



BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER

**PROYECTO CIER 03 – Fase I
INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS
EL MARCO REGULATORIO EN CHILE**

**Mercados Energéticos S.A.
Power Systems Research, Inc
Mercados de Energía S.A.
Power Technologies, Inc
Sigla S.A.**

Junio 2000

INDICE

1. MARCO REGULATORIO GENERAL	2
1.1 MARCO INSTITUCIONAL	2
1.2 EL MERCADO SPOT	3
1.3 EL COSTO MARGINAL INSTANTÁNEO DE LA ENERGÍA.....	3
1.3.1 <i>La Potencia Firme y el Costo Marginal Instantáneo de la Potencia</i>	3
1.3.2 <i>Factores de penalización de corto plazo</i>	5
1.4 EL MERCADO REGULADO	5
1.4.1 <i>El precio básico de la energía</i>	5
1.4.2 <i>Precio básico de la potencia</i>	5
1.4.3 <i>Factores de penalización de largo plazo</i>	6
1.5 ADMINISTRACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES	6
1.6 LA PLANIFICACIÓN DEL SECTOR	6
1.7 TRANSACCIONES COMERCIALES Y LEGALES	7
1.7.1 <i>Contratos</i>	7
1.7.2 <i>Transacciones de Oportunidad</i>	7
1.8 GARANTÍAS REQUERIDAS Y PROCEDIMIENTOS DE DESCONEXIÓN O DESHABILITACIÓN DEL USUARIO.....	7
1.9 LA TRANSMISIÓN NACIONAL	8
1.9.1 <i>Sistema remuneratorio</i>	8
1.9.2 <i>Sistemas de Peajes y señales de congestión</i>	9
1.9.3 <i>Derechos y obligaciones de los agentes</i>	9
1.9.4 <i>Sistema de ampliaciones</i>	10
1.9.5 <i>Obligaciones de los concesionarios</i>	10
1.9.6 <i>Procedimientos de acceso a la capacidad instalada</i>	10
1.10 CALIDAD DE SERVICIO	11
1.10.1 <i>Criterios generales</i>	11
1.10.2 <i>Calidad de suministro</i>	11
1.10.3 <i>Multas y sanciones</i>	11
1.10.4 <i>Infracciones y sanciones</i>	12
1.11 LA IMPORTACIÓN – EXPORTACIÓN.....	12
1.11.1 <i>Marco jurídico</i>	12
1.12 SITUACIÓN INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	13
1.12.1 <i>Participación de las empresas privadas en el sector</i>	13
1.12.2 <i>Porcentaje de participación de las empresas de generación, transporte y distribución</i>	13
1.13 MERCADO DE GAS.....	14
2. LA OPERACIÓN.....	16
2.1 ESTRUCTURA JERÁRQUICA DE LA OPERACIÓN	16
2.1.1 <i>Comunicaciones Operativas – Maniobras y Permisos de Trabajo</i>	16
2.1.2 <i>Identificación de responsabilidades en la Regulación de Tensión y Frecuencia</i>	16
2.1.3 <i>Adaptabilidad del esquema a las demandas de la operación</i>	16
2.1.4 <i>Requerimientos de habilitación de los Operadores</i>	16
2.2 ENSAYOS PARA LA HABILITACIÓN DE LOS EQUIPAMIENTOS	16
2.2.1 <i>Requisitos para los equipamientos</i>	16
2.3 CENTROS DE CONTROL.....	17
3. CRITERIOS DE CALIDAD	18
3.1 CRITERIOS DE DESEMPEÑO ESTÁTICOS, DINÁMICOS Y DE CALIDAD Y SEGURIDAD PARA LA OPERACIÓN ..	18
3.1.1 <i>Factor de Potencia:</i>	18
3.1.2 <i>Control de Tensión</i>	18
3.1.3 <i>Control de la Calidad del Suministro</i>	20
3.1.4 <i>Control de la Seguridad del Suministro:</i>	23
3.1.5 <i>Control Efectivo de la Calidad Exigida</i>	24
3.1.6 <i>Esquemas de Control de Emergencia ante Perturbaciones de Severas</i>	24

EL MARCO REGULATORIO EN CHILE

1. MARCO REGULATORIO GENERAL

1.1 Marco Institucional

El sector eléctrico chileno tiene establecido un marco jurídico compuesto fundamentalmente por la ley DFL N° 1, Ley General de Servicios Eléctricos en materia de Energía Eléctrica del Ministerio de Minería, vigente desde el año 1982, y por el Decreto Supremo D.S. N° 327 denominado Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1997. En las normas mencionadas, como también en el Decreto Ley 2224/1978 donde se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), se establece el rol de las instituciones del Mercado Eléctrico Chileno.

Para los intercambios de electricidad con países vecinos, la Comisión está trabajando en el “Reglamento de Interconexión Eléctrica con países vecinos”

El sector eléctrico está constituido por cuatro instituciones que se distribuyen las siguientes funciones:

- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que tiene la atribución de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Además, vela por el efectivo cumplimiento de las normas técnicas del sector, y verifica la calidad de los servicios que se presten a los usuarios, que ha sido señalada en las disposiciones y normas técnicas. La SEC tiene atribuciones en materia de concesiones, en la resolución de controversias, en el registro y la formación de estadísticas, en cuestiones regulatorias, de fiscalización, en infracciones, multas y sanciones.
- La Comisión Nacional de Energía (CNE), siendo el ente Regulador del Sector, prepara planes y políticas para el sector energía, estudia y prepara proyecciones de demanda y oferta nacional de energía analiza técnicamente la estructura y el nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos.
- El Ministerio de Economía, que es la autoridad que emite la normativa del sector. Fija por decreto los precios regulados en los distintos Sistema Eléctrico del país, otorga las concesiones definitivas de servicio público y resuelve las divergencias que se presenten entre los miembros del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), previo informe de la Comisión Nacional de Energía
- El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): este organismo es el encargado de determinar la operación conjunta de centrales generadoras y líneas de transporte de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, compatible con una seguridad prefijada. Este organismo está sólo conformado por las empresas generadoras y transmisoras, que cumplen un cierto requisito de potencia instalada y longitud de líneas de transmisión¹. Se organiza en un Directorio compuesto por un representante de cada empresa y con una Presidencia rotativa por un año.

¹ Deben formar parte las empresas generadoras con más de 20 MW en el SING y 61 MW en el SIC. Pueden ingresar a los CDEC aquellas empresas que tienen más de 9 MW instalados, pudiendo agruparse y ser representadas por una sola. Las empresas de transmisión deben operar en un nivel de tensión superior a 23 kV y tener al menos un tramo con más de 100 km de longitud.

1.2 El Mercado Spot

El Centro de despacho de Carga (CDEC) se organiza en dos Direcciones. La primera es la Dirección de Peajes, y la segunda la Dirección de Operación. Esta última es tiene entre sus funciones la realizar la planificación de corto plazo y mediano plazo del sistema, planificando diariamente la programación de la operación de las unidades de generación del sistema, indicando la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día. La planificación optima que realiza el CDEC se hace con independencia de la propiedad de las unidades generadoras y de los contratos con clientes libres o regulados que las empresas pudieran haber celebrado, despachando las centrales generadoras por estricto orden de mérito. Una vez ocurrida la operación real del sistema, se efectúa un balance en el cual se determina qué generadores debieron comprar energía y potencia en este mercado a otros generadores para satisfacer sus contratos y quiénes vendieron energía y potencia.

Las transferencias de energía entre empresas eléctricas que poseen medios de generación operados en sincronismo con el sistema eléctrico y que resultan de la coordinación de la operación son valorizadas por los costos marginales instantáneos de energía del sistema eléctrico.

Los costos marginales instantáneos de energía y de potencia de pico utilizados para valorar las transferencias de electricidad entre generadores, corresponden al nivel de más alta tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

1.3 El Costo Marginal Instantáneo de la Energía

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) calcula cada hora o grupo de horas de igual demanda, el costo marginal instantáneo de la energía en todas las barras del sistema, siendo el costo marginal instantáneo de la energía en cada barra el costo para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación óptima determinada por el CDEC. Los costos marginales que se utilizan en la valorización de la energía son los que resultan de la operación real, considerando una previsión de demanda, los costos variables de las unidades térmicas de generación, los costos de oportunidad de las energías embalsadas y los costos de racionamiento según la profundidad de la falla.

1.3.1 La Potencia Firme y el Costo Marginal Instantáneo de la Potencia

Cada generador debe estar en condiciones de satisfacer, en cada año, su demanda de potencia en horas de punta, considerando la potencia firme propia y la adquirida a otras entidades generadoras que operen en sincronismo con el sistema. Para cada generador, el CDEC verifica el cumplimiento de lo anterior, realizando un balance de potencia firme.

Se entiende por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.

Las transferencias de potencia de punta entre generadores serán valorizadas al costo marginal de la potencia que señala el artículo 262 del Reglamento.

El cálculo de transferencias de potencia de punta para cada año, se efectuará en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada generador interconectado al respectivo sistema. El CDEC comunicará, antes del 31 de diciembre, los correspondientes pagos que deban efectuarse entre generadores en el año siguiente.

Estos pagos se efectuarán en doce mensualidades, durante el año al cual correspondan, considerando las variaciones que experimente el costo marginal de la potencia.

Una vez transcurrido el período en que ocurren las demandas máximas anuales del sistema eléctrico, el CDEC puede recalcularse las transferencias de potencia de punta, modificando en el cálculo previo solamente las demandas máximas efectivamente producidas, la fecha de entrada de centrales que recién se incorporan al sistema y otros parámetros relevantes. El reglamento interno establece la forma en que los generadores pagarán las diferencias que se produjeran por este concepto.

La potencia firme se obtiene multiplicando la potencia firme preliminar por un factor único, igual a la razón entre la demanda máxima del sistema y la suma de las potencias firmes preliminares.

La potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme.

La probabilidad de excedencia de la potencia firme se calcula a través de la siguiente expresión:

PEPP = 1 - LOLPhp en que:

- PEPP es la probabilidad de excedencia de la potencia firme.
- LOLPhp es la probabilidad de pérdida de carga en horas de punta.

La probabilidad de pérdida de carga en horas de punta es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en el período definido como de punta.

Por horas de punta se entiende aquellas horas del año en las cuales existe una mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, es decir, probabilidad de que la demanda del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles en dichas horas.

El CDEC calcula el costo marginal instantáneo de la potencia en las horas de pico, este costo se calcula de la siguiente forma:

$$\text{CMgP} = \text{CMCD} / \text{DUPA}$$

Donde:

- CMCG es igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada de generación del sistema eléctrico, calculado según lo dispuesto en el artículo 277 del Reglamento.
- DUPA es la disponibilidad anual en tanto por uno de las unidades más económicas para agregar una unidad marginal de capacidad instalada. En tanto que para el resto de los nudos del sistema, el costo marginal instantáneo de potencia en horas de pico se calcula sobre la base del CMgP considerando las pérdidas marginales de potencia del sistema de transmisión en la hora de pico del sistema.

Se entiende que el CMgP está ubicado en él o los nudos del sistema que sean más convenientes económicamente para agregar una unidad marginal de capacidad instalada. En tanto que para el resto de los nudos del sistema, el costo marginal instantáneo de la potencia en horas de pico se calcula sobre la base del CMgP considerando las pérdidas marginales del sistema de transmisión en la hora de pico del sistema

1.3.2 Factores de penalización de corto plazo

Tanto los costos marginales de instantáneos de la energía y de la potencia son determinados por el CDEC en forma uninodal, aplicando factores de penalización de energía y potencia respectivamente, para determinar los costos marginales instantáneos en el resto de las barras del sistema, para calcular las transferencias entre las empresas. Estos factores son calculados por el CDEC y actualizados periódicamente.

1.4 El Mercado Regulado

Las empresas generadoras pueden vender su producción en el mercado spot, esto es a costo marginal instantáneo a otras empresas, en el mercado libre, es decir a clientes con una potencia instalada superior a 2 MW, o en el mercado regulado, esto es, a empresas distribuidoras o clientes con una potencia instalada inferior a 2 MW. En este último mercado, los precios de transacción son máximos y son determinados por la Comisión Nacional de Energía cada seis meses, abril y octubre de cada año, y se denominan Precio de Nudo.

1.4.1 El precio básico de la energía

Para poder realizar el cálculo del precio de nudo, primero se determina el precio básico de la energía en una o más subestaciones de referencia, denominadas subestaciones básicas de energía. Ellas corresponden a las subestaciones en las cuales se calcula el costo marginal esperado de la energía del sistema. El Precio Básico de la energía se calcula en las subestaciones básicas de energía mediante la siguiente expresión:

$$\text{Precio Básico} = \frac{\sum_i [(CMG_i * D_i) / (1+T)^i]}{\sum_i (D_i / (1+T)^i)}$$

Donde:

- n corresponde a los períodos de igual duración, que totalizan entre 24 y 48 meses, dependiendo del sistema eléctrico. En el SING se utilizan 24 meses y en el SIC 48.
- T es la tasa equivalente para cada período, de igual duración, a un costo de capital anual de 10% real anual.
- CMG_i es el costo marginal esperado de la energía en las subestaciones básicas de energía en el período “i”.
- D_i es la demanda total esperada en el período i.

Se calculan los costos marginales del sistema, incluida la componente de racionamiento, en cada período i, y se promedia los valores obtenidos con factores de ponderación correspondientes a las demandas actualizadas de energía durante el mismo período. El valor resultante es el precio básico de la energía. El precio de nudo de la energía en el resto de los nudos del sistema se obtiene al multiplicar el precio básico de la energía por su correspondiente factor de penalización de largo plazo de la energía.

Cabe mencionar, que los costos marginales esperados obtenidos por la autoridad para el cálculo de los precios básicos de la energía, son utilizados sólo por la autoridad para sus fines regulatorios.

1.4.2 Precio básico de la potencia

En una o más subestaciones, para lo cual se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico. El precio básico de la potencia de pico será igual al costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con este tipo de unidades,

incrementando en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórica del sistema eléctrico. Para un sistema con una capacidad instalada superior a 100 MW, el margen de reserva teórico se calcula a través de la siguiente expresión:

$$\text{MRT} = (100 / \text{DUPA}) - 100$$

Donde:

- MRT es el margen de reserva teórico, y
- DUPA es la disponibilidad anual en % de las unidades más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

El de Precio de Nudo de la potencia en cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula el precio de nudo de la potencia, multiplicando el precio básico de la potencia por su factor de penalización de la potencia.

1.4.3 Factores de penalización de largo plazo

Estos factores son determinados por la Comisión Nacional de Energía. Existen dos factores de penalización, uno de la energía y otro de la potencia de pico. El primero tiene un valor unitario en las subestaciones principales en que se establece el precio básico de la energía. En tanto que el factor de penalización de la potencia de pico tendrá un valor unitario en aquellas subestaciones principales en que se establece el precio de la potencia de pico. El cálculo de los factores de penalización de largo plazo de energía y de potencia de pico se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de energía y de potencia de pico, respectivamente, para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado. Entendiéndose por sistema económicamente adaptado, el que permite producir electricidad al menor costo.

1.5 Administración y Remuneración de los Servicios Auxiliares

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es el que administra las transacciones de potencia reactiva y determina los correspondientes pagos entre generadores, según estipule el reglamento interno del CDEC sobre esta materia

Respecto a la regulación de frecuencia, la operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que no habiéndose establecido mediante concesión, operen en sincronismo con un sistema eléctrico, deben ceñirse a las normas y reglamentos de coordinación de la operación que se establezcan en conformidad con el reglamento. Para la operación de las centrales generadoras y líneas de transporte que funcionen interconectadas entre sí, formando un sistema eléctrico con capacidad instalada de generación superior a 100 MW, deberá coordinarse a través de un CDEC.

Además el CDEC debe establecer, coordinar y verificar la reserva de potencia del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites que fija el reglamento..

1.6 La planificación del sector

Mediante el Decreto Ley 2224/1978 se crea la Comisión Nacional de Energía (CNE), la que tiene una serie de funciones, entre otras: la de preparar los planes de obras indicativos para el sector eléctrico nacional, elaborar planes y políticas para el sector de energía y proponerlos al Presidente de la República para su aprobación, velar por el cumplimiento efectivo de las normas técnicas del sector, analizar técnicamente la estructura y el nivel de los precios y tarifas de los bienes y servicios energéticos, etc.

1.7 Transacciones Comerciales y Legales

La Moneda de pago utilizada en las transacciones comerciales dentro del sector eléctrico chileno es el peso chileno.

1.7.1 Contratos

Los siguientes tipos de clientes quedan excluidos de la fijación de precios, pudiendo obtener precios libres mediante contratos:

- a) Las empresas distribuidoras que dispongan de generación propia;
- b) Los clientes que se encuentren en cualquiera de las siguientes circunstancias:
 - b.1) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
 - b.2) Cuando se trate de calidades especiales de servicio, a que se refiere el artículo 229 del Reglamento.
 - b.3) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 MW-kilómetro.
 - b.4) Cuando su potencia conectada sea superior a 2.000 kW.
- c) Las empresas distribuidoras que no dispongan de generación propia, en la proporción en que ellas efectúen suministros no sometidos a fijación de precios.

1.7.2 Transacciones de Oportunidad

El mercado eléctrico chileno es un mercado de contratos, dónde el margen para las transacciones spot es pequeño y estas las realizan los generadores entre sí. La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre generadores son contabilizados por el CDEC, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En las barras de las subestaciones en que se produzcan transferencias de energía entre generadores, se realizan las mediciones para determinar las inyecciones y retiros horarios netos de energía de cada generador involucrado, las que son valorizadas multiplicándolas por el costo marginal instantáneo correspondiente.
- b) Para cada generador, se suman algebraicamente todas las inyecciones y retiros netos valorizados a que se refiere la letra a), ocurridos en todo el sistema durante el mes. Las inyecciones se consideran con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, con su signo, constituye el saldo neto mensual de cada generador.

1.8 Garantías requeridas y procedimientos de desconexión o deshabilitación del usuario

El Reglamento Eléctrico en el Capítulo 5 – “Garantías y Aportes Reembolsables”, considera que se puede exigir aportes financieros reembolsables a los usuarios, en los siguientes casos:

- a) Cuando un usuario de cualquier naturaleza solicite a una empresa eléctrica, que se le otorgue suministro o que se amplíe su potencia conectada. En este caso, el aporte estará limitado a lo necesario para la ejecución de las ampliaciones de capacidad en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que se requieran a consecuencia de la solicitud del usuario.
- b) Cuando un usuario solicite servicio a una empresa concesionaria de servicio público de distribución. En este caso, el aporte estará limitado a lo necesario para la extensión de las instalaciones existentes hasta el punto de empalme del peticionario.

En el caso señalado en la letra a) del artículo anterior, si la potencia solicitada o ampliada supera los 10 kW la empresa podrá exigir, adicionalmente al aporte reembolsable, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada será usada por el tiempo adecuado. El monto de la garantía, su forma y plazo, serán determinados por acuerdo entre las partes.

Una vez valorizado el aporte por la empresa, ésta deberá comunicarlo por escrito al interesado, en el plazo señalado en el artículo 138, indicando el mecanismo de devolución que elige y sus condiciones.

La empresa podrá elegir uno de los siguientes mecanismos de devolución:

- a) Dinero;
- b) Documentos mercantiles;
- c) Suministro eléctrico;
- d) Acciones comunes de primera emisión de la propia empresa;
- e) Acciones de otra empresa eléctrica que la restituyente hubiere recibido como devolución por aportes efectuados por ella, y
- f) Cualquier otro mecanismo que, cumpliendo con normas de los artículos siguientes, sea aceptado por el aportante.

El concesionario podrá suspender el suministro en caso que un servicio se encuentre impago, previa notificación al usuario con, al menos, 5 días de anticipación. Este derecho sólo podrá ejercerse después de haber transcurrido 45 días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga. La suspensión del servicio que se encuentre impago se efectuará desconectando el arranque desde la red de distribución, retirando el fusible aéreo o bien interrumpiendo el suministro en la caja de empalme.

Notificada por la empresa la suspensión de suministro por falta de pago o una vez efectuada ésta, el consumidor podrá reclamar a la Superintendencia previo depósito de la suma cobrada. Cumplido este requisito el concesionario deberá reponer el servicio suspendido en un plazo máximo de 24 horas, a requerimiento de la Superintendencia. Durante el período en que el servicio esté suspendido, serán de cargo del consumidor todos los cargos fijos y las costas del cobro de tarifas insolutas, de acuerdo con la opción tarifaria que éste tenga vigente. El depósito se regirá por las normas comunes y por las instrucciones que dicte la Superintendencia. El concesionario deberá restablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 horas de haberse efectuado el pago y deberá llevar un registro diario de los usuarios a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

1.9 La transmisión nacional

1.9.1 Sistema remuneratorio

Cuando una central generadora se encuentra conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenecen a un tercero, se considera que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones en forma directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área, con independencia del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y de energía que aquella central realiza.

Por este uso se reconoce el derecho del propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y cuando corresponda el peaje adicional. Se considera que una instalación está involucrada, cuando

aquellas comprendidas en el área de influencia, son suficientes y necesarias para el ejercicio de la servidumbre respectiva. Estas instalaciones son determinadas por cada uno de los CDEC.

El ingreso tarifario que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, surge de las diferencias que se producen en la aplicación de los precios de nudo de la electricidad que rigen en los distintos nudos del área de influencia, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en aquellos nudos.

1.9.2 Sistemas de Peajes y señales de congestión

Cuando existe una interconexión de un generador con un sistema eléctrico en el cuál se efectúa la regulación del precio de nudo, se originan servidumbres de paso (peaje) sobre las líneas, subestaciones y demás obras anexas pertenecientes a terceros. Cuando una central de generación está conectada al sistema eléctrico, la central tiene un área de influencia conformada por las líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central. Son directas y necesariamente afectadas el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con la subestación básica de energía más próxima.

Al hacer uso efectivo de las instalaciones directas y necesariamente afectadas dentro del área de influencia, independientemente de la localización y del tipo de transacción comercial de la energía y potencia, este uso da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución que se constituye con un ingreso tarifario, el peaje básico y cuando corresponde un peaje adicional.

Siendo el ingreso tarifario el monto que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo y que rigen en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.

Se define al peaje básico como el monto que resulta de sumar las anualidades que corresponden a los costos de operación y de mantenimiento más los costos de las inversiones de las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia deducido el ingreso tarifario anual. Este ingreso se estima por cinco años sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de la determinación de los peajes, en condiciones normales de operación esperadas del sistema.

El peaje básico se paga prorrateando por la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas. La potencia máxima transitada por cada central generadora en las instalaciones de su área de influencia se estima igual a su potencia firme.

Cuando un propietario de una central de generación desea retirar electricidad en otros nudos diferentes a los nudos del sistema eléctrico ubicados dentro de su área de influencia, deberá convenir peajes adicionales con el propietario de las líneas y subestaciones involucradas, estos peajes se calculan de la misma forma que los peajes básicos.

1.9.3 Derechos y obligaciones de los agentes

- Los propietarios de líneas eléctricas de transporte o de distribución que, en cualquiera de sus tramos, hacen uso de alguna de las servidumbres que en todo o parte de su trazado utilizan bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, deberán permitir el uso de sus instalaciones, para el establecimiento de otras líneas y para el paso de energía

eléctrica.

- El interesado en hacer uso de alguna instalación deberá concurrir con los demás usuarios, en la misma proporción, a los gastos de mantenimiento y operación de las instalaciones afectadas por la servidumbre, que usen en común.
- Existiendo capacidad disponible, el interesado tiene derecho a interconectarse con las instalaciones de terceros y a ejercer su derecho de servidumbre respecto de ellas.
- La interconexión de una central generadora a un sistema eléctrico en el cual se efectúe regulación de precio de nudo, origina servidumbres de paso sobre las instalaciones. Estas servidumbres de transmisión se regulan, aunque no serán aplicables cuando las partes acuerden condiciones distintas.

1.9.4 Sistema de ampliaciones

Cualquier interesado en realizar una ampliación de líneas de transporte o de distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión puede hacerlo, pero deberá solicitar el permiso a las Municipalidades respectivas o a la Dirección de Vialidad en su caso por donde cruce dicha línea. El permiso que se otorgue no puede tener una extensión mayor a los 30 años. Los permisos para que los concesionarios de servicio público de distribución puedan efectuar extensiones provisorias de líneas fuera de sus zonas de concesión, deberán ser solicitados por el respectivo concesionario a la Superintendencia.

Estas ampliaciones pueden ser de uso exclusivo o no, pero siempre prima el principio de libre acceso a la capacidad remanente, con el pago del peaje por el uso de las líneas de transporte o subestaciones. Además, los interesados en realizar una ampliación estarán sujetos a pagar la servidumbre predial o de postación según sea el caso.

1.9.5 Obligaciones de los concesionarios

Los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones en los casos que lo disponga el Ministerio, previo informe de la Comisión. Dicha interconexión debe efectuarse de conformidad con las disposiciones del Reglamento Eléctrico y demás normas pertinentes.

1.9.6 Procedimientos de acceso a la capacidad instalada

Los interesados en hacer uso de esta servidumbre deben solicitar al propietario la información relativa a la capacidad de sus instalaciones para soportar el uso adicional asociado a la servidumbre. Para tal efecto, el interesado debe detallar en su solicitud todos los antecedentes que permitan dimensionar el uso adicional que pretende efectuar. El propietario debe informar sobre la capacidad disponible en el plazo de 30 días. En caso de informarse que no existe capacidad disponible, el informe señalará las normas e instrucciones para la ejecución de las obras e instalaciones complementarias que el interesado deberá efectuar para ampliar la capacidad.

En caso que el interesado en imponer la servidumbre efectúe obras o instalaciones complementarias para ampliar la capacidad de las instalaciones pre-existentes, no se considerará que hace donación de su valor, salvo expreso acuerdo en contrario. Tratándose de servidumbres de transmisión, el informe sobre capacidad que emita el propietario, deberá estar respaldado por un informe del respectivo CDEC y deberá señalar, en todo caso, la capacidad física efectivamente utilizada a la fecha del informe.

El propietario de las instalaciones sobre las cuales se imponga alguna de las servidumbres reguladas en artículo 71 del Reglamento Eléctrico, tendrá derecho a ser indemnizado por sus

costos de inversión. La indemnización se paga a prorrata de la potencia máxima transitada por el interesado, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios de las instalaciones y obras complementarias afectadas. Los cálculos serán anuales y considerarán, cada año, la prorrata que corresponda.

Las instalaciones y obras complementarias, principales y de respaldo, que deben considerarse para el cálculo de la indemnización, serán todas aquellas necesarias para mantener una adecuada seguridad y calidad del servicio, conforme a las normas del Reglamento Eléctrico. El interesado debe concurrir con los demás usuarios, en la misma proporción señalada en el párrafo anterior, a los gastos de mantenimiento y operación de las instalaciones afectadas por la servidumbre, que usen en común.

1.10 Calidad de servicio

1.10.1 Criterios generales

Los concesionarios de servicio público de distribución son responsables del cumplimiento de los estándares y normas de calidad de servicio que establece la ley y el reglamento eléctrico

Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, es responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establecen el reglamento y las normas técnicas pertinentes.

La calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad. La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de servicio exigida en el reglamento, compete a cada concesionario.

La responsabilidad por el cumplimiento de la calidad de suministro es exigible a cada propietario de instalaciones que sean utilizadas para la generación, el transporte o la distribución de electricidad, siempre que operen en sincronismo con un sistema eléctrico. Todo proveedor es responsable frente a sus clientes o usuarios, de la calidad del suministro que entrega, salvo aquellos casos en que la falla no sea imputable a la empresa y la Superintendencia declare que ha existido caso fortuito o fuerza mayor. La Superintendencia podrá amonestar, multar, o adoptar las demás medidas pertinentes, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente.

1.10.2 Calidad de suministro

En los sistemas eléctricos cuya potencia instalada supera los 1500 kW de capacidad de generación, en que se efectúa determinación de precios de nudo, la calidad de suministro exigida en cada una de las instalaciones de generación y de transmisión debe guardar estricta relación con la determinación del programa de obras de generación y transmisión, de mínimo costo total actualizado de abastecimiento, que se utiliza para la determinación de dichos precios. Corresponde a la Comisión llevar a efecto la simulación de la operación de cada sistema eléctrico, a fin de determinar el programa de obras a que se refiere el artículo anterior. Para este efecto, se utiliza modelos matemáticos que reflejen la realidad con la mayor precisión posible.

1.10.3 Multas y sanciones

La responsabilidad de los infractores a las disposiciones reglamentarias, normativas, o las instrucciones y órdenes impartidas conforme a la ley y al Reglamento eléctrico, se determina y sanciona conforme a lo dispuesto en el Decreto N° 119, de 1989, del Ministerio de

Economía, Fomento y Reconstrucción, denominado reglamento de sanciones, y a las normas del reglamento eléctrico.

La aplicación de las sanciones corresponde a la Superintendencia, debiendo imponerse la sanción mediante Resolución del Superintendente, una vez terminada la investigación de los hechos.

1.10.4 Infracciones y sanciones

En el caso de integrantes del CDEC o de propietarios u operadores de instalaciones sujetas a coordinación de la operación en los términos señalados en los artículos 165 y 166 del Reglamento eléctrico, serán sancionadas, entre otras, las siguientes infracciones e incumplimientos:

- a) La operación de centrales generadoras y líneas de transporte, sin sujeción a la programación de la operación impartida por el CDEC, sin causa justificada. Para estos efectos, se entiende que la coordinación de la operación a que se refieren las disposiciones del Reglamento es aplicable hora a hora para cada una de las centrales generadoras y líneas de transporte.
- b) El mantenimiento preventivo mayor de unidades generadoras y líneas, sin sujeción a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiese impartido el CDEC.

1.11 La Importación – Exportación

1.11.1 Marco jurídico

El marco jurídico aplicable a las interconexiones eléctricas con países vecinos, en particular con Argentina, está constituido hasta el momento solo por los cuerpos legales vigentes y el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 que contiene las “Normas que Regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro Eléctrico entre la República Argentina y la República de Chile”, suscrito el 29 de diciembre de 1997

Las principales cuestiones acordadas son:

- Que cada país fomentará y alentará un régimen jurídico interno que permita la a los agentes de cada país la libre comercialización, exportación, importación y transporte de energía eléctrica entre ambos países.
- Los países no pondrán restricciones a que los generadores y otros agentes del mercado de energía eléctrica de Argentina y de Chile exporten energía eléctrica al país vecino, sobre la base de su energía física disponible, ya sea propia o contratada, que a tal fin comprometan los exportadores o importadores, permisos que estarán sujetos a las leyes y reglamentos y normas técnicas y ambientales de cada país.
- Los países se comprometen a asegurar condiciones competitivas del mercado de generación, sin la imposición de subsidios o impuestos que puedan alterar las condiciones normales de competencia y con precios que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias con relación a los agentes de la demanda y de la oferta de energía eléctrica entre ambos países.
- Permitir a los distribuidores y comercializadores y grandes demandas de energía eléctrica contratar libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países.
- Posibilitar que el abastecimiento de la demanda en cada país resulte del despacho económico de cargas incluyendo la oferta de excedentes de energía en las interconexiones internacionales.

- Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones del transporte y distribución, incluyendo también el acceso a las interconexiones internacionales, sin ningún tipo de discriminación, respetando las tarifas acordadas y de no existir acuerdo las reguladas para su uso según la metodología existente en cada país.
- Respetar los criterios generales de seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico de cada país.
- No someter a imposición discriminatoria a la actividad de la industria eléctrica, debiendo los vendedores, compradores y transportistas de energía eléctrica, observar la legislación impositiva y aduanera aplicable a cada jurisdicción.
- Los países deben permitir los intercambios de oportunidad (mercado spot), como también permitirán la inversión privada en la instalación de la infraestructura de transporte para las interconexiones internacionales.
- Los vendedores y compradores negociarán y contratarán libremente el precio de compraventa de la energía eléctrica, los plazos, los volúmenes involucrados, las condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de la energía a través de los sistemas de transmisión correspondientes de acuerdo a la legislación de cada país.
- Los países procederán de acuerdo al principio de no-discriminación respecto de los consumidores afectados, cualquiera sea la ubicación geográfica de éstos, en los casos de fuerza mayor o caso fortuito que afecten temporalmente elementos de infraestructura involucradas, tanto en la exportación de Argentina hacia Chile o de Chile hacia Argentina y como en el consumo interno, debiéndose en todos los casos mantener las condiciones establecidas en los contratos

1.12 Situación Institucional del Sector Eléctrico

1.12.1 Participación de las empresas privadas en el sector

El mercado eléctrico en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está formado por empresas hidroeléctricas y térmicas.

El sector del transporte eléctrico está compuesto por empresas que tienen líneas eléctricas que operan en tensiones superiores a 23 kV. En tanto que el sector de distribución, se forma por empresas de distribución que se reparten a lo largo del país.

El país se divide en cuatro Sistemas Eléctricos, el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con una potencia instalada de 1.534 MW equivalente al 18% del total instalado, el Sistema Interconectado Central (SIC) con 6.816 MW con una participación del 81% de la potencia instalada, el Sistema de Aysén con 17 MW y el Sistema de Magallanes con 52 MW de potencia instalada.

El Sistema Interconectado Norte Grande (SING) se interconecta con el Sistema Interconectado Central (SIC); existiendo otros sistemas que incluyen los Sistemas de Aysén y el Sistema de Magallanes en la región sur de Chile que abastecen de electricidad a regiones remotas que no pertenecen a los sistemas eléctricos interconectados.

1.12.2 Porcentaje de participación de las empresas de generación, transporte y distribución

La etapa de generación en el Sistema Interconectado Central (SIC) se configura con tres grupos económicos que representan el 62% de la potencia instalada del Sistema. El resto de las empresas de generación del SIC tienen potencias que no superan el 10% del total de la potencia instalada en el Sistema.

1.13 Mercado de Gas

El sector gasífero de Chile está regulado por una serie de normas jurídicas que a continuación se mencionan:

A) Normas jurídicas de alcance internacional

- Protocolo Sustitutivo del octavo Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 Entre la República de Chile y la República Argentina Protocolo Sustitutivo del Octavo Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República de Chile y la República Argentina - Normas para la Comercialización, Explotación y Transporte de Hidrocarburos Líquidos. Petróleo Crudo, Gas Licuado, y Productos Líquidos Derivados del Petróleo y del Gas Natural.
- Protocolo Sustitutivo del Protocolo N° 2 del Acuerdo de Complementación Económica N° 16 entre la República de Chile y la República de Argentina - Normas que Regulan la Interconexión Gasífera y el Suministro de Gas Natural entre la República de Chile y la República de Argentina. Publicado en el Diario Oficial del 27 de Noviembre de 1995

B) Leyes de hidrocarburos:

- Ley de Servicios de Gas y sus Modificaciones. Decreto N° 323/1931 Ministerio de Minería.
- Crea el fondo de Estabilización de Precios del Petróleo. Ley N° 19.030/1991 Ministerio de Minería.
- Incrementa el Fondo a que se refiere la Ley No 19.030 y modifica disposiciones. Ley N° 19.660/2000. Ministerio de Hacienda.
- Fija Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del decreto Ley 1.089, de 1975 Normas sobre Contratos de Operación Petrolera. Decreto con Fuerza de Ley N° 2, De 1987. Ministerio de Minería.
- Establece Impuestos a Combustibles que señala Ley N° 18.502. Ley N° 18.502/1986. Ministerio de Hacienda.
- Aprueba Reglamento de Seguridad para el transporte y distribución de gas natural. Decreto Supremo 254/1995. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- Aprueba Reglamento Sobre Concesiones Provisionales y Definitivas para la Distribución y el Transporte de Gas. Decreto Supremo 263/1995. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- Reglamento sobre Requisitos Mínimos de Seguridad para el Almacenamiento y Manipulación de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, Destinados a Consumos Propios. Decreto N°379/1986. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- Aprueba Reglamento De Seguridad para el almacenamiento, refinación, transporte y expendio al público de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo. Decreto Supremo N° 90/1996. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- Reglamento Ley que crea el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo. Decreto N° 9/1991. Ministerio de Minería.
- Autoriza empleo de gas natural comprimido como combustible de vehículos motorizados en la Duodécima Región, en condiciones que indica. Decreto Supremo 51/1987. Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.

- Autoriza Empleo de gas licuado de Petróleo como Combustible de vehículos motorizados, en condiciones que indica anexo 1. Decreto Supremo 52/1987. Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones.
- Establece Normas Técnicas, de calidad y de Procedimiento de Control Aplicables al Petróleo Crudo, a los Combustibles Derivados de este y a cualquier otra clase de Combustibles. Decreto Supremo 132/1979. Ministerio de Minería.
- Ley Orgánica de Empresa Nacional del Petróleo. Ley N° 9.618/1991. Ministerio de Minería.

2. LA OPERACIÓN

2.1 Estructura Jerárquica de la Operación

2.1.1 Comunicaciones Operativas – Maniobras y Permisos de Trabajo

El Centro de Despacho y Control (CDC), que depende de la Dirección de Operaciones del CDEC, es el coordinador de la operación del sistema eléctrico, y por lo tanto, de quien deben emanar las comunicaciones operativas del despacho, y las instrucciones de Maniobras y Permisos de Trabajo. Se observan en el Reglamento Interno, citas reiteradas a ciertos Manuales de Procedimientos en donde se presume constan tales instrucciones, pero no fue posible acceder a su contenido. En lo conceptual, el CDC se comunica con los Centros de Operación de las Empresas, los cuales deben acatar las órdenes emanadas del primero, aún cuando esto diera lugar a reclamos posteriores.

2.1.2 Identificación de responsabilidades en la Regulación de Tensión y Frecuencia

Es obligación de la Dirección de Operaciones, la cual debe establecer, coordinar y verificar la reserva del sistema, la Regulación de Frecuencia y de la Tensión, y establecer condiciones de operación aptas para satisfacer los criterios de seguridad y calidad según su Reglamento Interno. De la información disponible, no se puede conocer como se procede con la identificación de responsabilidades.

2.1.3 Adaptabilidad del esquema a las demandas de la operación

En el Art. 186 del DS327, consta como obligación del CDC, el coordinar la operación de acuerdo a los criterios que establezca la Dirección de Operaciones. Estos criterios no están disponibles al momento de elaborar este informe, los cuales debieran evidenciar los atributos de adaptabilidad del esquema. Se establece en el Art. 89 del Reglamento Interno del CDEC, que las condiciones de operación especiales será coordinadas por el CDC.

2.1.4 Requerimientos de habilitación de los Operadores

En el Art. 183 del DS327 se estipula explícitamente que el personal integrante del CDC debe reunir condiciones de idoneidad e independencia. No obstante, se desconoce cual ha sido el mecanismo de designación de su personal, y si existe o no alguna entidad independiente que otorgue la habilitación de operadores, y cuales son sus requisitos. Según versiones no oficiales, en el SING el cubrimiento de vacantes del personal de conducción se realizó por concurso; se desconoce cual fue el mecanismo en el SIC.

2.2 Ensayos para la habilitación de los Equipamientos

2.2.1 Requisitos para los equipamientos

Se encuentran detalladas en las publicaciones “Condiciones Generales de Conexión” de Transelec. Conceptualmente, las condiciones establecidas son tales que otorguen al menos, las mismas condiciones de seguridad y calidad de operación existente, exigiendo la disponibilidad de canales de comunicación, adaptabilidad a los protocolos de comunicaciones existentes para supervisión, y operación en el caso que Transelec opere las instalaciones. Entre las exigencias constan las tasas de disponibilidad de deben cumplir los equipos de comunicación, precisión y tipo de equipos. Entre las referencias a normas, se cita a la IEC, ANSI y una publicación denominada “Especificaciones Técnicas Generales”, que Transelec entrega a solicitud de los interesados en conectarse a sus instalaciones.

2.3 Centros de Control

Los Centros de Despacho y Control, son los organismos de los que depende la coordinación de la operación en tiempo real del sistema eléctrico en su conjunto (unidades generadoras y líneas de transmisión). Este Centro depende de la Dirección de Operaciones, organismo eminentemente técnico y ejecutivo, dependiente del Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC) de cada Sistema Eléctrico (SIN y SING).

Cada CDEC (del SIC y SING) cubre la operación para cada Sistema Eléctrico correspondiente.

A partir de información disponible, no habrían esquemas de control de emergencia que permitieran adaptar al sistema actual, a las demandas que podría requerir la interconexión, esto es, habilitación de la desconexión automática de generación (DAG) para adaptar el despacho ante la pérdida de caminos de evacuación de potencia, y habilitación de un esquema obligatorio de desconexión automática de demanda (DAD) y esquemas de control de sobrefrecuencia, a fin de prevenir súbitos desequilibrios demanda-generación.

3. CRITERIOS DE CALIDAD

3.1 Criterios de Desempeño estáticos, dinámicos y de calidad y seguridad para la operación

Los límites admisibles de los principales parámetros que describen el estado de operación del sistema, están establecidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad DS327, los cuales se transcriben a continuación. No se pudo obtener información adicional al respecto.

3.1.1 Factor de Potencia:

Para los usuarios de baja tensión, se estipuló 0.93, y hasta el momento, este mismo valor rige para los demás usuarios, y las transacciones de potencia reactiva. Según el Art. 250 del DS327, debiera existir una norma técnica que establezca los rangos aceptables en función de la tensión, demanda y otros parámetros relevantes. La información disponible no precisa su existencia.

3.1.2 Control de Tensión

3.1.2.1 Condiciones estáticas

Para referirse a las variaciones admitidas en los niveles de tensión, es necesario primero definir cuales son los valores nominales de esta magnitud. En el Art. 25 de las Cláusulas Transitorias del DS327, se definen los voltajes nominales para 50 Hz, estableciendo los niveles de transmisión y subtransmisión en: 66, 110, 154, 220 y 500 kV.

Las tolerancias permitidas en el punto de conexión se establecen en el Art. 243 del DS327:

- a) En Baja Tensión ($U \leq 400$ V): Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- b) En Media Tensión ($400 < U \leq 23$ kV): Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- c) En Alta Tensión ($U > 23$ kV):
 - c.1) Tensión nominal de 154 kV y superiores: Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de ± 5 % durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
 - c.2) Tensión nominal inferior a 154 kV: Excluyendo períodos con interrupciones de suministro, el valor estadístico de la tensión medido de acuerdo con la norma técnica correspondiente, deberá estar dentro del rango de ± 6 % durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.

En todos los casos, se cita a una Norma Técnica que determinará las condiciones de medida y registro de voltaje, de la cual no se dispone información.

3.1.2.2 Control de Tensión: Excursiones dinámicas permitidas

En el DS327 se expresa que las fluctuaciones de voltaje no deberán superar los límites que determine la norma técnica que al efecto dictará el Ministerio, a proposición de la Comisión. Lo único público al respecto es lo estipulado en el Art. 25, perteneciente a las Cláusulas Transitorias del DS327, que define lo siguiente:

3.1.2.3 Fluctuaciones de voltaje

Las fluctuaciones de voltaje se clasifican en dos categorías de acuerdo a su duración: corta duración, desde 0,5 ciclos hasta un minuto, y larga duración, superiores a un minuto.

Las fluctuaciones de corta duración se clasifican en:

- i Instantáneas, de duración típica entre 0,5 ciclos y 30 ciclos y de magnitud típica entre 10% y 92,5%, y entre 107,5% y 180% de la tensión nominal
- ii Momentáneas, de duración típica entre 30 ciclos y 3 segundos y de magnitud típica entre 10% y 92,5%, y entre 107,5% y 140% de la tensión nominal
- iii Temporales, de duración típica entre 3 segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10% y 92,5%, y entre 107,5% y 120% de la tensión nominal

Las fluctuaciones de larga duración se clasifican en:

- i Caída de voltaje, de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 80% y 92,5% de la tensión nominal.
- ii Subida de voltaje, de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 107,5% y 120%

Las disminuciones de voltaje de magnitud típica bajo el 10% del voltaje nominal, son interrupciones de voltaje clasificadas según lo siguiente:

- i Momentáneas: de duración típica entre 0,5 ciclos y 3 segundos
- ii Temporal: de duración típica entre 3 segundos y un minuto
- iii Sostenida : de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica nula.

3.1.2.4 Control de Frecuencia: Condiciones Estáticas

En condiciones normales de operación, el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante todo período de siete días corridos, deberá encontrarse en el rango siguiente:

	P > 100	P > 100	P=1.5–100	P=1.5–100	P < 1.5
Rango [Hz]	Q > 60 %	Q < 60 %	Q > 60 %	Q < 60 %	
50.7 – 51.0	0.0 %	0.0 %	0.5 %	1.0 %	2.0 %
50.2 – 50.7	0.5 %	1.5 %	1.5 %	3.0 %	4.0 %
49.8 – 50.2	99.0 %	97.0 %	98.0 %	96.0 %	94.0 %
49.3 – 49.8	0.5 %	1.5 %	1.5 %	3.0 %	4.0 %
49.0 – 49.3	0.0 %	0.0 %	0.5 %	1.0 %	2.0 %

Donde:

P es la potencia instalada del sistema en MW, y

Q el aporte de energía hidráulica a dicho subsistema

3.1.2.5 *Excursiones dinámicas*

No se estipulan las máximas excursiones de la frecuencia permitidas durante los transitorios, ni su tiempo de duración máximo asociado. Según versiones no oficiales, se establecerán estas magnitudes a partir de requerimientos técnicos.

3.1.3 *Control de la Calidad del Suministro*

Se hacen referencias a las especificaciones del flicker admisible, las componentes de secuencia inversa y el contenido de armónicas en la corriente y tensión. Se transcriben a continuación las especificaciones contenidas en el DS 327, en las Cláusulas Transitorias.

3.1.3.1 *Límites de asimetría de la Tensión (Componente de Secuencia Inversa)*

Según el Art. 244 del DS327, la norma técnica fijará el valor efectivo máximo de la componente de secuencia negativa de tensión, los índices correspondientes y la forma de registro. Sostiene además que, esta norma, dictada por el Ministerio a proposición de la CNE, establecerá los límites permisibles de desequilibrio de la tensión de suministro, segmentados según las distintas etapas y tensiones nominales del sistema eléctrico.

La información al respecto está contenida en el Art. 25 de las Cláusulas Transitorias del DS327, que estipula lo siguiente:

Componente de Secuencia Negativa:

Para puntos de entrega a clientes en tensiones iguales o inferiores a media tensión, se deberá cumplir que el 95 % de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa del voltaje, no deberá exceder el 2 % de la correspondiente componente de secuencia positiva. El valor estadístico de la componente de secuencia negativa del voltaje, será obtenido en cada intervalo de 10 minutos, como resultado de procesar un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, y de acuerdo a lo establecido en la norma correspondiente.

Para puntos de entrega en tensiones superiores a media tensión a clientes concesionarios de servicio público de distribución, que abastezcan usuarios sometidos a regulación de precios, se deberá cumplir que el 95 % de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa del voltaje, no deberá exceder el 1.5 % de la correspondiente componente de secuencia positiva.

3.1.3.2 *Límites admisibles de la Severidad de Parpadeo (Flicker)*

El Art. 250 del DS327 hace referencia a una norma que indicará no sólo la severidad de parpadeo, sino también la contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red. Al respecto, el Art. 25 de las Cláusulas Transitorias, establece las siguientes restricciones en su inciso e):

Severidad de Parpadeo:

El índice de severidad de parpadeo o "flicker", será evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de diez minutos, durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, y no deberá exceder en el sistema eléctrico, el valor de 1,0 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV ni exceder de 0,8 para tensiones superiores a 110 kV.

El índice de severidad de "flicker", evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de dos horas durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, no deberá exceder de 0.8 para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, ni exceder de 0,6 para tensiones superiores a 110 kV.

Por otra parte, en los incisos a y c del Art. 18 (Cláusulas Transitorias del DS327), se encuentran otras condiciones que deben cumplir las cargas a conectarse al sistema:

- a) No se admiten conexiones que impongan variaciones de voltaje con duración comprendida entre 1 y 180 segundos y cuyo rango de variación en cualquier instante de ese período sea superior al 7,5 % del valor nominal.
- b) No se admite la existencia de cargas pulsantes, medida por ejemplo, como el número de veces por hora en que el máximo valor efectivo de la potencia fundamental de la carga del usuario en el punto de suministro, durante períodos de una hora diaria por una semana, superan en 50% a la demanda media integrada del mismo período.

3.1.3.3 Límites admisibles del contenido de armónicas de la corriente

En el Art. 18 de las Cláusulas Transitorias se estipula que, hasta tanto el Ministerio no establezca la norma a que se refiere el art. 228 (DS327), se cumpla al menos con lo siguiente:

En condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año, o de siete días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente.

El valor estadístico de las corrientes armónicas y de su índice de distorsión será obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica correspondiente:

El índice DI se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} I_k^2}}{I_1}$$

en que:

I_k es la componente armónica de corriente de orden K

I_1 es igual a I_L

Máxima Distorsión Armónica de Corriente en el Sistema Eléctrico Expresada como % del valor de Corriente Máxima de Carga a frecuencia fundamental						
I_{sc}/I_L	Orden de la Armónica (armónicas impares)					Índice DI
	< 11	11 < H < 17	17 < H < 23	23 < H < 35	35 < H	
≤ 20 *	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 – 50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50 – 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 – 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
≥ 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares.

* Todos los equipos de generación de potencia están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente de la razón I_{sc}/I_L

Donde:

I_{sc} = Máxima corriente de cortocircuito en el Punto Común de Conexión (PCC). PCC es el nudo más cercano de la red donde dos o más usuarios obtienen energía eléctrica.

I_L = Máxima corriente de carga (valor efectivo) de frecuencia fundamental en el PCC. Se calcula como el promedio de los doce valores previos de las máximas demandas mensuales.

Para el caso de Clientes en Puntos Comunes de Conexión comprendidos entre 69 kV y 154 kV, los límites son el 50 % de los límites establecidos en la Tabla.

Para el caso de Clientes en PCC superiores a 154 kV se aplicarán los límites de 110 kV en tanto el Ministerio a proposición de la Comisión no fije la norma respectiva.

Si la fuente productora de armónicas es un convertidor con un número de pulsos "q" mayor que seis, los límites indicados en la tabla deberán ser aumentados por un factor igual a la raíz cuadrada de 1/6 de "q".

3.1.3.4 Límites admisibles del contenido de armónicas de la Tensión:

En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente. El valor estadístico de los voltajes armónicos y de su índice de distorsión es obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo, de acuerdo a lo establecido en la norma correspondiente.

Armónicas Impares No Múltiplo de 3			Armónicas Impares Múltiplo de 3			Armónicas Pares		
Orden	Armónica Voltaje (%)		Orden	Armónica Voltaje (%)		Orden	Armónica Voltaje (%)	
	<= 110 kV	>110 kV		<= 110 kV	>110 kV		<= 110 kV	>110 kV
5	6	2	3	5	2	2	2	1.5
7	5	2	9	1.5	1	4	1	1
11	3.5	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
13	3	1.5	21	0.2	0.2	8	0.5	0.4
17	2	1	>21	0.2	0.2	10	0.5	0.4
19	1.5	1				12	0.2	0.2
23	1.5	0.7				>12	0.2	0.2
25	1.5	0.7						
>25	0.2+1.3*25/h	0.2+0.5*25/h						

Los valores de voltajes armónicos se expresan en porcentaje del voltaje nominal.

Al aplicar la estadística del 95 % a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones iguales o inferiores a 110 kV, que este índice deberá ser inferior a 8%. Para tensiones superiores a 110 kV, este índice deberá ser inferior a 3% y se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Índice de distorsión total} = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} v_k^2}}{v_1}$$

en que:

V_k es la componente armónica de voltaje de orden K

V_1 es la componente fundamental de voltaje

3.1.4 Control de la Seguridad del Suministro:

Las especificaciones de seguridad de servicio, constan en los artículos siguientes, con las debidas excepciones correspondientes a las zonas rurales referidas al Art. 247, las cuales se dictan en el Art. 25 de las Cláusulas Transitorias (no se transcriben aquí).

El Art. 245 dice que durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican a continuación:

- En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas;
- En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas;
- En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.
- Al respecto, se dice que la indisponibilidad aceptable de generación, será establecida

por la Comisión (CNE) con motivo del programa de obras a que se refiere el Art. 272 del DS327. La indisponibilidad aceptable de transmisión será la establecida por la CNE para efectos del cálculo de factores de penalización, según se señala en el Art. 281 del DS327. Sin embargo, no se ha tenido acceso a los valores de indisponibilidad aceptable, y se desconocen si están estipulados.

Las interrupciones de suministro de duración inferior o igual a tres minutos, no deben superar los límites que dictamine la norma técnica que al efecto establecerá el Ministerio, a proposición de la Comisión.

Para los parámetros de interrupciones en instalaciones de servicio público de distribución, respecto, se considerarán al menos los siguientes índices, sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística, calculados en los términos que señale la norma técnica:

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT;
- b) Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK;
- c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT;
- d) Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK;

Los valores exigidos dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la CNE con ocasión del cálculo de Valores Agregados de Distribución.

En todo caso, los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.

3.1.5 Control Efectivo de la Calidad Exigida

La Dirección de Operaciones del CDEC tiene entre sus obligaciones, la vigilancia de los desvíos respecto al funcionamiento estipulado, aunque no se aclara explícitamente el control de los niveles de desempeño.

Se ha establecido el precio de falla, en función del costo de racionamiento, el cual depende de su profundidad. Si bien su valor no es elevado, existen multas que podrían alcanzar los 6 MMU\$, lo cual podría funcionar como un riesgo de trabajo.

3.1.6 Esquemas de Control de Emergencia ante Perturbaciones de Severas

No se obtuvo información al respecto. A partir de información extra-oficial, no habrían esquemas de control de emergencia que permitieran adaptar al sistema actual, a las demandas que podría requerir la interconexión, esto es, habilitación de la desconexión automática de generación (DAG) para adecuar el despacho de generación ante la pérdida de caminos de evacuación de potencia, y la habilitación de un esquema obligatorio de desconexión automática de demanda (DAD) y esquemas de control de sobrefrecuencia, a fin de prevenir súbitos desequilibrios demanda-generación.