

XXIII.- FINANCIAMIENTO Y FOMENTO DE INVERSIONES ELECTROENERGÉTICAS.

1. Introducción. Sistemas y modalidades de financiamiento.

La industria eléctrica es capital intensiva. Ello hace que la búsqueda de formas viables de canalizar recursos a la misma haya merecido especial atención. Así lo han entendido quienes condujeron desde mediados del siglo veinte la política electroenergética nacional, como se verá al analizar los diversos mecanismos de financiación implantados por la ley 15.336 (M-521) y normas complementarias.

A continuación describiré los diversos sistemas de financiamiento y luego las modalidades de financiamiento que tuvieron o tienen lugar dentro de cada uno de los sistemas.

1.1. Sistemas de financiamiento.

Entre las reestatizaciones de las décadas del cuarenta y cincuenta del siglo veinte y 1992, al no existir (o tener gravitación muy limitada) las prestadoras privadas y utilizarse, preponderantemente, un criterio político en la fijación de tarifas, las inversiones requeridas (para la operación, mantenimiento y expansión de las instalaciones) eran financiadas, conjuntamente, mediante tarifas y cargos específicos y mediante aportes del presupuesto nacional. En otras palabras, el sistema era financiado por los usuarios (para la porción financiada por tarifas y cargos específicos), los contribuyentes (para la porción financiada con rentas provenientes de impuestos generales ponderados en el presupuesto nacional) o por los consumidores en general (a través de la inflación provocada por financiación del faltante con emisión monetaria o endeudamiento público).

A partir de 1992 se ha producido, también en este aspecto, un cambio sustancial, paralelo a la transferencia de gran parte de las actividades al sector privado, con un desplazamiento de una gran porción de las responsabilidades hacia dicho sector. De tal modo, entre 1992 y 2002, las inversiones eran financiadas exclusivamente con tarifas, recargos tarifarios específicos y ciertos mecanismos “mixtos” que describiré en el apdo. 4 más adelante.

Desde 2002 se retornó en parte al sistema tradicional, con el ingrediente de que se mantuvieron las prestadoras privadas, al menos en el

nivel nacional (en el orden provincial se produjeron algunos rescates de concesiones). Es decir, además de los recursos existentes entre 1992 y 2002 (tarifas que perciben las prestadoras privadas, cargos específicos, etc.), volvieron a tener una gravitación preponderante los recursos allegados desde el presupuesto nacional y también los inusuales y cuestionables cargos genéricos instituidos por la ley 26.095.

1.2. Modalidades de financiamiento.

A continuación se describen someramente las diversas modalidades de financiamiento que pueden operar dentro de los sistemas antes descriptos, dividiéndolas en tres categorías: financiamiento por el sector público, financiamiento por el sector privado y financiamiento mixto. Desde ya que estas categorías no son absolutas y sólo pretenden facilitar la comprensión de la cuestión.

En la primera categoría será el gobierno quien, compulsivamente y mediante tarifas (en caso de existir prestadoras públicas) y cargos específicos, obtenga de los usuarios del servicio eléctrico y los contribuyentes, los fondos necesarios para llevar a cabo las inversiones, y administre dichos fondos para su aplicación a las inversiones en cuestión.

En la segunda categoría será el sector privado el responsable de obtener los fondos necesarios, mediante las tarifas percibidas por los prestadores privados y el financiamiento adicional en el mercado bancario o en el mercado de capitales basado en el flujo de ingresos esperable en función de dichas tarifas.

En la tercera categoría concurren el sector público y el sector privado en la obtención de los fondos, encontrándose a cargo del sector privado la aplicación de los fondos y la ejecución de las obras.

2. Financiamiento por el sector público.

El financiamiento por el sector público existió en forma plena hasta 1992 y se concretó en tres fuentes: tarifas de las prestadoras públicas, cargos específicos y aportes del tesoro nacional. Según se expuso en el precedente apartado, a nivel nacional, entre 1992 y 2002, sólo subsistieron los cargos específicos o contribuciones especiales, que examinaremos a continuación.

Es así que el SADI se construyó a base de contribuciones especiales, impuestas mediante diversas leyes, cuyo producido pasaba a constituir

innumerables fondos, los que usualmente eran administrados por la Secretaría de Energía, con la intervención del CFEE.

A tono con el cambio producido en 1992, la ley 24.065 (M-1791) puso fin, en lo sustancial, a dicho esquema de financiamiento. Su art. 82, en tal sentido, dispuso lo siguiente:

Art. 82.- Déjase sin efecto el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas creado por la ley 19.287, y el Fondo Chocón-Cerros Colorados- Alicopá establecido por la ley 17.574 y la ley 20.954.

Consideraremos a continuación los “fondos” más importantes que han subsistido, luego de 1992, el FNEE y el FEDEI y luego la novedad introducida por la ley 26.095.

2.1. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE).

En 1960, la ley 15.336 (M-521) estableció una serie de “contribuciones”, a cargo de los usuarios del servicio eléctrico, cuyo producido pasaría a constituir el así denominado Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), el cual, a su vez, sería utilizado para financiar obras de infraestructura de gran envergadura. Dicho fondo fue creado por el art. 26 de la ley 15.336 (M-521). Dicha norma (que en el texto original de la ley 15.336 (M-521) era el art. 30) fue modificada por los arts. 90 y 70 de la ley 24.065 (M-1791) y su numeración y texto fue actualizado en oportunidad de sancionarse el Digesto Jurídico Argentino, superando numerosos defectos técnicos que dificultaban su comprensión.

Art. 26.- Recursos. Créase el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica con el fin de contribuir a la financiación de los planes de electrificación, el cual se integrará:

(a) Por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A 30 Kw/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20%) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta Ley.

A los fines de la determinación del recargo que constituye el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), se afectará el valor antes mencionado por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) referido a

los períodos estacionales. Dicho coeficiente de adecuación trimestral (CAT) resultará de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los contratos a término y spot en el Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (en MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que se tomará como base.

El recargo establecido por la ley 24.065 (M-1791) fue calificado como “impuesto” por el Dec. 1398/92. Puede verse aquí una derivación de la segmentación de la actividad electroenergética y de la institucionalización de un mercado de compraventa al por mayor de energía eléctrica. En efecto, si antes los recargos se establecían sobre las tarifas de electricidad era porque la actividad se encontraba integrada y era administrada por el gobierno. Pero al irrumpir operadores privados en la comercialización al por mayor de energía eléctrica, era más “correcto” que los grandes compradores naturales del MEM abonaran dicho recargo, trasladándolo luego a los usuarios finales del servicio eléctrico.

(b) Con donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados anteriormente.

Art. 27.- Destino. El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a:

a) El sesenta por ciento (60 %) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta Ley.

b) El cuarenta por ciento (40 %) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. El CFEE distribuirá los fondos en función a los índices repartidores vigentes o a los que dicho Consejo determine en el futuro.

El art. 27 de la ley 15.336 (M-521) fue íntegramente modificado por el art. 70 de la ley 24.065 (M-1791) y actualizado al sancionarse el Digesto Jurídico Argentino.

La ley 25.957 (B.O. 2/12/04) modificó las bases para establecer el recargo que constituiría el FNEE, a los efectos de ponderar la diferencia entre la facturación neta de los generadores en el MEM en el último trimestre a tomar en cuenta y el trimestre de mayo/julio de 2003, cuyo valor se tomó como base. De tal modo se introdujo un mecanismo encubierto de

indexación del citado recargo, tal como se verifica con la Res. 905/05 (B.O. 25/7/05), que elevó el citado recargo de 0,0030384 \$ / kWh (establecido por la Res. SE 333/01) a 0,0037774 \$ / kWh. Asimismo, la Res. 1061/05 (B.O. 14/9/05) lo elevó a 0,0042648 \$/kWh. La Res. 1872/05 (B.O. 07/12/05), lo elevó a 0,0054686 \$/kWh.

A los efectos de establecer la base de aplicación del recargo (que conforme al art. 70 de la ley 24.065 (M-1791) era de 0,0030000 \$ / kWh), dispuso el Dec. 1398/92 lo siguiente:

Art. 70.- Caracterízase como MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, exclusivamente a los efectos de determinar el hecho imponible gravado por el FONDO NACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, a toda operación de compra de energía eléctrica en bloque, que, ya sea dentro del territorio de la REPUBLICA ARGENTINA o como resultado de una importación, realicen los Grandes Usuarios y los Distribuidores, que contraten directamente con un Generador y/o a través de un SISTEMA DE INTERCONEXION REGIONAL o del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION. Serán agentes de retención del impuesto creado por el art. 70 de la ley 24.065, el generador que venda su energía a través de contratos libremente pactados o de SISTEMAS REGIONALES DE INTERCONEXION, el DESPACHO NACIONAL DE CARGAS cuando las operaciones se efectúen a través del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION o el propio Distribuidor o Gran Usuario cuando realice operaciones de importación de energía eléctrica. La Secretaría de Energía deberá controlar que la asignación de FONDO SUBSIDIARIO PARA COMPENSACIONES REGIONALES DE TARIFAS A USUARIOS FINALES, que se crea por el art. 70 Inciso b) de la ley 24.065, se distribuya entre las Provincias que se hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en la citada norma. La citada Secretaría deberá verificar también que las Provincias que hayan adherido a tales principios tarifarios, los apliquen efectivamente al determinar las tarifas a usuarios finales dentro de su jurisdicción.

Impulsada por un ánimo recaudatorio comprensible, la precedente disposición reglamentaria es muy precisa, y muestra con relativa claridad la configuración del MEM a partir de 1992.

La Res. SEE 61/92 ordenó a CAMMESA transferir los fondos recaudados por aplicación del recargo de A 30 por kw/h instituido por el art. 70 de la ley 24.065 (M-1791) al CFEE, en los siguientes términos:

Art. 21.- Intrúyese al Organismo Encargado del Despacho a aplicar la recaudación obtenida por aplicación del art. N° 70 de la ley N° 24.065 a

la cuenta habilitada al efecto por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica, en el Banco de la Nación Argentina.

2.2. Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI).

Este fondo fue creado por el art. 29 y sgtes. de la ley 15.336 (M-521).

Los textos de las disposiciones legales relevantes conforme al Digesto Jurídico Argentino son los siguientes:

Art. 28.- Recursos. Unificanse el Fondo de Reserva de Energía Eléctrica y el de Electrificación Rural en un solo Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, que se integrará: (a) Con los excedentes de las tarifas y recargos que establezca el Poder Ejecutivo en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y el Gran Buenos Aires; (b) Con los aportes del Tesoro de la Nación que correspondan a los compromisos del Fondo de Restablecimiento Económico y otros que se determinen en la ley de presupuesto; (c) Con el diez por ciento (10 %) del producido del Fondo Nacional de la Energía; (d) Con el treinta y cinco por ciento 35% - artículo 27, inc. b)- del Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

Art. 29.- Destino. El Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior será administrado por la Secretaría de Energía y se aplicará para:

(a) Aportes y préstamos a las provincias para sus planes de electrificación, siempre que se encuadren en los planes aprobados con intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y no graven el consumo de electricidad para otros fines que no sean exclusivamente de desarrollo de energía eléctrica. Para acogerse a estos beneficios, las provincias deberán establecer tarifas que contemplen la amortización de tales aportes. Las sumas recaudadas en tal concepto deberán destinarse exclusivamente a la renovación, ampliación de plantas existentes o a la ejecución de redes de electrificación, o al reintegro, en su caso, de los respectivos préstamos;

(b) Préstamos a municipalidades, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad para sus obras de primer establecimiento, construcción y ampliación de centrales, redes de distribución y obras complementarias;

(c) Préstamos a empresas privadas de servicios públicos de electricidad para ampliación y mejoras de sus servicios en centrales de capacidad no superior a dos mil (2.000) kilovatios instalados.

Al cierre de cada ejercicio los saldos anuales no utilizados se transferirán al ejercicio siguiente del mismo fondo.

Art. 30.- La Secretaría de Energía distribuirá el fondo referido con la intervención del Consejo Federal de la Energía Eléctrica y lo

administrará asegurando en todos los casos el retorno de los préstamos de acuerdo a las siguientes normas:

(a) En los casos de los préstamos del artículo 29, incisos a) y b), con un interés no menor del seis por ciento (6 %) anual y con amortización hasta quince (15) años;

(b) Para los casos de los préstamos del artículo 29, inciso c), con un interés no inferior al ocho por ciento (8 %) anual y con amortización hasta cinco (5) años.

Los plazos de amortización precedentes podrán ampliarse hasta diez (10) años más en los siguientes casos: I) Cuando los préstamos se apliquen total o parcialmente para la ejecución de obras de electrificación rural; II) Cuando se destinen a planes que incluyan la adquisición de equipos electromecánicos y materiales eléctricos de fabricación nacional en una proporción no inferior al ochenta por ciento (80 %) del total de la inversión. En estos casos, para lo invertido en electrificación rural o en la compra de equipos y elementos de fabricación nacional, la tasa de interés aplicable podrá reducirse al tres por ciento (3 %) anual.

Dispuso el Dec. 2073/61:

Art. 11.- Planes de Electrificación. El Consejo Federal considerará a solicitud de las provincias, sus planes de electrificación, a cuyo fin se distinguirán:

(a) Planes generales complementarios, en forma inmediata o mediata, de los planes nacionales;

(b) Otros planes que no reuniendo las condiciones establecidas en el inciso anterior, les interese ejecutar a las provincias.

Aprobados dichos planes por el Consejo Federal, las sumas que se destinen para su ejecución serán otorgadas como aportes, sin retorno al fondo, para las obras del inc. a) y como préstamos para los del inc. b). Quedan incorporados a este régimen los bienes entregados y las obras ejecutadas o en ejecución por las provincias, con recursos provenientes del fondo de reserva de Energía Eléctrica y del fondo de Electrificación Rural (Art. 33 de la ley).

Mediante Res. SE 208/09 (B.O. 30/43/09) se aprobó el régimen especial de ampliaciones de los sistemas de transporte de energía eléctrica con recursos provenientes del FEDEI u otros recursos provinciales, que prevé que dichas ampliaciones podrán ser solicitadas por las Provincias, a cuyo fin podrán celebrar con la transportista el respectivo contrato.

2.3. Fondos ley 26.095.

Según se expuso en el precedente apdo. 1.1, desde 2002 se retornó en parte al sistema tradicional de financiamiento de inversiones

electroenergéticas, pasando a tener decisiva gravitación los aportes del tesoro nacional y los cargos genéricos creados por la ley 26.095.

A diferencia del FNEE y el FEDEI, los cargos y fondos creados por la ley 26.095 no tienen establecida legalmente una alícuota (en el primer caso) o destino (en el segundo - en la medida en que se consigna un destino tan ambiguo como *“obras de infraestructura energética que atiendan a la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas natural, gas licuado y/o electricidad”*), lo cual es indudablemente disvalioso y muy cuestionable. Tanto es ello así que la misma ley, a través de su art. 8, obliga al PEN a informar trimestralmente sobre la conformación y aplicación de los cargos creados por dicha ley (este remedio, de cualquier manera, es francamente inocuo, pues, por citar un caso, el Jefe de Gabinetes en funciones cuando se sancionó la ley ni siquiera cumple regularmente con su obligación de rendir cuentas ante el Congreso que le impone la CN).

La ley 26.095 fue reglamentada por el Dec. 1216/05 (B.O. 18/9/06), el cual en verdad no introdujo precisiones relevantes sobre los temas más críticos: las alícuotas de los cargos específicos, los usuarios obligados a soportarlos y el destino de los recursos que se obtengan por aplicación de los cargos. Por el contrario, a pesar de que la ley 26.095 no autorizó al PEN a delegar sus facultades, este delegó en el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, la determinación de dichos cruciales aspectos. Se trata de un caso de sustitución de funciones.¹

3. Financiamiento Privado.

Desde 1992, las inversiones (sobre todo en instalaciones y redes de distribución domiciliaria) se financiaron con la tarifa percibida por las prestadoras privadas, la cual permitió también acudir al financiamiento bancario o en el mercado de capitales. Se incluye a la tarifa como una modalidad de financiamiento privado a pesar de que la misma posee un innegable tinte publicístico, por un criterio más bien económico.

El Decreto 804/01 y la Res. SE 1281/06 pusieron sobre el tapete la cuestión del financiamiento, con recursos del sector privado, de la construcción de instalaciones de generación, pero más particularmente de

¹ Puede verse un resumen de la cuestión de la imputación o sustitución de funciones en Linares, Derecho Administraivo, p. 77.

las instalaciones de transporte de energía eléctrica, inversiones que, por su magnitud y características, no son precisamente campo propicio para su desarrollo con recursos captados por el sector privado.

El financiamiento privado de instalaciones electroenergéticas presenta numerosas facetas que exceden los aspectos legales, que aquí analizo. Por ejemplo, la cuestión de la tasa de retorno de las inversiones, el plazo de amortización de las mismas, etc.

Entonces, la consideración de esta forma de financiamiento, desde un punto de vista legal, pasa por otras cuestiones, tales como las estructuras a utilizar para canalizar los fondos a suministrar a la entidad que encare el proyecto, la moneda en que percibirán sus ingresos y abonarán sus erogaciones las unidades a financiar, las garantías a ofrecer a las entidades que suministren la financiación, los riesgos legales, tanto por el lado de los proveedores del proyecto, como por el lado de sus fuentes de ingresos en la etapa de operación, etc.²

4. Financiamiento Mixto.

4.1. Introducción.

En esta modalidad o esquema, se utilizan fondos públicos y aportes privados en forma conjunta, poniéndose la responsabilidad por la ejecución de la obra y su posterior operación en manos del sector privado. Puede decirse que es el sistema que ha dado los mejores frutos en nuestro país.

4.1.1. Las Cuentas Salex.

Este mecanismo de financiamiento de inversiones reposa principalmente sobre los aportes de los clientes indirectos del proveedor del servicio de transporte en alta tensión, es decir, los clientes de los clientes de las compañías de transporte de energía eléctrica: los “pequeños” usuarios.

Varios conceptos deben precisarse para comprender el mecanismo de financiamiento en cuestión.

El “precio de mercado” es un precio de referencia de la energía eléctrica en el MEM, y es el precio al cual se remuneraría la energía ofrecida por los generadores cuyo nodo de vinculación al sistema eléctrico argentino coincidiera con el “centro de carga” del mismo. Se considera que

² Ver “*La asignación de riesgos en la financiación privada de proyectos públicos*” (Héctor Mairal, RAP, 320, p. 204).

el “centro de carga del sistema” eléctrico argentino se encuentra en Ezeiza, una localidad de la Provincia de Buenos Aires.

Los “nodos de vinculación” son los puntos geográficos del sistema eléctrico argentino en los cuales los generadores se vinculan al mismo.

El “factor de nodo” es un coeficiente que toma en cuenta las “pérdidas de línea” entre el “centro de carga del sistema” y los “nodos” de vinculación de cada generador con el sistema eléctrico, y se aplica al “precio de mercado” para determinar la remuneración que percibirá cada generador. Este “castigo”, que sufren los generadores cuyos “nodos” no coinciden con el “centro de carga del sistema”, compensa las “pérdidas de línea”, es decir la electricidad “que se pierde en el camino”, por las limitaciones tecnológicas de los cables conductores de electricidad y otras razones. Como resultado de su aplicación, los generadores percibirán, por la electricidad que salió a través de su nodo de vinculación, un ingreso que tomará en cuenta la cantidad de electricidad que, teóricamente, hubiera debido llegar al “centro de cargas del sistema”.

El “despacho óptimo del MEM” existirá cuando la remuneración por la energía suministrada en todos los “nodos de vinculación” de los generadores con el MEM sea el “precio del mercado”, incorporando en su caso los “factores de nodo” (con lo que se tiene el “precio de mercado nodalizado”).

El “despacho no óptimo del MEM” existirá cuando se produzcan diferencias en la remuneración de la energía suministrada en los diferentes nodos de vinculación de los generadores con el MEM, con lo cual algunos serán remunerados al “precio de mercado” (en su caso “nodalizado”) y otros serán remunerados a “precios locales”.

En el MEM el precio de la energía eléctrica se determina, esencialmente, en base a los costos de los generadores. Esquematizando este sofisticado mecanismo, diremos que el precio del mercado será usualmente fijado preponderantemente por el generador más eficiente en servicio, que será aquel que haya reportado los costos más bajos (aunque en la medida en que por exceso de demanda deban entrar en servicio centrales costosas, aumentará el precio del mercado).

Los “precios locales” son los que se forman, aplicando las reglas generales de formación de precios en el MEM, en “sub-mercados”, correspondientes a “zonas eléctricamente aisladas” del resto del MEM. Si

no hay restricciones de transporte, el “precio de mercado” será el más bajo posible, pues intervendrán en la formación del mismo la mayor cantidad de máquinas. En cambio, si existen restricciones de transporte, los “precios locales”, que se formen en cada “zona eléctricamente aislada”, serán más altos o más bajos que el “precio del mercado” dependiendo de los generadores que compitan para formar precios. Si en la “zona eléctricamente aislada” en cuestión existen generadores con bajos costos (es lo que sucede en la zona del Comahue, donde operan los generadores hidroeléctricos, cuyos costos son los mas bajos del sistema), el “precio local” correspondiente a dicha zona será más bajo que el “precio del mercado”. Si en la “zona eléctricamente aislada” en cuestión predominan generadores “ineficientes” (como por ejemplo los generadores térmicos, por combustión de gas, diesel-oil o carbón), los “precios locales” tenderán a ser más altos que el “precio del mercado”.

Las “zonas eléctricamente aisladas” del MEM son aquéllas porciones del sistema eléctrico argentino que sufren dificultades para que la electricidad que ofrecen o demandan llegue al o del resto del sistema. Estas dificultades no son ni más ni menos que las limitaciones a la transmisión de electricidad que registra la red de transporte. Estas limitaciones pueden consistir en “restricciones programadas” o en “restricciones forzadas”. Las “restricciones programadas” son las interrupciones en el transporte de electricidad derivadas de tareas de mantenimiento programado (reposición o reparación de bobinas de las torres de alta tensión por ejemplo). Las “restricciones forzadas” son las interrupciones que obedecen a accidentes inesperados (actos de sabotaje, trastornos climáticos, etc.).

La contraprestación, a cargo de los usuarios del sistema, por el transporte de energía eléctrica, conocida como “recaudación variable por energía eléctrica transportada”, se calcula valorizando la diferencia entre la cantidad de electricidad que “ingresó” a las diversas líneas de transporte y la cantidad de electricidad que “salió” de las mismas. Para valorizar dichos flujos de electricidad, se multiplica la cantidad de electricidad, que transitó por cada “nodo”, por su precio. Este precio puede ser el “precio de mercado” (nodalizado o no) o los “precios locales”. Los “nodos” en cuestión pueden ser el “nodo receptor” (aquel por el cual sale la electricidad de la red de transporte) y el “nodo emisor” (aquel por el cual entra la electricidad a la red de transporte) de la red de transporte.

Habiendo explicado como se calcula el componente básico del costo variable del transporte de energía eléctrica que deben absorber los usuarios del sistema de transporte, llegamos al concepto clave: la “recaudación variable por precio local de energía”. Es este un costo adicional, a ser afrontado por los usuarios de la línea de transporte que corresponda, que surgirá, justamente, cuando existan restricciones a la transmisión de energía eléctrica por intermedio de la línea. Su fórmula de cálculo es similar a la que acabamos de explicar para el costo variable “normal” de transporte. Esta “contribución graciosa”, se calcula multiplicando la cantidad de energía eléctrica que transitó por el nodo más alejado del centro del MEM por la diferencia entre el precio correspondiente al nodo más cercano al centro del MEM (que normalmente será más alto) y el correspondiente al nodo más alejado del centro del MEM y “nodalizando” el resultado (es decir, aplicándole el “factor de nodo” correspondiente al nodo más cercano al centro del MEM).

Los fondos obtenidos en concepto de “recaudación variable por precio local de energía” se depositan en diversas “sub-cuentas” de la “cuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte”.

Dichos fondos pueden ser utilizados, siguiendo un complejo mecanismo, para pagar el precio de las obras de mejoramiento de la línea de transporte que haya sufrido las restricciones a su capacidad de conducción de energía eléctrica.

Para tener una idea de la importancia de estos fondos, basta señalar que el Congreso Nacional llegó a intervenir en su administración, a través de la ley 25.822, parcialmente vetada mediante el Dec. 1196/03. Además, mediante la Res. SE 821/06 (B.O. 14/6/06), se autorizó la utilización de los fondos acumulados en las Subcuentas de Excedentes por Restricciones de Transporte para financiar obras definidas con otro criterio.

4.1.2. Fondo Fiduciario de Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

La Res. SE 657/99, dictada el 3 de diciembre de 1999, instrumenta un mecanismo tradicional de financiamiento de grandes inversiones electroenergéticas, cual es el recurso a aportes de los usuarios finales del servicio eléctrico, grandes y pequeños, vía un incremento del recargo establecido por el art. 70 de la ley 24.065 (M-1791), sobre la electricidad

comercializada en el MEM, desde la cifra de 0,024 \$/Kwh³ hasta la cifra de 0,003 \$/Kwh, es decir el nivel establecido originariamente por la ley 24.065 (M-1791).⁴

Los fondos recaudados en virtud del incremento dispuesto (\$ 0,0006 Kw/h) pasan a integrar el Fondo Fiduciario de Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), y son aplicados por el Comité Administrador del mismo de conformidad con lo dispuesto en las Reglamentaciones del Sistema de Transporte (Anexo 16 de los Procedimientos de CAMMESA) y demás normas aplicables (Res. SE 965/2005 y 1341/2006).

4.1.3. Financiación de las ampliaciones del sistema de transporte.

El anexo 16.2 de los PRC (Reglamento de Acceso a la capacidad existente y ampliaciones del sistema de transporte) instituyó diversas modalidades de financiación de las ampliaciones del sistema federal de transporte. Podrían ser consideradas privadas, en tanto se nutren principalmente de aportes de los interesados. Las modalidades son el contrato entre el o los interesados y la transportista (contratos COM). Estas ampliaciones son remuneradas conforme al régimen general. Una variante de esta modalidad contempla el uso de recursos del FEDEI o de una subcuenta de excedentes por restricciones a la capacidad de transporte. Otra modalidad es la ampliación por concurso público, que contempla el pago de un cánón. Una variante de esta modalidad se da cuando es la transportista la que promueve la ampliación. La Res. SE 4/03 (B.O. 26/6/03) reglamentó el procedimiento a seguir para las ampliaciones que contarían con aportes del Fondo Fiduciario del Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

Una variante de las financiaciones de las ampliaciones del sistema de transporte con fondos públicos fue la establecida por la Res. SE 821/06 (B.O. 14/6/06), que permitió utilizar los fondos acumulados en las Subcuentas de Excedentes por Restricciones de Transporte para financiar las obras que identifiquen las Provincias y autorice la SE.

4.1.4. Fondo para la financiación de generación distribuida (FODIS).

³ El cargo creado por el art. 70 de la ley 24.065 (M-1791) fue llevado a este nivel por la Res. SE 317/93.

⁴ Este recargo es trasladable a las tarifas de los distribuidores, conforme al art. 40 inciso (c) de la ley 24.065 (M-1791) y disposiciones concordantes.

Mediante su art. 16, la ley 27.424, creó un fondo fiduciario público que denominó “Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables” o “FODIS” y que, conforme a su art. 17, tendría por objeto “... *la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables ...*”. El art. 18 dispuso que “*Serán beneficiarias las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del Fondo y que cumplan con lo establecido en la reglamentación de la presente ...*”. La ley contempla diversas variantes y metodologías de actuación y establece diversos beneficios tributarios. En particular, en su art. 23 establece que “*Tanto el FODIS como el fiduciario, en sus operaciones relativas al FODIS, como así también los débitos y/o créditos correspondientes a las cuentas utilizadas por los fondos fiduciarios públicos que se estructuren en el marco del FODIS y al fiduciario en sus operaciones relativas a dichas cuentas, estarán eximidos de todos los impuestos, tasas y contribuciones nacionales existentes y a crearse en el futuro. Esta exención contempla los impuestos de las leyes 20.628, 25.063, 25.413 y 23.349 y otros impuestos internos que pudieran corresponder.*”.