

SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELECTRICA DE LOS PAISES DE AMERICA CENTRAL (SIEPAC)



RESUMEN DEL DISEÑO GENERAL DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL

Febrero 2001

DISEÑO GENERAL DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL (MER) Resumen

1 INTRODUCCION

El Diseño General del Mercado Electrico Regional fue elaborado por el Consultor Principal formado por el Consorcio Mercados Energeticos, Synex Ingenieros Consultores y PHB - Hagler Bailly. Dicho Diseño estuvo en discusion y analisis por parte de la region centroamericana desde octubre de 1999 y fue aprobado formalmente por el Grupo Director del Proyecto SIEPAC en Abril de 2000.

2 LOS REQUERIMIENTOS DEL TRATADO MARCO.

El proyecto SIEPAC tiene como objetivo aportar soluciones a las necesidades de abastecimiento, calidad y economía del servicio eléctrico del conjunto de países miembros y compartir beneficios a través de crear un ámbito organizado con su juego de reglas para los intercambios internacionales. Ello requiere una red capaz de permitir estos intercambios, pero también requiere una estructura y organización comercial y normativa que encuadre y defina el Mercado Regional.

Para ello el Tratado Marco del Mercado Eléctrico prevé, mediante un proceso de crecimiento gradual, la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) basado en los principios de:

- **Competencia** con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- **Gradualidad**, tanto en el desarrollo y requerimientos del Mercado como de las redes de interconexión y regionales y en las estructuras y fortalecimiento de los organismos regionales requeridos por el Mercado.
- **Reciprocidad** entre los Estados, en particular avanzar hacia la armonización de las reglas para el sector eléctrico de cada país buscando compatibilizar las condiciones y criterios básicos.

3 BENEFICIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.

Los principales beneficios directos que se deben esperar de la creación de un Mercado Eléctrico Regional son aquellos derivados de:

- Sustancial aumento de la seguridad jurídica para inversionistas, con la consecuente reducción del riesgo y con ello mayor facilidad de acceso a fuentes de financiamiento y disminución de las tasas de retorno pretendidas, lo cual se traduce en menores precios en general.

- Mejoras tecnológicas en la oferta por el cambio de escala, lo cual acarrea baja de precios.
- Mayor competencia al crearse un mercado de mayores dimensiones, con posibilidad de actuación de más oferentes.
- Mayor calidad de servicio, producto de una infraestructura de transmisión más robusta (caminos paralelos) y aplicación sistemática de criterios de calidad y seguridad uniforme (gradualmente)
- Mejorar los modos de compartir Servicios Auxiliares, reservas y respaldos, llevando a mejoras en la calidad del servicio y tarifas de los consumidores finales.

4 REQUISITOS A CUMPLIR POR LAS REGULACIONES Y SISTEMAS NACIONALES

4.1 Requisitos a cumplir por las regulaciones nacionales

- Permitir intercambios internacionales y promover la eficiencia
- No discriminación y reciprocidad
- Respetar los contratos
- Despacho económico incluyendo los retiros e inyecciones internacionales
- Respetar la coordinación del Ente Operador Regional (EOR) en la operación de la Red de Transmisión Regional (RTR)
- Respetar la normativa regional de seguridad y calidad
- Permitir el acceso abierto a la transmisión
- Disposición de recursos para la coordinación de la operación
- Acceso abierto a la información

4.2 Obligaciones específicas de los Operadores de Sistemas y de Mercado (OS&M)

- Establecer enlaces de comunicación en tiempo real con el EOR
- Intercambio de información técnica y comercial con el EOR
- Conexión de los SCADA y Sistemas de Medición Comercial (SIMEC) de cada OS&M con el EOR
- Participar en la planificación y ejecución de los intercambios internacionales
- Incorporar al despacho nacional las ofertas de inyección y retiro internacionales
- Operación en tiempo real en coordinación con el EOR
- Programar con el EOR los intercambios en situaciones de emergencia
- Respetar el cumplimiento de los contratos nacionales e internacionales
- No permitir exportación de oportunidad en condiciones de déficit nacional de generación

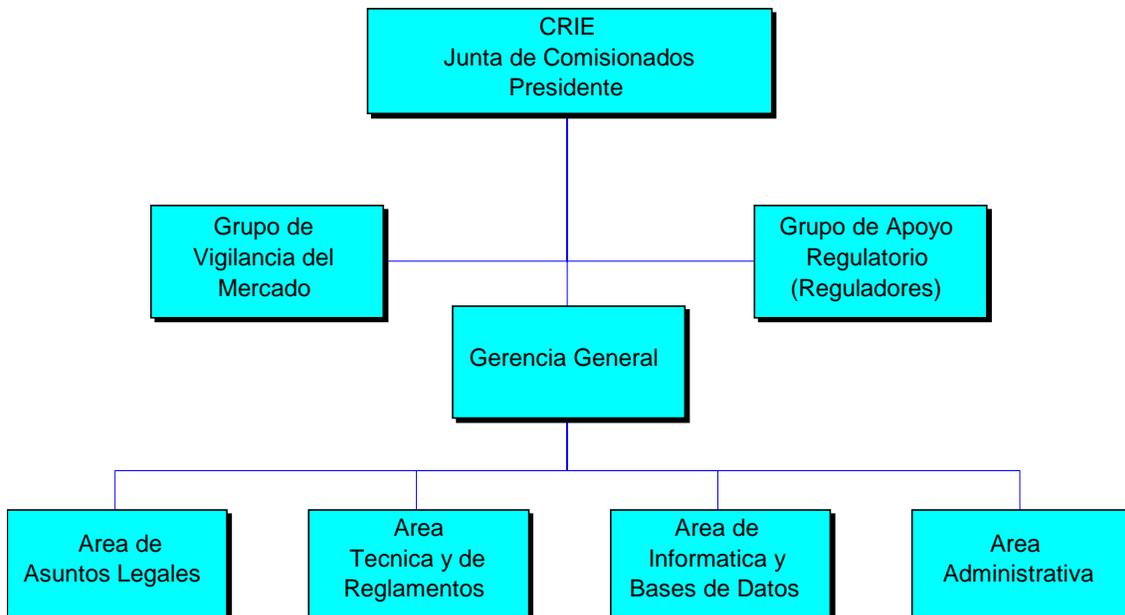
5 LAS INSTITUCIONES Y SU ROL

5.1 Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

Los objetivos generales de la CRIE son:

- Hacer cumplir el marco legal y reglamentario
- Procurar el desarrollo y la consolidación del Mercado Eléctrico Regional
- Velar por la transparencia y adecuado funcionamiento del Mercado
- Promover la competencia entre los agentes del Mercado

La organización de la CRIE se presenta en el siguiente diagrama:



Las funciones de la CRIE son:

- Regulación del Mercado
- Garantizar condiciones de competencia y no discriminación
- Regulación de la transmisión y generación regional
- Emisión de autorizaciones
- Prevención del abuso de posición dominante
- Imposición de sanciones que establezcan los protocolos
- Aprobación de tarifas de transmisión regional
- Resolución de conflictos entre agentes
- Habilitación de agentes del mercado
- Aprobación de cargos por servicios del EOR
- Evaluación periódica de la evolución del Mercado
- Supervisión contable de la Empresa Propietaria de la Red (EPR)

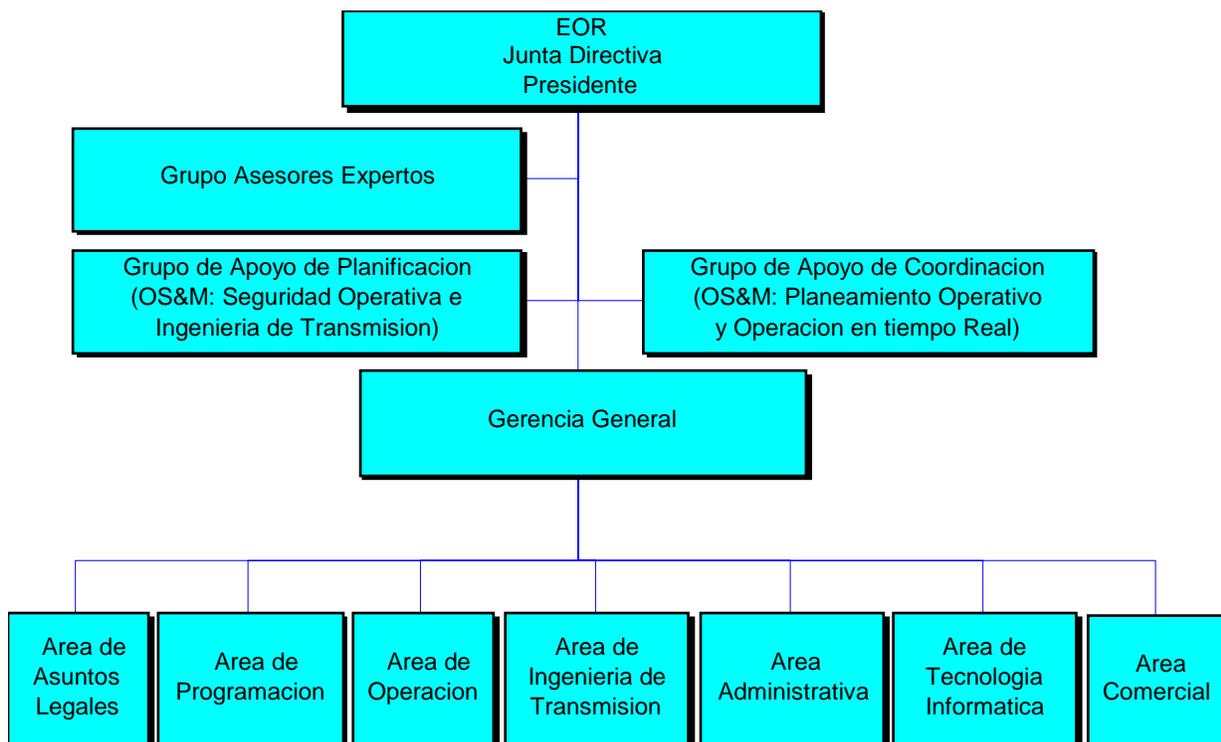
- Coordinación con los organismos regulatorios nacionales

5.2 Ente Operador Regional (EOR)

Los objetivos y funciones del EOR son los siguientes:

- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional
- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía serán realizados con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad
- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado
- Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado
- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes de Mercado

La organización del EOR se presenta en el siguiente diagrama:



5.3 Empresa Propietaria de la Red (EPR) y empresas transmisoras

La EPR, formalmente EPL, y las empresas transmisoras que tengan instalaciones de la

Red de Transmisión Regional (RTR) tienen las siguientes obligaciones:

- Operar las instalaciones de acuerdo con la Regulación Regional siguiendo las ordenes del correspondiente OS&M en coordinación operativa con el EOR
- Coordinar el mantenimiento con el EOR
- Someterse al régimen de calidad de servicio y penalizaciones previsto para la RTR
- Seguir las normas de diseño y de operación aprobadas por el EOR
- Coordinar las protecciones con el EOR
- Poner a disposición del EOR las instalaciones de medición y comunicaciones, incluyendo las terminales remotas, necesarias para la operación de la RTR
- Instalar los equipos de compensación necesarios para cumplir los requerimientos mínimos reglamentarios de contribución a la regulación de tensión

6 LA TRANSPARENCIA Y LA SUPERVISION DEL MERCADO

- Transparencia en la información mediante sistemas informáticos del EOR abiertos a todos los participantes del Mercado
- Supervisión del MER y su regulación por un Grupo de Vigilancia del Mercado
- Supervisión de la implementación y administración del MER mediante un Informe de Regulación elaborado por el EOR, conocido por la CRIE y divulgado entre todos los agentes del MER y el Grupo de Vigilancia del Mercado.
- Ajustes a la regulación regional mediante un proceso de propuestas de ajuste, análisis, consultas, aprobación e implementación, definido explícitamente en la misma regulación.

7 AGENTES DEL MER

Los agentes del MER serán:

- Agentes habilitados por la regulación nacional para participar en transacciones internacionales (incluye los agentes de los mercados mayoristas, las empresas estatales y otros agentes habilitados para importar o exportar energía)
- La empresa propietaria de la red
- Las empresas de transmisión con equipamientos que participan en la RTR

Los agentes del MER deben ser habilitados de acuerdo al procedimiento pertinente en la regulación regional, con los siguientes requisitos mínimos:

- Estar habilitado por la regulación nacional o tener equipamientos en la RTR
- Adhesión a los derechos y obligaciones que establecen los reglamentos del MER
- Rendir garantías ejecutables de pago

8 DISEÑO CONCEPTUAL Y ESTRUCTURAL DEL MER

Objetivos del MER

- Incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional

- Viabilizar proyectos de mayor escala para demanda agregada
- Incrementar la competencia y seguridad del suministro
- Viabilizar el desarrollo de la Red de Transmisión Regional
- Promover e incrementar los intercambios de oportunidad
- Tender a compartir criterios de calidad y seguridad

Premisas para el diseño del MER

- Institucionalizar desde el principio
- Construir sobre la base de la realidad
- Respetar autonomías de los países
- Promover la competencia leal
- Economía y seguridad en el abastecimiento
- Incorporar la inversión privada al esfuerzo de inversión regional a través del MER
- Otorgar simplicidad, eficiencia y predictibilidad a las reglas del MER
- Permitir el desarrollo de la infraestructura de transmisión

Diseño conceptual del MER

Consiste en la conformación de un Séptimo Mercado, en convivencia con los seis mercados o sistema nacionales existentes, con reglas independientes de las de estos, y puestos en contacto exclusivamente en los puntos de la Red de Transmisión Regional (RTR) definidos como fronteras entre los mercados nacionales y el mercado regional.

Coordinación inter-mercados

- Coordinación regulatoria: CRIE con la participación de los reguladores nacionales
- Coordinación de la operación técnica y comercial: Sistema jerárquico descentralizado de operación dirigido por el EOR e integrado por los seis OS&M
- Coordinación técnica y operativa de la RTR: Dirigida por el EOR con participación de las empresas de transmisión

Implantación del MER

Los aspectos claves para la implantación del MER son:

- Implantar la Regulación Regional
- Instalar el EOR, el Grupo de Apoyo de Coordinación, el Grupo de Apoyo de Planificación y establecer el sistema de operación jerárquico descentralizado
- Instalar la CRIE y el Grupo de Apoyo Regulatorio
- Definir la RTR
- Establecer los agentes del MER, sus derechos y obligaciones
- Definir un sistema de supervisión del funcionamiento del MER y de sus instituciones.

9 LA REGULACION REGIONAL

9.1 La administración técnica y comercial del MER

La administración técnica y comercial del MER estará normada por los reglamentos:

- Reglamento de Operación Técnica
- Reglamento de Operación Comercial
- Reglamento de Transmisión

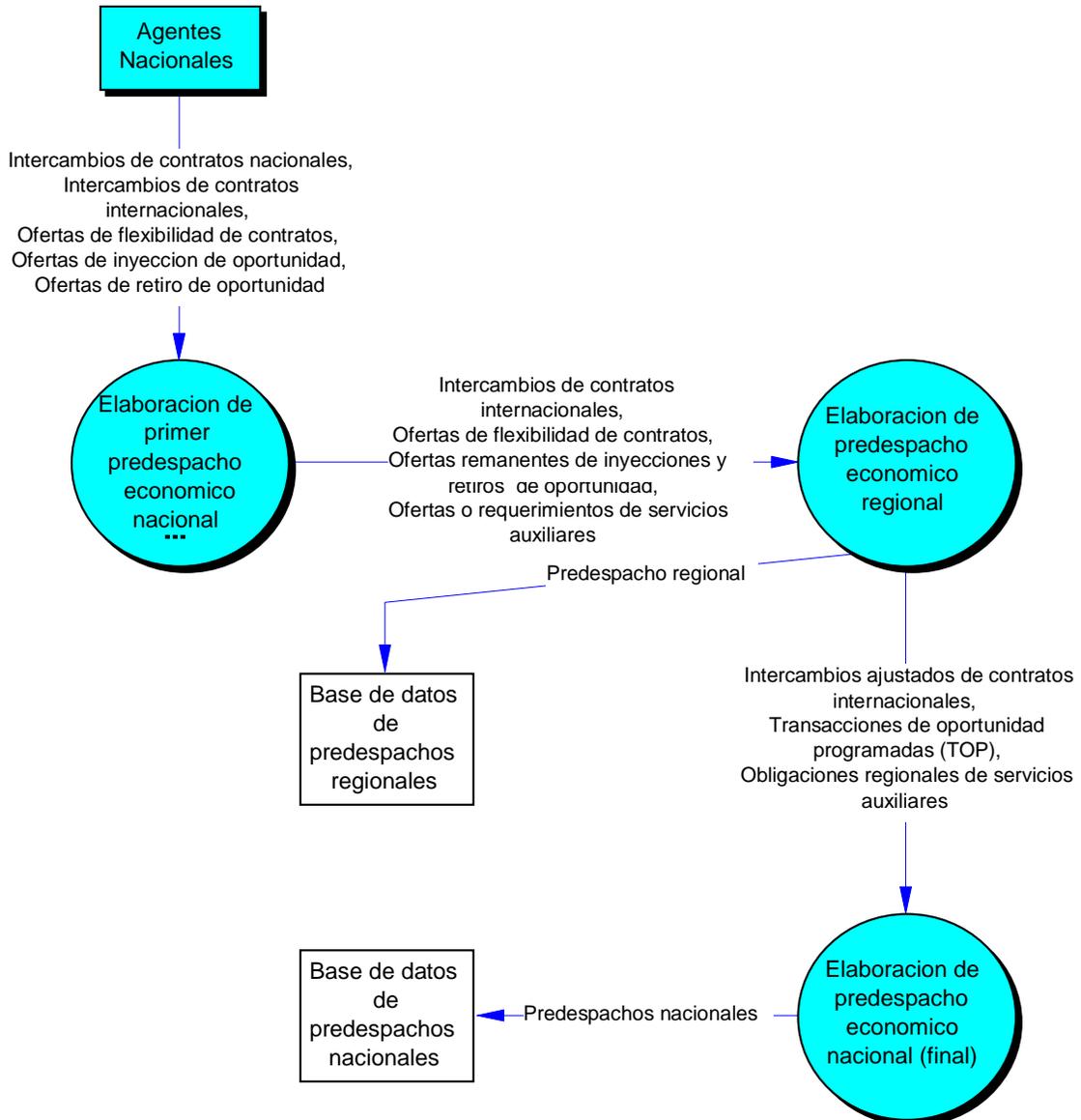
9.2 Coordinación del despacho económico a nivel nacional y regional

La operación económica se realiza por los OS&M y el EOR por medio de:

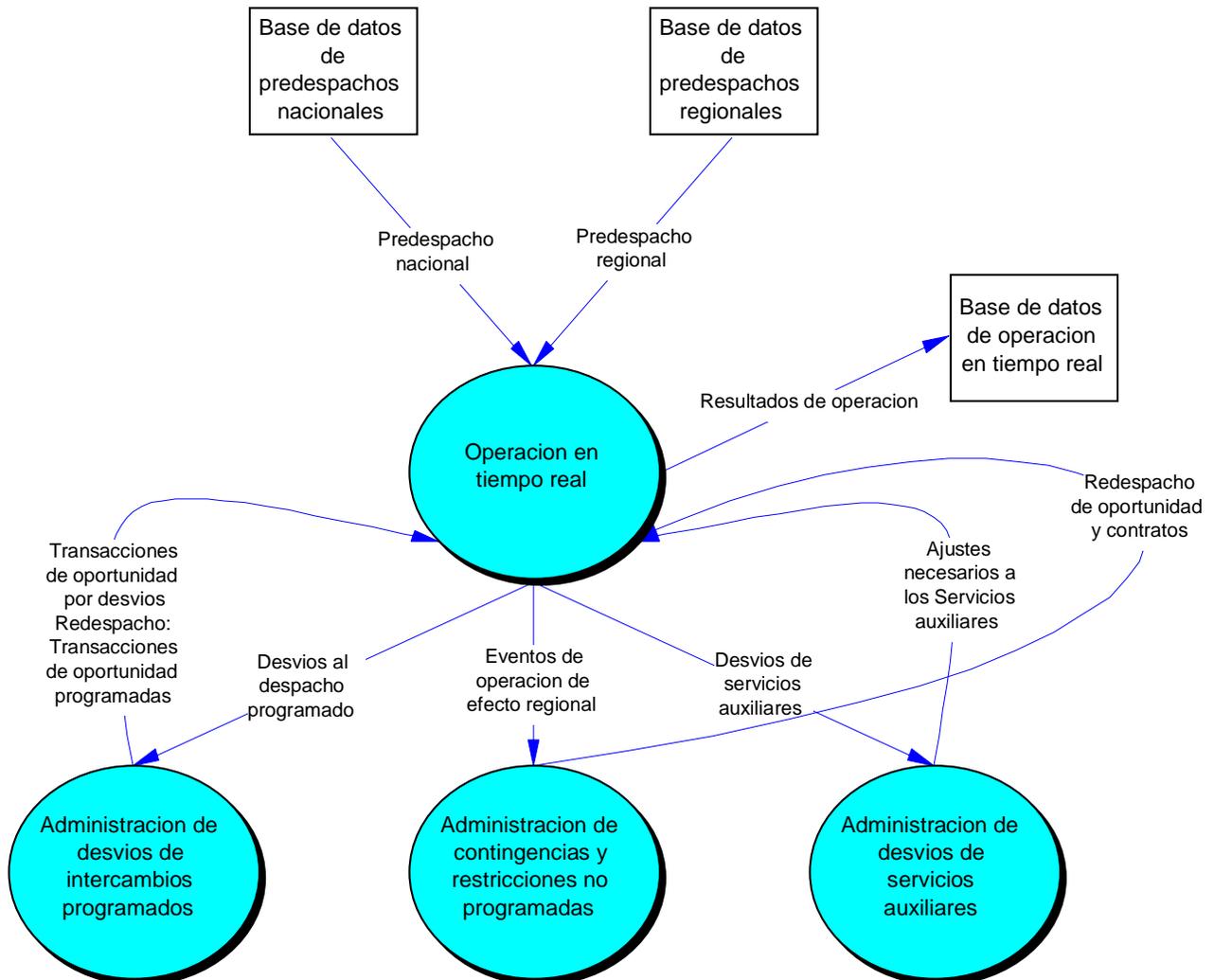
- Coordinación del Predespacho: Intercambios por contratos, ofertas y requerimientos de oportunidad, ofertas y requerimientos de servicios auxiliares y criterios de seguridad y calidad
- Coordinación del despacho: Operación en tiempo real
- Coordinación del posdespacho: Liquidación de las transacciones económicas
- Coordinación de intercambio de información: Base de datos regional

Los procesos de predespacho, operación en tiempo real y posdespacho se presentan en los siguientes esquemas:

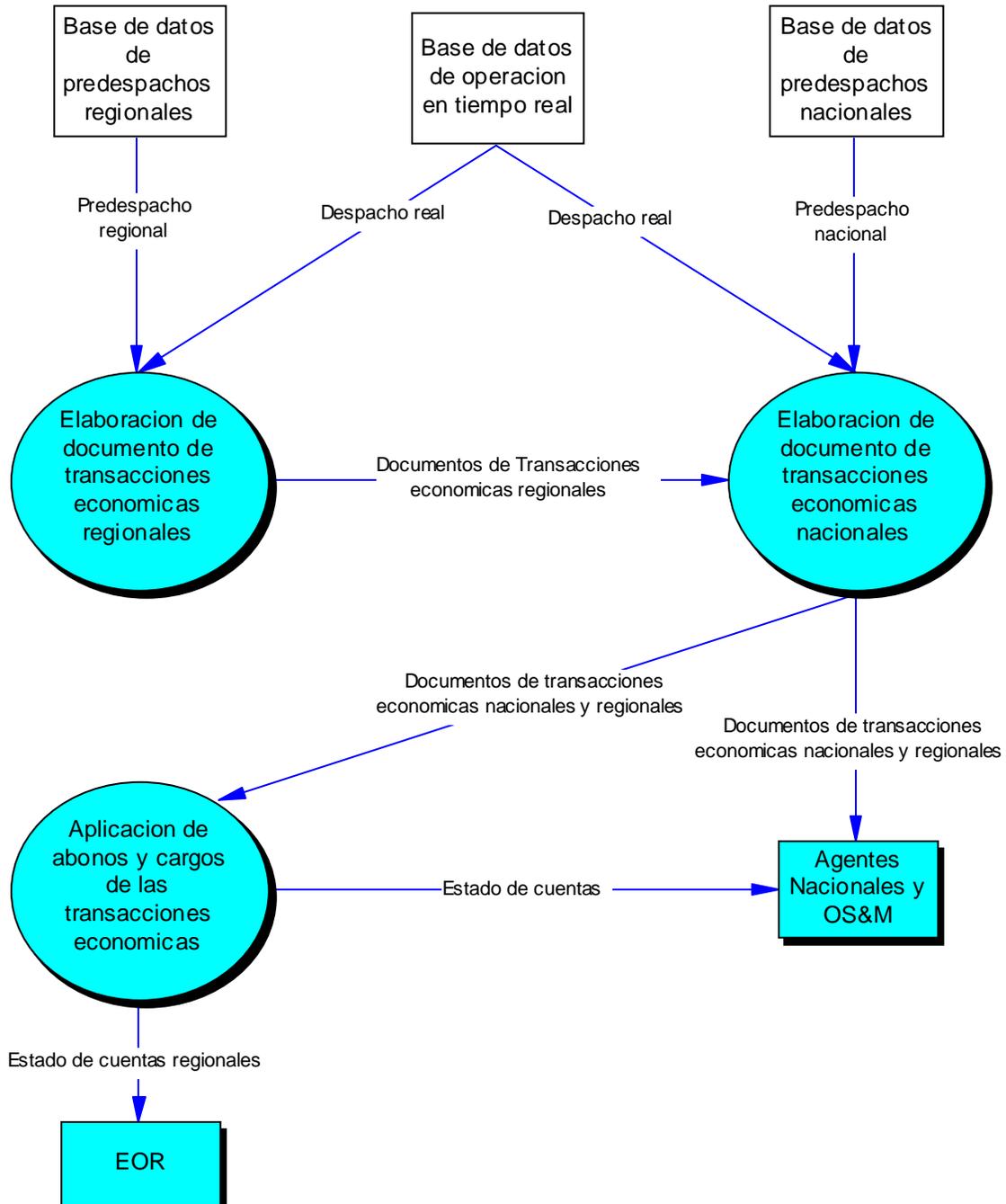
Predespacho del Mercado Electrico Regional



Despacho del Mercado Electrico Regional



Posdespacho del Mercado Electrico Regional



9.3 Coordinación de la operación a mediano y largo plazo

El EOR realizara estudios de planeamiento y seguridad operativa regionales para orientar a los agentes respecto del impacto de las restricciones y la conveniencia de expansiones.

El EOR elaborara, en coordinación con el Grupo de Apoyo de Planificación, un plan de mantenimiento de la RTR de cumplimiento obligatorio por las empresas de transmisión. Cada OS&M coordinara el mantenimiento de las instalaciones de transmisión que no formen parte de la RTR.

10 ORGANIZACIÓN COMERCIAL DEL MER

10.1 Productos y servicios

- Energía eléctrica
- Servicios auxiliares: Regulación bajo AGC, Reserva rodante, Reserva fría, Generación obligada por restricciones de calidad, energía de emergencia, energía reactiva, arranque en negro y otros que se acuerden.
- Servicios de transmisión regional
- Servicios de Operación del Sistema y Administración del MER

10.2 Mercado de Contratos Regional

Los contratos deberán establecer la energía máxima horaria comprometida durante el contrato. Todos los contratos son interrumpibles por restricciones técnicas (Criterios de calidad y seguridad).

10.2.1 Contratos Firmes

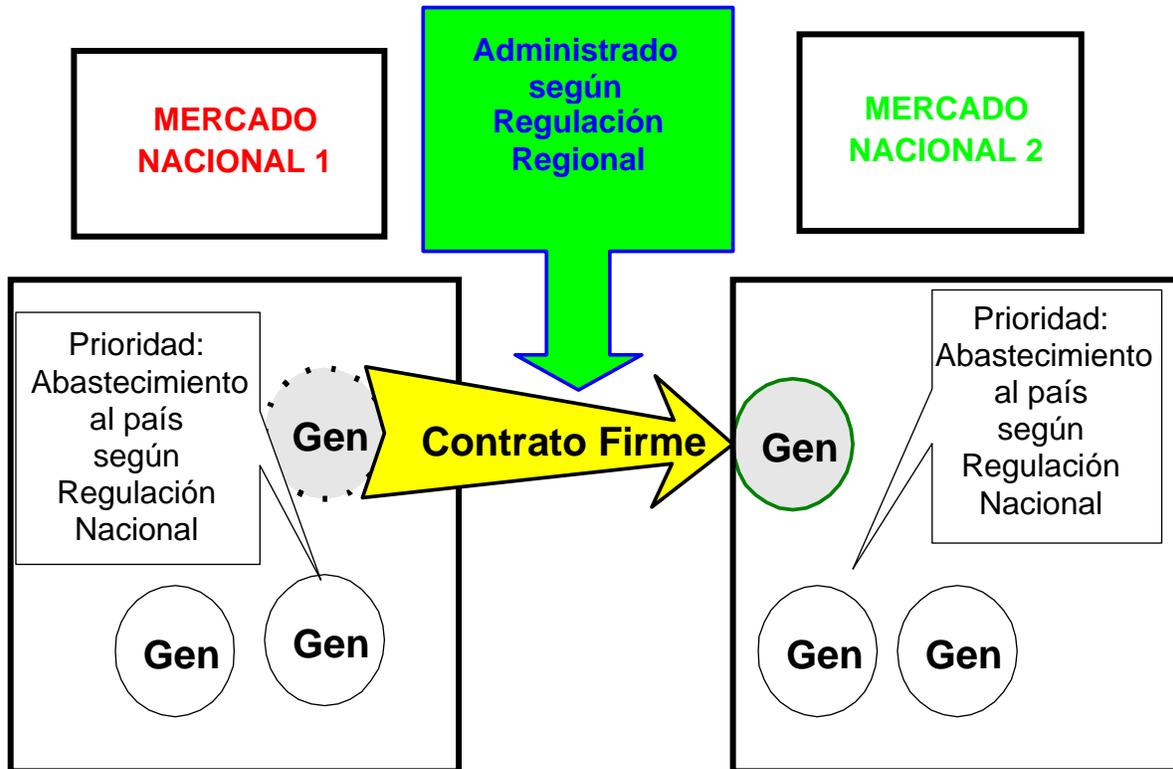
Son contratos en los que el agente vendedor compromete la entrega de energía firme (garantizada) al agente comprador en el nodo de la RTR que este designe.

El objetivo de los contratos firmes es proporcionar a los agentes contratantes seguridad y obligaciones de cumplimiento del compromiso, posibilitar el desarrollo de plantas de generación a escala regional y promover intercambios de mayor plazo y volumen que viabilicen el desarrollo de redes regionales.

El agente vendedor deberá cubrir el compromiso con generación propia, y/o con compras en el Mercado de Oportunidad Regional y/o, de permitirlo regulación nacional, en el mercado nacional de oportunidad del comprador.

La energía contratada tiene prioridad para el abastecimiento de la demanda del comprador, en el país en que este se ubica, en lugar de tener prioridad de abastecimiento para la demanda del país en que se ubica el vendedor. El OS&M del país del vendedor, en caso de emergencia nacional, podrá requerir al vendedor que

voluntariamente venta al mercado nacional.



10.2.2 Contratos No Firmes

Son compromisos de corto plazo, de duración mínima de un día, interrumpibles por restricciones técnicas, criterios de calidad y seguridad, consideraciones económicas del despacho o prioridad de abastecimiento del OS&M y por congestiones de la RTR.

El objetivo de este tipo de contratos es viabilizar intercambios de excedentes y faltantes de oportunidad entre agentes, para dar mayor dinamismo y desarrollo al Mercado de Contratos Regional del MER y para maximizar el uso de la capacidad de transmisión disponible.

10.3 El Mercado de Oportunidad Regional

Las transacciones del Mercado de Oportunidad Regional son de ocasión y por lo tanto interrumpibles por el OS&M nacional del país vendedor o comprador. Las transacciones de oportunidad usarán la capacidad de transmisión remanente del mercado de contratos.

El mercado de corto plazo regional funciona y se administra por medio de:

- Ofertas de oportunidad: Son excedentes (de generación) o faltantes o disposición a comprar (de la demanda) en los nodos de la RTR.
- Ofertas de flexibilidad de contratos: Los agentes contratantes tienen el derecho de ofertar su disposición a variar los intercambios contractuales comprometidos en caso de que existan restricciones que obligan a reducir el intercambio en la interconexión regional involucrada o por conveniencia económica.

Las Transacciones de Oportunidad pueden ser de dos tipos:

- Transacciones de Oportunidad Programadas (TOP)
Proviene de la programación de las ofertas de oportunidad y ofertas de flexibilidad de contratos en el predespacho nacional y regional
- Transacciones por desvíos en tiempo real
Proviene de los desvíos ocurridos en la operación en tiempo real, cuando retiros e inyecciones resulten distintos a los programados en el despacho del MER (Contratos y TOP)

10.4 Requisitos para la elaboración del despacho económico

- Cada sistema nacional debe incorporar a su despacho nacional la posibilidad de ofertar y entregar energía “regional”
- Cada OS&M incorpore similares criterios de despacho económico
- Cumplir requisitos técnicos regulados a nivel regional

10.5 Sistema de liquidación de transacciones

10.5.1 Sistema de Medición Comercial (SIMEC)

Es el sistema de medición de energía en los nodos de la RTR en los cuales se realizan intercambios y en los nodos en donde se vinculan los agentes a sus respectivos sistemas de medición, con una calidad apropiada y homogénea. Incluye :

- Los SIMEC de cada país, los cuales son administrados y leídos por los respectivos OS&M
- Los medidores que, transitoriamente, se instalen en la RTR, que podrán ser leídos y administrados por el respectivo OS&M o el EOR

10.5.2 Liquidación de transacciones en MER

Cada agente que realice transacciones regionales, ya sea por contratos o de oportunidad, si la regulación lo habilita a esto último, deberá hacerse cargo de la diferencia de precios, en el nodo en que se realiza el intercambio, entre el Mercado de oportunidad de su país y el Mercado de Oportunidad Regional.

La liquidación de las transacciones en el MER tendrá los siguientes componentes:

a) Liquidaciones de contratos

Los montos correspondientes a los contratos serán liquidados directamente entre los agentes contratantes.

b) Liquidaciones de las Transacciones de Oportunidad Programadas (TOP)

Los montos debidos a las TOP se calculan multiplicando el precio marginal horario del predespacho regional por el monto de la inyección o retiro asignado en el predespacho regional.

c) Liquidaciones de las transacciones de oportunidad por desvíos en tiempo real

Los montos debidos a las transacciones de oportunidad por desvíos se calculan multiplicando el precio marginal horario, regional, en tiempo real por el aumento o disminución del monto de la inyección o retiro asignado en el predespacho regional.

d) Liquidaciones de las transacciones por servicios auxiliares

Se valorizaran de acuerdo a la metodología establecida en los reglamentos.

e) Cargos por servicios de transmisión regional y de operación del sistema y administración del MER

Se valorizaran de acuerdo a la metodología establecida en los reglamentos.

10.5.3 Documento de transacciones económicas del MER (DTE-MER)

El DTE-MER establecerá el saldo de cada agente por sus transacciones de energía y servicios en el MER. El EOR calculara los montos deudores o acreedores de cada agente, emitiendo las ordenes de cobro y pago correspondientes. Este calculo estará basado en el DTE-MER.

10.6 Sistema de cobranzas y pagos del MER

Las gestiones de cobranzas y pagos serán encomendadas en forma centralizada por medio de una institución independiente y especializada en este tipo de operaciones.

Los deudores y acreedores podrán ser tanto los agentes del mercado como los OS&M, actuando como representante de los agentes del mercado nacional, por transacciones con los mercados de oportunidad nacionales y/o por servicios auxiliares asignados al sistema en su conjunto.

Los reglamentos establecerán los mecanismos de pago, las penalizaciones por incumplimientos y las garantías de pago

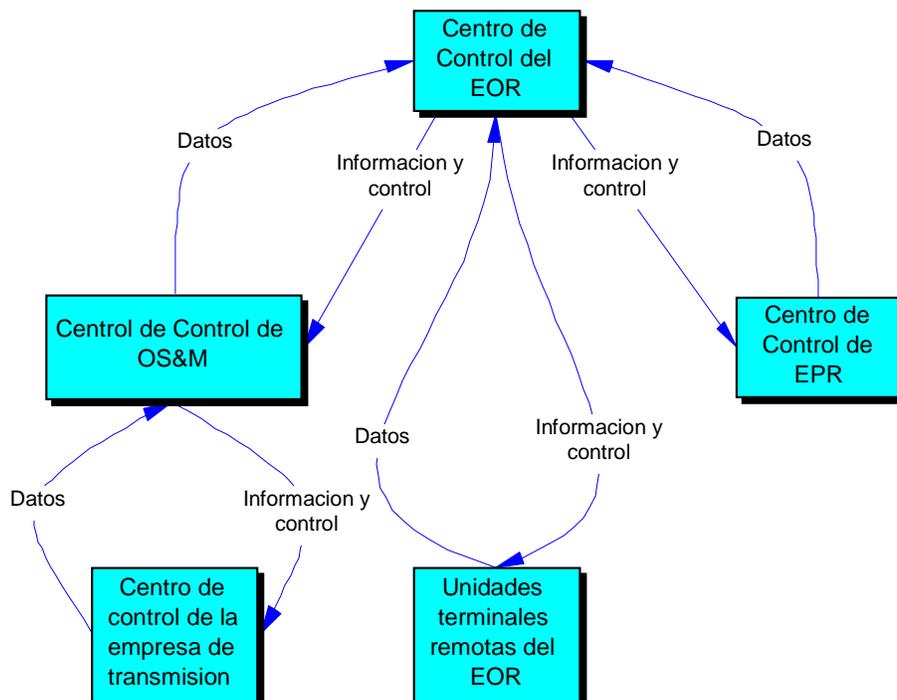
La moneda de cuenta será el dólar de los Estados Unidos de América.

10.7 Recursos de supervisión

El EOR deberá contar con un Sistema Regional de Operación en Tiempo Real (SROR) que incluye un sistema supervisor tipo SCADA para la operación del MER y de la ejecución del despacho, y un sistema de comunicaciones.

La información provendrá de los centros de control de los OS&M, de la EPR y de otras empresas de transmisión que formen la RTR, así como de terminales remotas propias del EOR.

Estructura operativa del Mercado Elctrico Regional



10.8 Intercambio de Información (Base de datos regional)

El EOR desarrollara y administrara una base de datos regional, que contendrá toda la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones y además una adecuada descripción del mercado regional para información de los interesados.

La base de datos regional es un sistema de información mediante la cual el MER intercambiara información, los componentes de la base de datos regional serán:

- Base de datos de planeamiento operativo
- Base de datos de seguridad operativa
- Base de datos de estadísticas de operación
- Base de datos del Mercado
- Base de datos de planeación indicativa de transmisión y generación
- Base de datos de regulación nacional y regional

11 LA TRANSMISION REGIONAL

11.1 Regulación de la transmisión regional

La regulación regional de la transmisión será distinta a las regulaciones de cada país y será aplicable a las transacciones del MER y sobre las instalaciones que participan en la transmisión regional.

Las premisas para el desarrollo de la regulación de la transmisión regional son las siguientes:

- Respetar la diversidad de regulaciones establecidas en los marcos nacionales en lo que hace a la transmisión nacional.
- Hacer un uso intenso y eficiente de las instalaciones de transmisión existentes y de las que se agreguen en el futuro, tanto locales como de interconexión, que contribuyan a conformar la capacidad de transmisión requerida para materializar las transacciones en el MER.
- Incorporar señales que contribuyan a la eficiencia económica de las transacciones en el MER y a un uso eficiente de los recursos de generación e infraestructura de transmisión, tanto para la operación actual como para la localización de nueva generación.
- Construir dichas señales en base a reglas simples, cuyos resultados sean predecibles, reproducibles y lo más estables posible.
- Permitir que las expansiones de la RTR, incluido el proyecto SIEPAC, sean financierables y rentables, en la medida que se desarrollen oportuna y

eficientemente.

- No discriminar en el tratamiento tarifario del proyecto SIEPAC respecto de las instalaciones de la RTR, existentes o las que puedan desarrollar agentes privados en el futuro.

11.2 RTR

La Red de Transmisión Regional (RTR) es la red mediante la cual se desarrollan las transacciones del MER y estará formada por todas aquellas líneas de tensión 115 KV o superior que crucen las fronteras entre los países de la región o aquellas líneas nacionales que puedan influir significativamente en los flujos internacionales, con independencia de la propiedad de las mismas. El Sistema de Planeación de la Transmisión Regional (SPTR), ubicado en el ámbito del EOR identificara anualmente los componentes de la RTR y elaborara un plan indicativo de las ampliaciones de la RTR.

11.3 Coordinación

La coordinación técnica y operativa de la transmisión regional será realizada por el EOR con las empresas propietarias de los componentes de la RTR.

11.4 Ampliaciones

- Ampliación a riesgo: Las que se realizan por iniciativa de uno o más agentes del MER y que no forman parte del plan indicativo del SPTR
- Ampliación planificada: Las que se ejecuten asociadas al Sistema de Planeación de la Transmisión Regional (SPTR)

11.5 Sistema tarifario

Sistema de precios nodales

El sistema de precios nodales establece precios por nodo de acceso a la RTR, reflejando los costos de corto plazo que una inyección o demanda hace incurrir al sistema, poniendo en evidencia las restricciones de capacidad de transmisión (incluyendo condiciones de congestión). El sistema de precios nodales es de aplicación solamente a las transacciones del MER.

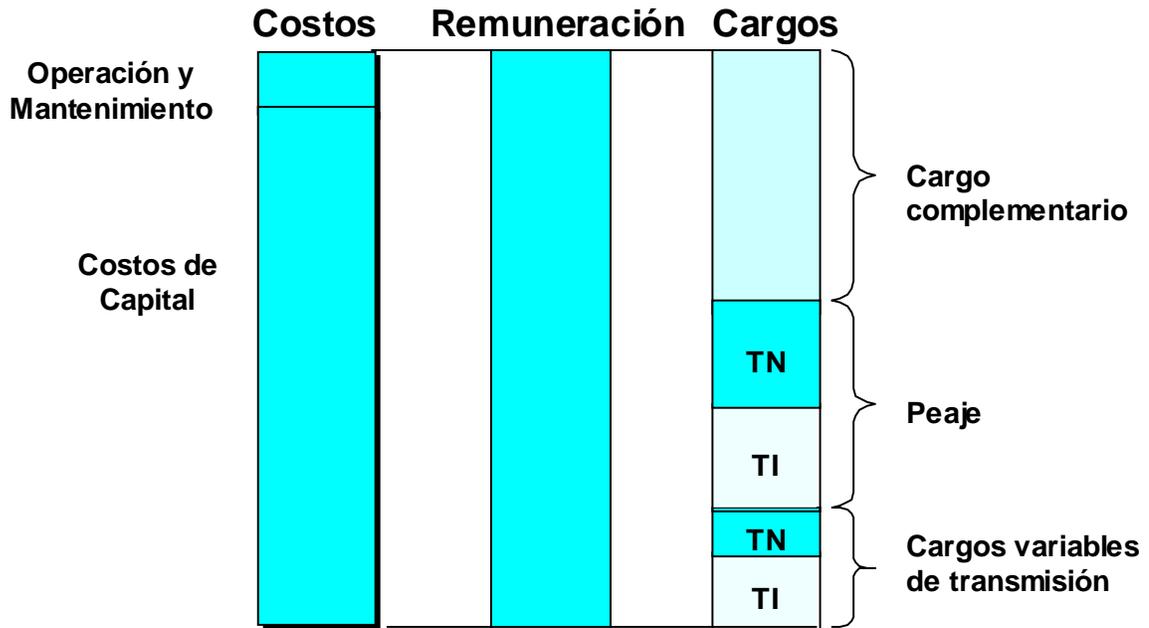
Sistema tarifario de las ampliaciones planificadas

Para ampliaciones construidas bajo el régimen de transmisión planificada (SPTR), la remuneración anual reconocida (RRA) comprenderá los costos de inversión inicial, más costos de operación y mantenimiento de una empresa eficiente determinados de acuerdo a criterios y metodologías que establecerá la regulación regional.

La RRA se cobrara a través de:

- Cargos variables de transmisión (CVT)
Cargo que surge del sistema de precios nodales, por montos horarios producto de la energía transmitida por la diferencia de precios entre dos nodos de la RTR. Este cargo incluye los costos de las pérdidas marginales y los costos de las congestiones.
Los cargos variables de transmisión serán pagados por los usuarios de la RTR. Las transacciones derivadas de un contrato pagaran el costo variable de transmisión asociado a la energía intercambiada por la RTR en dicho contrato. El resultado mensual final del CVT al contrato se obtiene como la integración de los cargos (negativos y positivos) horarios y se asignaran a la parte vendedora del contrato.
Las transacciones de oportunidad, tanto programadas como por desvíos de tiempo real, pagan implícitamente este cargo al ser valorizadas a precio nodal. Cada transacción de oportunidad horaria, ya sea de compra como de venta, se realiza al correspondiente precio nodal.
- Peaje
Cargo asociado al uso de las instalaciones, del tipo que combinan ocupación de la capacidad y distancia.
El peaje será pagado por los usuarios de la RTR en la proporción en que utilicen dichas instalaciones.
Cuando las mismas instalaciones estén siendo utilizadas para realizar transacciones en el mercado nacional, dichos agentes pagaran ese uso conforme lo que establezca la regulación nacional.
- Cargo Complementario
Los cargos complementarios completan el monto que se requiere para totalizar la RRA de las ampliaciones planificadas de la RTR. Estos cargos se estampillaran dentro de toda la región, en función de la demanda de cada país dentro de la demanda de la región y se asignara a los consumidores finales.

Sistema tarifario de las Ampliaciones Planificadas



TI: Transacciones Internacionales, TN: Transacciones Nacionales

Sistema tarifario de las ampliaciones a riesgo e instalaciones existentes

Para ampliaciones construidas bajo el régimen de ampliaciones a riesgo e instalaciones existentes, no tiene una remuneración anual reconocida (RRA) asegurada. La remuneración de dichas instalaciones dependerá de su uso.

La remuneración se cobrará a través de:

- **Cargos variables de transmisión (CVT)**
 Cargo que surge del sistema de precios nodales, por montos horarios producto de la energía transmitida por la diferencia de precios entre dos nodos de la RTR. Este cargo incluye los costos de las pérdidas marginales y los costos de las congestiones.
 Los cargos variables de transmisión serán pagados por los usuarios de la RTR. Las transacciones derivadas de un contrato pagarán el costo variable de transmisión asociado a la energía intercambiada por la RTR en dicho contrato. El resultado mensual final del CVT al contrato se obtiene como la integración de los cargos (negativos y positivos) horarios y se asignarán a la parte vendedora del contrato.

Las transacciones de oportunidad, tanto programadas como por desvíos de tiempo real, pagan implícitamente este cargo al ser valorizadas a precio nodal. Cada transacción de oportunidad horaria, ya sea de compra como de venta, se realiza al correspondiente precio nodal.

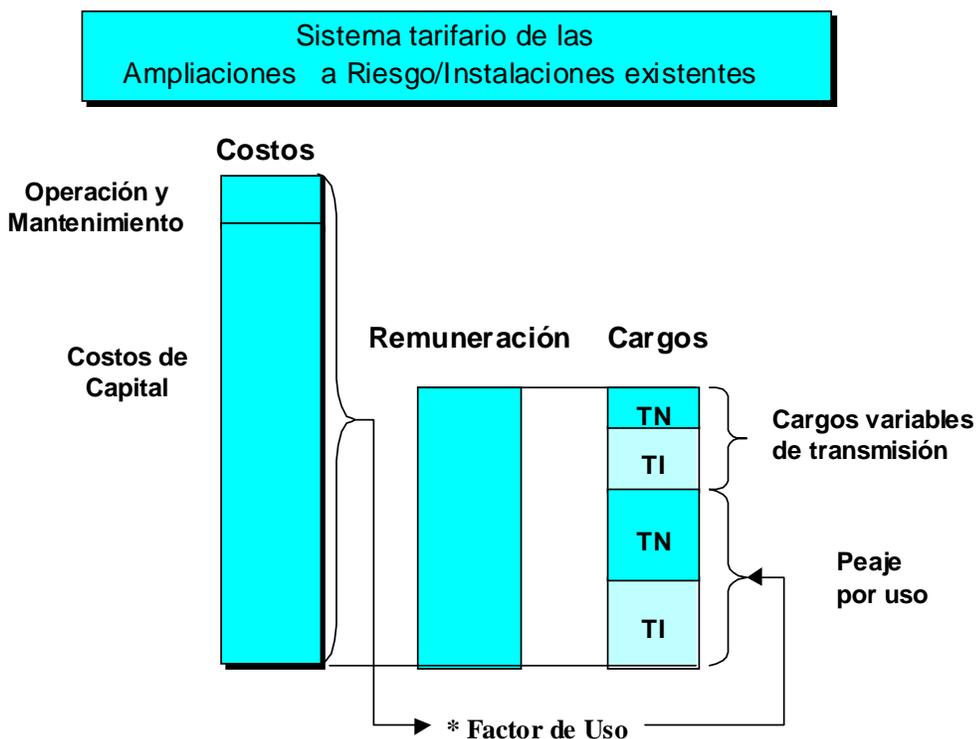
➤ **Peaje por uso**

El peaje por uso de las ampliaciones a riesgo o instalaciones existentes podría ser diferente del peaje de las ampliaciones planificadas.

El peaje por uso es igual a la anualidad constante de capital mas los costos de operación y mantenimiento eficientes, todo ello afectado por un factor de uso, que se establecerá considerando la proporción en que se ocupan las instalaciones.

El peaje será pagado por los usuarios de la RTR en la proporción en que utilicen dichas instalaciones.

Cuando las mismas instalaciones estén siendo utilizadas para realizar transacciones en el mercado nacional, dichos agentes pagaran ese uso conforme lo que establezca la regulación nacional.



TI: Transacciones Internacionales, TN: Transacciones Nacionales

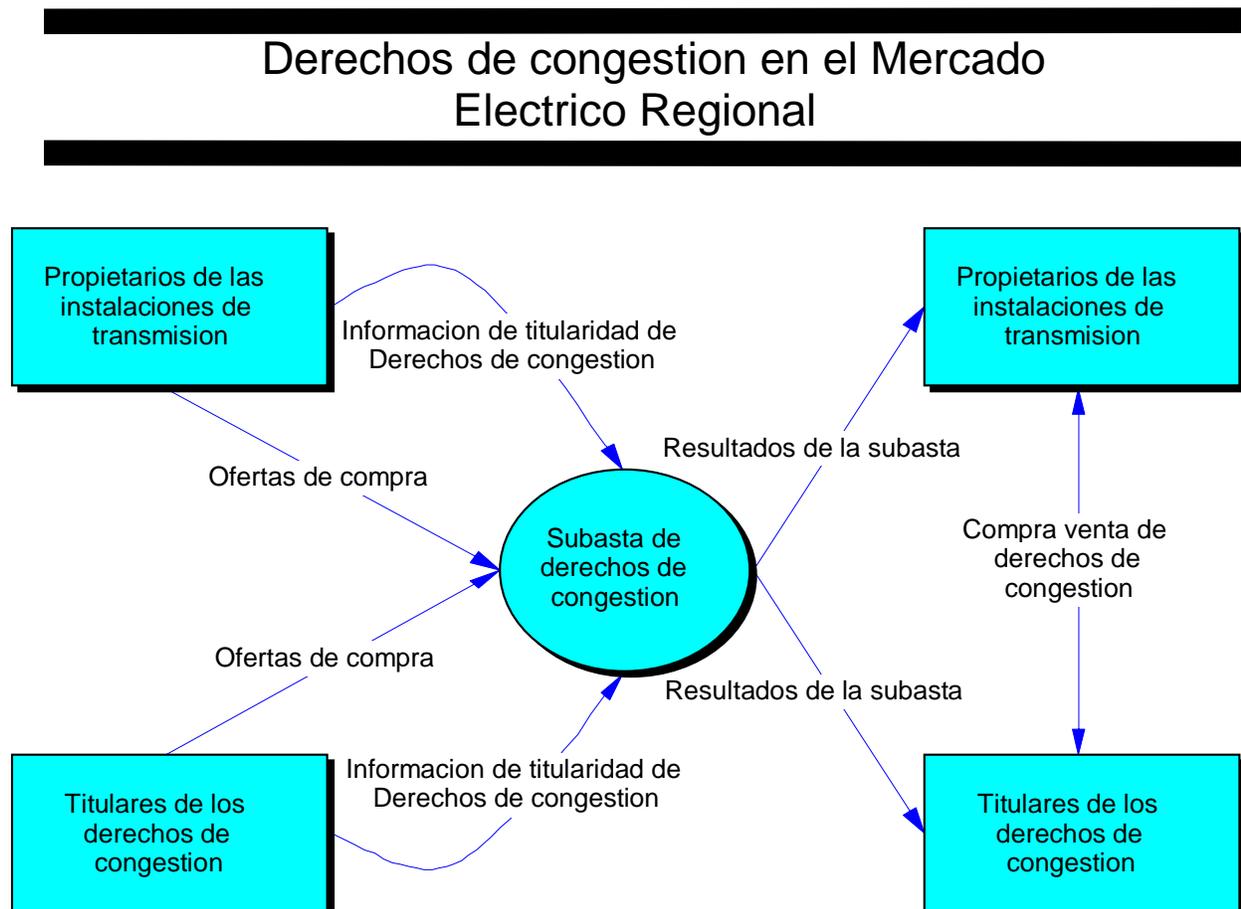
Derechos de congestión

Los Derechos de Congestión son instrumentos financieros que permiten que el titular de los mismos reciba los cargos variables de transmisión de un vínculo de transmisión en particular. Los Derechos de Congestión estarán asociados a las ampliaciones en la RTR. Serán otorgados a:

- En las ampliaciones a riesgo, a sus propietarios en proporción a su participación en la propiedad de las instalaciones;
- En las ampliaciones planificadas, a aquellos que tomen obligaciones de pago del Cargo Complementario en proporción a su compromiso de pago respecto del costo fijo total de la ampliación

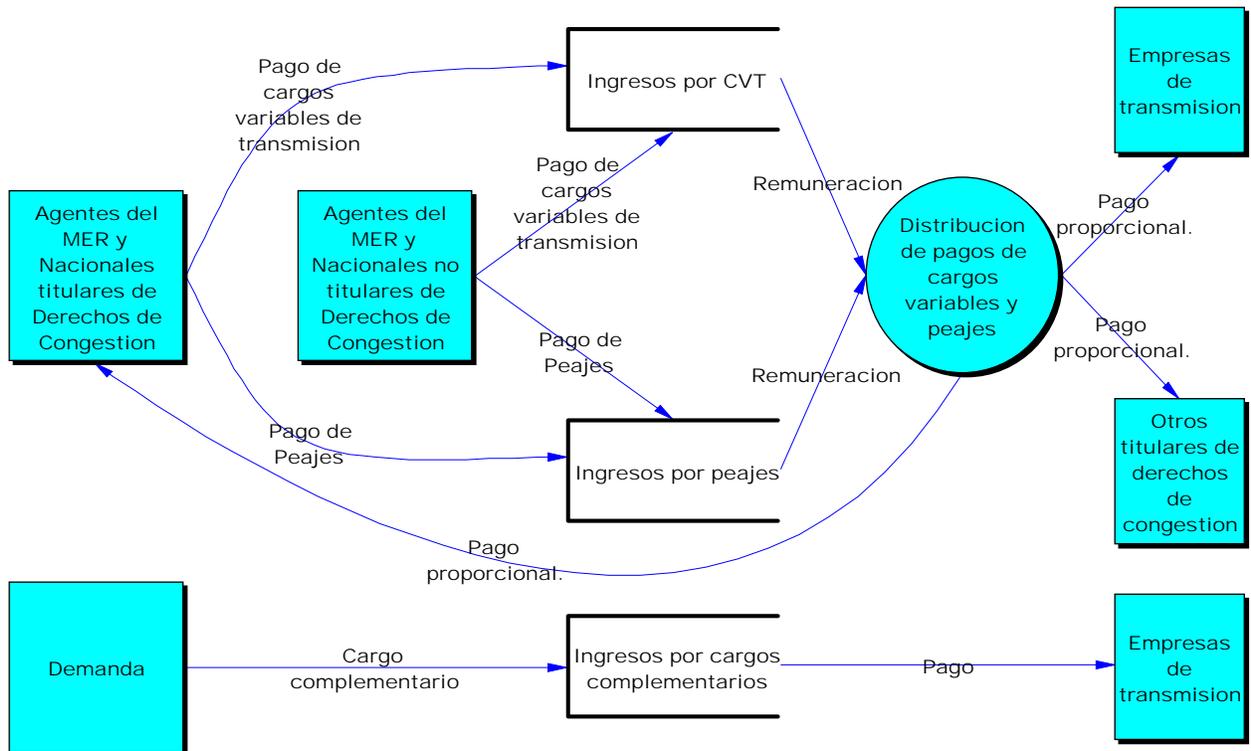
Un contrato firme regional requiere contar con la capacidad de transmisión necesaria para garantizar su firmeza. Por ello para que un Contrato Firme Regional sea habilitado deberá contar con la titularidad de los Derechos de Congestión por la potencia comprometida en el punto de entrega del contrato.

Los derechos de congestión serán asignados por un proceso de subasta pública que se esquematiza en el siguiente diagrama:



Flujos de fondos del Servicio de Transmisión Regional

Los titulares de los derechos de congestión y las empresas transmisoras recibirán los cargos variables de transmisión y los peajes asociados a esta en la proporción que les corresponda. Este esquema remuneratorio se esquematiza en el siguiente diagrama:



Calidad y confiabilidad del servicio

Los criterios de calidad y seguridad definen las restricciones a la operación del sistema y, por lo tanto, limitan las posibilidades de intercambio. Por consideraciones de eficiencia, es necesario que los mismos sean determinados con criterio técnico (riesgo asociado) y económico (costo del riesgo y sobrecosto asociado a evitarlo). Esto garantizará que las transacciones sean económicas.

Los servicios auxiliares tienen como objeto contar con los recursos operativos que permitan operar el sistema con economía y al mismo tiempo con calidad y seguridad. Los servicios auxiliares requeridos por los criterios de calidad y seguridad incluyen: regulación bajo AGC, reservas de respaldo (rodante y fría de corto plazo), control de voltaje y potencia reactiva, esquemas de desconexión de cargas por baja frecuencia, generación obligada y regulación primaria de frecuencia.

La regulación Regional definirá las reglas para los servicios auxiliares y para establecer los criterios de calidad y seguridad, administrar las restricciones y establecer los planes de coordinación para emergencias y colapso.

El EOR será el responsable de establecer los criterios de seguridad y calidad que se aplicaran en el MER de acuerdo a procedimientos reglamentados. En los estudios para realizar su determinación participara el Grupo de Apoyo de Coordinación.