

37 38 4

O
H.22213
L26t
III

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

III

"TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO
DE LA PROVINCIA DE LA RIOJA"



INFORME DE AVANCE

O/H.22213
L26
III

16 de marzo de 1993

| |
|-------------|
| C. F. I. |
| INGRESO |
| 17/MAR 1993 |
| 1582 |

Buenos Aires, 17 de marzo de 1993

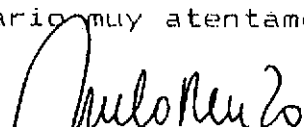
SR. SECRETARIO GENERAL:

Por la presente tengo el agrado de comunicarle que se ha completado el Informe de Avance correspondiente al cronograma establecido por el contrato de obra sobre TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE LA RIOJA (EXPT. 2.499/5).

A tal efecto, se adjuntan tres (3) ejemplares del mencionado Informe, quedando el cuarto ejemplar para ser entregado en mano al Sr. Ministro de Producción y Desarrollo de La Rioja, en oportunidad de la próxima comisión de servicios.

Cabe señalar que el corte de luz operado en mi domicilio desde el 15 de marzo pasado hasta la fecha, ha dificultado la entrega del Informe en el día de la fecha de presentación, 16 de marzo, por lo que solicito se tenga por justificado el día de demora.

Agradeciendo su deferencia y sin otro particular, saludo al Sr. Secretario muy atentamente.


Lic. Mario Daniel LORENZO
DNI 4.717.009

Sr. Secretario General
del Consejo Federal de Inversiones
Ing. Juan Jose CIACERA
S-----D

Atención Ing. BASUALDO
ING RIVAS.

TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE LA RIOJA

INFORME DE AVANCE

Introducción

Se ha señalado en los informes parciales de este estudio la necesidad de partir de definiciones políticas respecto de la transformación del sector, incluyendo la conveniencia de compatibilizar esta transformación con las políticas nacionales en la materia. Estos son elementos necesarios para el estudio técnico, económico y legal, objeto del trabajo.

El complemento de las definiciones de políticas está dado por los tiempos en que ellas se toman y ejecutan, es decir, por el cronograma de implementación.

Esto es lo que permite que las acciones se desarrollen dentro del contexto óptimo, en el aspecto técnico. Por el contrario, el retraso en los tiempos puede producir inconvenientes no previstos.

Por ejemplo, el Convenio de transferencia del mes de enero pasado establece que si los ANEXOS que se detallan no están listos al 31/03/93, el transpaso se operará de hecho y en forma automática, cualquiera sean las condiciones vigentes. Si se piensa en la posibilidad de no tener completo los documentos, y que en base a ello la Legislatura provincial no ratifique el Convenio, se produciría una situación con cierto grado de irregularidad, consecuencia directa del desfasaje en los tiempos de tomas de decisiones y ejecución.

Además, el retraso del cronograma de decisiones y acciones acarrea otras consecuencias, como el que las iniciativas no sean tomadas por la jurisdicción provincial y sean meramente el reflejo de políticas nacionales, lo cual es la posición diametralmente opuesta a la compatibilización de políticas. Esta situación es la señalada en el último informe parcial.

Varias acciones, entre ellas el Convenio de transferencia, han sido tomadas frente al acortamiento del plazo de extinción de Agua y Energía Eléctrica S.E., el 31/03/93, y la perentoriedad e irreversibilidad de esta medida.

Incluso un instrumento clave del proceso de transformación, como la Ley Provincial Nro.5.828, no atiende correctamente a las políticas nacionales en sus verdaderos términos.

Esto ocurre cuando en el Artículo 2 se refiere al organismo nacional que sustituya a Agua y Energía S.E.

En realidad no existirá ningún organismo nacional que tome las funciones puestas a cargo de los operadores del Mercado Eléctrico Mayorista, que está en etapa de instrumentación.

En el mismo sentido, se producen rigideces en la comprensión de los responsables provinciales del sector hacia el complejo proceso de transformación eléctrica nacional.

Por ejemplo, los cálculos de la intervención de E.P.E.L.A.R. que dan por supuesto un precio definido para el fluido provisto por el sistema interconectado, cuando el cuadro tarifario final está en cálculo y revisión por CAMMESA, como administrador del nuevo sistema de despacho, cuyos procedimientos se establecen por las normas y resoluciones

incorporadas al último informe parcial de este trabajo.

Tratándose de un informe de avance, y habiendo expuesto en los informes parciales los diversos elementos, técnicos, económicos y jurídicos para la transformación del sector, corresponde que el objeto del presente informe consista en un sumario de la situación actual y posibles derivaciones.

Asimismo, se detallan las alternativas que se están elaborando actualmente, especialmente para el periodo de transición hacia la concesión del servicio de distribución.

2. Sumario del contenido

La situación a la fecha se puede definir en base a los siguientes aspectos, los cuales corresponden a distintas áreas de gobierno y formulaciones técnicas, financieras y legales:

- Ley Nro.5.828 y etapa de transición.
- Transferencia de los servicios de Agua y Energía.
- El marco regulatorio y cuadro tarifario.
- La demanda eléctrica y necesidades de inversión.

Se está trabajando en el análisis de estos aspectos que, junto al diagnóstico de la situación económica y contable del servicio, conformarán la primera parte del informe final. Una síntesis de cada uno de ellos se expondrá en el presente.

Asimismo, como en cada etapa del presente trabajo, se exponen alternativas y medidas para el sector, las cuales se van adaptando a los instrumentos y acciones que se han producido de diciembre pasado a la fecha. Estas son a saber:

- Ente Regulador de Energía de La Rioja.
- Empresa de Distribución de Energía.
- Concesión del servicio de distribución de energía.
- Ingresos del sistema y financiación de obras.

El presente informe se completa con una corta exposición del contenido de los aspectos señalados y conclusión. Se agrega un Apéndice con un borrador de anteproyecto de una ley complementaria a la ley Nro. 5.828 y un ANEXO sobre el cálculo de precios a cargo de CAMMESA.

3. Situación actual del sector

3.1. Ley Nro.5.828 de Energía Eléctrica y la etapa de transición hasta la concesión del servicio.

Las principales consideraciones respecto de esta ley se hacen en el segundo informe parcial. La misma presenta falencias, sobre todo en lo referido a la etapa de transición hasta la concesión. Esta y otras cuestiones, como las referidas a la modalidad y mecanismos de privatización podrían haber sido resueltas en el marco de lo que se estableciera en el decreto reglamentario.

Sin embargo, la Función Ejecutiva no ha promulgado la ley y consecuentemente, tampoco a dictado el decreto mencionado. A juzgar por los sucesos de la última quincena de febrero pasado, reflejados por la prensa local, el Ejecutivo parece haber optado por la estatización del sector sin considerar la concesión del servicio en ningún cronograma próximo. En otras palabras, la decisión de privatización del servicio no ha sido tomada por el Ejecutivo provincial, y se difiere para una consideración posterior. Para ello se puede tomar en cuenta el mensaje del Sr. Gobernador en la apertura del 108 Periodo de Sesiones de la Legislatura Provincial del 1ro. de marzo de 1993.

Esta posición parece confirmada en los hechos por las declaraciones de la Intervención de EPELAR, el llamado a asistencia de expertos de la Secretaría de la Función Pública de la nación y la contratación de una consultora de Córdoba para el establecimiento de la conveniencia o inconveniencia de la privatización del servicio.

Cabe señalar que lo expuesto se encuentra en contradicción con la ley provincial de energía eléctrica, la cual ha quedado promulgada por vencimiento de término según lo establece la Constitución Provincial.

Estos hechos requieren ciertas consideraciones:

En primer lugar, se entiende que una decisión de privatizar se toma en función de consideraciones políticas que están antepuestas a cualquier cálculo en el orden microeconómico, sea éste financiero o contable. Estudios como el contratado con la consultora cordobesa pueden servir como complemento, pero no ser un condicionante para una decisión de este tipo. En segundo término, la política nacional en la materia se contrapone a la estatización provincial del servicio.

La transferencia de activos de Agua y Energía, el sistema de compensación tarifaria, como así también las líneas de créditos, como la del B.I.D. y otras y los aportes de fondos de infraestructura, estarán facilitados en tanto la política provincial acompañe las pautas nacionales en el sector, esto es, su privatización y no su estatización. Esto no es una apreciación sino un hecho objetivo y comprobable.

Por último, la concesión del sistema es ley de la Provincia, de manera que, aunque todavía hace falta completar la información para una afirmación definitiva, una de las consecuencias del no cumplimiento de la norma podría, en principio ser el juicio político por la Cámara de Diputados. En cualquier caso, los hechos apuntados respecto de la ley aparecen como un retroceso frente a lo avanzado por la

Provincia durante los meses de diciembre y enero.

En tal sentido, es importante tener en cuenta que La Rioja es una de las provincias que ha retenido la mayor parte de su sistema de transporte de energía en 132 KV., lo cual se constituye en un conjunto que responde mas integralmente al resguardo de la jurisdicción provincial y las funciones del futuro Ente Regulador de Energía, facilitando al mismo tiempo las operaciones de la futura empresa distribuidora. Si el sistema se completara con la adquisición de la doble terna Recreo-La Rioja y la construcción de las líneas de 132 KV. Chamental-Quines/Luján y Nonogasta-Villa Unión, se tendría uno de los mejores sistemas eléctricos provinciales.

Pero ello depende fundamentalmente del perfeccionamiento de las políticas para el sector y del cumplimiento de la legislación vigente, aplicándolas a un plan maestro de necesidades energéticas, y de alcanzar las inversiones que la Provincia no puede solventar con recursos propios.

Las medidas a adoptar deben ser urgentes, teniendo en cuenta que la jurisdicción se encuentra a quince días del transpaso de los servicios de Agua y Energía Eléctrica S.E. y a seis meses y medio de la transferencia de todo el servicio a un concesionario privado, incluyendo al ente autárquico EFELAR.

3.2. La transferencia de Agua y Energía Eléctrica

El Convenio del 13/01/93, analizado en el último informe parcial, se referencia a un extenso conjunto de anexos, cuya preparación a quedado a cargo de las partes y es responsabilidad primordial de la Provincia, dado que el Convenio establece que el transpaso se dará en cualquier

caso, estén o no estén concluidos los anexos apuntados.

Estos constituyen el contenido específico del Convenio, y deberían estar completados en su totalidad para evitar consecuencias de variada índole, que van desde una eventual demora en la ratificación por la Legislatura Provincial, hasta la adopción por la Provincia de compromisos, contrataciones, activos y otros items no registrados.

Pero además se plantea el problema crucial respecto de cuál será la entidad que se hará cargo del servicio transferido. Agua y Energía de La Rioja, a pesar de contar con un grado de organización técnica y gerencial suficientes para su funcionamiento operativo, es solamente una divisional de una empresa nacional que entra en disolución. En otras palabras, es una unidad orgánica sin entidad legal propia.

Se ha planteado su incorporación a EPELAR - hasta ahora ha habido un traslado físico de oficinas y gerencias - pero debe notarse que la absorción no está fundamentada en ningún instrumento administrativo, trátase de ley, decreto, o resolución. De persistir esta situación se generarían acciones no válidas por parte de EPELAR, ya que ni su ley de constitución como ente ni eventuales disposiciones que tengan nivel de dirección general parecen suficientes para una incorporación de estas características y magnitud.

Además, debería tenerse en cuenta la falta de autonomía financiera del ente EPELAR a pesar de su autarquía orgánica. En cualquier caso, lo mas adecuado para regularizar la situación parece ser un decreto, el cual debería darse antes del 31/03/93. No obstante, queda a consideración el grado de compatibilidad entre este decreto y la Ley Nro.5.828, que establece (Art.2) una gestión propia de la divisional de Agua

y Energía, aunque por un organismo nacional inexistente.

Por lo tanto, es técnicamente sostenible que este problema requiere de la creación de un nuevo organismo de gestión.

Como se verá en la sección siguiente, se propone la creación de una empresa distribuidora en forma de Sociedad Anónima.

3.3. El marco regulatorio, tarifas y recursos.

La primera recopilación de normas operativas de la nueva estructura del sector eléctrico nacional, el Mercado Mayorista Eléctrico (MEM), aparece publicado por CAMMESA a fines de enero pasado bajo el título "Procedimientos para la programación de la operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de precios". La parte normativa de este conjunto fue agregado al segundo informe parcial. En el presente informe, en cambio, se incorporan algunos mecanismos relacionados al cálculo de precios y sus consecuentes cuadros tarifarios.

La actual situación de la transformación del sector a nivel nacional se caracteriza como de transición en algunas áreas, -muchas centrales generadoras aún no han sido privatizadas- y de estructuración en otras. En este último aspecto, aunque CAMMESA funciona ya regulando el sistema, la transportista en 500.000KV.-TRANSENER-(Consortio Techint, banca y operadoras norteamericanas) está organizando el sistema. Además, aún no se han concesionado las empresas regionales de distribución troncal. Los precios definitivos del sistema, que van a ser diferenciales por región, no han sido aún definitivamente establecidos, aunque se apliquen normas sobre fluctuaciones estacionales, precio efectivo de mercado, etcétera.

De allí la referencia en la Introducción en el sentido que

la decisión de privatización no puede depender del cálculo preciso de los precios que regirán en el próximo quinquenio, porque entonces la decisión se dilataría por varios meses. Cabe señalar que las nuevas disposiciones emergentes de la Ley Nro. 24.065 establecen un "fondo compensador", el "Fondo Subsidiario para compensaciones de tarifas a usuarios finales", administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica.

Aunque los detalles de este fondo, así como los adelantos que puedan producirse para La Rioja en el primer trimestre de 1993 serán detallados en el informe final, cabe señalar algunas consideraciones preliminares, por cuanto el tema ya a sido introducido al dominio público (Ver El Independiente del 28/02/83, declaraciones del Interventor Rubén Barrera).

(a) El Fondo se corresponde a los ingresos de la facturación de 1993, sobre un aporte de U\$S 0,003 por KV/hora del total. Se distribuye a partir de cuatro criterios, siendo la cuota anual estimada correspondiente a La Rioja la siguiente:

| | |
|--------------------------------------|--------------|
| Costo General y Compra al MEM (15%): | \$ 76.825 |
| Densidad de usuarios (30%): | \$ 1.590.712 |
| Area de Frontera (Cupo FEDEI/30%): | \$ 1.468.589 |
| Por partes iguales (25%): | \$ 1.012.500 |
| TOTAL | \$ 4.149.026 |

Porcentaje del total, 5,12% (La Rioja se ubica detrás de las provincias del Chaco, Santa Fe, Misiones, Corrientes, Catamarca y Entre Ríos).

El 12 de febrero último se depositaron \$ 2.904.806 a la cuenta de E.P.E.L.A.R. por parte del "fondo compensador".

(b) De corresponder el depósito a la distribución del Fondo

Subsidiario para 1993, la situación sería la siguiente:

- Como el aporte corresponde a todo el año 1993, La Rioja habría recibido el 70 % del total en los primeros dos meses, restando el 30% para los meses siguientes.

- El aporte es para la compensación del consumo de toda la jurisdicción y no corresponde exclusivamente a E.F.E.L.A.R.

(d) La falta de autonomía financiera de EPELAR, como de otros entes autárquicos provinciales, no establece garantías sobre el destino específico de los fondos. De todas maneras, de devengarse los mismos anticipadamente, la concesión del servicio traería aparejada una acreencia en favor del concesionario, la cual deberá ser cubierta por la Provincia. Ello es así porque el destino del Fondo es proveer compensaciones tarifarias exclusivas para el operador del servicio.

Finalmente, cabe puntualizar que la situación descripta marca que el cuadro de Ingresos y Egresos, que se presenta en el diario El Independiente del 26 de febrero último en su pág.10, puede contener ciertos defectos de interpretación.

En efecto, así como en el rubro SUELDOS el aguinaldo y la bonificación anual por eficiencia, que no están incluidos, elevan los egresos mensuales del personal en \$ 100.000; el "fondo compensador", de acuerdo a los usuarios de cada servicio (ver Informe Parcial I) destinaría a EPELAR algo mas de \$ 50.000, según niveles de consumo, y no \$ 300.000.

La cifra publicada por EPELAR sólo es posible en la medida que se establezca una compensación tarifaria dentro de jurisdicción, restando ingresos a la transferencia de Agua y Energía. Esta operatoria no ha sido definida aún.

Esto último, junto a un cuadro tarifario uniforme para todos

los departamentos de la Provincia que se sostenga aún en el caso de precios regionales diferenciados o variaciones en el cálculo de los precios finales la energía, es tarea del Ente Regulador de Energía, ya creado pero no constituido aún.

3.4. Demanda de energía y necesidades de inversión.

Aquí cabe puntualizar dos elementos de la situación actual sobre los que se deberá trabajar más detalladamente:

En primer lugar, la demanda de energía. El estudio de la demanda de energía debe hacerse por departamento y en función de los proyectos de riego, mineros, agroindustriales e industriales que pasan por el Ministerio de Producción y Desarrollo, así como por los datos demográficos con que se cuente en esta misma área de gobierno. Las proyecciones en base al producto bruto geográfico, como la realizada por Servicios de Ingeniería Eléctrica y Electromecánica S.R.L. de San Juan, por contratación de la Secretaría de Obras Públicas de La Rioja, no aportan precisión sobre las necesidades energéticas ni a corto ni a mediano plazo.

El segundo elemento es el de la inversión en el sector.

Se ha señalado que uno de los motivos de la privatización es la necesidad de inversiones a ser aportadas por el sector privado, frente a la insolvencia de la obra pública.

Este argumento es cierto, aunque existan líneas de créditos como la del B.I.D. En efecto, las contrapartidas exigidas en esos créditos no están dentro de las posibilidades financieras de la Provincia.

Una sumatoria provisoria, como adelanto del cuadro de inversiones que se expondrá en el informe final, marca las

siguientes necesidades de inversión:

| MONTO ESTIMADO | OBRA PROYECTADA |
|------------------|--|
| (1) \$ 8.500.000 | comprendiendo el cálculo estimado de las obras en ejecución y a ejecutar en 1993 por E.P.E.L.A.R., según lo publicado el 26/02/93. |
| 2) \$ 3.000.000 | estimado para: Transformadores y otras instalaciones que no están incluidas en (1) |
| 3) \$ 20.000.000 | para: Construcción de la línea Chemical - Quines/Luján San Luis, de 132 KV. |
| 4) \$ 8.000.000 | para la parte correspondiente a La Rioja de la Estación de 500KV. Transformadora de Luján, San Luis. |
| 5) \$ 10.000.000 | como estimación global para las Estaciones Transformadoras a contruir en Chemical y en Chepes. |

Si bien lo expuesto comprendería un plan maestro que

reordenaría la distribución en todo el territorio provincial, aumentando la capacidad de suministro del sistema interconectado en un 40%, aumentando la reserva fría y disminuyendo la vulnerabilidad del sistema y los costos de mantenimiento, debe notarse que la suma asciende a un monto de aproximadamente \$ 50.000.000.

Debe considerarse que aún contando con futuros aportes del fondo de infraestructura y la continuidad del FEDEL, así como con préstamos del B.I.D. y otros, la Provincia no se encuentra en condiciones de solventar las inversiones, ya que ellas suponen erogaciones en proyectos de factibilidad, gestión, contrapartidas, y otros egresos que la Provincia no parece en condiciones de afrontar ni garantizar, si se tiene en cuenta el déficit operativo mensual de su Tesorería y el nivel de compromiso de sus ingresos por coparticipación.

4. Alternativas de políticas y medidas para el sector

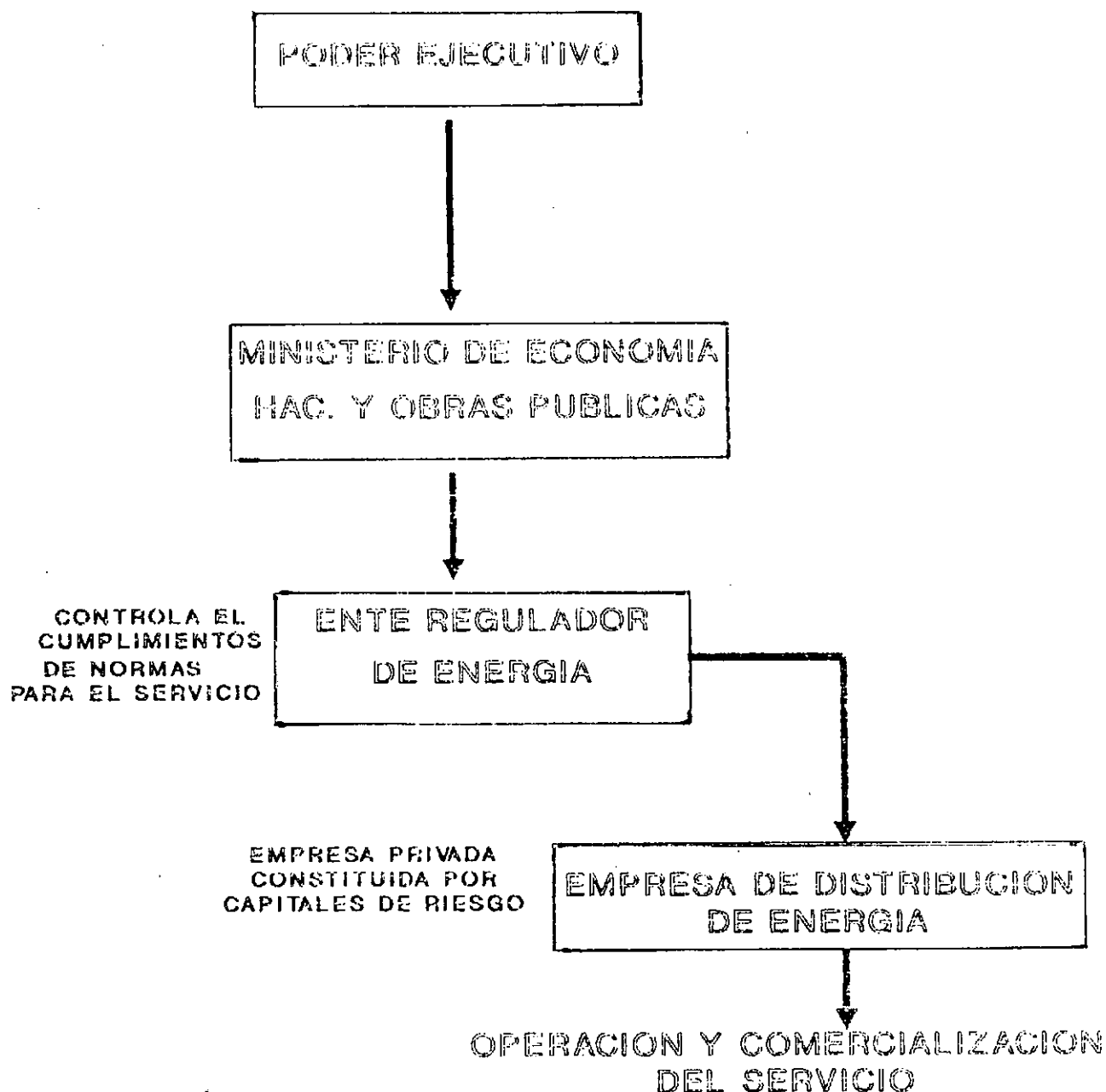
4.1. El Ente Regulador de Energía de La Rioja.

En el informe parcial del 16 de febrero se adjunta una propuesta de constitución del Ente Regulador de Energía, que puede conformar el cuerpo orgánico de la ley que establezca el Ente según lo dispuesto por el Art.4 de la Ley Nro.5.828. Actualmente se están recopilando más elementos, en base a las experiencias que se están realizando en las provincias de Tucumán y Santiago del Estero, las que partiendo de una situación inicial semejante a La Rioja, se han adelantado en una transformación de buen nivel técnico e institucional.

La constitución del ente puede ser incorporada como un capítulo de la ley complementaria que se propone en el Apendice del presente informe. En realidad, lo importante es remarcar las características autárquicas del Ente y proveer las fuentes de ingresos para su funcionamiento, las cuales no están suficientemente desarrolladas en la propuesta del informe anterior. Asimismo, hay que dejar bien en claro el carácter de depositario de los bienes muebles e inmuebles del complejo eléctrico provincial. Esto último es clave, ya que la tendencia en la Provincia parece inclinarse hacia la concesión del servicio sin venta del patrimonio del sector, dentro de la figura del comodato con devolución actualizada de los activos físicos al término de la concesión.

Finalmente, se señala que el Ente encuentra su complemento en la medida que se cree una empresa distribuidora de energía, de características también autárquicas. Sobre esta sociedad el Ente deberá tener facultades indirectas y también directas de control y regulación (parte accionaria). Seguidamente se muestra un organigrama de la transformación.

ESTRUCTURA TRANSFORMADA



4.2. Empresa de Distribución de Energía Eléctrica.

Cuando la Provincia asume la decisión política de preservar jurisdiccionalmente la unidad del sistema de distribución, en diciembre último, también asume implícitamente la fusión de los servicios de EPELAR y los transferidos por la nación. A pesar de algunas imprecisiones que han tomado estado público, no cabe duda que la resultante de la unificación de los servicios debe ser necesariamente una nueva empresa. Hay coincidencia en que esta debe tener una conformación de características empresariales eficientes. También es de consenso general que el personal de esta nueva estructura empresarial debe tener algún grado de participación en el patrimonio o al menos en el beneficio del redimensionamiento productivo del servicio. Hasta aquí las opiniones comunes.

A partir de allí, se plantean diversas opciones de orgánicas que, dependiendo de la concepción estatista o privatista de la que partan, generan distintas alternativas, incluyendo formas combinadas, producto de intentos de conciliación de posiciones.

La opción estatista pura está dada por la **Sociedad del Estado**, estructurada en base a la Ley Nro. 20.705. Esta empresa es de patrimonio estatal en su totalidad y tiene la ventaja de no sujetarse a la ley de contabilidad, ni a la ley de procedimientos administrativos, ni a la ley de obras públicas, lo que le da un amplio margen de acción autónoma. También puede agregarse un régimen administrativo similar al de una sociedad anónima, en todo lo que no se contraponga a su ley de constitución. Esta combinación entre la Ley Nro. 20.705 de sociedades del estado y la anterior y clásica

ley Nro.19.550 de sociedades comerciales, genera una empresa que tiene un mayor espectro de posibilidades. Por ejemplo, por el Artículo 22º de la ley 19.550, se pueden crear Bonos de Participación, a ser distribuidos entre el personal y otros asociados, para la obtención de parte de las ganancias de la empresa, con múltiples variantes en cuanto al valor y paridad de los mismos. Por supuesto, este esquema satisface el punto señalado sobre la participación del personal.

En caso de no recurrirse a la sociedad del estado, la cual, por otra parte, estaría en abierta contradicción con la ley Nro.5.828, ya que esta empresa no puede ser sujeta a privatización, se puede optar por una **Sociedad Anónima**, en los terminos de la ley Nro.19.550 de sociedades comerciales. Al incluir el requerimiento, en la ley de creación, de la mayoría accionaria del Estado Provincial, al menos el 51%, se alcanzaría el objetivo de la opción estatista.

Sin embargo, esta forma de sociedad mixta puede plantear algunas dificultades no buscadas originariamente, a saber:

Que los artículos del proyecto de ley que fijen el mínimo establecido para el paquete estatal sean eliminados por la Cámara de Diputados, al tratarlo artículo por artículo.

Que resulte dificultoso encontrar inversores privados para un paquete accionario que nunca tendrá chance para acceder al control gerencial de la empresa.

Por último, pensar en el mantenimiento del ente autárquico EPELAR y absorber al sector transferido presenta un problema históricamente insoslayable. A pesar de tener carácter autárquico, EPELAR no cuenta con la suficiente autonomía que garantice un manejo financiero independiente de las finanzas provinciales.

Por los aspectos apuntados, parecerían quedar condicionadas las viabilidades de las opciones arriba descritas.

La recomendación preliminar del presente estudio se inclina hacia una sola opción capaz de conjugar las políticas y transformaciones nacionales del sector con lo establecido por ley de la Provincia, garantizando al mismo tiempo la suficiente autonomía de sus finanzas. Esta opción es la constitución de una **Sociedad Anónima**, según la ley de sociedades comerciales, sin ningún otro aditamento o cláusula que imponga la propiedad estatal de la misma.

La sociedad propuesta, cuyos artículos de creación se incorporan en un Capítulo del apéndice del presente informe, tendría una primera integración de capital compuesta por un 10 % del Ente Regulador de Energía y un 90% de la Provincia. En una segunda etapa, un 10% de la Provincia pasaría en concepto de régimen de propiedad participada al personal de la empresa. En una tercera etapa, la Provincia transfiere el 51 % de la empresa al ganador de la concesión del servicio de distribución. Finalmente, se colocan a la venta por acciones la parte del 29 % restante que se decida realizar. Una conformación accionaria final podría ser la siguiente:

- -Operador privado concesionario del servicio: 51 por ciento
- Personal en Propiedad Participada: 10 por ciento
- Público: 14 por ciento
- Estado Provincial (eventualmente municipios) 15 por ciento
- Ente Regulador de Energía de La Rioja: 10 por ciento

La descripta aparece, en primera instancia, como una forma adecuada para poder cumplir los objetivos de eficiencia, compatibilización con la nación, legalidad y participación del personal, elementos que forman parte de las políticas

provinciales y nacionales determinadas al presente.

4.3. Concesión del servicio y gestiones para obtención de aportes y financiamiento.

Estos aspectos deberían quedar a cargo del Ente Regulador de Energía de La Rioja. De allí la urgencia de su constitución. Por una parte, se trata de iniciar lo antes posible los estudios de consultoría especializados para el proceso completo del concesionamiento.

Debido a posibles dificultades en el llamado a licitación directa por falta de fondos para contratar el servicio de consultoría necesario (ver anexo del Informe Parcial I), se puede optar por el llamado a concurso de proyectos. Previendo esta situación, se incorpora un artículo de este tenor en el proyecto de ley del Apendice de este informe.

En cualquier caso, sin el Ente Regulador de Energía es mas difícil iniciar y sostener el proceso de concesionamiento, cualquiera sea la metodología adoptada y tambien para otros actos, como la representación de la Provincia ante entes y organismos nacionales, gestión de créditos y otros.

En referencia a este último aspecto, en el informe final se detallarán las fuentes de financiamiento para el sector.

5. Conclusión

Durante las seis semanas que separan el presente informe del informe final, se sucederán reuniones de esclarecimiento de los procedimientos técnicos y de las decisiones políticas finales respecto de la transformación del sector, que formarán parte del presente trabajo de apoyatura técnica.

Los objetivos del trabajo serán cubiertos en la medida que se alcance un diagnóstico completo de la situación, que se dará una vez que la transferencia de los servicios se haya operado y por diversas vías se haya avanzado hacia el esclarecimiento de los estados contables y sus proyecciones financieras, de una manera nunca elaborada anteriormente.

Al mismo tiempo, cabe esperar que las relaciones de productividad, el esquema real de costos del servicio, el cuadro tarifario definitivo y la demanda energética, junto al conjunto de requerimientos de inversión, alcancen a ser expresados en el mayor grado de desagregación y precisión. Sólo de esta forma será posible tener una base para comenzar la etapa del concesionamiento del sistema, considerando como dados los supuestos institucionales apuntados en el informe. En lo que a plazos y cronograma se trata, el concesionamiento puede, desde mayo a octubre, cubrir hasta la adjudicación de la concesión. Un plazo de dos meses más de los establecido por ley permitiría realizar el contrato y la transferencia, pudiéndose así completar la transformación antes del fin del corriente año. De esta forma, el Presupuesto Provincial 1994 podría incluir los ingresos derivados de la privatización del servicio de distribución de energía eléctrica.

APENDICE

Borrador de Trabajo:16/03/93
La Rioja, Informe de Avance.

Elementos para elaboración del
ANTEPROYECTO DE LEY DE TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO
(Complemento de la Ley Nro. 5.828 de Energía)

CAPITULO I

TRANSFORMACION DEL SECTOR ELECTRICO PROVINCIAL

Art. 1.- Ratificase el Convenio subscripto por la Función Ejecutiva con la empresa Agua y Energía Electrica S.E. el 13 de enero de 1993, incluyendo los anexos correspondientes.

Art. 2.- El sistema electrico provincial estará integrado por la fusión de Epelar y la divisional de Agua y Energía Electrica S.E. transferida en el convenio citado en el Artículo precedente. Esta integración y su administración quedará a cargo de una empresa distribuidora creada por la presente Ley e incorporará todas las líneas de 132KV. que sirvan al territorio provincial existentes y a contruirse.

Art. 3.- Declárase sujeta a privatización por concesión del servicio al sistema electrico provincial, en los trminos establecidos por la ley Nro. 5.828, prolongando el plazo de ejecución de la concesión hasta el 31 de diciembre de 1993.

Art. 4.- Declárase de interes provincial la consolidación del sistema electrico provincial. A tal efecto, se autoriza a la Función Ejecutiva la adquisición, por cesión o compra de la doble terna Recreo-La Rioja, la finalización del tramo de línea de 132/KV. Nonogasta-Villa Unión y la construcción de la línea de 132/KV Chamental- Quines/Lujan, incluyendo las estaciones transformadoras necesarias y otros equipamientos de integración del sistema, incluyendo la correspondiente gestión de los subsidios y creditos necesarios a tal fin.

Art. 5.- El Ente Regulador de Energía llamará a concurso de proyectos para la licitación del servicio de concesión de la distribución del sistema electrico provincial; en los terminos establecidos por la ley Nro. 23.696 de Reforma del Estado y su Decreto Reglamentario y la legislación y normas provinciales en materia de iniciativa privada.

CAPITULO II

ENTE REGULADOR DE ENERGIA DE LA RIOJA

Art. 6.- Constitúyese el Ente Regulador de Energía de La Rioja, creado por la Ley Nro. 5.828, Art.4, como Entidad Autárquica con competencia plena para actuar pública y privadamente, en todo lo atinente en la promoción y fiscalización del sistema energético provincial en cualquiera de sus formas y alcances, en jurisdicción del territorio de la Provincia.

(Art.7.- al Art.20.- ver Apndice del informe del 17/02/93)

CAPITULO III

BIENES, PATRIMONIO Y RECURSOS

Art.21.- La Función Ejecutiva podrá transferir a favor del Ente Regulador de Energía los bienes de cualquier naturaleza necesarios para el cumplimiento de su objeto y funciones, de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley, pasando a integrar su patrimonio.

Art.22.- Quedan transferidos al Ente Regulador de Energía todos los bienes, créditos, derechos y obligaciones que al momento de la promulgación de la presente ley se encuentran a cargo del ente E.P.E.L.A.R. y los transferidos por la nación a la provincia de acuerdo al Convenio citado en el artículo 1ro. de la presente Ley. A tal efecto, una comisión mixta realizará, en el término de 30 días a partir de su promulgación, el inventario correspondiente.

Art.23.- Son recursos del Ente Regulador de Energía de La Rioja y destinados a su presupuesto anual, los cuales se integrarán en el Fondo Provincial de Energía Eléctrica:

- 1) El producido del arrendamiento y comodato de bienes, muebles e inmuebles.
- 2) El producido de impuestos, tasas y contribuciones de mejoras que se recauden en la jurisdicción.
- 3) Los aportes, préstamos, subsidios y participaciones destinados a la promoción y el desarrollo de los sistemas energéticos, incluidas las no convencionales e innovadoras.
- 4) El producido de los ingresos por el otorgamiento de concesiones de obras y servicios.
- 5) El producto de resarcimientos por daños y sanciones pecuniarias dentro de la normativa vigente.
- 6) Los aportes de contribuciones, donaciones, legados, subsidios y subvenciones,
- 7) El producido de las ventas de materiales, bienes muebles, inmuebles, semovientes e implementos.
- 8) Todo otro ingreso derivado de actividades autorizadas del Ente Regulador de Energía o de otras que se le asignen para cumplir sus objetivos.,

(Los Art.24.- al Art.26.- se refieren al destino, la disponibilidad y emergencia de los fondos)

CAPITULO IV

CREACION DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

Art.26.- A los fines de la explotación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio provincial y ventas a otras jurisdicciones, crease la EMPRESA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA DE LA RIOJA, E.D.E.E.LAR., bajo la figura y régimen de Sociedad Anónima.

Art.27.- E.D.E.E.LAR.S.A. se constituirá y regirá por la Ley Nro.19.550 de Sociedades Comerciales y sus modificatorias; Ley Nro.23.696 y sus modificatorias; Decreto Nro.1.105/89 y la legislación provincial atinente.

Art.28.- Transfiriéndose a E.D.E.E.LAR.S.A. la explotación de la concesión del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, comprendiendo todo el sistema descrito en el Art.3ro. de presente Ley, y en cumplimiento de lo establecido en la misma y en la Ley Nro. 5.828. La concesión comenzará a operarse a partir del 31 de marzo de 1993.

(Art.29 y siguientes comprenden: Del capital social, de la administración, de la concesión, del personal a transferir, disposiciones transitorias y de forma)

Nota sobre fechas límite:

Dada en la Sala de Sesiones de la Legislatura de la Provincia, en la Rioja, 108 Periodo Legislativo, a los veinte y nueve días del mes de marzo de 1993.

Promulgación: 30 de marzo de 1993.

Transpaso efectivo, de Agua y Energía, constitución de la S.A. e inicio de la concesión: 31 de marzo de 1993.

ANEXO

PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION,
EL DESPACHO DE CARGAS, Y EL CALCULO DE PRECIOS
(S/art. 36; Ley 24065)

EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

1.1. SISTEMA ELECTRICO

A los efectos del funcionamiento del Mercado, el Sistema Argentino de Interconexión se considera dividido en Centros de Generación, Red de Transporte e Instalaciones de Distribución. Asimismo, existe un Sistema de Operación y Despacho superpuesto a dicho sistema físico.

1.2. INTEGRACION DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de:

- a) Un Mercado a Término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores;
- b) Un Mercado Spot, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Centro de Carga del Sistema;
- c) Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realizará a través de un Organismo Encargado del Despacho (OED).

Los puntos de intercambio físico del MEM se definen en las conexiones de las instalaciones de Generación con la red de Transporte, de Distribución; de la red de Transporte con las redes de Distribución, entre las distintas redes de Distribución, en las interconexiones internacionales y en la vinculación de los Grandes Usuarios entre sí o con instalaciones de Distribución, Transporte o Generación.

Cada agente del MEM tendrá :

- * uno o más puntos de intercambio sobre el Sistema Eléctrico;
- * uno o más puntos de entrada o salida del Mercado dónde se definirá su precio de compra/venta.

Los puntos de entrada/salida del MEM son:

- a) los nodos definidos en el ámbito de la Red de Transporte a los que el agente del MEM está conectado físicamente;
- b) los nodos de Generación o Distribución fuera del ámbito definido de la Red de Transporte con una potencia efectiva o convenida superior a 50MW, cuyo intercambio con la red estuviera afectado por el sistema

de transmisión de modo tal que el precio en ese nodo difiera sensiblemente respecto del precio de su nodo vinculación con la red de Transporte. Estos puntos serán identificados por la SEE.

Todos los propietarios de Centros de Generación y/o Instalaciones de Transporte o Distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MEM adquieren el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por estas normas, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema.

Son agentes reconocidos del MEM:

- a) los que participan del MEM AL 30-04-92, tal como aparecen en la Información Necesaria para la Facturación correspondiente a ese mes que editará el OED;
- b) los concesionarios de actividades de generación hidroeléctrica, transporte o distribución en los términos de la ley 24065;
- c) los generadores y grandes usuarios que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM con posterioridad al 30-04-92, incluyendo autogeneradores;
- d) los distribuidores de jurisdicción provincial que soliciten y obtengan autorización de la Secretaría de Energía Eléctrica para incorporarse al MEM con posterioridad al 30-04-92;
- e) empresas de países interconectados autorizadas a operar en el MEM.

Ante solicitudes de incorporación al Sistema Eléctrico por parte de Generadores o Grandes Usuarios (nuevos proyectos industriales), la SEE informará los antecedentes presentados a las empresas del MEM y al OED, quienes podrán solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto. La SEE contará con 60 días corridos para aprobar o rechazar el pedido. De no emitir su dictamen en este plazo, se considerará aprobado el proyecto. En caso de oponerse a la solicitud, el trámite pasará al Ente Nacional Regulador (ENR) para su resolución.

Los agentes reconocidos del MEM entregarán al OED la información requerida para la Base de Datos del Sistema (Anexo 1). Cada vez que se produzca un cambio en alguno de estos datos, la empresa deberá informar al OED, quien tendrá la responsabilidad de mantener actualizado este conjunto de información. La base de datos y sus sucesivas actualizaciones será puesta a disposición de todos los integrantes del MEM por el OED.

1.3. AMBITO DEL TRANSPORTE

El ámbito de la red de Transporte incluirá :

- a) las instalaciones que se transfieran a el o los Concesionarios en el momento de establecerse las concesiones del Transporte y privatizar su gestión;
- b) las instalaciones futuras que se incorporen en el marco y términos de esas concesiones;
- c) las instalaciones que el concesionario reciba de terceros por haber sido construidas fuera del ámbito de su concesión.

La regulación del Transporte, incluyendo el sistema de precios definido, es de aplicación :

- * en el ámbito de las concesiones del Transporte;
- * en todos los casos que un agente del MEM de más de 50MW de potencia convenida requiera de instalaciones de fuera del ámbito de las concesiones del Transporte para acceder al Mercado.

Todo vendedor y/o comprador que actúe como agente del MEM tendrá definido uno o más puntos de acceso al Mercado a través de los cuales participará en la remuneración del ingreso variable del Transporte. En caso de ser más de uno, se reducirá a un nodo equivalente en proporción a la potencia típica estimada para cada estado característico previsto para la red.

Cuando un agente no esté conectado directamente a un nodo reconocido de la red de Transporte, se le asignará un nodo de referencia, o equivalente según corresponda, para la definición de su precio nodal y participación en la remuneración del Transporte.

1.4. SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SOD)

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y el OED, para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas.

Las necesidades que de ello se derivan en materia de comunicaciones, adquisición, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar entre los agentes del MEM y el OED, asociada a la operación y a las transacciones comerciales que se lleven a cabo, serán cubiertas por medio del Sistema de Operación y Despacho (SOD).

La responsabilidad primaria de operación y despacho será del OED. Sin embargo, en vista del despliegue territorial y de la multiplicidad de actores que intervienen en el MEM, el OED está facultado para delegar funciones que le son propias en otras empresas.

1.4.1. CONSTITUCION

El SOD abarcará específicamente lo siguiente:

- * un sistema de operación en tiempo real (SOTR), que brindará los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico.
- * un sistema de medición comercial (SMEC), destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la ejecución de las Transacciones Económicas en el MEM.
- * un sistema de comunicaciones (SCOM) afectado a la operación en tiempo real y al sistema de medición comercial, abarcando enlaces de voz, datos, telex, etc..

El OED coordinará con participación de los agentes del MEM un proyecto único denominado PROYECTO SOD, minimizando las inversiones requeridas para la instrumentación de los referidos sistemas.

El proyecto será presentado antes del 1/8/92 a las empresas del MEM para que informen sus observaciones. A partir de ellas, el OED elaborará un proyecto final, incluyendo las propuestas y/o correcciones que considere adecuadas. Antes del 01/09/92 el OED elevará la propuesta definitiva para aprobación de la Secretaría de Energía Eléctrica.

1.4.2. LINEAMIENTOS DEL PROYECTO SOD

1.4.2.1. SISTEMA DE OPERACION EN TIEMPO REAL (SOTR)

Este Sistema incluirá las funciones necesarias para llevar a cabo la operación del sistema físico y la administración del MEM en tiempo real que realizará el OED desde su Centro de Control. Será responsabilidad de las empresas hacer llegar los datos requeridos al Centro de Control del OED o, bien adónde se determine, conforme las normas que aprobará la S.E.E.

Las empresas concesionarias del servicio de transporte deberán contar con el soporte de telecontrol necesario para abastecer sus propias necesidades y suministrar al OED en su Centro de Control la información requerida para la coordinación de la operación de la Red de transporte.

Los generadores, cuyo régimen de funcionamiento será acordado con el OED, serán responsables de colocar la información requerida en el Centro de Control del OED.

Aquellas instalaciones que no formen parte de la Red de transporte, pero que vinculen puntos de intercambio de terceros con el Mercado, deberán contar con los medios adecuados para llevar a cabo su supervisión y para enviar la información necesaria al Centro de Control del OED.

1.4.2.2. SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC)

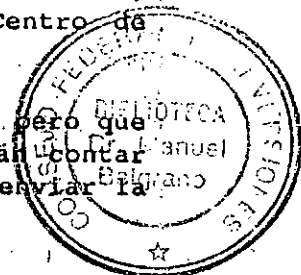
Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizarán con instrumental propio de las empresas que participan en el MEM. Dichos medidores deberán cumplir las normas que se establezcan para el MEM, propuestas por el OED y aprobadas por la SEE. El OED contará con un registro oficial de estos medidores donde figurarán todas sus características y los ensayos efectuados.

El OED contará con un sistema de registro y transmisión de datos con el que se recolectará toda la información procedente de los mencionados medidores. El OED acordará con los integrantes del MEM el modo cómo se realizará el acceso hasta este sistema de registro y transmisión.

Atendiendo a las necesidades inmediatas y de mediano plazo de reemplazo de medidores, relocalización de equipamiento, etc., el OED coordinará una etapa de transición entre el actual sistema de mediciones y su conformación final.

1.4.2.3. SISTEMA DE COMUNICACIONES (SCOM)

Los medios de comunicación que se empleen para cubrir las necesidades de los agentes del MEM en relación con el SOTR y el SMEC, constituirán el SCOM del MEM. El 01/08/92, el OED pondrá a disposición de las empresas del MEM y elevará a la SEE un inventario de recursos existentes y modos de utilizarlos para las comunicaciones con el OED.



El OED calculará los sobre costos para cada línea "i" (SPP_i) como el promedio obtenido durante cuatro periodos estacionales con la siguiente expresión :

$$SPP_i = SCT_i / (PMPT_i * Nhfv)$$

dónde:

* SCT_i = Sobre costos Totales de la línea "i".

* $PMPT_i$ = sumatoria de la Potencia Media Ponderada PMP_i de las líneas que vinculan el Area de Afectación de la línea i con el Mercado .

* $Nhfv$ = horas fuera de valle del período

La Potencia Media Ponderada (PMP_i) se calcularán como valores promedio en la línea i en horas fuera de valle del período estacional considerado, obtenidos como la diferencia entre la potencia generada y la demandada en los nodos afectada por el porcentaje de pérdidas de transporte y por el factor de reserva.

El precio de la potencia para la demanda de un nodo k resultará del cargo mensual estacional.

En el Mercado Spot, el OED calculará el factor de adaptación a aplicar para calcular el precio horario de la potencia en cada nodo a partir de los sobre costos de potencia estacionales que resulten para el nodo ($STPP_k$) y el valor de la potencia puesta a disposición $\$P PAD$.

FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION

El proceso de facturación correspondiente a la operación del MEM se realizará mensualmente dentro de los primeros cinco días corridos del mes siguiente. A estos efectos, el OED actuará como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del MEM, según los procedimientos y modalidades explicitadas en el presente capítulo.

Dado el carácter de mercado único bajo el cual se desarrolla la comercialización en el MEM, a los efectos del cálculo de las acreencias o las deudas que cada agente mantiene con el resto de los agentes participantes en las transacciones de cada mes, se aplicará el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el MEM es deudor para con cada uno de los agentes que resultaron vendedores, en forma proporcional a su participación en el importe total de la venta. Un sistema de cobranzas centralizado asegurará que los pagos se efectúen e imputen guardando idéntico criterio de proporcionalidad, conforme los deudores vayan cancelando sus deudas.

El OED será responsable de producir toda la información necesaria a estos efectos y emitirá por cuenta y orden de los agentes del MEM la documentación comercial, conforme los procedimientos explicitados en el presente capítulo. Asimismo administrará el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de cancelación de deudas asociado.

5.1. INFORMACION NECESARIA PARA FACTURAR

5.1.1. RECOPIACION DE LA INFORMACION

Será responsabilidad de cada uno de los agentes del MEM suministrar al OED toda la información necesaria para llevar a cabo el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que éste determine.

El OED será responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del MEM. Esta Base de Datos para Facturar (BDF) será la información oficial utilizada por el OED para determinar el resultado de las transacciones económicas definidas en 5.2.

5.1.2. INFORMACION DE DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS

Los Distribuidores y los Grandes Usuarios, que operen en el Mercado Spot o con contratos del Mercado a Término, informarán diariamente al OED su curva de carga horaria realizada.

5.1.3. INFORMACION DE GENERADORES Y AUTOGENERADORES

La información a utilizar en el caso de Generadores y Autogeneradores estará conformada por la información horaria consolidada por el OED. Una vez resueltos eventuales cuestionamientos de las partes, servirá de base para el cálculo de su remuneración. En el caso de Generadores con contratos del mercado a término, se calculará el resultado comercial dentro y fuera de los contratos en función de sus términos comunicados.

5.1.4. INFORMACION DE TRANSPORTADORES

Una vez resueltos eventuales cuestionamientos, se utilizará la información mensual consolidada por el OED de flujos de carga en la Red de Transporte y Factores Nodales (Ingreso Variable), y la información relevada en tiempo real sobre períodos de indisponibilidad de equipamiento, para el cálculo de su remuneración.

5.1.5. INFORMACION DE EMPRESAS EXTRANJERAS INTERCONECTADAS

Según el caso, estos intercambios se homologan a una venta (5.1.3) o a una compra (5.1.2). De mediar Convenios de Interconexión el OED será responsable de haber intercambiado la documentación de norma con la otra parte, para documentar las figuras legales de aplicación en cada transacción.

5.1.6. INFORMACION FALTANTE

Si dentro de los plazos establecidos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para el proceso de facturación, no se cuenta con la información completa para conformar la Base de Datos de Facturación, el OED procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al confeccionar el documento de Transacciones Económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el OED será incorporado al siguiente proceso de facturación.

5.2. TRANSACCION ECONOMICA

5.2.1. RESULTADO DE LA TRANSACCION

Se define como Resultado de la Transacción Económica al cálculo mensual de los créditos o débitos totales de cada agente del MEM por aplicación de los presentes procedimientos asociados al sistema de estabilización de precios que se describe en el punto 5.7. y de los excedentes que se describen en 5.2.2..

5.2.2. EXCEDENTES

Se denomina Excedente Neto Mensual a la diferencia entre el resultado de los generadores del MEM dependientes del Estado Nacional más los de las empresas extranjeras interconectadas en su operación en el MEM, y los montos producto de sus remuneraciones reconocidas, de acuerdo a lo que hubiera establecido por Resolución la Secretaría de Energía Eléctrica.

Estos excedentes serán depositados en un Fondo Unificado, según lo previsto en el artículo 37 de la Ley 24.065, para cuya administración el OED efectuará las operaciones que la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA le indique.

En la forma y con la periodicidad que la SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA determine, el OED producirá la información de gestión correspondiente a la administración de este Fondo así como su evolución prevista.

5.2.3. DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS (TE)

El OED elaborará mensualmente un documento con toda la información contenida en la Base de Datos para Facturar y con todos los resultados obtenidos por la aplicación de los presentes procedimientos, individualizando para cada agente, los montos por los cuales ha resultado deudor o acreedor en base a sus compras y/o ventas en el MEM. Dicha información servirá de base para el proceso de facturación definido en 5.3.

El documento de Transacciones Económicas contendrá asimismo un detalle que permita individualizar la proporción en que cada deudor participa en la conformación del crédito de cada vendedor, aplicando para ello un criterio de proporcionalidad en base al peso relativo que cada uno de los montos deudores tengan respecto del monto deudor total en las Transacciones Económicas en dicho mes.

5.3. FACTURACION

5.3.1. FACTOR DE PROPORCIONALIDAD

Para cada agente del MEM que en la Transacción Económica del mes correspondiente haya resultado deudor del sistema, el OED calculará su factor de proporcionalidad (FPK) como su monto deudor dividido el monto deudor total del mercado.

5.3.2. FACTURACION DE LAS OPERACIONES DE COMPRA/VENTA EN EL MEM

El OED emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador por los montos resultantes de la Transacción Económica del mes, discriminados según los siguientes conceptos :

- * energía,
- * transporte de energía eléctrica,
- * potencia,
- * otros servicios (regulación de frecuencia, reactivo, arranque y parada de máquinas).

Para la discriminación de los conceptos del transporte, se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El OED calculará los cargos fijos del Transporte (por conexión y por capacidad de transporte puesta a disposición) que cada agente del mercado deberá abonar a los transportistas, en base a las horas de disponibilidad registradas y aplicando los factores correspondientes a cada nodo y a cada empresa indicados en la programación estacional.
- b) El OED calculará el monto al que es acreedor cada Transportista por el ingreso por energía (IVT). Dichos montos serán distribuidos entre los agentes que resulten deudores en el MEM para el mes correspondiente, en función de sus respectivos Factores de Proporcionalidad. Estos montos se identificarán bajo el concepto de Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.
- c) Para la energía comercializada dentro de Contratos de Abastecimiento, el OED calculará el cargo variable por Transporte que debe abonar cada una de las partes.

A su vez para cada uno de los agentes vendedores, el OED emitirá una liquidación de su venta por el total resultante de la Transacción Económica. Para los Generadores dependientes del Estado Nacional, las liquidaciones se realizarán en base a los precios reconocidos por la SEE de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 37 de la ley 24.065.

Las diferencias existentes entre lo facturado a los compradores y lo liquidado a los vendedores por aplicación de diferentes sistemas de precios (precios estacionales y precios spot), deberán imputarse al Fondo de Estabilización descripto en el punto 5.7.

5.3.4. FACTURACION DE APARTAMIENTOS DE CONTRATOS

El OED calculará los saldos acreedores o deudores de las operaciones efectuadas en el mercado spot por parte de empresas con Contratos de Abastecimiento. Las facturas y liquidaciones correspondientes, serán calculadas por el OED aplicando iguales procedimientos a los establecidos para los vendedores y compradores que operan sin contratos.

5.3.5. REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED

El monto mensual por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED acordado en el Presupuesto Estacional, se distribuirá entre todos los agentes del MEM. Dicho monto será debitado por el OED a cada agente en función de la proporción que representa su volumen monetario por compra y/o venta dentro del volumen total de las transacciones del MEM, independientemente de la existencia de contratos.

5.4. PLAZOS DE PAGO

Las facturas presentadas al cobro a los agentes deudores del sistema vencerán a los 39 días, contados a partir del último día del mes a que se refieren las transacciones facturadas.

Dicho plazo de vencimiento se desplazará en el mismo número de días que se demore el envío de la documentación a que se refiere el párrafo siguiente, a partir del tercer día hábil posterior a la emisión de las facturas del documento de Transacciones Económica.

El OED remitirá a cada agente del mercado, por medio de FAX o Correo Electrónico, según acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores), valiendo esta fecha para los fines establecidos en el párrafo anterior. Simultáneamente remitirá los documentos indicados por vía postal expresa.

Las notas de débito o crédito que emita el OED para ajustar las facturas o liquidaciones en virtud de rectificaciones de los valores físicos y/o monetarios adoptados (refacturación), tendrán fecha de vencimiento el mismo día que la factura a que están referidos.

Las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones del OED, tendrán las mismas condiciones de vencimiento que las arriba indicadas.

5.5. COBRANZAS A LOS DEUDORES

El OED prestará el servicio de cobranza en el MEM, que abarcará a todos los pagos que se efectúen, con excepción de los que correspondan a la ejecución de contratos.

Este sistema de facturación, basado en criterios de proporcionalidad, requiere que las acreditaciones a vendedores de los montos cobrados sean diligenciadas bajo igual criterio.

No se admitirán pagos por fuera de este sistema, por cuanto ello atentaría contra el principio de proporcionalidad del sistema de facturación adoptado.

A los efectos del pago de sus obligaciones, el OED ofrecerá a los agentes las siguientes alternativas:

- * mediante entrega de cheque en el domicilio del OED,
- * mediante transferencia a las cuentas bancarias habilitadas al efecto por el OED.

La fecha a considerar a efectos de la imputación del pago, será la que corresponda a la de efectiva acreditación en la cuenta bancaria del OED.

La falta de pago íntegro y en término de los montos facturados serán sancionados con un interés equivalente a la tasa fijada por el BANCO NACION ARGENTINA (BNA) para sus operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.

El OED debitará y cobrará dichos intereses a los deudores por cuenta y orden de los acreedores. Los importes cobrados por tal concepto serán depositados en las cuentas bancarias declaradas por los acreedores bajo los mismos plazos y condiciones establecidos en el punto 5.6.

El incumplimiento de pago íntegro y en término de las Notas de Débito por Reembolso de gastos y/o inversiones, se sancionará con un interés equivalente a la tasa fijada por el BNA para sus operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.

La aplicación de las cobranzas a efectos de imputar las mismas se realizará en primer lugar a la cancelación de deudas por cualquier concepto con el OED y luego a la cancelación de deudas con los acreedores del mercado.

A efectos de determinar los intereses por los cuales se sancionará la falta de pago en término de los agentes deudores se aplicará la siguiente fórmula:

$$I = C \times \left[\left(1 + \frac{\text{TNAV} \times 30}{36.500} \right)^{n/30} - 1 \right]$$

dónde:

- * C: Capital adeudado
- * TNAV: Tasa Nominal Anual Vencida fijada por el BNA para operaciones de descuento de documentos a 30 días de plazo.
- * n: días de mora.

5.8. IMPUESTOS

El OED incorporará a la facturación y/o liquidaciones y procederá a transferir a las cuenta que corresponda los impuestos que en cada caso correspondieren, según las instrucciones que le imparta la SECRETARIA DE

5.6. LIQUIDACION A LOS ACREEDORES

La liquidación a los acreedores del sistema se realizará en base a las acreditaciones efectivas que se registren en las cuentas bancarias habilitadas por el OED a efectos de las cobranzas, una vez deducidos las deudas por todo concepto con el OED. La distribución entre los acreedores, de cada cobranza efectuada por el OED, se efectuará conforme a la proporcionalidad de las acreencias individuales respecto de las totales correspondientes a cada mes.

El OED depositará estos montos en las cuentas bancarias declaradas por los acreedores, en un plazo máximo de 48 horas, siempre y cuando éstas correspondan a las mismas plazas bancarias sobre las cuales opera el OED. Esta plazo se considera como parte de la operatoria interna del OED y no devengará interés

Las acreditaciones realizadas serán aplicadas, respetando las proporcionalidades correspondiente a cada período, en primer término a la cancelación de los intereses devengados a la fecha de cobro. El remanente será imputado al capital. De existir saldos impagos correspondientes a distintos períodos mensuales la aplicación se realizará en todos los casos a partir del más antiguo.

5.7. SISTEMA DE ESTABILIZACION DE PRECIOS

Las diferencias que surjan entre los montos a abonar por los deudores, considerando que una parte de ellos, los Distribuidores, lo hace en función de un sistema de precios estacionales, y los montos a cobrar por los acreedores, producto de transacciones realizadas a precios spot, serán absorbidos por un sistema de estabilización de precios basado en la existencia de un fondo de depósito transitorio denominado FONDO de ESTABILIZACION. En este fondo se depositarán los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del Mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Este Fondo de Estabilización no será utilizable para compensar incumplimientos de pagos.

De ocurrir que los recursos financieros disponibles en el Fondo de Estabilización no sean suficientes para completar el monto acreedor en algún mes, el OED gestionará ante la SEE la asistencia financiera necesaria. A estos fines, la SEE dispondrá la concesión de un crédito automático retornable y sin interés utilizando recursos del Fondo Unificado.

El OED incorporará en el documento de Transacciones Económicas, el resultado mensual del Fondo de Estabilización y su evolución.

La SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA indicará el criterio con que en la programación estacional se considerarán los saldos acumulados por dicho Fondo.

CALCULO DE LOS FACTORES DE LA ENERGIA ELECTRICA

1.- INTRODUCCION:

La energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red a través del precio de la potencia y de la energía en el nodo. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el Mercado (PM) afectado por el Factor de Nodo. El valor de la potencia transferido a un nodo será el precio de la potencia en el Mercado (SPPAD) afectado por el Factor de Adaptación.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión tendrá una remuneración por energía eléctrica transportada que se obtendrá a partir de la diferencia de valor de dicha energía eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de suministro, como consecuencia de la diferencia de precios de la potencia y la energía en tales nodos.

2.- FACTOR DE NODO DE ENERGIA:

El Factor de Nodo (FNI) de un nodo "i" corresponde a las pérdidas marginales del transporte, y representa la relación entre el precio de la energía en el nodo y en el Mercado cuando los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de Transporte.

$$FN_i = PN_i / PM$$

siendo PN_i el precio de la energía en el nodo i y PM el precio de la energía en el mercado.

2.1 METODOLOGIA DE CALCULO

El factor de nodo (FN) del nodo i se determina como:

$$FN_i = 1 + (dPerd / dPd_i)$$

siendo $dPerd / dPd_i$ la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo i.

Para su cálculo se modela la red de transporte, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (dPd_i), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema ($dPerd$).

2.2. MODELADO DEL SISTEMA

2.2.1. PROGRAMACION ESTACIONAL

El cálculo de los FN se realizará con flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda tarifaria.

- a) **Generación:** Se considera la generación media prevista en el período estacional para cada Central.
- b) **Demanda:** Se calculará la Potencia Media Satisfecha a cada Distribuidor en base a las previsiones acordadas en la Base de Datos Estacional. A partir de estas potencias el OED determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva Demanda-Duración) de tres bloques donde:
- cada uno representa un período tarifario;
 - la potencia del bloque es equivalente a la demanda respectiva estacional incluyéndose la demanda de bombeo y descontándose la ENS en ese período tarifario, si estas existiesen ;
 - la duración del bloque está dado por la duración en horas del período tarifario multiplicado por el número de días del período estacional considerado.
- c) **Sistema de Transporte:** Se definirán configuraciones características del Sistema de Transporte en el período estacional considerado. Se realizará un flujo de potencia de la red completa, que luego se reducirá a la red del Sistema de Transporte y sobre ésta se simularán las variaciones unitarias de demanda requeridas para el cálculo de los FN.

2.2.2. MERCADO DE PRECIOS HORARIOS

Para cada día, los precios de nodo horarios del MEM serán los calculados previamente en el predespacho diario utilizando un modelo de despacho con un flujo de cargas simplificado.

3. FACTOR DE ADAPTACION DE POTENCIA

El Factor de Adaptación FA_i de un nodo "i" mide los sobre costos producidos en los nodos receptores cuando el equipamiento de transporte tiene salidas de servicio forzadas. Este factor representará la relación entre el precio de la potencia en el Nodo i y en el Mercado cuando el nodo se encuentra vinculado al Mercado sin restricciones.

Este factor se determinará para cada período estacional a partir de las variaciones de potencia determinadas cada cuatro periodos estacionales.

3.1 METODOLOGIA DE CALCULO

El sistema de transporte está expuesto a fallas que provocan desconexiones de las líneas de interconexión. En los primeros minutos posteriores a la desconexión no se llega a entrar en servicio las máquinas disponibles en reserva fría y la falla produce cortes de

suministro por actuación de protecciones. Este evento se denominará fallas de corta duración.

En algunos casos el restablecimiento del servicio de la línea supera los minutos, debido a que por la naturaleza de la falla se requieren reparaciones importantes. Estas fallas, denominadas fallas de larga duración, permiten poner en servicio el equipamiento de reserva fría.

3.1.1 FALLAS DE LARGA DURACION

Las fallas de larga duración del sistema de transmisión, producen en los nodos receptores sobrecostos a las demandas debido al incremento de los precios marginales, que incluye la valorización de la Energía no Suministrada (ENS).

Los sobrecostos producidos por las Fallas de Larga Duración del sistema de transporte, afectarán a los precios de la potencia en los nodos alejados del Mercado, como consecuencia de la falta de confiabilidad de su vínculo con el mismo.

Para el cálculo de estos sobrecostos, el OED comparará el costo de la energía para las demandas en los nodos receptores obtenidos del despacho de cargas con las restricciones normales del sistema de transmisión, y el costo del despacho con contingencias en el sistema de transmisión. La valorización de la energía tendrá en cuenta la ENS y los costos marginales de todas las máquinas en servicio. Para el cálculo del Costo Marginal de un área deficitaria, o sea donde surge ENS, se considerará :

| PORCENTAJE DE ENS DEL AREA | | COSTO DEL AREA (U\$S/MWh) | MARGINAL |
|-------------------------------|-------|------------------------------|----------|
| Hasta | 1,6% | | 110 |
| Hasta | 5,0% | | 130 |
| Hasta | 10,0% | | 165 |
| Más de | 10,0% | | 750 |

Para las fallas de larga duración de las líneas de transporte en Alta Tensión, se utilizará una tasa de 1/28 fallas/100Km con una duración de 14 días. Si las líneas están en paralelo, y son de posible salida simultánea, se extenderá la salida del segundo circuito a 28 días.

Anualmente se determinarán los sobrecostos de larga duración para los cuatro períodos estacionales siguientes. El modelado del sistema será el que se emplea para la programación estacional. Se simularán las fallas de las líneas para cada período tarifario y se compararán con el caso de referencia, o sea el correspondiente a la programación estacional sin fallas (contingencias) en el sistema de Transporte.

3.1.2. FALLAS DE CORTA DURACION

Las aperturas forzadas de líneas de transmisión pueden provocar cortes de carga por actuación de relés de frecuencia, colapsos de sistemas regionales, y/o redespatchos de carga, los cuales se valorizarán determinando la Energía Cortada o Energía No Suministrada, (ENS), y los Costos de Redespatcho en tales eventos.

Los sobre costos por fallas de corta duración son de un orden de magnitud menor a los de larga duración y pueden ser considerados en la valorización de la potencia para simplificar su implementación. Estos Sobre costos afectarán a los precios de la potencia en los nodos alejados del Mercado, como consecuencia de la falta de confiabilidad de su vínculo con el mismo.

Los Sobre costos de Corta Duración (SCCD_i) debidos a fallas de corta duración en una línea "i" se calcularán como :

$$SCCD_i = ENSCD_i * CENS$$

siendo ENSCD_i la energía no suministrada de corta duración probable anual por desconexión de la línea i.

Los sobre costos de redespacho pueden, en una primera aproximación considerarse nulos. La ENS se cuantificará a partir de las simulaciones realizadas con un programa de estabilidad transitoria.

La tasa de falla de líneas a considerar será de 0.05 fallas/100 km. Se simulará a través de un modelo de simulación de transitorios electromecánicos (EPRI) la falla de cada una de las líneas del sistema de transporte, incluyendo la falla sobre dos líneas paralelas. El modelado deberá incluir el Sistema Completo y la representación de todos los sistemas de control y protecciones existentes para cuantificar adecuadamente la ENSCD_i. Para cada línea "i", el OED estimará la energía no suministrada de corta duración como los cortes de carga que se producen por actuación de los relés de protección afectados por un tiempo de duración de 20 minutos.

3.1.3. DETERMINACION DE LOS FACTORES DE ADAPTACION

El precio de la potencia puesta a disposición en un nodo "k" del sistema se determinará como

$$\$PPAD_k = \$PPAD * FA_k$$

siendo :

- * \$PPAD_k = precio de la potencia puesta a disposición del nodo k.
- * \$PPAD = precio de la potencia puesta a disposición en el Mercado.

El OED calculará el factor de adaptación del nodo "k" (FA_k) como :

$$FA_k = 1 + STPP_k / \$PPAD$$

dónde STPP_k es la sumatoria de los sobre costos de potencia producidas por fallas de las líneas "i" (SPP_i) que vinculan al nodo k con el Mercado.

La sumatoria de los sobre costos de las líneas de vinculación con el Mercado (STPP_k) resulta positivo si es un nodo importador, y negativo si es exportador.

INFORME ESTACIONAL

El informe con la propuesta de precio estacional a aplicar a los Distribuidores, deberá incluir como mínimo:

- a) Requerimientos de la demanda: pronósticos de energía y potencia y crecimiento esperado por Distribuidor y total;
 - b) Características de la oferta: programa de mantenimiento, indisponibilidad forzada prevista, indisponibilidad total, pronósticos de aportes hidroeléctricos;
 - c) Previsión de abastecimiento de la demanda: generación por tipo y por empresa, consumo de combustibles, evolución del nivel de los grandes embalses, evolución semanal del riesgo de falla;
 - d) Precio de la Energía: evolución semanal prevista del PM, evolución semanal de Mercados locales (áreas que resultan desvinculadas) y sus correspondientes PL, costo de la generación excluida, y precio medio total;
 - e) Precio de la Potencia: criterio acordado para determinación de la reserva fría necesaria, evolución semanal del precio de la PPA en función del sobreprecio por riesgo de falla y de la potencia en reserva;
 - f) Estudios de flujos de carga y factores de nodo estacionales que resultan, y factores de adaptación;
 - g) Para cada Distribuidor precio de la energía por período tarifario y cargo fijo por potencia;
 - h) Calidad de servicio acordada (banda para regulación);
 - i) Curva de reserva estratégica requerida en los grandes embalses que definirá la necesidad de aplicar restricciones a la demanda;
 - j) Listado de los contratos del Mercado a Terminó, tanto de abastecimiento como de reserva fría;
 - k) Previsión de intercambio con otros países;
 - l) Previsión de compra/venta de Autogeneradores.
-

INDICE DEL INFORME DE AVANCE

| | |
|---|--------|
| 1. <u>Introducción</u> | 1 |
| 2. <u>Sumario del contenido</u> | 4 |
| 3. <u>Situación actual del sector</u> | 5 |
| 3.1. Ley Nro.5.828 de Energía Electrica y la etapa de transición hasta la concesión del servicio.... | 5 |
| 3.2. La transferencia de Agua y Energía Electrica..... | 7 |
| 3.3. El marco regulatorio, tarifas y recursos..... | 10 |
| 3.4. Demanda de energía y necesidades de inversión... | 12 |
| 4. <u>Alternativas de políticas y medidas para el sector</u> ... | 15 |
| 4.1. El Ente Regulador de Energía de La Rioja..... | 15 |
| 4.2. Empresa de Distribución de Energía Electrica.... | 17 |
| 4.3. Concesión del servicio y gestiones para la obtención de aportes y financiamiento..... | 20 |
| 5. <u>Conclusión</u> | 21 |
| APENDICE..... | 22 |
| ANEXO..... | 25 |
| INDICE DEL INFORME DE AVANCE..... | 41 |

Consejo Federal de Inversiones (Expediente Nro.2.499/5)
Informe de Avance, Buenos Aires, 16 de marzo de 1993.