidas anteriormente, y teniendo presente, además, que:

- en estimaciones realizadas, las discrepancias entre recaudación obtenida en cada proceso aplicando tarifas iguales al costo marginal de largo plazo (CMLP) y costos totales de cada proceso no son muy significativas, dado que alcanzan como máximo un 25% de discrepancia, y

- que en la práctica la transferencia de costos entre procesos que se desea evitar es la que se produciría entre los procesos agrupados de generación y transmisión y los procesos agrupados de subtransmisión y distribución de la CFE, se recomienda aplicar la opción intermedia analizada.

5. DESARROLLO DETALLADO DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA OPCIÓN RECOMENDADA

De acuerdo con la opción recomendada, la asignación de costos contables a los grupos de usuarios se realiza multiplicando por factores de ajuste los costos marginales incluidos en la estructura de tarifas teóricas, con excepción de los cargos de cliente. El proceso se realiza de la siguiente manera:

1. Se establece la estructura de tarifas teóricas para cada grupo de usuarios, basada en costos marginales de largo plazo (CMLP) de generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria, según los criterios y metodología descritos en el Informe 33.
2. Se determina un factor de ajuste único, para los procesos de generación y transmisión de la CFE, calculado como sigue:

$$FAGT = CTGT / RCMLPGT$$

Donde:

FAGT: Factor de ajuste único de los procesos de generación y transmisión de la CFE

CTGT: Costo contable anual de los procesos de generación y transmisión de la CFE, el que incluye la asignación de costos indirectos a los procesos de generación y transmisión.

RCMLPGT: Recaudación de los procesos de generación y transmisión de la CFE cuando a la demanda que enfrentan se les aplican los costos marginales de largo plazo de los procesos de generación y transmisión.

3. Se determina un factor de ajuste único para los procesos de subtransmisión y distribución de la CFE y otro factor de ajuste único para los procesos de subtransmisión y distribución de LFC. Cada uno de estos factores de ajuste se calcula como sigue:

$$FAD = (CTD-RCFD)/RCMLPD$$

Donde:

FAD: Factor de ajuste único de los procesos de subtransmisión y distribución, calculado separadamente para CFE y para LFC

CTD: Costo total de los procesos de subtransmisión y distribución de CFE o de LFC, según corresponda

RCFD: Recaudación que obtendría la CFE o LFC por la aplicación del cargo fijo por cliente establecido en la tarifa teórica, a los respectivos clientes.

RCMLPD: Recaudación de los procesos de subtransmisión y distribución de la CFE o de LFC, según corresponda, cuando a la demanda de energía y capacidad que enfrentan se les aplican los CMLP de los procesos de subtransmisión y de distribución, respectivamente.

4. Se corrige la estructura tarifaria teórica de cada grupo de usuarios de la CFE multiplicando cada uno de los CMLP de generación y transmisión contenidos en dicha estructura por el factor FAGT y cada uno de los CMLP de subtransmisión y distribución por el factor FAD correspondiente a la CFE..
5. Se corrige la estructura tarifaria teórica de cada grupo de usuarios de LFC multiplicando cada uno de los CMLP de generación y transmisión por el factor FAGT y cada uno de los CMLP de subtransmisión y distribución por el factor FAD correspondiente a LFC.

FINAL

ANEXO: COMENTARIOS DEL CONSULTOR AL MODELO DE ASIGNACION DE COSTOS CONTABLES DE CFE

A continuación se entregan los comentarios de Mercados Energéticos Consultores al Modelo de Asignación de Costos Contables. Estos se insertan en letra cursiva en el documento “Modelo de Asignación de Costos Contables”, preparado por la CFE.

1. OBJETIVO.

La asignación de costos tiene como objetivo el reparto equitativo del costo entre los diferentes usuarios de la energía. Para ello es necesario tomar en cuenta los costos incurridos en la prestación de cada tipo de servicio.

COMENTARIO: El objetivo es repartir costos incurridos para cada tipo de servicio. No se dice nada respecto de dar alguna señal de costo marginal en la forma de repartir. En la medida que el procedimiento de asignación de costos se haga bien (como aparentemente si sucede) se terminan asignando los costos de cada proceso a cada usuario, con lo cual cada proceso debería recaudar sus costos.

Así, por ejemplo, en la prestación del servicio industrial de alta tensión, se ven involucrados los costos de generación, transmisión y comercialización de la energía, mientras que en el servicio residencial es necesario incorporar además los costos de distribución.

COMENTARIO: El criterio de asignación respeta el que a los usuarios conectados en un nivel de tensión se les asignan los costos de la cascada GTD hasta ese nivel, lo cual implica que no habría subsidios cruzados entre usuarios a diferente nivel de tensión.

2. LA CONTABILIDAD.

Los costos se pueden agrupar en dos apartados: de explotación y de activos. Los costos de explotación están integrados por los conceptos de salarios y prestaciones, energéticos, fuerza comprada, mantenimiento, materiales, impuestos, otros gastos e indirectos de oficinas nacionales. Los costos de activos consideran los conceptos de depreciación, aprovechamiento e intereses.

Los costos se registran contablemente por función: generación, transmisión, distribución, comercialización y servicios administrativos.

Para fines de asignación de costos por nivel de tensión de suministro (muy alta, alta, media y baja tensión) es necesario adaptar estos costos reclasificándolos por proceso: generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria, distribución secundaria y comercialización.

3. ASIGNACION DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN.

Los costos de cada proceso se asignan a los distintos grupos de usuarios en forma directamente proporcional a la energía suministrada, y afectada con factores de elevación que toman en cuenta las pérdidas de energía desde la central generadora hasta el punto de conexión con el usuario, en función del nivel de tensión de suministro. Los usuarios de una tarifa se consideran como un grupo.

COMENTARIO: En la medida que los costos de explotación comprenden el costo de la energía,, la asignación de manera proporcional a la energía suministrada, afectada por factores de expansión para tomar en cuenta las pérdidas, aparece correcta para esa componente; no así para los costos de explotación asociados a la operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión y distribución, que deberían asignarse con el mismo criterio que los correspondientes activos. Por otra parte, la asignación de los costos de generación debería tener en cuenta el diferente costo (costo marginal) que tiene la energía por bloque horario.

4. ASIGNACION DE COSTOS DE ACTIVOS.

Los costos de cada proceso se asignan a los distintos grupos de usuarios en forma directamente proporcional a su demanda, y también afectada con factores de elevación que toman en cuenta las pérdidas de potencia desde la central generadora hasta el punto de conexión con el usuario.

La demanda de energía por parte de los usuarios varía considerablemente a lo largo del día, del mes y del año, según el tipo de consumidor. Esta variación es sintetizada por la demanda máxima, la demanda media, y la demanda en exceso (diferencia entre la demanda máxima y la demanda media).

La forma de las curvas de carga es diferente para cada grupo de usuarios y la demanda máxima de cada grupo en general no coincide en el tiempo con las demandas máximas de los demás. Esto significa que si se suman las demandas máximas de cada grupo de usuarios, el resultado es bastante mayor que la demanda máxima del sistema. Por ello es necesario definir el concepto de demanda coincidente, que es la demanda con la que contribuye un cierto grupo en el instante en el que se presenta la demanda máxima del sistema. El factor de diversidad de un grupo de consumidores respecto al sistema se define como el cociente de la demanda máxima del grupo dividida por la demanda coincidente del grupo.

La asignación de los costos de generación y transmisión se realiza en función de las demandas coincidentes, mientras que la asignación de los costos de distribución toma en cuenta las demandas media y en exceso.

COMENTARIO: La asignación de los costos de activos de generación y transmisión en función de las demandas coincidentes aparece correcta, en la medida que esos activos se dimensionan preponderantemente atendiendo a la demanda máxima coincidente del sistema. La asignación de los costos de distribución debe examinarse en función de las demandas a nivel de distribución.

4.1. MÉTODO DE DEMANDA COINCIDENTE.

Consiste en asignar un costo por tarifa con base en la demanda coincidente del grupo. La demanda coincidente se estima a través de un factor de diversidad que representa el desfaseamiento en el tiempo entre la demanda máxima del grupo y la demanda máxima del sistema.

El costo asignado a cada grupo tarifario se obtiene como una proporción de su demanda coincidente respecto a la demanda máxima del sistema.

COMENTARIO: Se comparte el criterio aplicado.

4.2. MÉTODO DE PROMEDIO Y EXCESO.

Consiste en asignar un costo por tarifa mediante la suma de una parte basada en la demanda media y otra basada en la demanda en exceso.

El costo asignado por demanda media se obtiene mediante la proporción existente entre la demanda media del grupo y la demanda media del sistema.

El costo asignado por demanda en exceso se obtiene en forma análoga mediante la proporción de las demandas en exceso.

COMENTARIO: Este criterio de repartición tiende a reconocer que una parte de las instalaciones de distribución responde a una demanda coincidente (que en este caso sería la demanda media) y otra parte responde a demandas máximas no coincidentes (que en este caso sería el exceso de cada grupo de usuarios respecto de la demanda media). Sin embargo, no se señala que proporción de los costos de activo de distribución se asigna según demanda media y cual según exceso.

5. ASIGNACION DE COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN.

Los costos del proceso comercial se asignan a los distintos grupos de usuarios en forma directamente proporcional al número de usuarios afectados con factores de usuarios equivalentes, los cuales toman en cuenta los costos relativos para los distintos grupos.

COMENTARIO: Se comparte el criterio aplicado

6. ESTRUCTURA DEL MODELO.

El modelo está implantado en una hoja de cálculo paginada:

Página A. Datos de entrada, los cuales se clasifican en variables y parámetros.

Páginas B a H. Cuadros resumen de resultados.

Página I. Cuadro resumen de los costos de explotación.

Páginas J a O. Asignación de costos de explotación.

Páginas P a S. Cuadros resumen de los costos de activos.

Páginas T a Y. Asignación de costos de activos.

7. VARIABLES.

Están identificadas con el color rojo en la página A del modelo:

- número de usuarios de cada grupo tarifario
- ventas de cada grupo tarifario
- demanda máxima del sistema
- costos de explotación por función
- costos de activos por función

LFC se considera como cliente de CFE y se trata igual que cualquier grupo tarifario en este modelo.

8. PARÁMETROS.

Están identificadas con el color azul en la página A del modelo:

- factor de usuarios equivalentes de cada grupo tarifario
- factor de carga de cada grupo tarifario
- factor de diversidad de cada grupo tarifario
- factores de elevación por pérdidas de energía al nivel generación

- factores de elevación por pérdidas de energía de LFC a los diversos procesos
- proporción entre pérdidas de potencia y de energía
- estructura de las ventas por nivel de tensión de las tarifas con suministro mixto

9. FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS.

Los factores de elevación por pérdidas al nivel de un proceso se obtienen dividiendo los factores de elevación al nivel generación correspondientes.

A los suministros en un nivel de tensión se les asigna un factor de elevación nulo para los procesos de niveles inferiores.

En el caso de LFC, los factores de elevación para los procesos de subtransmisión y distribución consideran la estructura de las ventas por nivel de tensión.

En el caso de las tarifas con suministro mixto los factores de elevación consideran la estructura de las ventas por nivel de tensión.

COMENTARIO: Se comparte el criterio aplicado.

10. COMENTARIO FINAL:

1. El modelo de asignación de costos tiene algunos elementos que respetan una lógica marginalista: cascada de precios; cascada de pérdidas;
2. Tiene elementos discutibles en la asignación de costos de explotación, todos en proporción a la energía consumida, en circunstancias que aquellos ligados a la operación y mantenimiento de las redes debieran asignarse de la misma forma que se asignen los activos correspondientes, esto es, según la demanda de potencia.

3. La asignación de los costos de distribución se realiza en dos partes: una parte se asigna según la potencia media consumida, por el grupo de consumo, y la otra parte según la diferencia entre la demanda máxima no coincidente del grupo y la demanda media del mismo (exceso de demanda). no obstante el documento no señala que proporción del costo total se asigna según uno u otro criterio.
4. La asignación se realiza por proceso, de manera que cada proceso cobra sus costos totales.

PRELIMINAR