

88



**Restricciones a la participación
simultánea en mercados de transmisión
y generación eléctrica
Análisis Regulatorio y de Libre
Competencia**

Santiago, abril de 2018

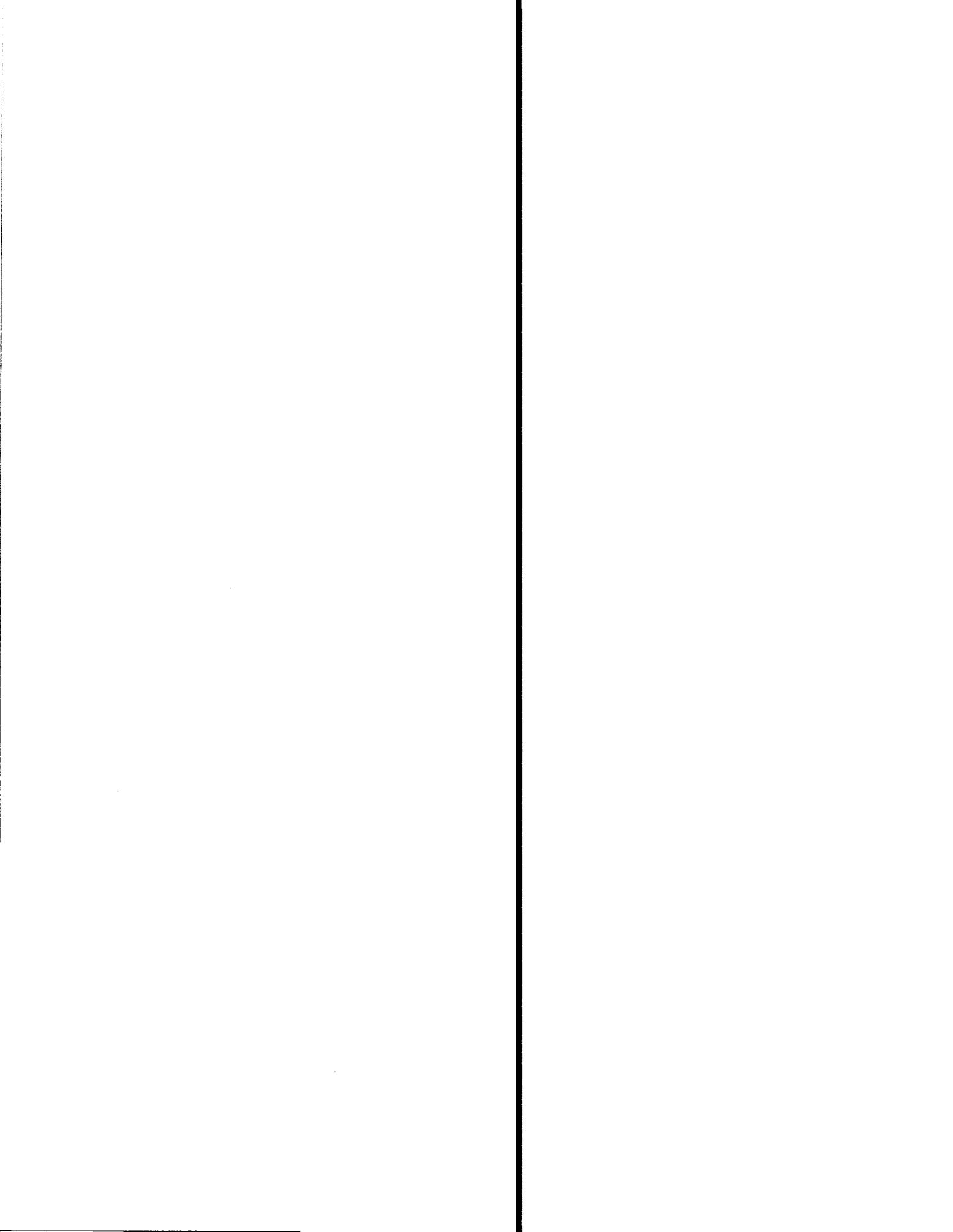
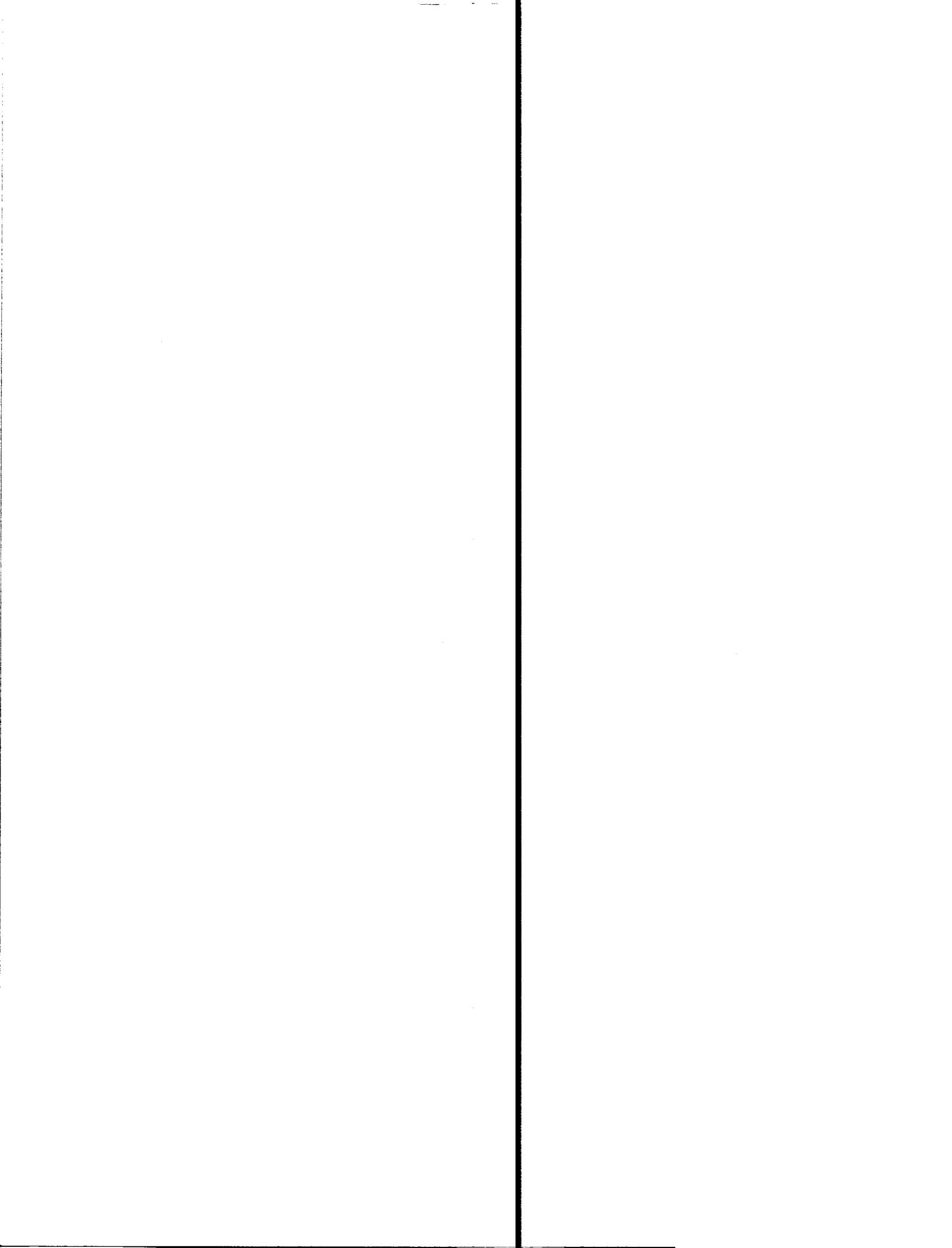




Tabla de Contenidos

- 1 Introducción y objetivos 5**
- 2 Resumen y conclusiones..... 6**
- 3 Historia de la regulación del sistema de transmisión en Chile..... 16**
 - 3.1 Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 y Ley de Peajes de 1990 16
 - 3.2 Ley Corta I - 2004 20
 - 3.2.1 Restricción a la propiedad cruzada - Artículo 7º de la LGSE..... 21
 - 3.2.2 Antecedentes y discusión legislativa – la transmisión como “facilidad esencial” antes de la Ley Corta I 23
 - 3.3 Nueva Ley de Transmisión Eléctrica - 2016..... 24
 - 3.3.1 Condiciones de acceso abierto..... 25
 - 3.3.2 Planificación de la inversión..... 26
 - 3.3.3 Regulación de precios 27
 - 3.3.4 Antecedentes y discusión legislativa – progresiva dilución de la necesidad de restringir la propiedad cruzada..... 29
 - 3.4 Resumen de la evolución de la regulación de transmisión en Chile..... 29
- 4 El mercado de la generación y transmisión en Chile..... 31**
 - 4.1 Generación 31
 - 4.1.1 Participantes del mercado de generación 32
 - 4.1.2 Tecnologías de generación 35
 - 4.1.3 Costo marginal..... 36
 - 4.2 Transmisión..... 37
 - 4.2.1 Participantes del mercado de transmisión 37
 - 4.2.2 Evolución de las inversiones..... 39
- 5 Análisis de libre competencia..... 41**
 - 5.1 Integración vertical vs. propiedad cruzada 41
 - 5.2 Aplicabilidad de la doctrina de facilidades esenciales 47
 - 5.3 Ausencia de riesgos de la propiedad cruzada entre generación y transmisión 50
 - 5.3.1 Análisis de factores de riesgo 50
 - 5.3.2 Informe favorable de la FNE respecto a riesgos de la propiedad cruzada..... 53
 - 5.3.3 Inexistencia de riesgos en transmisión zonal 54
 - 5.3.4 Ausencia de discrepancias tramitadas por el Panel de Expertos sobre acceso y tarifas de transmisión..... 55
 - 5.4 Beneficios derivados de eliminar la restricción a la propiedad cruzada 58
 - 5.4.1 Ganancia de competencia por la habilitación de nuevos actores 59
 - 5.4.2 Eliminación de la ambigüedad y la contradicción existente en la regulación de propiedad cruzada 62
 - 5.4.3 Solución de situaciones de incumplimiento de la ley, actuales o potenciales 64
- 6 Benchmark internacional 66**





- 6.1 EE.UU. 66
- 6.2 Unión Europea 68
- 6.3 Brasil..... 72
- 6.4 Perú 73
- 6.5 Nueva Zelanda 74
- 6.6 Resumen de países analizados..... 75
- 7 Revisión de literatura 78**
 - 7.1 Análisis de literatura sobre propiedad cruzada 78
 - 7.1.1 Alexander Galetovic - Chile 78
 - 7.1.2 Pablo Serra - Chile..... 79
 - 7.1.3 Otros autores 81
 - 7.2 Aplicabilidad al caso chileno de ventajas y desventajas identificadas en la literatura 82

Índice de Gráficos

- Gráfico 1: Potencia instalada de generación a noviembre 2017 en Chile..... 31
- Gráfico 2: *Market share* generación, por potencia neta controlada a noviembre 2017..... 32
- Gráfico 3: *Participación de mercado* generación Sistema Eléctrico Nacional, por potencia neta controlada a noviembre 2017 33
- Gráfico 4: Capacidad instalada neta, % por propietario a noviembre 2017 33
- Gráfico 5: Número de empresas, SIC y SING..... 34
- Gráfico 6: HHI por potencia instalada neta, por sistema interconectado 35
- Gráfico 7: Capacidad instalada neta, % por tecnología..... 36
- Gráfico 8: CMg (US\$/MWh) Alto Jahuel 220 kV, 1998-2017..... 36
- Gráfico 9: *Market share* transmisión nacional (ex troncal), por km..... 37
- Gráfico 10: *Market share* transmisión nacional, por km, a enero de 2017 38
- Gráfico 11: *Participación de mercado* transmisión nacional, por km, Sistema Eléctrico Nacional..... 38
- Gráfico 12: *Participación de mercado* Transelec, por km de línea, 220 kV..... 39
- Gráfico 13: *Market share* Transelec, por km de línea, 500 kV 39
- Gráfico 14: Inversiones licitadas por concepto de transmisión nacional..... 40
- Gráfico 15: Licitaciones de obra nueva 2005-2017, por VATT adjudicado 40
- Gráfico 16: *Market share* transmisión zonal Sistema Eléctrico Nacional, a noviembre 2017 55

Índice de Tablas

- Tabla 1: Principales aspectos de la LGSE de 1982 + la Ley de Peajes de 1990 17

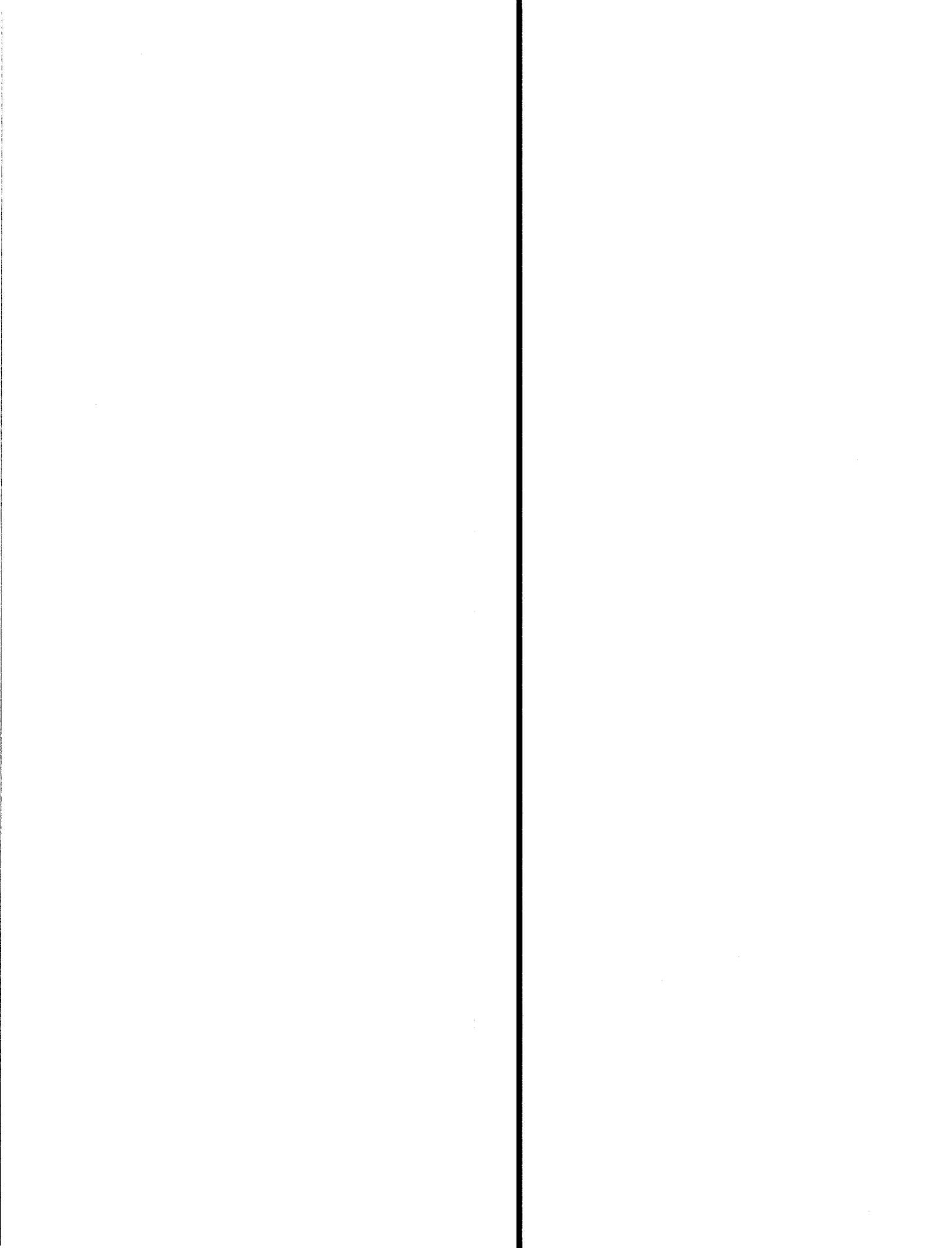




Tabla 2: Principales aspectos de la Ley 19.940 (“Ley Corta I”)..... 21

Tabla 3: Principales aspectos de la Ley 20.936 (“Nueva Ley de Transmisión”) 24

Tabla 4: Resumen – Regulación del Sector de Transmisión 30

Tabla 5: Características de una integración vertical..... 43

Tabla 6: Aplicabilidad de la doctrina de “facilidad esencial” al mercado chileno de transmisión 49

Tabla 7: Resumen de riesgos de la propiedad cruzada 50

Tabla 8: Pronunciamientos de la FNE en relación a la regulación del sistema de transmisión 54

Tabla 9: Arbitrajes por peajes entre 1997 y 2004 56

Tabla 10: Discrepancias tramitadas por el Panel de Expertos sobre transmisión, 2005-2017 57

Tabla 11: Resumen de discrepancias entre generadores y transmisores ante el Panel de Expertos 58

Tabla 12: Actores que podrían expandir su participación en transmisión y generación, de relajarse la restricción del Art. N° 7 de la LGSE 61

Tabla 13: Empresas con participación en distintos segmentos del sector eléctrico 65

Tabla 14: Paquetes legislativos para electricidad y gas en la Unión Europea 69

Tabla 15: Tipos de medidas de *unbundling* por país, Unión Europea 72

Tabla 16: Resumen de países analizados 76

Tabla 17: Resumen de modelos de regulación en los países analizados 77

Tabla 18: Resumen de análisis de literatura 81

Índice de Figuras

Figura 1: Línea de tiempo regulación del sistema de transmisión en Chile 16

Figura 2: Ejemplos de estructura con integración vertical total o parcial 42

Figura 3: Ejemplo de propiedad cruzada transmisión-generación, donde la transmisora nunca presta servicios a la generadora..... 46

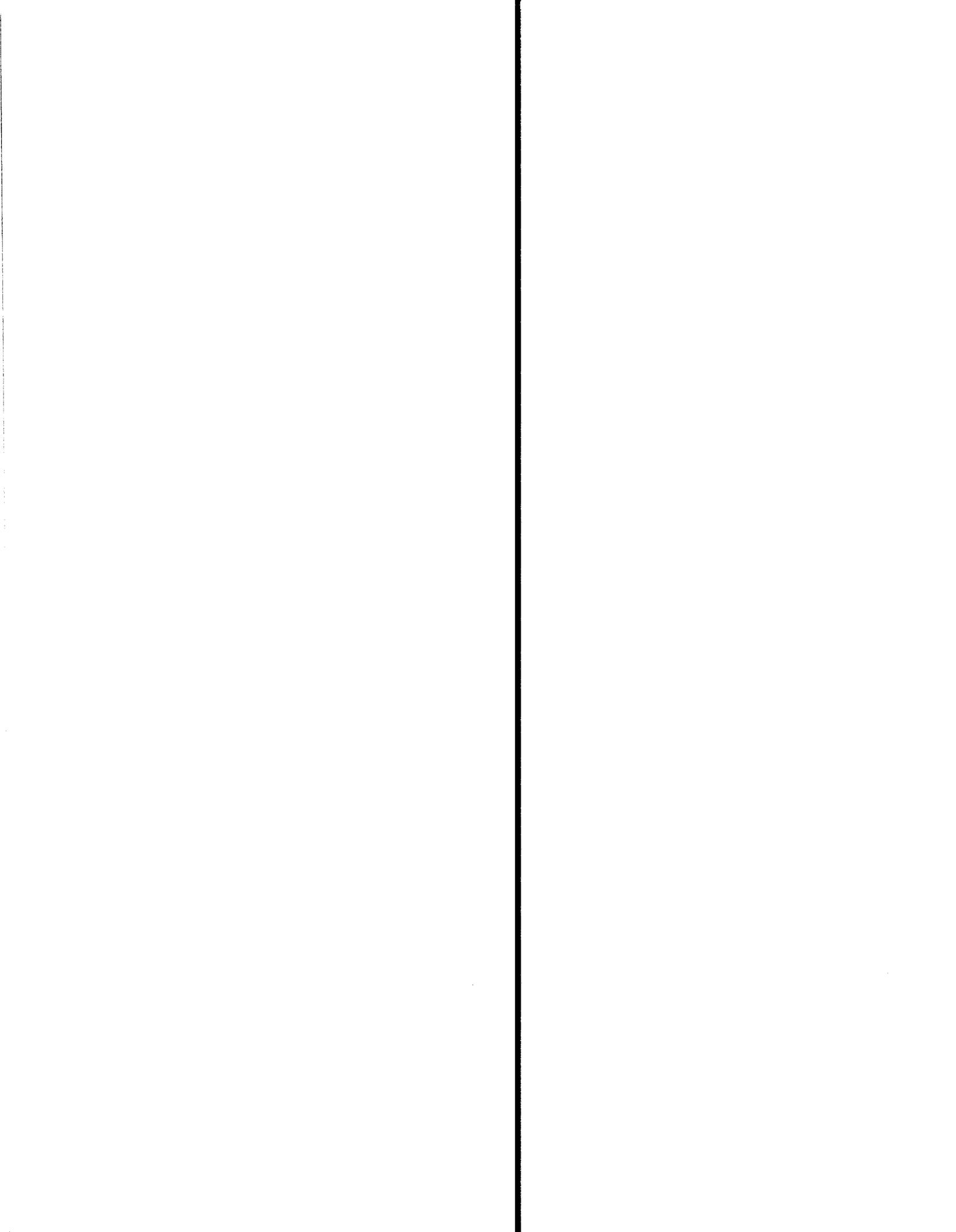
Figura 4: Ejemplo de propiedad cruzada transmisión-generación, donde las generadoras pasan por múltiples transmisoras, y éstas sirven a múltiples generadoras 47

Figura 5: Interpretación usual del Art. N° 7 de la LGSE, 63

Figura 6: Interpretación alternativa del Art. N° 7 de la LGSE, 64

Figura 7: Autores analizados, por región donde se condujo el estudio 78

Figura 8: Factores que determinan los incentivos de un transmisor-generador integrado a discriminar a otros generadores no integrados, según Galetovic 2003 79



92



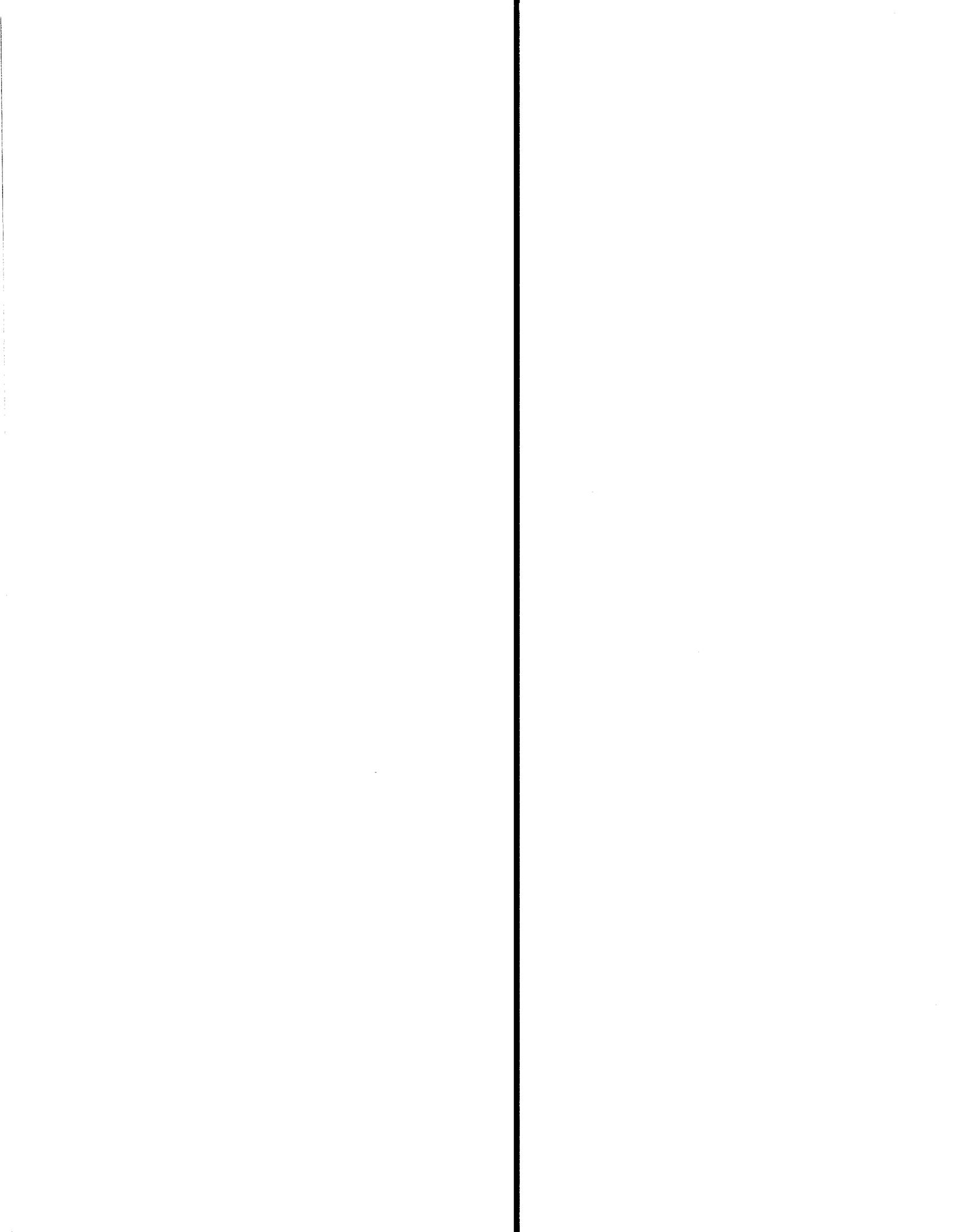
1 Introducción y objetivos

La Ley General de Servicios Eléctricos¹ (en adelante "LGSE") contiene en su artículo 7° una disposición que impide a empresas propietarias de activos de transmisión nacional tener intereses en activos de generación y de distribución eléctrica.

El objetivo del trabajo solicitado es pesquisar si, desde la perspectiva de la libre competencia, estas restricciones siguen teniendo sentido hoy, considerando la cantidad y profundidad de los cambios que desde 2004 han tenido lugar, tanto en materia de regulación del sector eléctrico como de estructura de mercado.

El presente informe se estructura como sigue: en la Sección 2, se presenta un resumen y conclusiones del trabajo, en la Sección 3, se resume la historia de la regulación del sistema de transmisión en Chile, resaltando sus principales hitos. Luego, en la Sección 4, se presentan y describen los mercados de generación y transmisión en Chile, y en la Sección 5 se exhibe un análisis de la restricción a la propiedad cruzada en Chile, desde el punto de vista de la libre competencia. Posteriormente, en la Sección 6 se realiza una comparación de la regulación del mercado de transmisión con otros países relevantes, y, por último, en la Sección 7 se presenta una síntesis de la principal literatura relacionada a la propiedad cruzada entre transmisión y generación.

¹ Decreto con Fuerza de Ley N°4, que fija el texto refundido y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1 del Ministerio de Minería de 1982, de la Ley General de Servicios Eléctricos.





2 Resumen y conclusiones

Regulación del sector de transmisión y el Artículo N°7 de la LGSE

La Ley Corta I (Ley N° 19.940), publicada el 13 de marzo de 2004, estableció importantes reformas al marco institucional en transmisión. En particular, el Artículo N° 7 de la LGSE, aprobado como parte de dicha Ley, estableció las siguientes restricciones a la propiedad cruzada entre el sector de transmisión y otros segmentos del servicio eléctrico.

- Transmisoras nacionales no pueden tener actividades en generación o distribución.
- Generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados no pueden tener individualmente más del 8% de participación (directa o indirecta) en transmisión nacional.
- El total de propiedad de generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados en transmisión nacional no puede exceder el 40% de la inversión total del sistema.

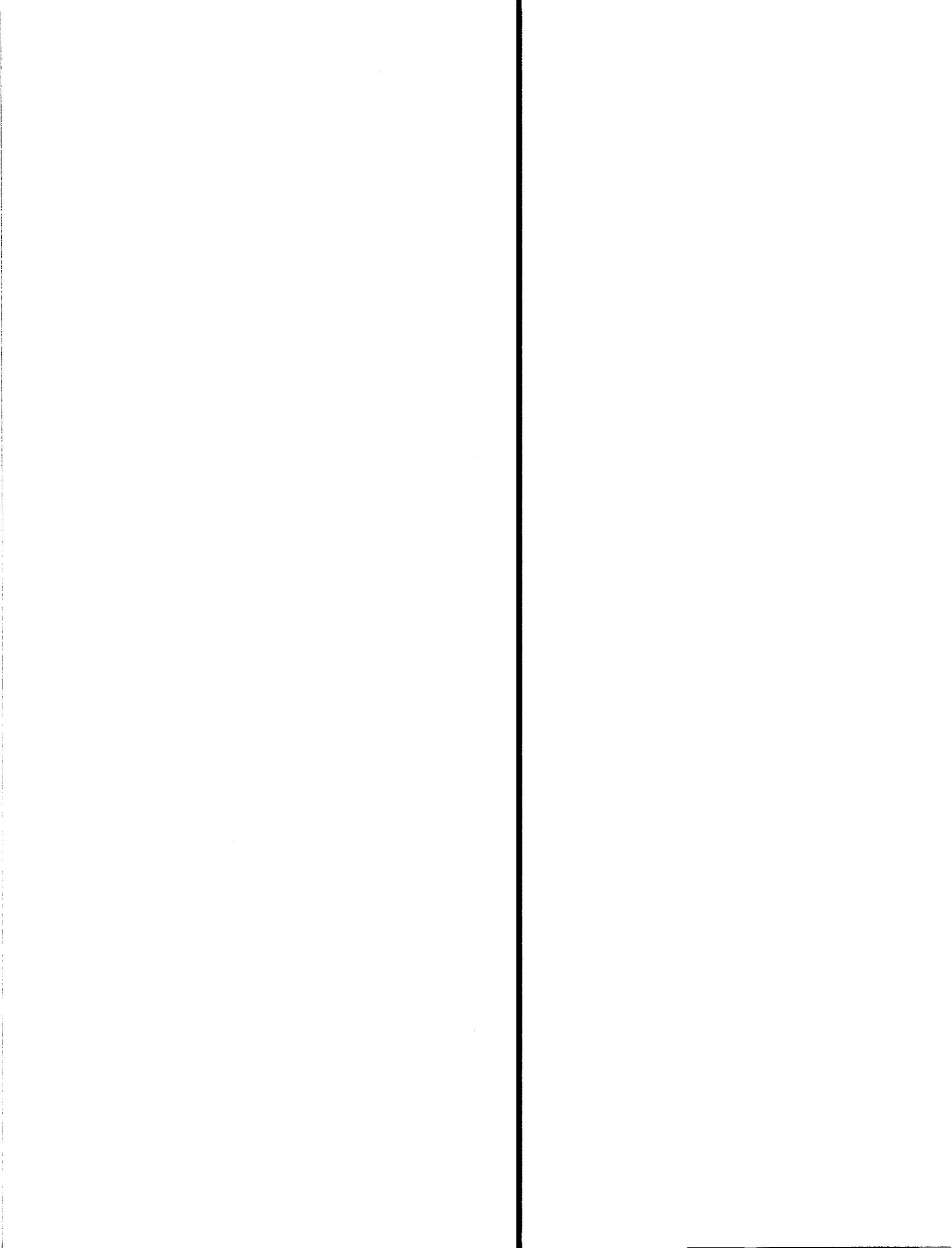
Al tramitarse la Ley, se estimó necesario evitar la inversión cruzada desde transmisión nacional a generación, aduciendo que quien controlara los medios de transmisión nacional podría extender su poder de dominio hacia el segmento de generación por la vía de:

- Fijar precios excesivos o abusivos en el uso de los sistemas de transmisión;
- Denegar arbitrariamente el acceso a los medios de transmisión, aduciendo falta de capacidad o reservando capacidad a favor de sus propios activos de generación;
- Demorar, entorpecer o dificultar la tramitación de conexiones de terceros generadores a las instalaciones de transmisión; y
- Demorar o diferir las nuevas inversiones de transmisión, con el objeto de afectar al alza los precios de generación y así beneficiar a sus propios activos en ese segmento.

Esta prohibición nació de la situación de mercado previa a la separación de Transelec², en la cual la principal generadora del país – Endesa³ - era a la vez la principal transmisora nacional y controlaba asimismo la mayor distribuidora de electricidad. Bajo dicha estructura, el

² Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transelec) a partir de su creación en 1993, posteriormente HQI Transelec Chile S.A. a partir del año 2000, y Transelec S.A. a partir de 2006. En adelante, denominadas indistintamente “Transelec”.

³ Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) desde su creación en 1943, posteriormente renombrada como Enel Generación Chile S.A. en 2016. En adelante, Endesa o Enel, según el período al que se haga referencia.



regulador estimaba que Endesa no era un árbitro imparcial en el otorgamiento de acceso competitivo de terceros generadores a los medios de transmisión nacional de que era titular.

Cabe destacar que durante la tramitación de la Ley Corta I, el Ministro de Economía de la época, Jorge Rodríguez, destacó la calidad de "facilidad esencial" de la transmisión, que motivaba la voluntad de limitar la propiedad cruzada entre segmentos.

Desde entonces, se ha seguido perfeccionando la Ley General de Servicios Eléctricos. El cambio más reciente y significativo, en relación a regulación de transmisión, es la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica (Ley N° 20.936), promulgada en julio de 2016. Así, actualmente la ley contempla una estricta regulación de las condiciones de acceso abierto, planificación de la inversión y regulación de precios en transmisión, que se resumen a continuación.

Condiciones de acceso abierto

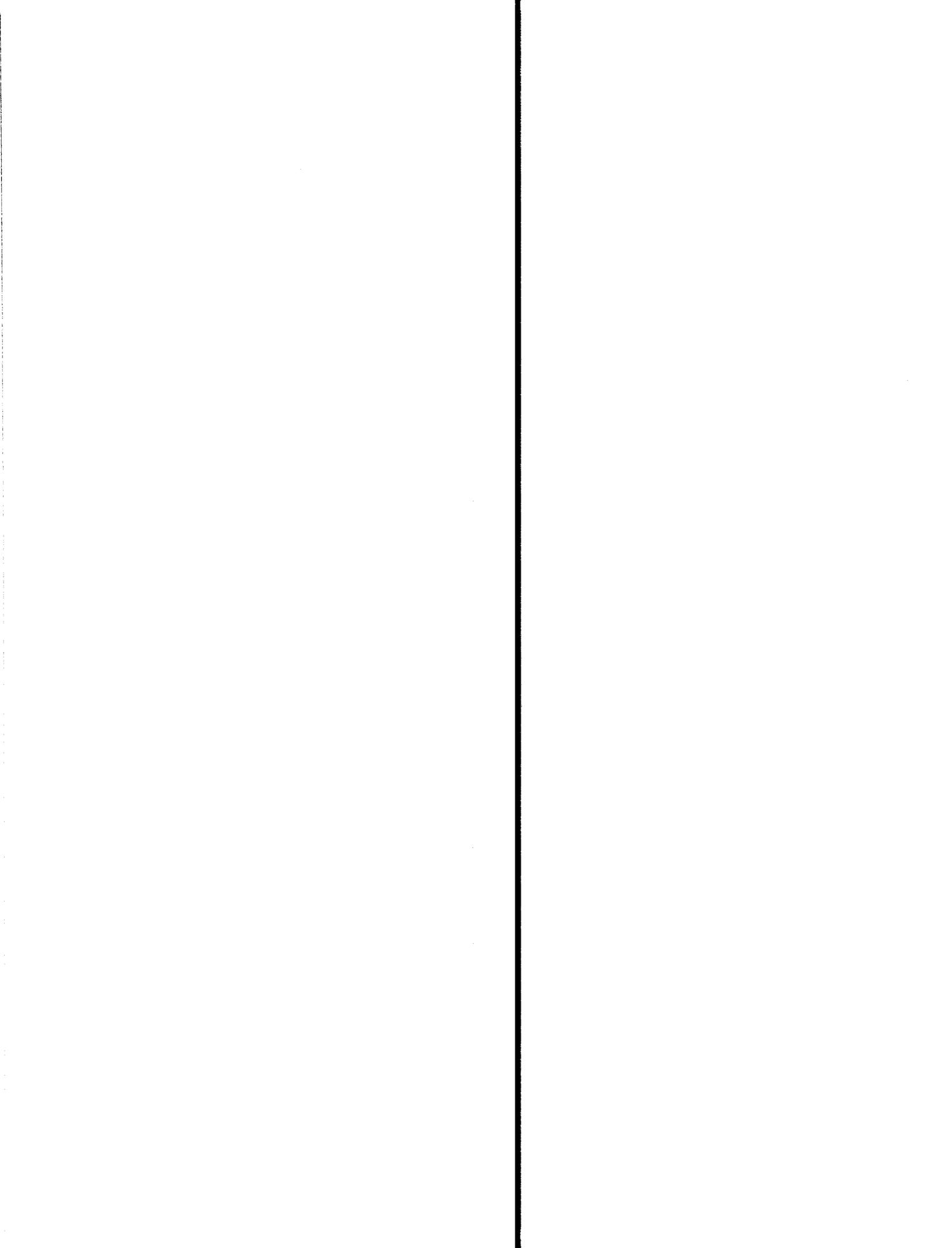
Se establece el acceso abierto y no discriminatorio a los sistemas de transmisión, garantizado por el Coordinador Eléctrico. La medición y asignación de capacidad y la autorización de conexión, son hechas por el Coordinador. Las discrepancias sobre esta materia pueden ser manifestadas ante el Panel de Expertos. De esta manera, es legalmente inviable que alguna transmisora discrimine en contra de algún usuario en el acceso o asignación de capacidad.

Planificación de la inversión

La planificación de la expansión del sistema de transmisión y la definición del emplazamiento de nuevas líneas están a cargo de la autoridad energética. Los actores interesados pueden participar a través de observaciones o discrepancias. Así, es infactible que un actor en particular pueda ejercer cualquier tipo de acción estratégica destinada a diferir inversiones con el objeto de restringir la oferta en el sistema.

Regulación de precios

En lo que respecta a las tarifas del sistema de transmisión, estas se determinan de dos maneras, dependiendo del tipo de activos: a través de licitaciones competitivas, o a través de un proceso de fijación a cargo de la autoridad regulatoria; y los distintos actores interesados pueden hacerse parte a través de observaciones o discrepancias. Dado esto, es imposible que un actor en particular pueda ejercer cualquier tipo de discriminación o abuso de posición dominante a través de las tarifas que cobra.





Mercados de generación y transmisión

Generación

El mercado de generación se ha desconcentrado fuertemente en los últimos años. Hasta la interconexión del SIC y el SING en noviembre de 2017, en el SIC, Enel, Colbún⁴ y AES Gener⁵ controlaban cerca del 69% de la capacidad instalada, y el resto era detentado por más de 200 empresas de menor tamaño. En el SING, Engie⁶, AES Gener y Enel controlaban el 81% de la capacidad instalada, y el resto estaba en manos de alrededor de 20 empresas. El Sistema Eléctrico Nacional –resultante de la interconexión SIC - SING– está más desconcentrado, con cuatro grandes empresas generadoras, y numerosos generadores más pequeños.

El índice de concentración HHI (indicador de concentración de mercados), medido por potencia instalada neta, cayó hasta cerca de 1.800 en el SIC y 2.200 en el SING hasta antes de la interconexión, quedando ambos en el nivel “moderadamente concentrado” (HHI entre 1.500 y 2.500) según el estándar que ha sido definido por la Fiscalía Nacional Económica⁷ (“FNE”). Con la interconexión, el HHI cayó hasta cerca de 1.600.

La desconcentración ha ido acompañada del aumento de penetración de las ERNC, que alcanzaron el 21% de la capacidad instalada del SIC y el 19% del SING antes de la interconexión. La entrada de nuevos generadores, algunos de bajo costo, y el notorio menor crecimiento de la demanda en los últimos años han llevado el costo marginal de la energía a valores que no se veían desde hace más de 10 años (59,3 US\$/MWh en 2017).

Transmisión

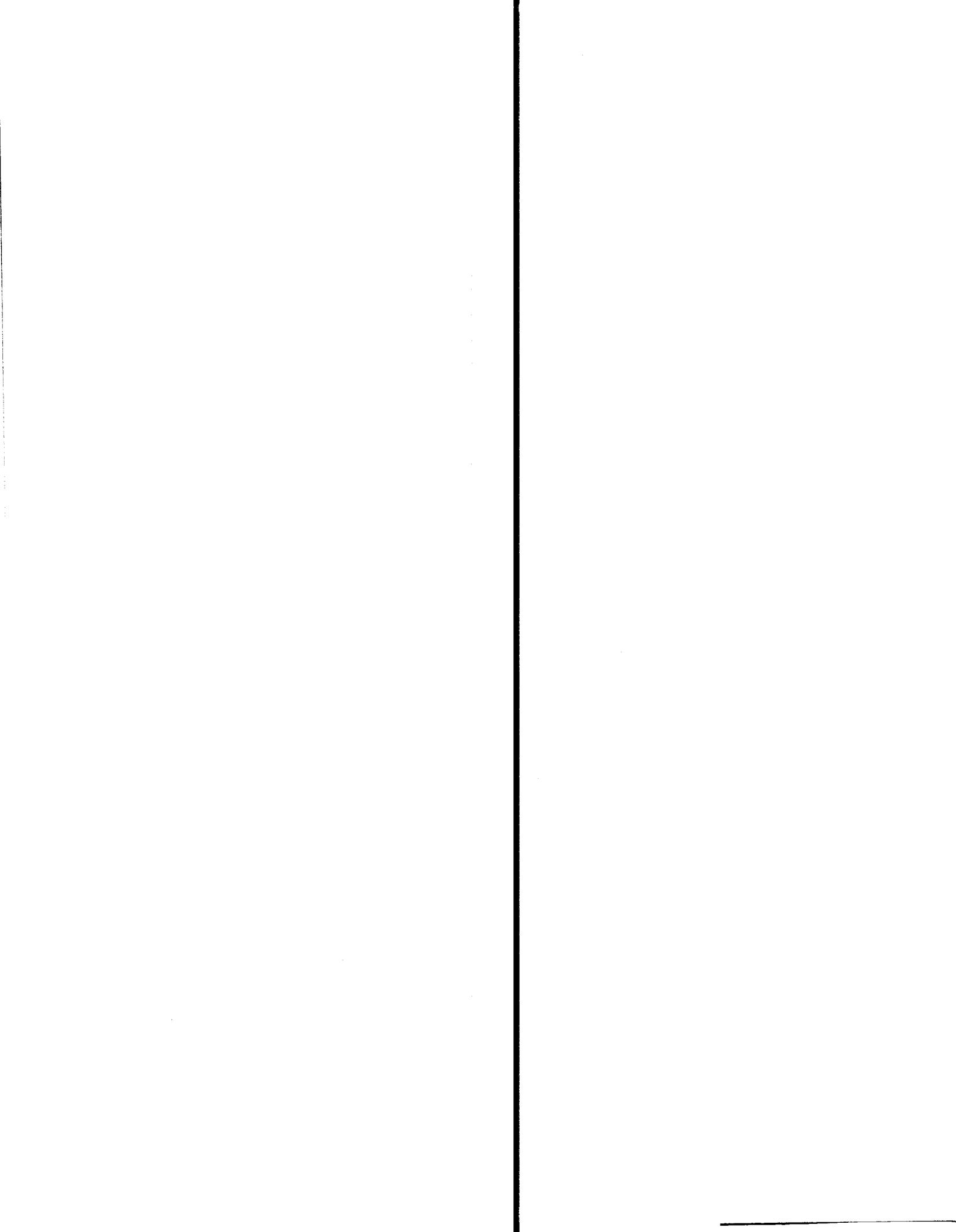
Al momento de la promulgación de la Ley Corta I, en el año 2004, Transelec controlaba el 100% de la transmisión nacional del SING y el 97% en el SIC. A inicios de 2017, como resultado de las licitaciones y de la incorporación de múltiples actores, la propiedad del sistema nacional se ha desconcentrado notoriamente. Antes de la interconexión, la participación de Transelec en las instalaciones nacionales (ex-troncales) era del 73% en el SIC y el 66% en el SING.

⁴ Colbún S.A., incluyendo a su filial Colbún Transmisión S.A., en adelante indistintamente “Colbún”.

⁵ AES Gener S.A., en adelante indistintamente AES Gener.

⁶ Engie Energía Chile S.A., en adelante indistintamente Engie.

⁷ Guía para el análisis de operaciones de concentración, octubre de 2012, p. 13. Cabe hacer presente que con la entrada en vigencia de la ley N° 20.945, ciertos aspectos procedimentales y sustantivos establecidos en la guía referida no resultan compatibles con dicha normativa. Por lo anterior, se dejó sin efecto la misma, sin perjuicio de que se podrán seguir considerando, en lo que corresponda, aquellos aspectos de la guía referidos al marco analítico de competencia.



Análisis de libre competencia

Integración vertical vs. propiedad cruzada

A partir del análisis de fuentes reconocidas (Handbook of Industrial Organization, OECD, U.S. Federal Trading Commission, FNE⁸), se concluye que la inversión simultánea en generación y transmisión, en particular en el caso del mercado chileno, no puede calificarse como "integración vertical". En efecto, la literatura económica distingue siete atributos copulativos que permiten calificar la inversión en dos segmentos de una cadena de valor como integración vertical; sólo dos de ellos resultarían aplicables a la propiedad de transmisión y generación en Chile.

Por esta razón, no es correcto hablar de integración vertical si un transmisor invirtiera en generación o viceversa en Chile; resulta más adecuado hablar de "propiedad cruzada", entendiendo aquella como la posibilidad de que sociedades que pertenecen a un mismo grupo empresarial participen en distintos segmentos a través de empresas independientes con patrimonio propio.

Aplicabilidad de la doctrina de facilidades esenciales

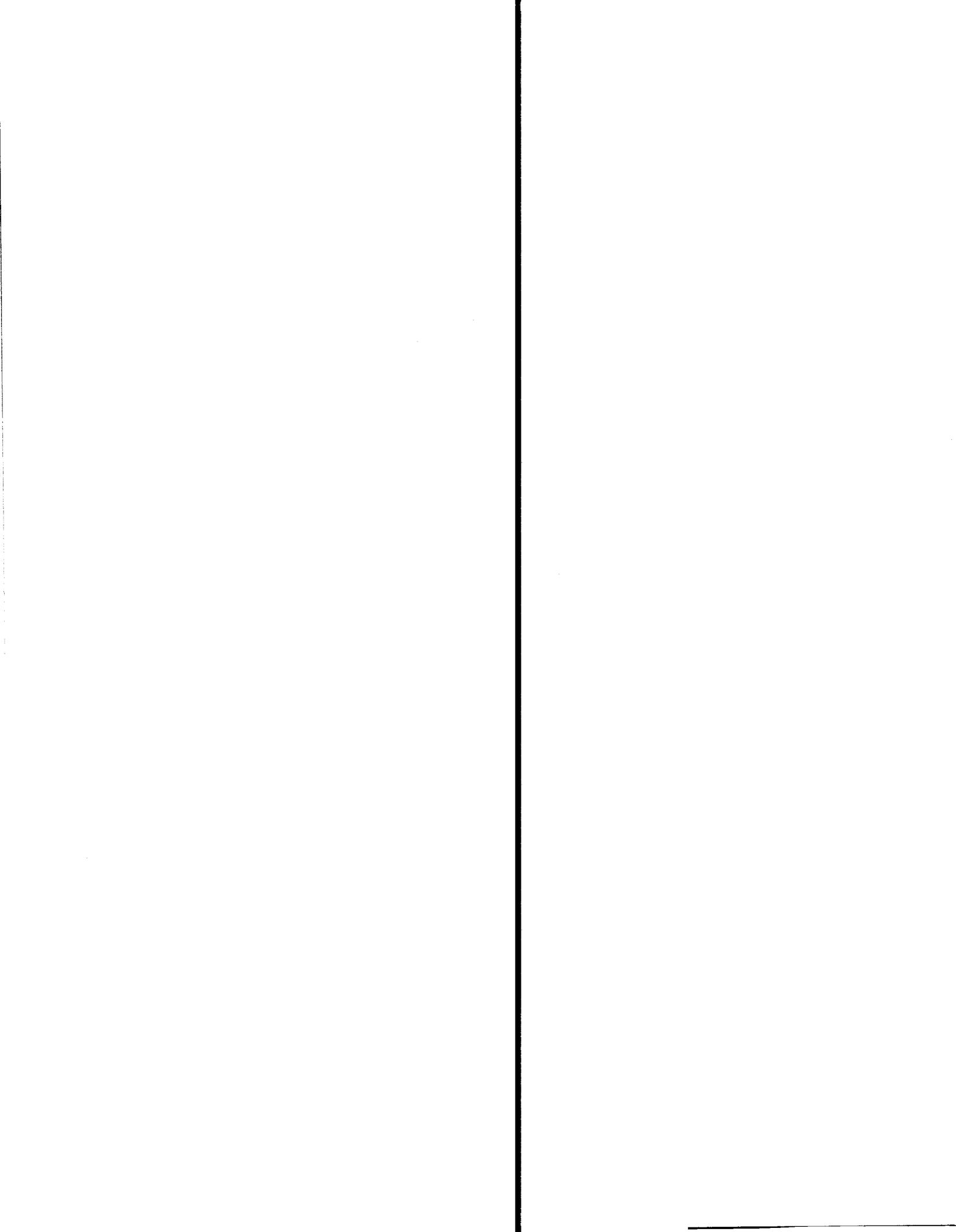
Como se ha visto, la restricción a la propiedad cruzada se inspiró, al menos parcialmente, en el hecho de que antes de la Ley Corta 1, la transmisión nacional podía calificarse como una facilidad esencial. Sin embargo, como se analiza en el cuerpo del informe, la mayoría de las condiciones de la doctrina de facilidades esenciales (que justificarían las restricciones a la inversión cruzada) no se cumplen bajo la regulación actual de acceso y capacidad.

Ausencia de riesgos de la propiedad cruzada entre generación y transmisión

Con la regulación en Chile, todos y cada uno de los factores de riesgo distinguidos en la literatura y en la experiencia internacional se encuentran debidamente abordados y cubiertos. A continuación, se analizan estos riesgos (mayor detalle en el cuerpo del informe).

1. Discriminación en precios: las tarifas son fijadas por la autoridad en procesos participativos, normados y supervisados por la autoridad. Por tanto, la capacidad del transmisor de influir, discriminar o aplicar precios abusivos es inexistente.
2. Discriminación no basada en precios: la operación del sistema por parte del Coordinador elimina las posibilidades de discriminación no basada en precios:

⁸ Referencias en Sección 5.1



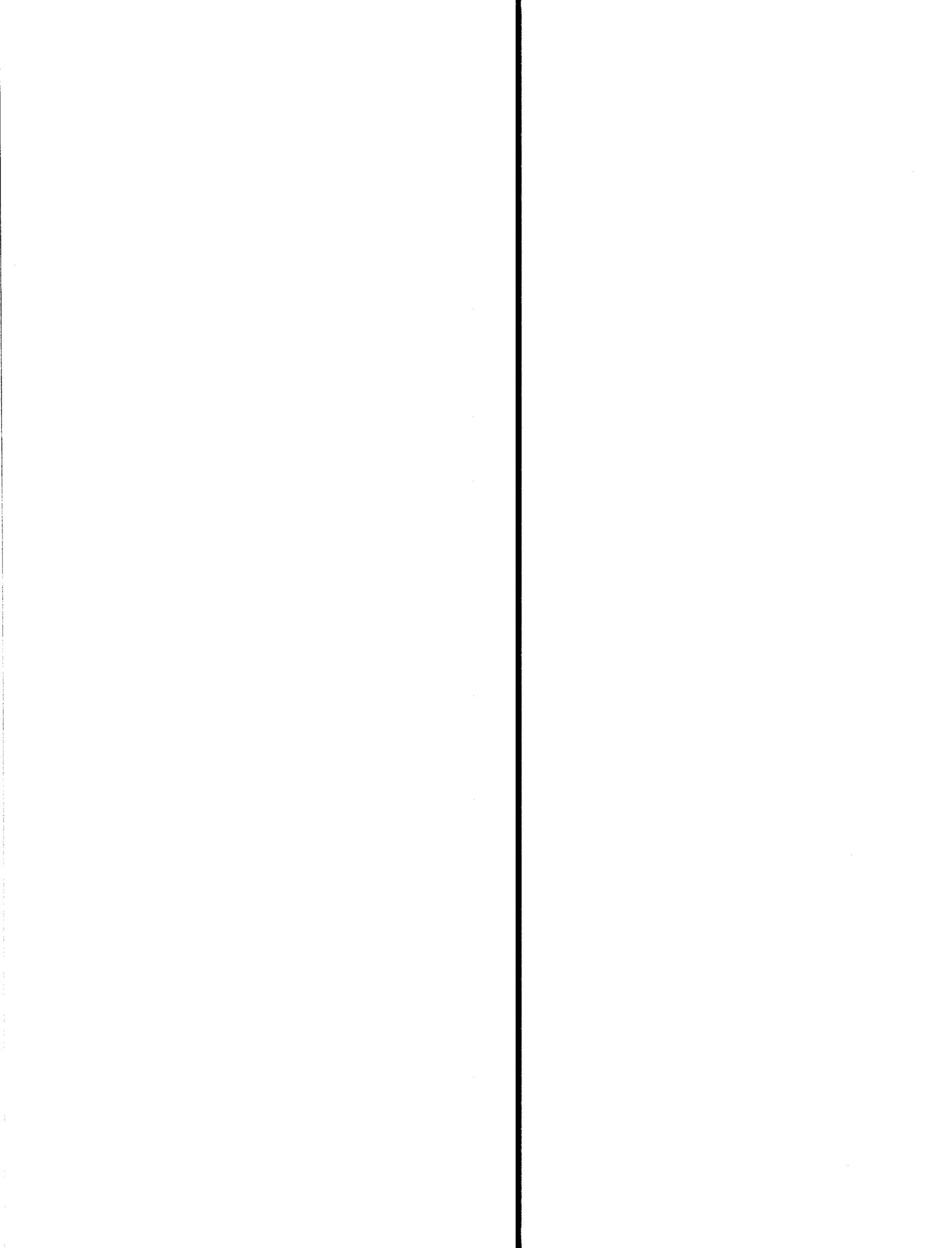
- (a) Limitación de capacidad: la capacidad de conectar a un nuevo usuario y las condiciones son determinadas por el Coordinador, no por los transmisores.
 - (b) Reserva de capacidad para generación propia o relacionada: no es posible reservar capacidad contractual, pues el Coordinador mide la capacidad física disponible y sólo en base a ello determina si un nuevo usuario puede o no conectarse.
 - (c) Obstaculización de la conexión a competidores: el Coordinador autoriza la conexión de terceros a instalaciones existentes y el Ministerio de Energía (con recomendación de la Comisión Nacional de Energía "CNE") define el costo de conexión; no es posible obstaculizar la conexión a competidores.
3. Discriminación por la vía de inversión estratégica en transmisión: la planificación centralizada de la expansión del sistema (por el regulador y los actores del mercado, en procesos anuales) ha eliminado la posibilidad de diferir o limitar la inversión en nueva capacidad por parte de un actor de generación o de transmisión.
 4. Menor inversión en interconexiones y expansión: la planificación de la inversión está centralizada en la autoridad y la expansión se estructura a través de licitaciones públicas, que han sido muy exitosas en los últimos años en atraer a nuevos actores.

En resumen, todos los riesgos identificados que pueden asociarse a la propiedad cruzada transmisión-generación están apropiadamente resguardados en la legislación y en la institucionalidad chilena.

Informe favorable de la FNE respecto a riesgos de la propiedad cruzada

En octubre de 2017, la FNE analizó los mercados de generación y transmisión⁹. Según este informe, el mercado de transmisión está "altamente regulado en diversas disposiciones legales y reglamentarias", las que "hacen improbable la materialización de las conductas potencialmente anticompetitivas" siguientes: exclusión de competidores de la red de transmisión, diseño de un plan de expansión para favorecer a la generadora relacionada, alteración de los factores que determinan el peaje a pagar por uso de la red. Por ello, concluyó que no se visualizan riesgos de libre competencia asociados a la transacción consultada, constituida por una inversión cruzada en generación-transmisión.

⁹ Fuente: Informe de la FNE sobre Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 LP (filial de Brookfield), Rol FNE F-91-2017, 2 de oct. de 2017.



98

Inexistencia de riesgos en transmisión zonal

En transmisión zonal participan varias generadoras (AES Gener, Engie, Enel, Colbún) y distribuidoras (Chilquinta, CGE, SAESA). La ley ha regulado adecuadamente tarifas, acceso y capacidad, impidiendo la discriminación, sin necesidad de restringir la propiedad cruzada.

Ausencia de discrepancias tramitadas por el Panel de Expertos sobre acceso y tarifas de Transmisión

Mientras que antes de 2004, hubo arbitrajes entre Transelec y los grandes generadores por las tarifas de transmisión nacional, la evidencia analizada muestra que tras la promulgación de la Ley Corta I no ha existido ni una sola disputa tramitada ante el Panel de Expertos entre dueños y usuarios de líneas nacionales o zonales por tarifas ni por capacidad. Esto ilustra la eficacia de la regulación actual (incluso previo a sus cambios más recientes) para evitar la discriminación en el acceso y en las tarifas a usuarios generadores.

Beneficios derivados de eliminar la restricción a la propiedad cruzada

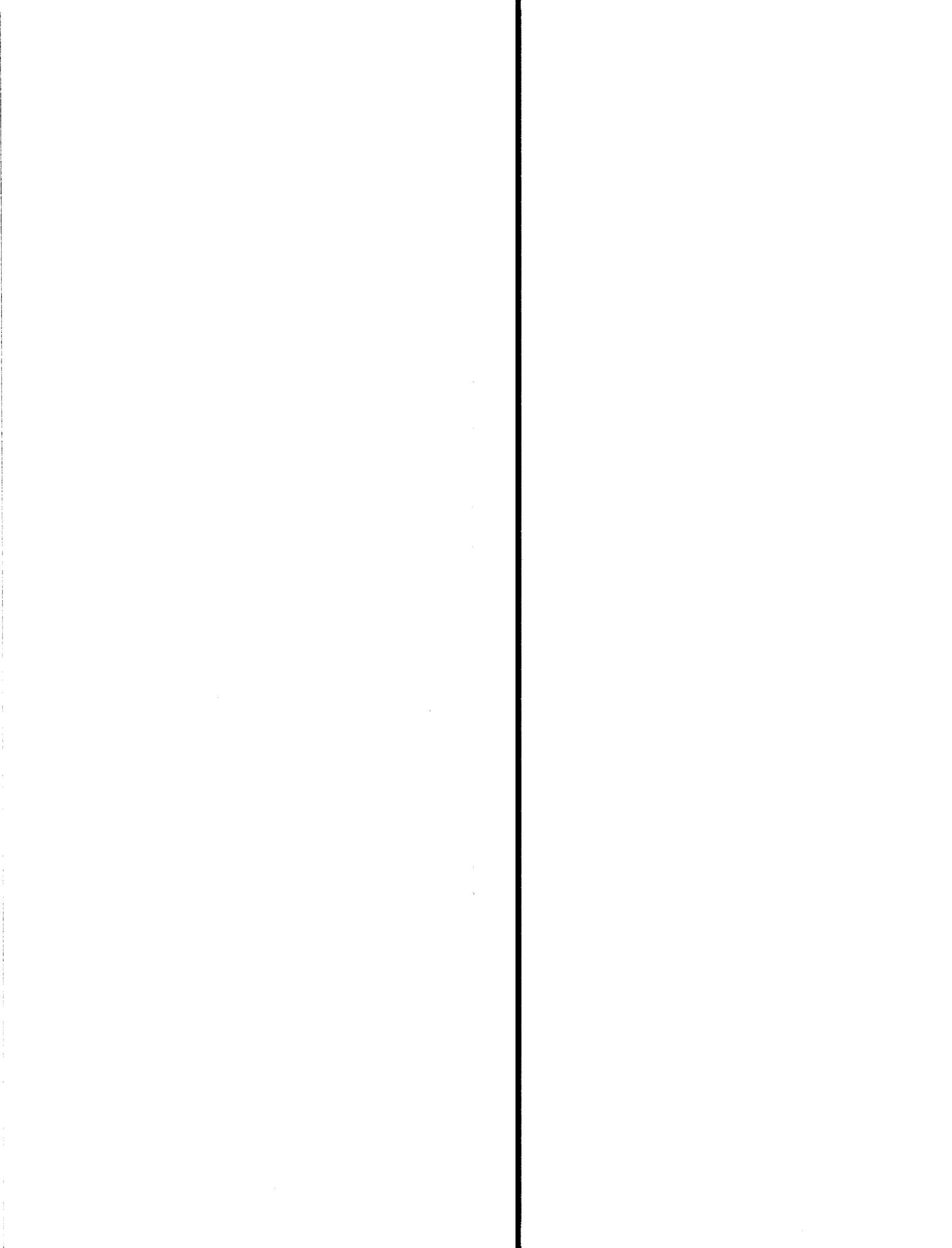
Comprobada la ausencia de riesgos anti-competitivos de un eventual levantamiento a la restricción que pesa sobre los transmisores nacionales de invertir en generación, parece pertinente preguntarse si tal medida traería, por otra parte, beneficios competitivos. Respecto de ello, se han identificado algunos que parecen relevantes, los que se resumen a continuación y se analizan en mayor profundidad, en el cuerpo del informe.

Ganancia de competencia por la habilitación de nuevos actores

Importantes empresas internacionales están impedidas de participar en generación, por haber invertido primero en transmisión (por ejemplo, Elecnor, APG, Brookfield, Canada Pension Plan Investment Board, Sempra). Cabe notar que, si ciertas generadoras y distribuidoras con propiedad cruzada (como Engie, Enel, Saesa, Abengoa) hubiesen invertido primero en transmisión, no podrían haber ingresado a generación ni distribución, donde han tenido roles clave en hacer sus respectivos mercados más modernos y competitivos.

Por otra parte, las empresas generadoras existentes deben limitar su participación en transmisión nacional, lo que elimina a actores potencialmente competitivos en la licitación de obras nuevas. Por ejemplo, las generadoras Colbún en el SIC, Engie, M. Zaldívar, M. Escondida, M. Centinela en el SING, pudieron haberse abstenido de participar en licitaciones de transmisión, por encontrarse cerca del umbral.

De la misma manera, empresas internacionales que quieren participar en el mercado eléctrico chileno se ven obligadas a escoger de forma estratégica si ingresan primero a transmisión



99
/

nacional o a generación. Algunas de éstas tienen amplia experiencia internacional en ERNC, tales como Elecnor, que participa en Chile a través de Celeo Redes¹⁰ en transmisión, y por tanto está impedida de participar en Generación y Distribución, a pesar que internacionalmente es un importante actor en energías renovables; así como Cemig¹¹, que mientras tuvo participación en el sistema nacional estaba impedida de participar en generación o distribución en Chile, pese a ser la mayor distribuidora de Brasil y una importante generadora de ERNC en ese país.

Eliminación de la ambigüedad y la contradicción existente en la regulación de propiedad cruzada:

La ley establece que las transmisoras no pueden ser generadoras, pero las generadoras sí pueden ser transmisoras. Esto conduce al sinsentido de que un mismo resultado sea admisible para inversiones realizadas en cierto orden e inadmisibles en otro. Una interpretación alternativa, lleva a una contradicción: una generadora que adquiere propiedad en transmisión, pasa a ser transmisora, y queda impedida de participar en generación, debiendo desprenderse de uno de los dos negocios.

A esto se suma la falta de claridad que existe en la regulación sobre el momento en que una empresa pasa a ser transmisora. Podría argumentarse que una empresa que gana una licitación de transmisión, no se considera transmisora hasta que construya y opere una línea. Alguien podría también plantear una interpretación en un sentido más estricto, estableciendo que una empresa pasa a ser transmisora desde el momento en que se adjudica la licitación de una obra nueva.

Solución de situaciones de incumplimiento de la ley, actuales o potenciales

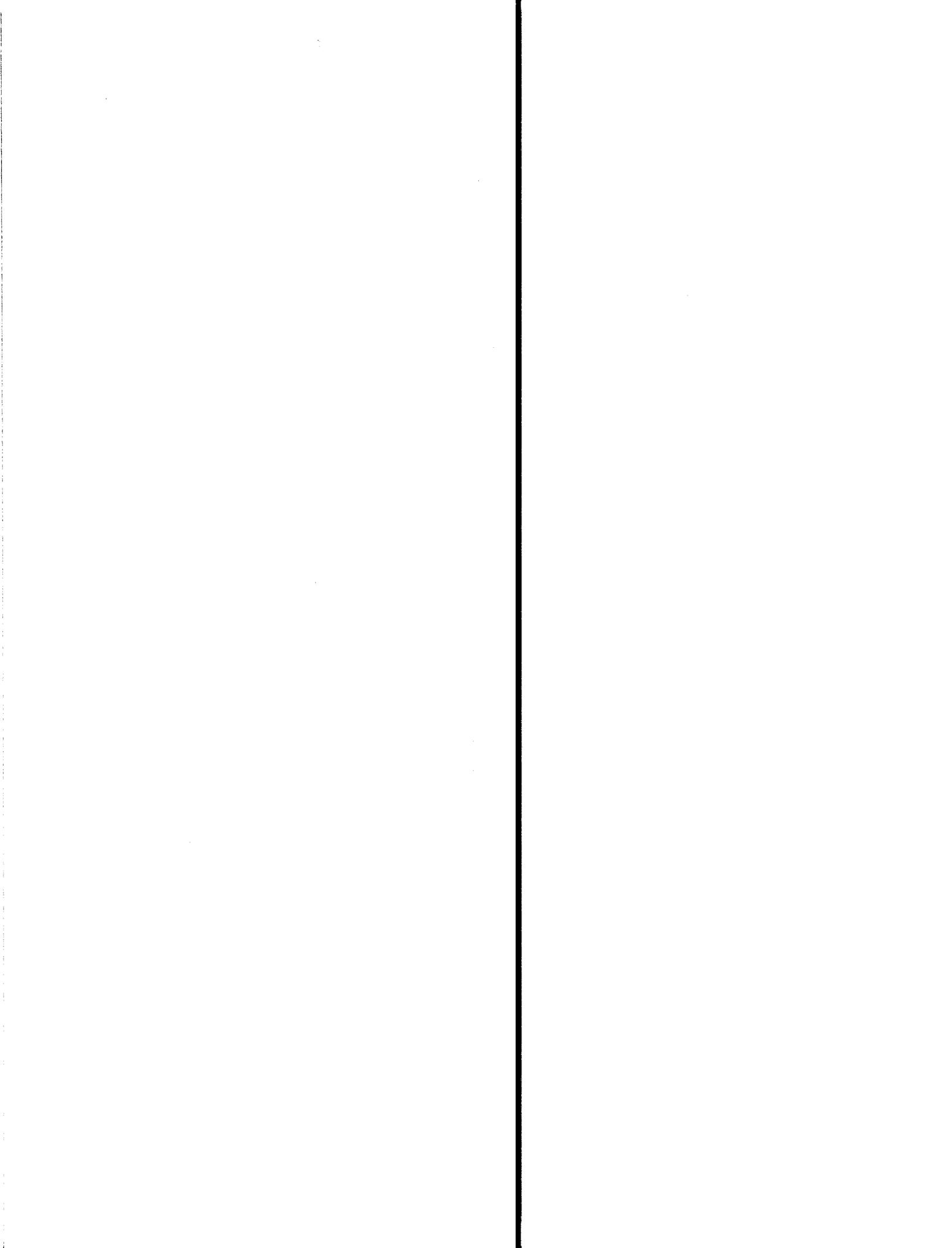
El hecho de que ciertas compañías generadoras o distribuidoras se aproximen actualmente al límite de propiedad (8% en transmisión) pone de relieve la necesidad de evaluar la medida y precisar su aplicación.

Benchmark internacional

Se ha comparado el marco regulatorio chileno con países y regiones que han regulado la transmisión eléctrica, tales como EE.UU., la Unión Europea, Brasil, Perú y Nueva Zelanda.

¹⁰ Elecnor Chile, S.A. y Celeo Redes Operación Chile S.A., en adelante Elecnor y Celeo respectivamente.

¹¹ Cemig Geração e Transmissão S.A, en adelante indistintamente Cemig.



EE.UU.

EE.UU. regula la operación de forma similar a Chile: el acceso abierto, la asignación de capacidad, las inversiones y las tarifas son supervisadas por la autoridad. La red es operada por un operador regional ("RTO") o un operador independiente ("ISO").

Con esta regulación, en EE.UU se admite la propiedad cruzada generación-transmisión. Sin embargo en Chile, con regulación incluso más estricta (en particular en tarifas), persiste una restricción a la propiedad cruzada.

Unión Europea: la regulación actual chilena sería redundante bajo sus estándares

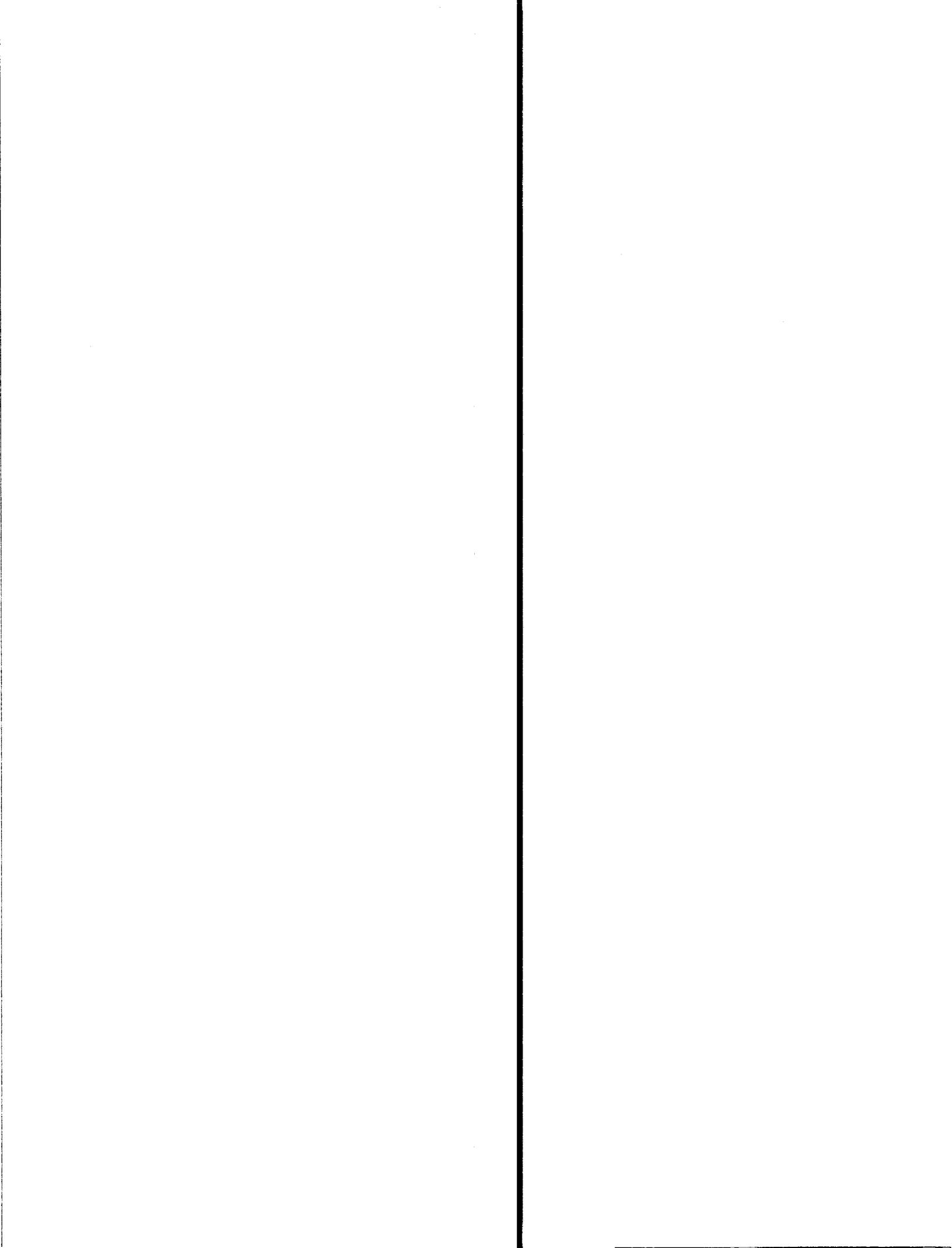
Según la Comisión Europea, en el mercado europeo en 2007, si bien el acceso no discriminatorio era obligatorio, las empresas con propiedad cruzada tenían otras formas de negar acceso, tales como incrementar los costos a rivales, limitar información esencial, asignar capacidad estratégicamente, reservar capacidad para incumbentes, invertir estratégicamente en transmisión (mecanismos imposibles de implementarse en Chile bajo la regulación actual). Dado esto, en 2009 se promulgó una reforma a la regulación del mercado eléctrico, que continúa vigente.

La regulación en la Unión Europea mantiene cierta discrecionalidad en asignación de capacidad, tarifas e inversiones, y prioriza regular la propiedad cruzada, exigiendo a los países optar entre 3 opciones de *unbundling*:

1. Desintegración completa de propiedad entre generación y transmisión
2. Operador del sistema independiente (ISO): Propiedad cruzada permitida, pero la operación de la red está a cargo de una empresa independiente.
3. Operador de transmisión independiente (ITO): Propiedad cruzada permitida. La operación de la red está a cargo de una empresa subsidiaria, altamente regulada.

Los distintos países europeos han optado por diferentes modelos de unbundling. Por ejemplo, Francia ocupa un sistema ITO, Inglaterra y España uno "desintegrado" y Escocia uno "ISO".

El caso chileno correspondería a una combinación redundante de "desintegración completa de propiedad" (salvo por el umbral de 8%) e "ISO" (el Coordinador). Esto ilustra que la restricción a la propiedad cruzada resulta innecesaria: de eliminarse, Chile quedaría en un modelo similar al "ISO" (admitido por la Unión Europea y en EE.UU).





Brasil, Perú, Nueva Zelanda

El modelo brasileño contempla operación centralizada, sin limitar la propiedad cruzada, similar a lo que sería el caso chileno sin tal restricción. Destacan los casos de Cemig y Elecnor (matriz de Celeo Redes), ambas poseedoras de activos de generación y transmisión en ese país.

En el caso peruano, existe operación centralizada y restricción a la propiedad cruzada, pero admitiendo propiedad tanto de generación a transmisión como viceversa, para empresas con participación menor al 5% en ambos sectores.

El modelo neozelandés contempla una única empresa estatal –Transpower– a cargo de la propiedad y de la operación, mantenimiento y desarrollo de la red, sin participación en generación, con tarifas reguladas, y con planificación a cargo de la autoridad central.

Síntesis de la revisión de países

En conclusión, se pueden identificar tres esquemas regulatorios en los países analizados:

- Operador es dueño de los activos de transmisión, se limita propiedad cruzada: España, Reino Unido, Nueva Zelanda
- Operador independiente, se permite propiedad cruzada: EE.UU, Alemania, Francia
- Operador independiente, se limita propiedad cruzada: Perú, Chile

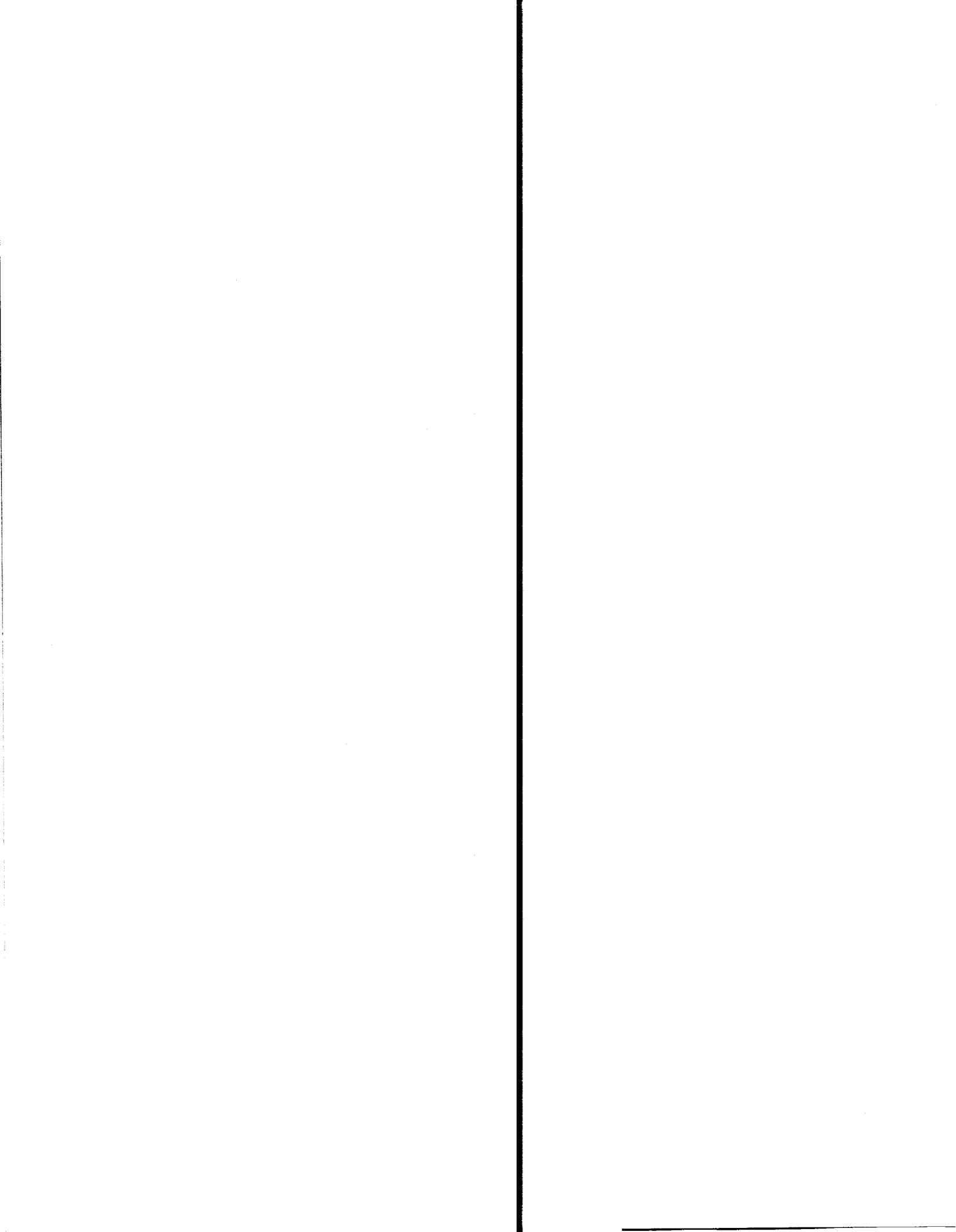
Chile posee un esquema muy singular, siendo el más cercano aquel de Perú (aunque éste sí admite propiedad cruzada generación-transmisión en ambos sentidos, bajo cierto umbral).

Revisión de literatura

Resumen de las ventajas y desventajas identificadas en la literatura

Los autores analizados distinguen un conjunto de ventajas relacionadas con la propiedad cruzada: aprovechar economías de ámbito, menores costos de negociación, mejor coordinación entre inversiones de generación y transmisión, estimular la inversión en capacidad producto de la entrada de nuevas firmas. Por otra parte, identifican también ciertas desventajas: dificultar la entrada de nuevos generadores, generar incentivos a discriminación no basada en precios, aumentar asimetrías de información, desacelerar inversiones en interconexiones, menor seguridad de suministro por menor inversión.

En el caso de Chile, podrían aprovecharse las ventajas relacionadas con mayor inversión en capacidad y nuevos competidores. La eliminación de la restricción a la propiedad cruzada permitiría la entrada de nuevos actores a los sectores de transmisión y generación, aumentando la competencia. Ciertas ventajas operacionales, como la mejor coordinación entre actores, no son aplicables, dado que el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

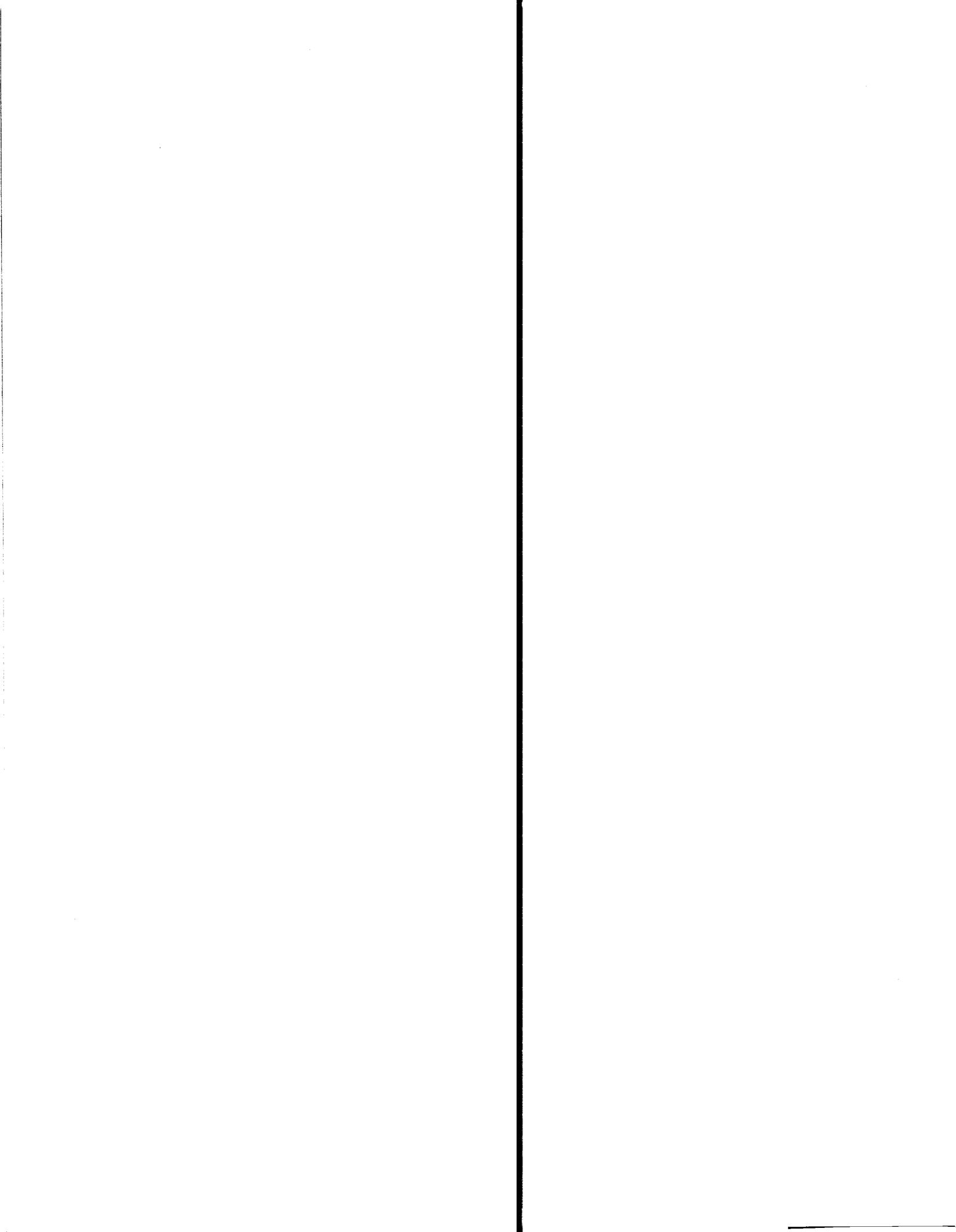


102
✓



("Coordinador" o "Coordinador Eléctrico") determina la operación y el regulador, conjuntamente con el Coordinador, determinan la expansión de capacidad.

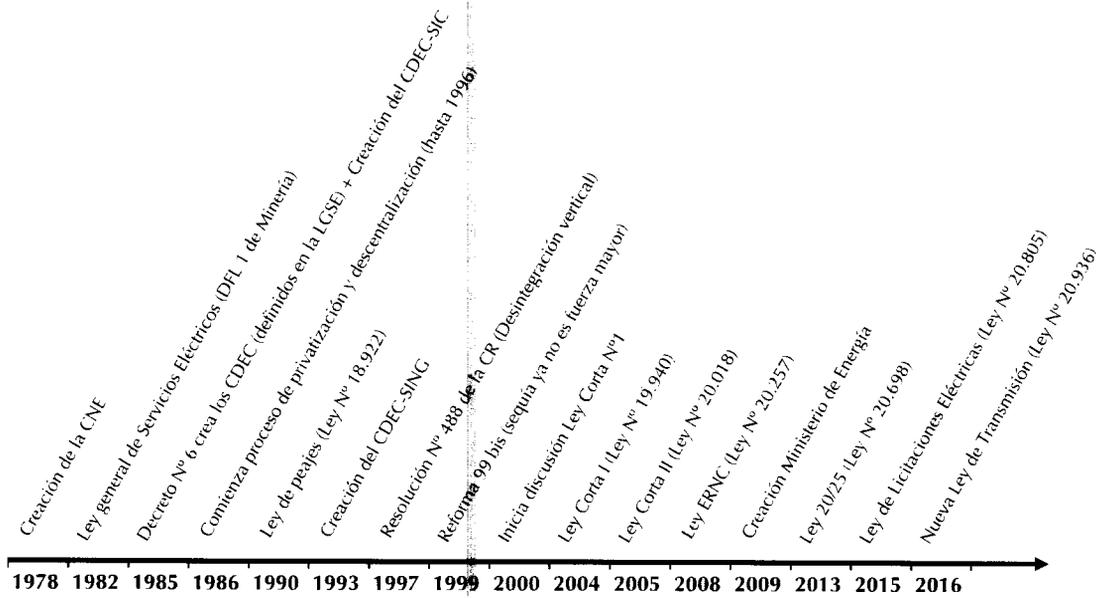
Ninguna de las consecuencias negativas que identifican los autores analizados puede darse en el caso de que se levante la restricción a la propiedad cruzada en Chile, en mérito del marco riguroso y exhaustivo regulatorio vigente.



3 Historia de la regulación del sistema de transmisión en Chile

La reforma eléctrica en Chile en el período comprendido entre los años 1978 y 1982, liberalizó el mercado eléctrico y fomentó la competencia donde fuera posible. Sin embargo, la Ley General de Servicios Eléctricos del año 1982 dejó algunos vacíos regulatorios en el sector de transmisión, los cuales han sido subsanados en los años siguientes. La Figura 1, a continuación, detalla los principales cambios regulatorios del mercado eléctrico desde 1978 a 2016.

Figura 1: Línea de tiempo regulación del sistema de transmisión en Chile



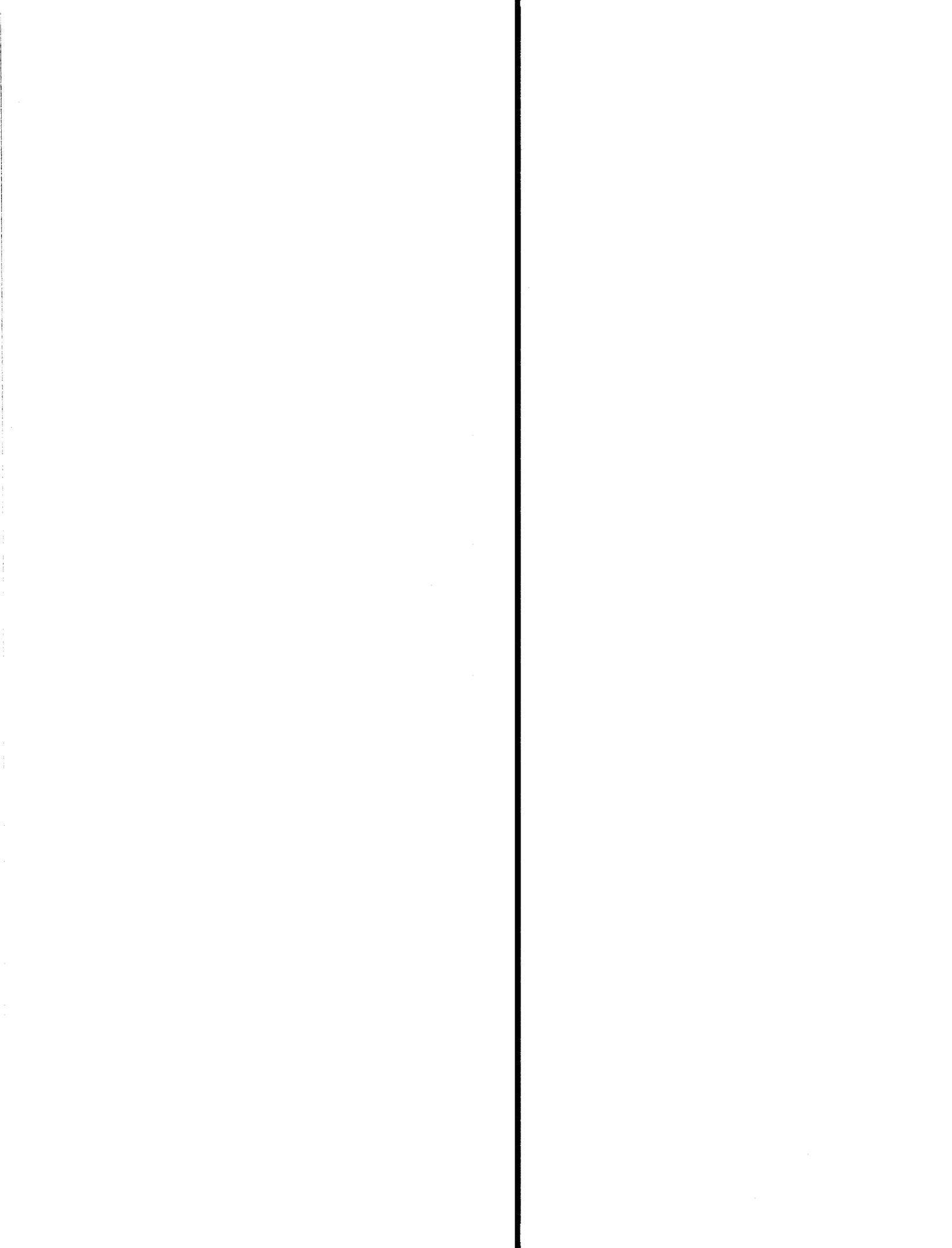
Fuente: Elaboración GBA.

A continuación se analizan los principales hitos de la regulación de transmisión en Chile.

3.1 Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 y Ley de Peajes de 1990

En el año 1990, se impulsó una de las primeras medidas, esta fue la Ley de Peajes (Ley N° 18.922), la cual complementó la LGSE, introduciendo el concepto de peajes por transmisión y definiendo sus condiciones generales. Esto se debe a que en la LGSE de 1982 no se consideraba la transmisión como servicio público y el acceso era negociado entre el interesado y el propietario.

La Tabla 1 detalla los principales aspectos de la LGSE de 1982 y la Ley de Peajes de 1990, en relación a transmisión.



604

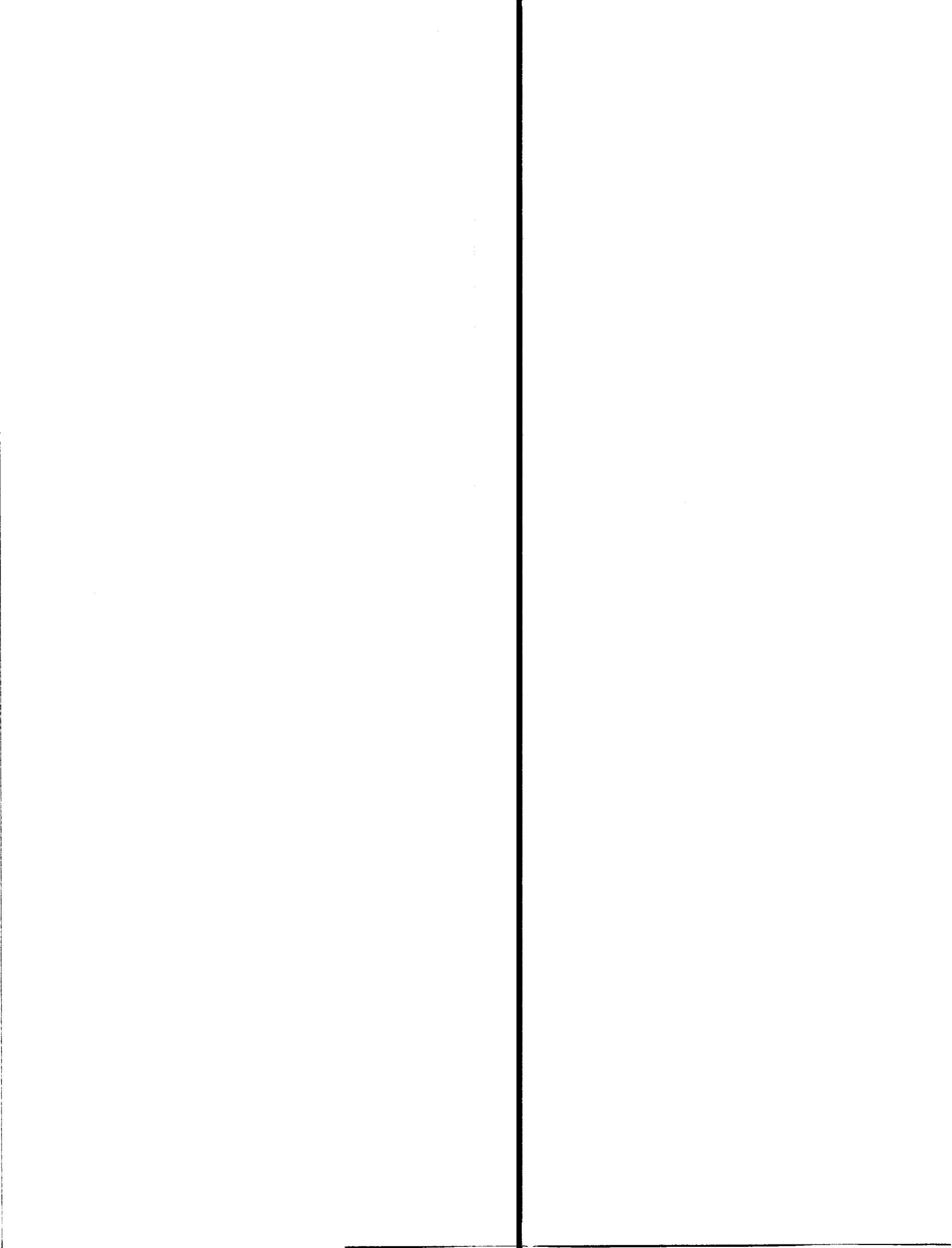
Tabla 1: Principales aspectos de la LGSE de 1982 + la Ley de Peajes de 1990

Aspecto	Descripción principales regulaciones
Organización del sector de transmisión	<ul style="list-style-type: none"> La transmisión se consideraba como parte de la generación para la fijación de precios, y como parte del conjunto de líneas eléctricas, sin diferenciarlas de distribución, para efectos de acceso (Art. 96 y Art. 51, LGSE en su versión de 1999).
Acceso	<ul style="list-style-type: none"> La transmisión no era considerada servicio público. (Art. 8 LGSE). No obstante, era obligatorio conectar a las líneas eléctricas a los generadores que lo soliciten, sólo en caso de que las líneas hagan uso de bienes nacionales, vías públicas o servidumbres derivadas de concesiones. (Art. 50, 51 LGSE de 1999). A partir de 1990, se agregó que debía cumplirse un estándar de seguridad (que la ley no definía) y existir capacidad disponible (que evaluaba el transmisor), lo que dejaba margen para discrecionalidad.
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> La ley establecía los conceptos básicos que debía incluir el transmisor en su cobro a un tercero (ingreso tarifario, peajes básicos y adicionales). La ley entregaba un marco general para los cobros, los que tenían que incluir una componente de capital y otra de O&M. La tarifa debía ser calculada por el propio transmisor, quien debía publicar su metodología y actualizarla cada máximo 5 años (incluyendo los valores nuevos de reemplazo y los costos de operación y mantención). (Art. 51° E, F). No obstante, la ley no establecía los valores que debían usarse, de modo que se generaban discrepancias entre usuarios y la transmisora en torno a éstos. La ley contemplaba también negociaciones bilaterales entre transmisores y generadores y, en caso de no existir acuerdo, una instancia arbitral, que fallaría en definitiva sobre los valores a pagar.
Expansiones	<ul style="list-style-type: none"> No reguladas. La inversión en transmisión dependía de la iniciativa privada.
Institucionalidad	<ul style="list-style-type: none"> Las instituciones existentes –CNE, CDEC, SEC– no tenían mayor incidencia en la asignación de capacidad

En el año 1997, la Comisión Resolutiva –organismo predecesor del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia– dictó instrucciones de carácter general, que instaban a Transelec a convertirse en sociedad anónima abierta y resolver ambigüedades en condiciones de acceso y tarifas, tras un requerimiento de la Fiscalía Nacional Económica que apuntaba a que Endesa, Chilectra y Transelec “descentralicen las actividades de generación, transmisión y distribución (...) mediante la creación de empresas con patrimonios independientes y administración separada”.

Como señaló la Resolución N°488 de la Comisión Resolutiva¹² (“Resolución N° 488”), hasta entonces existía la noción de que la integración entre los distintos segmentos (vertical y horizontal) era la forma más eficiente de organizar estas actividades. Precisamente, la

¹² Dictada el 11 de junio de 1997.



105



Comisión Resolutiva señaló que la estructura de propiedad de las empresa en cuestión no era “un factor relevante y determinante que, por sí solo, afecte la competencia, o que tienda a ello, en tanto se asegure en la legislación libre entrada a la actividad y condiciones homogéneas para todos los participantes respecto a los segmentos todavía no competitivos del mercado”.

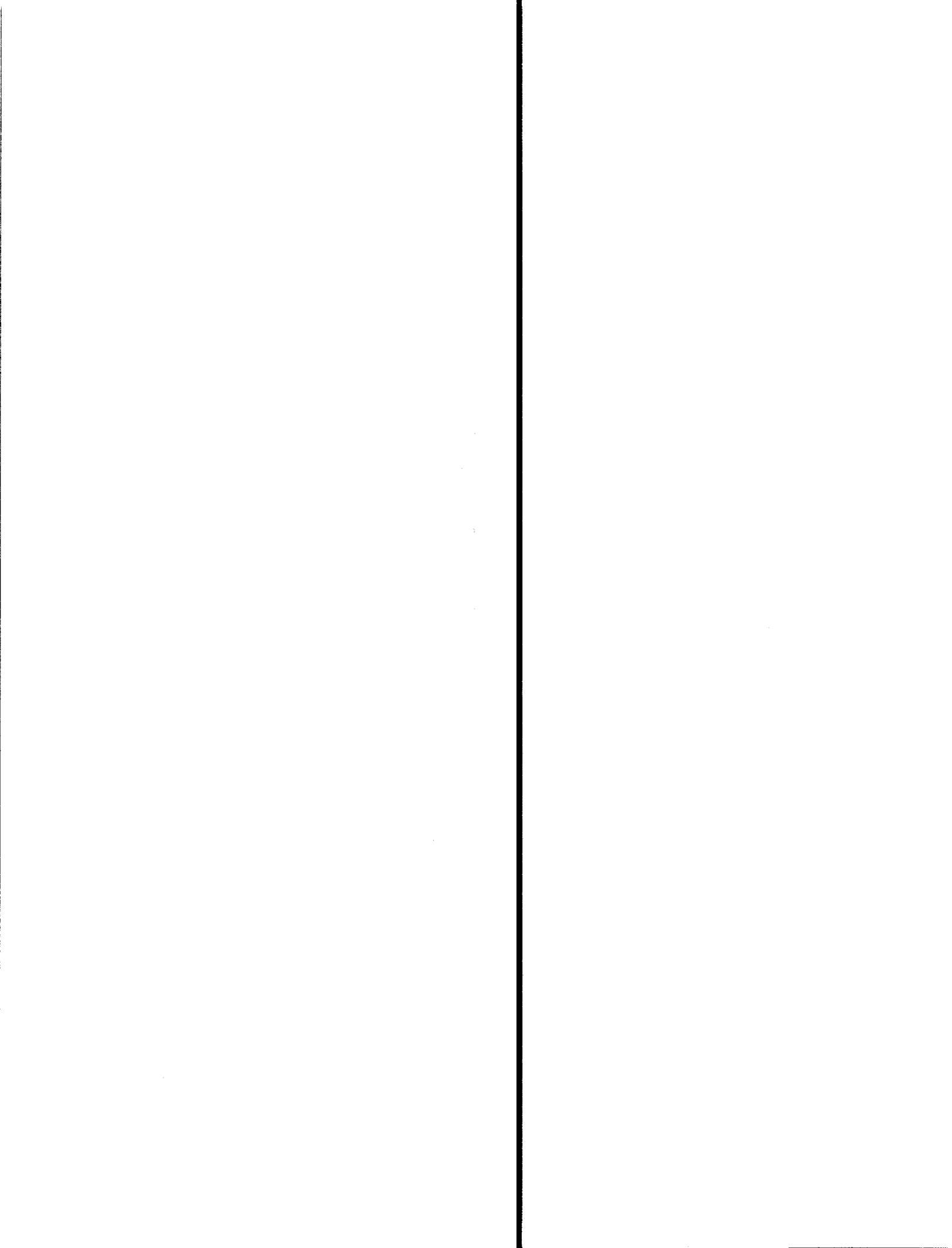
Si bien no dio lugar a la demanda del fiscal, la Comisión Resolutiva formuló instrucciones de carácter general para el mercado de electricidad a través de la Resolución N° 488. Éstas se resumen a continuación:

- Necesidad de resolver ambigüedades legales existentes en el uso, tarifas y peajes de las redes de transmisión y distribución en la Ley Eléctrica (promulgación del reglamento).
- Obligación de Transelec de transformarse en propietaria de los activos de transmisión eléctrica y constituirse como sociedad anónima abierta con giro exclusivo, o al igual que cualquier otra empresa que entre a la actividad de transmisión eléctrica en el futuro
- Obligación de Transelec de abrir la participación accionaria a terceros, dada la falta de un procedimiento que asegurara el crecimiento de la red nacional (entonces “sistema de transmisión troncal”).
- Además, instruyó que se debían hacer públicas las licitaciones de los contratos de abastecimiento de energía y potencia de las empresa distribuidoras, éstas debían tener condiciones objetivas y no discriminatorias, y transferir a los consumidores las menores tarifas.

Posteriormente, el reglamento de la LGSE (Decreto 327 del Ministerio de Minería, publicado en el año 1998), recogió las instrucciones de la Comisión Resolutiva y aclaró algunas de las ambigüedades legales, principalmente en lo respectiva a acceso a transmisión.

Dicho reglamento aclaró el cálculo de capacidad para el acceso a líneas de transmisión, en particular en los siguientes aspectos:

- En caso de que el propietario informe que no existe capacidad disponible, deberá también informar las obras que el interesado debería efectuar para ampliar la capacidad.
- No se considerará que el interesado hace donación del valor de las obras de ampliación, salvo acuerdo de lo contrario.
- El informe de capacidad del propietario (sólo para caso de transmisión) debería respaldarse con un informe del Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”) correspondiente, e informar la capacidad física efectivamente usada a la fecha del informe.



106

Además, estableció que un "Comité de Expertos" convocado por el CDEC, resolvería las materias de discrepancia en el directorio de la misma institución (el cual, entonces, estaba formado por un representante de cada una de las empresas generadoras que integraban el CDEC).

Asimismo, modificó la estructura del CDEC, creando una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes, así como un centro de Despacho de Carga dependiente de la Dirección de Operación.

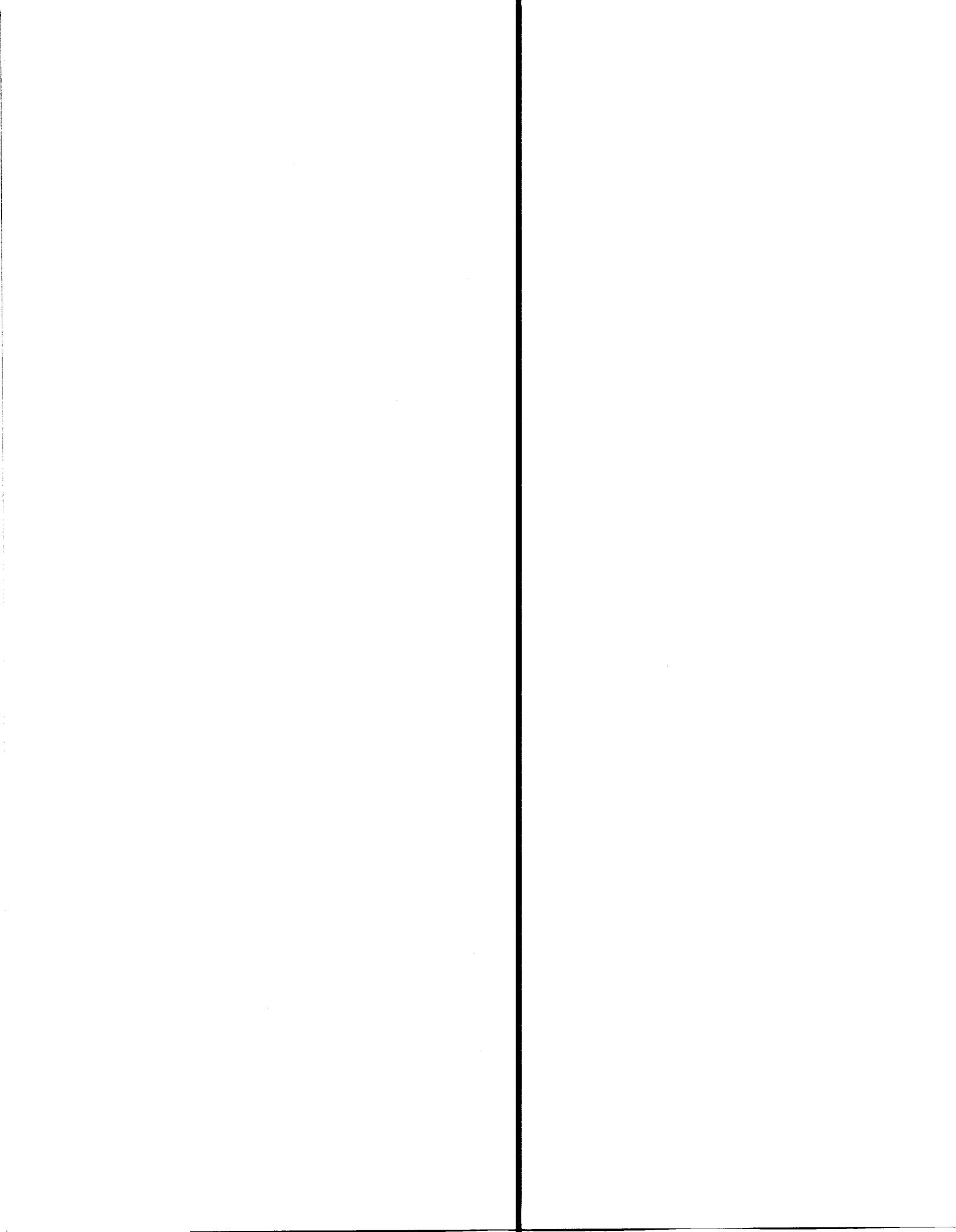
En paralelo, durante el mismo año, una nueva resolución de la Comisión Resolutiva instó al gobierno a regular las tarifas de servicios relacionados al suministro de energía eléctrica, entre los que se cuenta la transmisión. De esta manera, el 28 de octubre de 1998, mediante la Resolución N°531, la Comisión Resolutiva dispuso que el gobierno debía presentar un proyecto de ley para que ciertos "servicios relacionados al suministro de energía eléctrica" que "no se prestan en condiciones suficientes de competencia, puedan ser objeto de una eventual fijación de tarifas por parte de la autoridad".

Durante el siguiente año, en 1999, Endesa vendió Transelec a la empresa eléctrica canadiense Hydroquébec. Sin embargo, los problemas por negociación bilateral y arbitrajes de tarifas continúan. En particular, las disputas arbitrales por tarifas continuaron (por ejemplo, hubo disputas con Endesa en el año 2003 y Guacolda¹³ en el año 2004, de acuerdo con los estados financieros ("EE.FF") de Transelec).

De igual manera, algunos acuerdos de peajes, bajo este sistema, tendían a ser por períodos de cinco años, muy inferior a la vida útil de un activo de transmisión, la que ronda de 30 a 50 años. Esto le generaba una incertidumbre al transmisor en cuanto a ingresos, la que le impedía tomar decisiones de inversión en nuevas líneas y subestaciones, con lo que se llegó a la paralización de nuevas inversiones en el segmento de transmisión nacional¹⁴.

¹³ Empresa Eléctrica Guacolda S.A., en adelante Guacolda.

¹⁴ "(...) De esta manera, el presente proyecto de ley incluye disposiciones relacionadas con los siguientes objetivos fundamentales: Reactivar las inversiones en transmisión, cuya postergación representa cuellos de botella relevantes para el suministro eléctrico en diversos puntos de los sistemas, afectando la calidad y los costos para los consumidores, y viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes, SIC y SING. (...)." - Historia de la Ley Corta 1, Mensaje Presidencial con el que se inicia proyecto de Ley Corta 1 (6 de mayo de 2002). Subrayado agregado



LO7



3.2 Ley Corta I - 2004

En este contexto, en el año 2000 comenzó a tramitarse un cambio a la regulación del mercado eléctrico incluyendo un esquema de pago por la transmisión y los mecanismos de expansión del sistema.

Entre los años 2000 y 2002 hubo algunos proyectos de ley fallidos de regulación al mercado eléctrico. Estos se exponen brevemente a continuación:

- 25 de enero de 2000: Propuesta de Bases de Reforma del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Chileno.
- 13 de septiembre de 2000: Anteproyecto Ley General de Servicios Eléctricos.
- Noviembre de 2001 (aprox.): Versión 1 Ley Corta.

Luego, entre los años 2002 y 2004 se tramitó la Ley Corta I (Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicada el 13 de marzo en 2004). Esta Ley estableció importantes reformas al marco institucional en transmisión. En particular, limitó la participación cruzada entre distintos segmentos del mercado eléctrico a través del actual Art. 7 de la LGSE. A continuación se detallan sus principales aspectos:

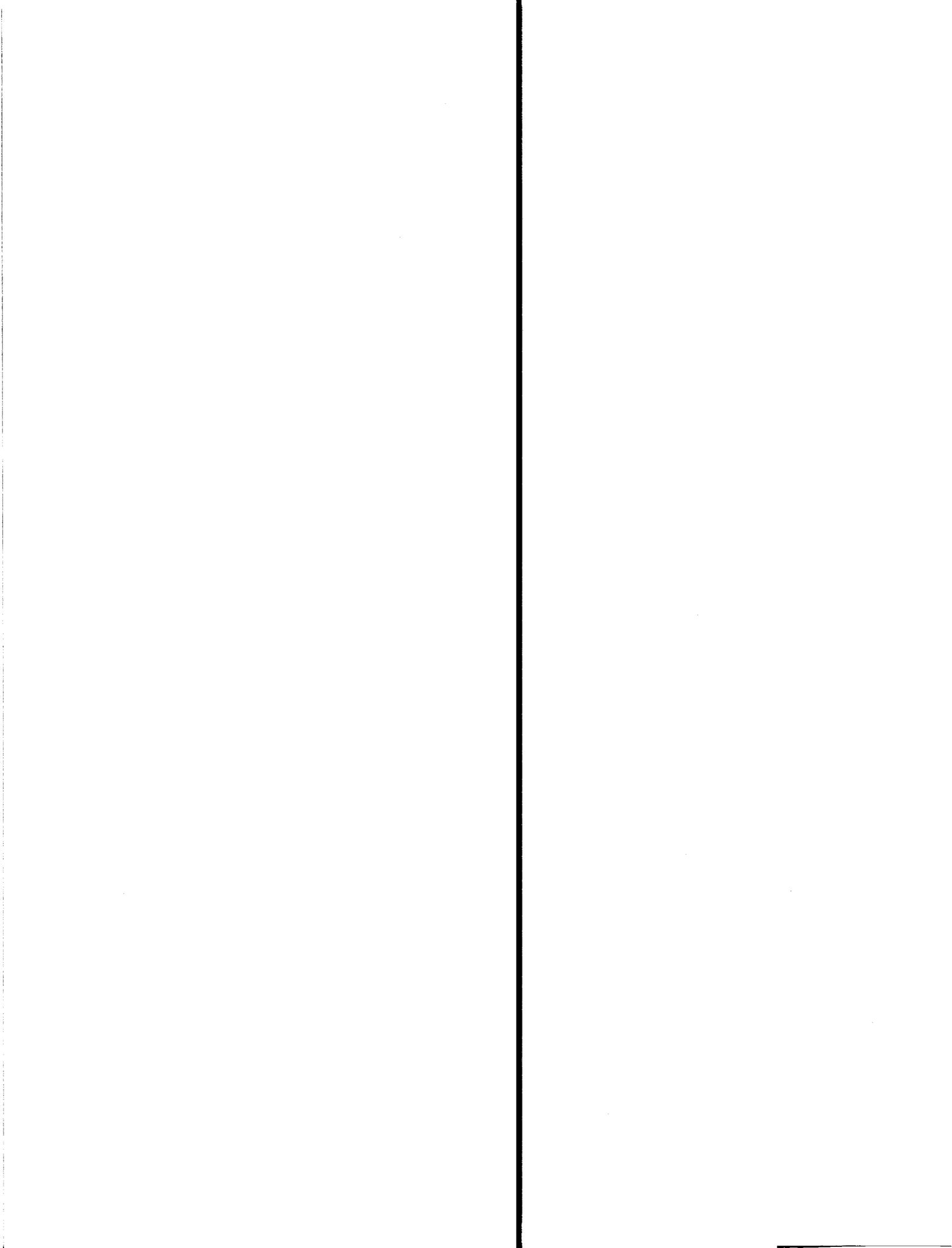
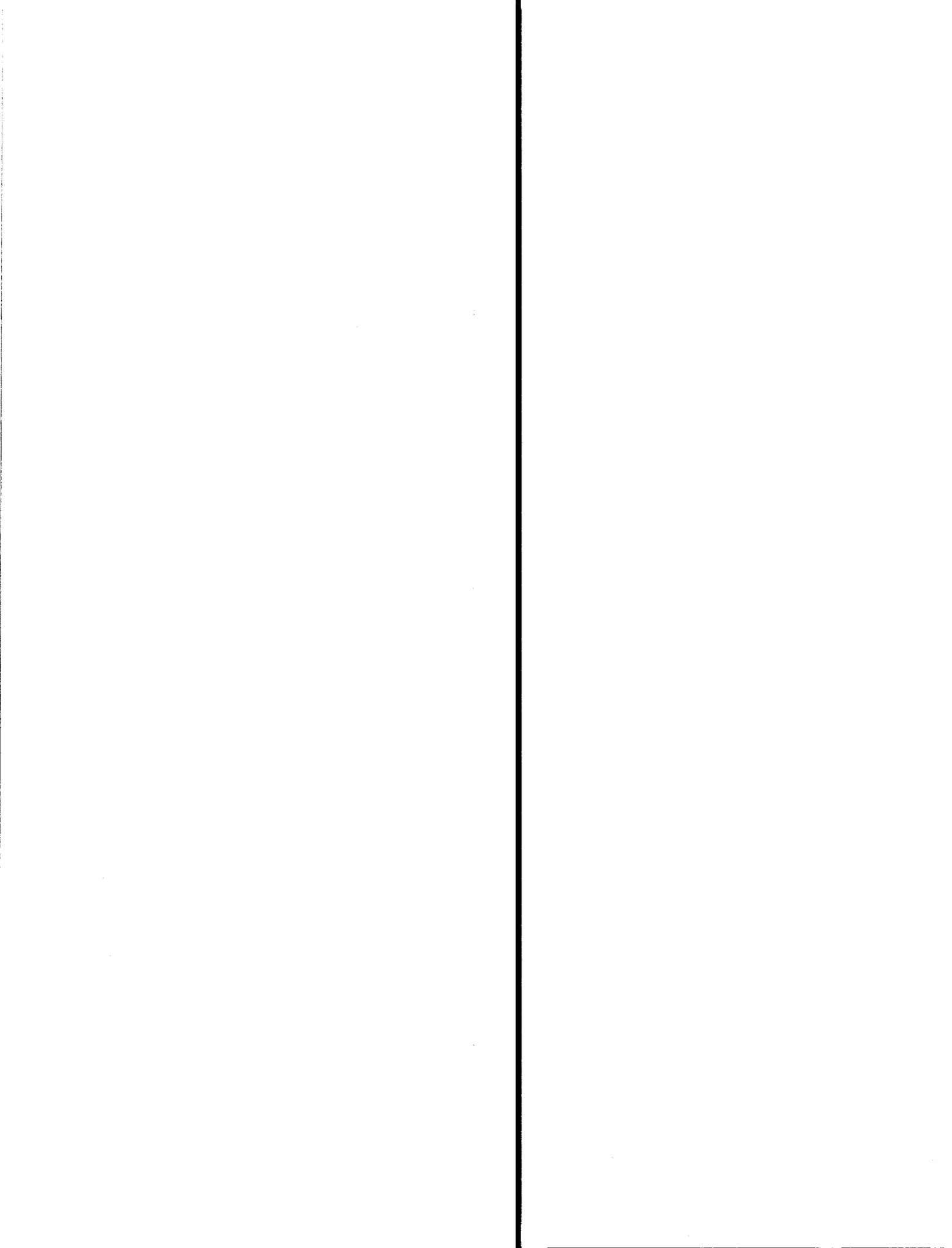


Tabla 2: Principales aspectos de la Ley 19.940 ("Ley Corta I")

Aspecto	Descripción principal s regulaciones
Organización del sector de transmisión	<ul style="list-style-type: none"> Dividió la transmisión eléctrica en 3 segmentos: troncal (igual o superior a 220 kV y con flujos bidireccionales relevantes), sub-transmisión (inferior a 220 kV) y adicional (líneas de inyección o de retiro dedicadas). Dividió la expansión de la transmisión troncal en dos clases: las obras nuevas y las ampliaciones. Restringió la participación cruzada entre distintos segmentos de la cadena de valor de electricidad (Artículo 7).
Acceso	<ul style="list-style-type: none"> Definió el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión como servicio público eléctrico concesionado, de acceso abierto y no discriminatorio. El transmisor tiene obligación de servicio.
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> Estableció regulación de precios (peajes) para transmisión troncal y sub-transmisión, en virtud de la doctrina general chilena de tarificación de monopolios naturales y a través de procesos normados y participativos; los precios serían fijados en procesos cuadrienes y los estudios serían supervisados por un comité en el que participarían los distintos actores de la industria (en el caso de la transmisión troncal estos estudios cuadrienes pasaron a llamarse Estudio de Transmisión Troncal (en adelante "ETT"). Libera de costos de transmisión troncal a generadores <9MW. Asigna el costo de transmisión troncal (en su fracción a clientes regulados) en un 80% a los generadores y en un 20% al cliente final dentro del Área de Influencia Común (en adelante "AIC"), y en función de la dirección de flujo fuera de ésta (si el flujo de energía va hacia el AIC lo pagarán los generadores, si va hacia fuera del AIC lo pagará la demanda).
Inversiones	<ul style="list-style-type: none"> La expansión ya no sería facultativa de las empresas. Sería decidida en el marco de los ETT y revisada anualmente por la CNE previa recomendación de los respectivos CDEC (actualmente revisado por la CNE previa recomendación del Coordinador Eléctrico). Obra nueva: serían licitadas internacionalmente y adjudicadas a menor precio. Ampliaciones: deberían ser ejecutadas por los propietarios de las líneas beneficiadas con las mismas, a través de procesos de licitación de contratos de diseño y construcción con terceros.
Institucionalidad	<ul style="list-style-type: none"> Creó el Panel de Expertos del Sector Eléctrico que sería el cuerpo técnico independiente que dirimiría los conflictos surgidos entre actores del sistema así como entre empresas y la autoridad reguladora (la CNE). Los miembros del Panel de Expertos serían nombrados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, cuyos miembros a su vez son nombrados por el Banco Central, un ente autónomo del Estado de Chile.

3.2.1 Restricción a la propiedad cruzada - Artículo 7° de la LGSE

El Artículo N° 7 de la LGSE, aprobado como parte de la Ley Corta I, establece que los transmisores nacionales no pueden participar en generación o distribución, y que, por su parte, los distribuidores, generadores y usuarios no regulados sólo pueden participar en hasta en un 8% del sistema de transmisión nacional.



109

Un extracto del Artículo 7° de la LGSE se presenta a continuación:

Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

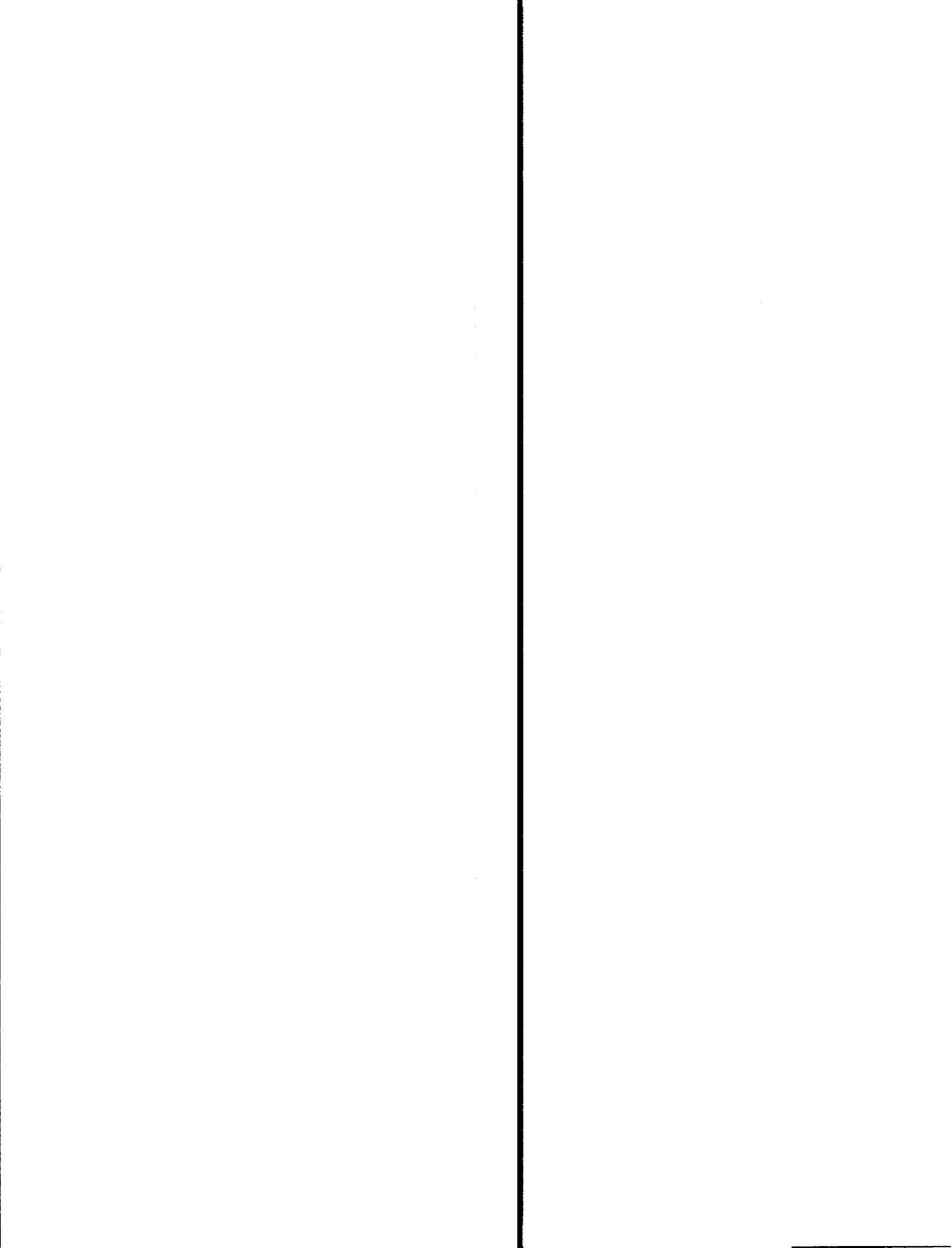
El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras. [...].

Art. 7° LGSE (extracto). Subrayado agregado.

Este artículo se puede resumir en los siguientes cinco aspectos:

1. Transmisión nacional y zonal es servicio público.
2. Transmisoras nacionales deben ser S.A. abiertas con giro único.
3. Transmisoras nacionales no pueden tener actividades en generación o distribución.
4. Generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados no pueden tener individualmente más del 8% de participación (directa o indirecta) en transmisión nacional.
5. El total de propiedad de generadoras, distribuidoras y usuarios no regulados en transmisión nacional no puede exceder el 40% de la inversión total del sistema nacional.



MO
—

3.2.2 Antecedentes y discusión legislativa – la transmisión como “facilidad esencial” antes de la Ley Corta I

A la fecha de promulgación de la Ley Corta I (año 2004), el único generador con presencia en transmisión nacional era Cuacolda, con aprox. un 3% de las líneas. (Véase Sección 4.1, referente a Generación).

Al tramitarse la Ley, se estimó necesario evitar la inversión cruzada desde transmisión nacional a generación, aduciendo que quien controlara los medios de transmisión nacional podría extender su poder de dominio aguas abajo hacia el segmento de generación por la vía de:

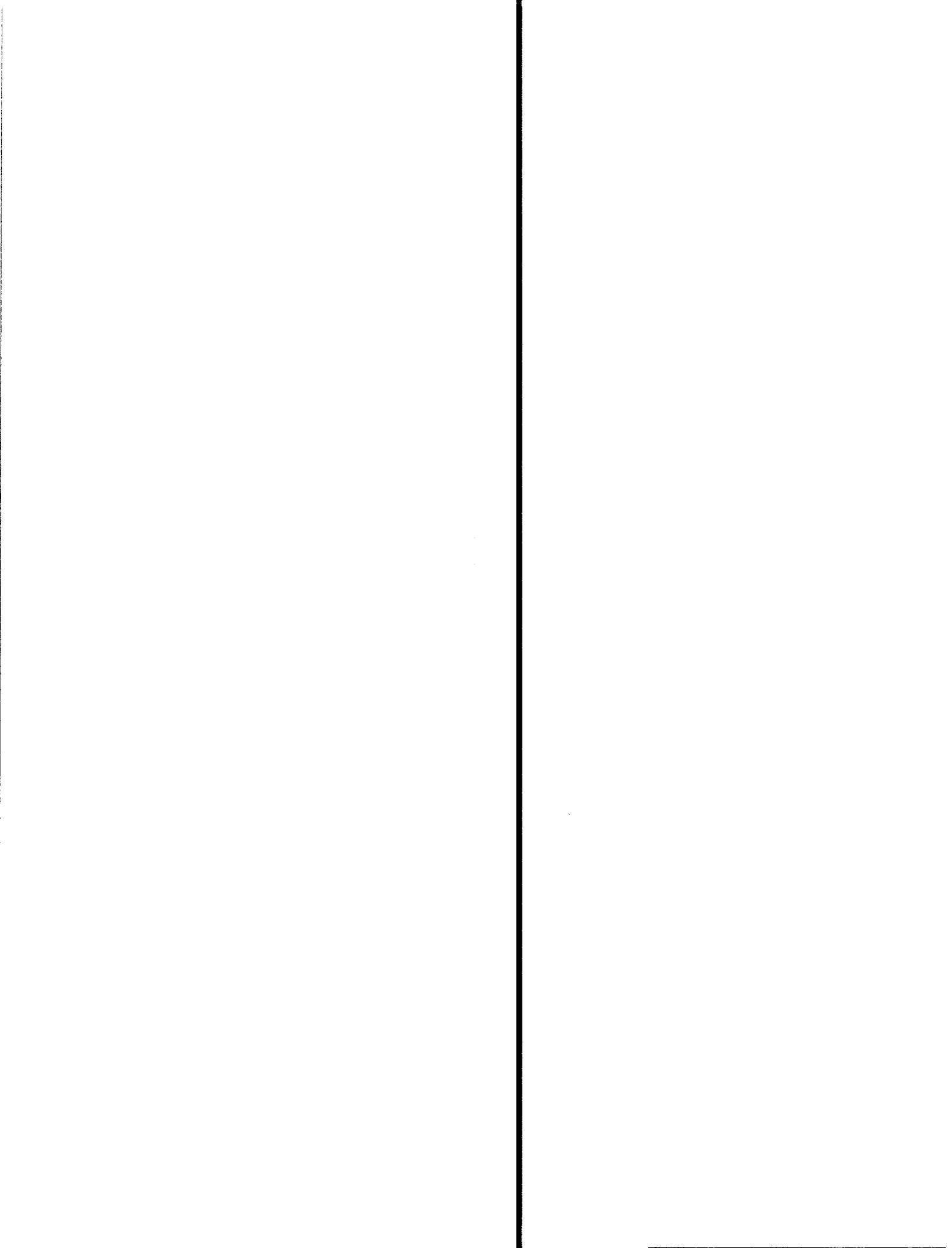
- Fijar precios excesivos o abusivos en el uso de los sistemas de transmisión;
- Denegar arbitrariamente el acceso a los medios de transmisión, ya sea aduciendo falta de capacidad o bien reservando capacidad a favor de sus propios activos de generación;
- Demorar, entorpecer o dificultar la tramitación de conexiones de terceros generadores a las instalaciones de transmisión; y
- Demorar o diferir las nuevas inversiones de transmisión (i.e. la expansión del sistema) con el objeto de afectar al alza los precios de generación y así beneficiar a sus propios activos en ese segmento.

Esta prohibición nació de la situación de mercado previa a la separación de Transelec, en la cual la principal generadora del país – Endesa - era a la vez la principal transmisora nacional y controlaba asimismo la mayor distribuidora de electricidad. Bajo dicha estructura, el regulador estimaba que Endesa no era un árbitro imparcial en el otorgamiento de acceso competitivo de terceros generadores a los medios de transmisión nacional de que era titular.

Cabe destacar que durante la tramitación de la Ley Corta I, el Ministro de Economía de la época, Jorge Rodríguez, destacó la calidad de “facilidad esencial” de la transmisión, que motivaba la voluntad de limitar la propiedad cruzada entre segmentos. A continuación se cita parte de su intervención:

[...]la no discriminación en el uso de la red es una condición esencial para que el mercado de energía eléctrica funcione en forma eficiente, por lo que, con miras a este requisito, la iniciativa legal establece el principio de acceso abierto universal, impidiendo de esa forma que un transportista pueda limitar el uso de su red de forma discriminatoria. [...].

[...]la teoría económica es clara en reconocer la inconveniencia de que la propiedad de los sistemas de transmisión principales (**facilidad esencial**) esté en mano de empresas relacionadas con las que operan en suministro y comercialización de energía, ya que se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento para impedir la libre competencia [...], el Ejecutivo, en pro de garantizar



la libre competencia en este sector, insistirá ante esta Comisión con su propuesta original, tendiente a establecer límites a la integración vertical de las empresas operadoras de los sistemas principales de transporte.

Jorge Rodríguez, Ex Ministro de Economía. Comentario sobre la tramitación de la Ley Corta I, 15 de diciembre de 2003. Subrayado agregado.

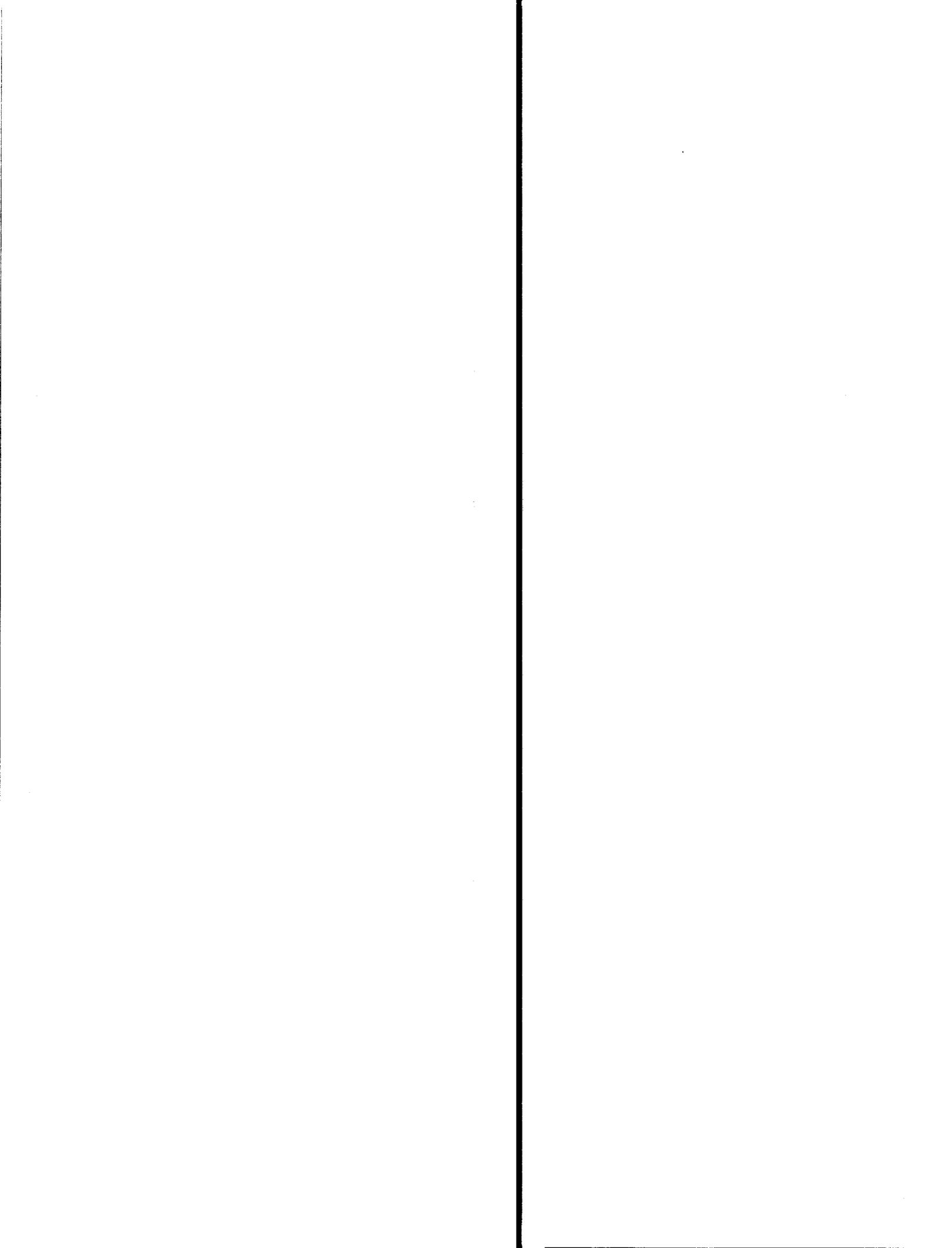
3.3 Nueva Ley de Transmisión Eléctrica - 2016

Desde entonces, se ha seguido perfeccionando la Ley General de Servicios Eléctricos. El cambio más reciente y significativo es la Ley N° 20.936¹⁵ (“Nueva Ley de Transmisión Eléctrica”). Sus principales aspectos se destacan en la Tabla 3:

Tabla 3: Principales aspectos de la Ley 20.936 (“Nueva Ley de Transmisión”)

Aspecto	Descripción principal de regulaciones
Organización del sector de transmisión	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Redefine los segmentos del sistema (nacional, zonal y dedicado). ▪ Incorpora el concepto de “Polos de desarrollo” donde existe gran potencial de generación de energías renovables aún por desarrollar.
Acceso	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Define acceso abierto, eliminando ambigüedades (por ejemplo, instalaciones / espacios físicos). ▪ <u>Asigna al Coordinador el rol de garantizar el acceso abierto.</u> El Coordinador llevará el proceso de conexión de instalaciones, siendo la empresa transmisora quien facilite las instalaciones e información. ▪ <u>Corresponde al Coordinador la determinación de puntos de conexión y la asignación de capacidad a generadores, quienes deben solicitar al Coordinador informes de capacidad de transmisión disponible antes de conectarse al sistema.</u> ▪ Incorpora acceso abierto no discriminatorio a sistemas dedicados (adicionales), dentro de las restricciones técnicas y económicas establecidas por la ley (sin afectar el destino original, pero aprovechando las holguras que existan). ▪ Mejora los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema, promoviendo esquemas que incentiven su cumplimiento y compensen a los usuarios frente a indisponibilidades.
Asignación de capacidad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se otorga como facultad privativa del Coordinador del Sistema autorizar las conexiones a los sistemas de transmisión. ▪ <u>Define como atribución del Coordinador determinar fundadamente la capacidad técnica disponible en los sistemas de transmisión dedicados.</u> ▪ Define como función del Coordinador garantizar el acceso abierto no discriminatorio a las instalaciones de transmisión.
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Modifica el mecanismo de cálculo de la tasa de rentabilidad de la actividad (se pasa de una tasa calculada antes de impuesto a una después de impuesto, con un rango variable).

¹⁵ Que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, publicada en el Diario Oficial de 20 de julio de 2016.



Aspecto	Descripción principal regulaciones
	<ul style="list-style-type: none"> Reasigna el pago del servicio de transmisión, asignándolo directamente a los clientes finales (no obstante, contempla un artículo transitorio para definir el régimen de recaudación, pago y transmisión entre 2019 y 2034, para evitar modificar el pago por transporte de los actuales contratos de suministro). Fija cargos de uso para instalaciones dedicadas.
Inversiones	<ul style="list-style-type: none"> Incorpora al Estado en la definición de los trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión, especialmente en aquellos de interés público. Incorpora un sistema de planificación periódica de la transmisión (Planificación Energética de Largo Plazo), con una perspectiva de largo plazo, por parte del Estado, que se realiza cada 5 años. Establece que la CNE puede considerar los "Polos de desarrollo" para la planificación de nuevas líneas de transmisión.
Institucionalidad	<ul style="list-style-type: none"> Introduce un nuevo y único coordinador del sistema eléctrico independiente de los actores del sistema, en reemplazo de los antiguos CDEC. Es un organismo independiente, con patrimonio propio y sujeto a obligaciones de transparencia. <u>Si bien el Coordinador Eléctrico es el continuador jurídico de los CDEC, cumple un rol mucho más activo en la industria y en el monitoreo de la competencia en el mercado.</u> La elección de los directores ya no es realizada por las empresas, sino por el Comité de Nombramiento, reforzando la independencia de dicho organismo.

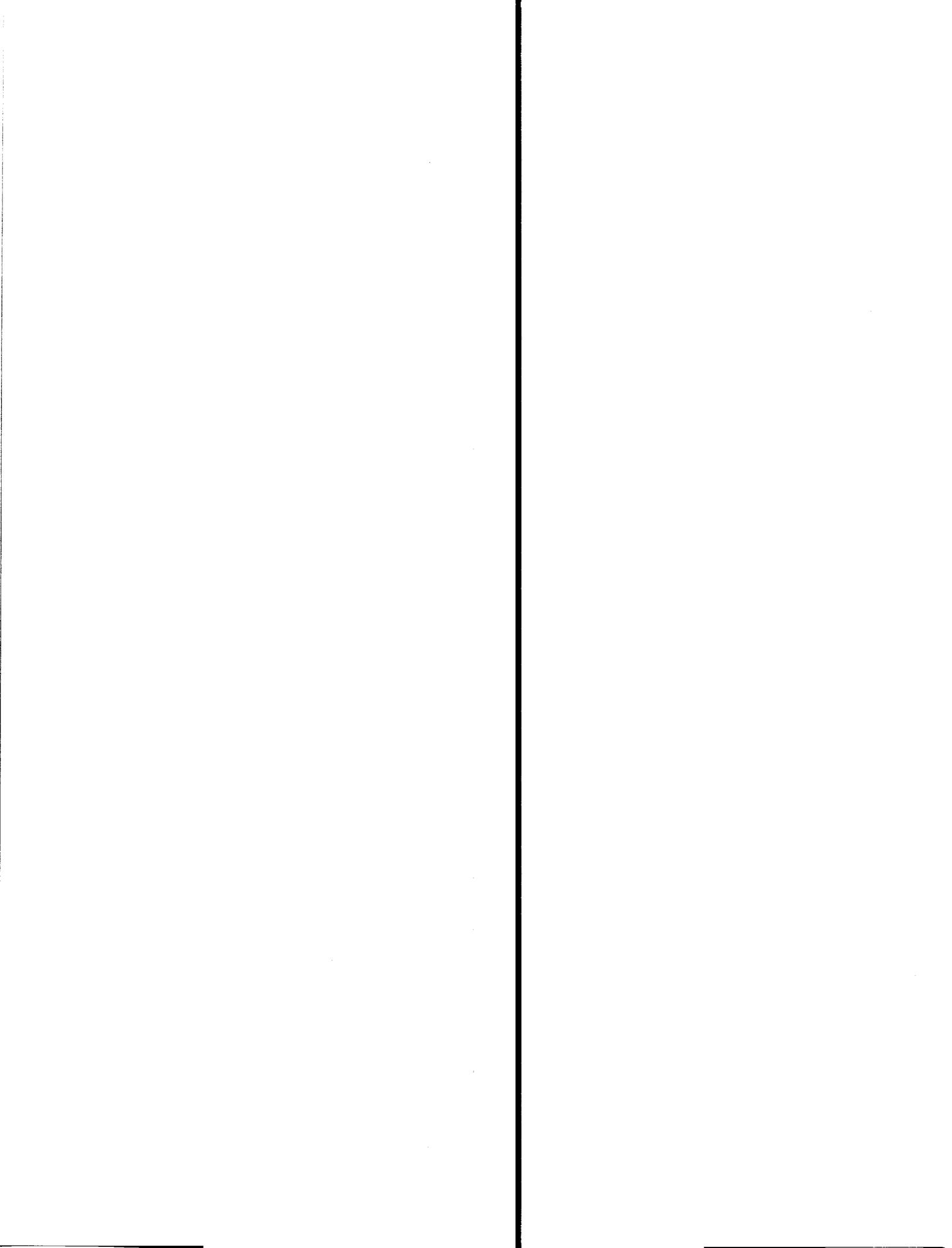
3.3.1 Condiciones de acceso abierto

En cuanto a las condiciones de acceso, la LGSE, en su versión actual (tras la promulgación de la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica en el año 2016), reafirma el acceso abierto a los sistemas de transmisión (garantizado por el Coordinador). En cuanto a la medición y asignación de capacidad, así como la autorización de conexión, estas son hechas por el Coordinador. Las discrepancias sobre esta materia pueden ser manifestadas ante el Panel de Expertos. De esta manera, es legalmente inviable que alguna transmisora discrimine en contra de algún usuario en el acceso o asignación de capacidad.

A continuación se detallan las condiciones de acceso abierto en sistemas nacional, zonal y dedicados.

Condiciones de acceso abierto en sistemas nacional, zonal y dedicado, tras la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica

- Garantía de acceso abierto: Corresponde al Coordinador garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.
- No discriminación: Los sistemas de transmisión están sometidos a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión estipulado en la ley. Corresponde al titular de la línea de transmisión efectuar las modificaciones necesarias para dicha conexión.



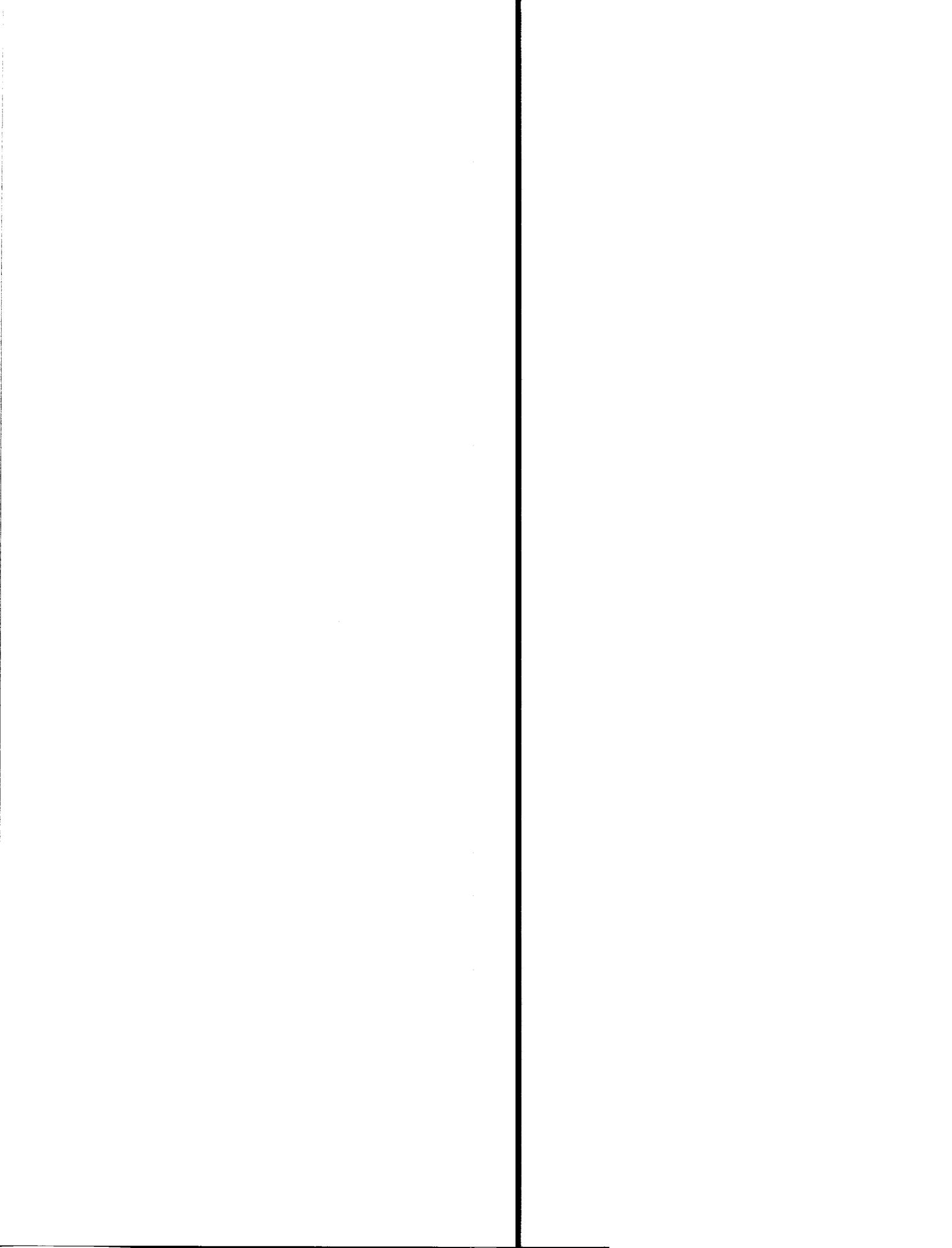
- Negativa de acceso y medición de capacidad:
 - Sistemas nacional y zonal: no es posible negar el acceso a servicio de transmisión en líneas nacionales o zonales por motivos de capacidad técnica. Corresponde al Coordinador asegurar la operación coordinada, eventualmente limitando inyecciones o retiros a usuarios de forma no discriminatoria
 - Sistemas dedicados: no es posible negar el acceso a sistemas dedicados cuando exista capacidad técnica disponible. Corresponde al Coordinador determinar fundadamente la capacidad técnica disponible, teniendo en consideración los antecedentes proporcionados por las partes, aplicando criterios establecidos en el Reglamento, y mantener un registro público de dicha capacidad técnica disponible. Los usuarios interesados deben presentar al Coordinador una Solicitud de Uso de Capacidad para que ésta sea asignada por el Coordinador y considerada como no disponible.
- Autorización de conexión: corresponde al Coordinador aprobar la conexión a los sistemas de transmisión (en subestaciones existentes, definidas en la planificación de transmisión o aprobadas por la CNE), previa verificación de criterios de conexión óptima y de acceso abierto, y validación de cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad.
- Pagos por conexión: Los pagos por conexión (costos de conexión, estudios y análisis, etc.) son establecidos por el Coordinador, aplicando tarifas establecidas por el Ministerio de Energía, previo informe de la CNE.
- Discrepancias: Titular, usuario e interesado pueden manifestar sus discrepancias sobre acceso y proceso de conexión ante el Panel de Expertos.

3.3.2 Planificación de la inversión

La planificación de la expansión del sistema de transmisión y la definición del emplazamiento de las nuevas líneas están a cargo de la autoridad energética, y los distintos actores interesados pueden hacerse parte a través de observaciones o discrepancias. Dada la centralización del proceso de planificación y la posibilidad de los distintos actores de involucrarse, es infactible que un actor en particular pueda ejercer cualquier tipo de acción estratégica destinada a diferir inversiones con el objeto de restringir la oferta en el sistema. El procedimiento de planificación consta de las siguientes etapas:

Procedimiento de planificación de la expansión del sistema de transmisión en sistemas nacional, zonal y dedicado, tras la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica

1. El Ministerio de Energía desarrolla, cada cinco años, un proceso de “Planificación de Energía”, con horizonte de treinta años;
2. La CNE realiza un proceso anual de Planificación de Transmisión, con horizonte de veinte años (“Plan de expansión”), abarcando Obras de Expansión (“Obras Nuevas” y



114
—

“Ampliaciones”) para los sistemas Nacional, Zonal y Dedicado, que sean necesarias para el servicio a clientes regulados. Este se compone de las siguientes fases:

- a. El Coordinador presenta a la CNE una “Propuesta de Expansión”;
 - b. A continuación, la CNE abre un proceso para que empresas interesadas puedan proponer nuevas obras de transmisión no contempladas por el Coordinador.
 - c. A partir de esta información, la CNE emite un “Informe Técnico Preliminar “con el Plan de Expansión, al cual los participantes, usuarios e instituciones interesadas pueden hacer observaciones (conducentes a la versión Final) o en última instancia presentar discrepancias ante el Panel de Expertos (tras lo cual se emite el “Informe Técnico Definitivo”). Cabe señalar que sólo los interesados que presentaron observaciones pueden discrepar ante el Panel de Expertos, salvo en casos donde haya cambiado el contenido del primer informe;
3. Una vez finalizadas esas etapas, el Ministerio de Energía recibe el Informe Técnico Definitivo de la CNE y emite el Decreto de Expansión de Transmisión;
 4. Tanto las Obras Nuevas como las Obras de Ampliación son licitadas por el Coordinador Eléctrico en procesos internacionales, públicos, y transparentes;
 5. El Ministerio de Energía define los trazados y emplazamientos preliminares de los nuevos sistemas de transmisión cuyo trazado sea de interés público, a través de los Estudios de Franja (licitados por el Ministerio, con asesoría de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”). En éstos se determina una franja preliminar para el emplazamiento del proyecto, la que luego es sometida a evaluación ambiental.

3.3.3 Regulación de precios

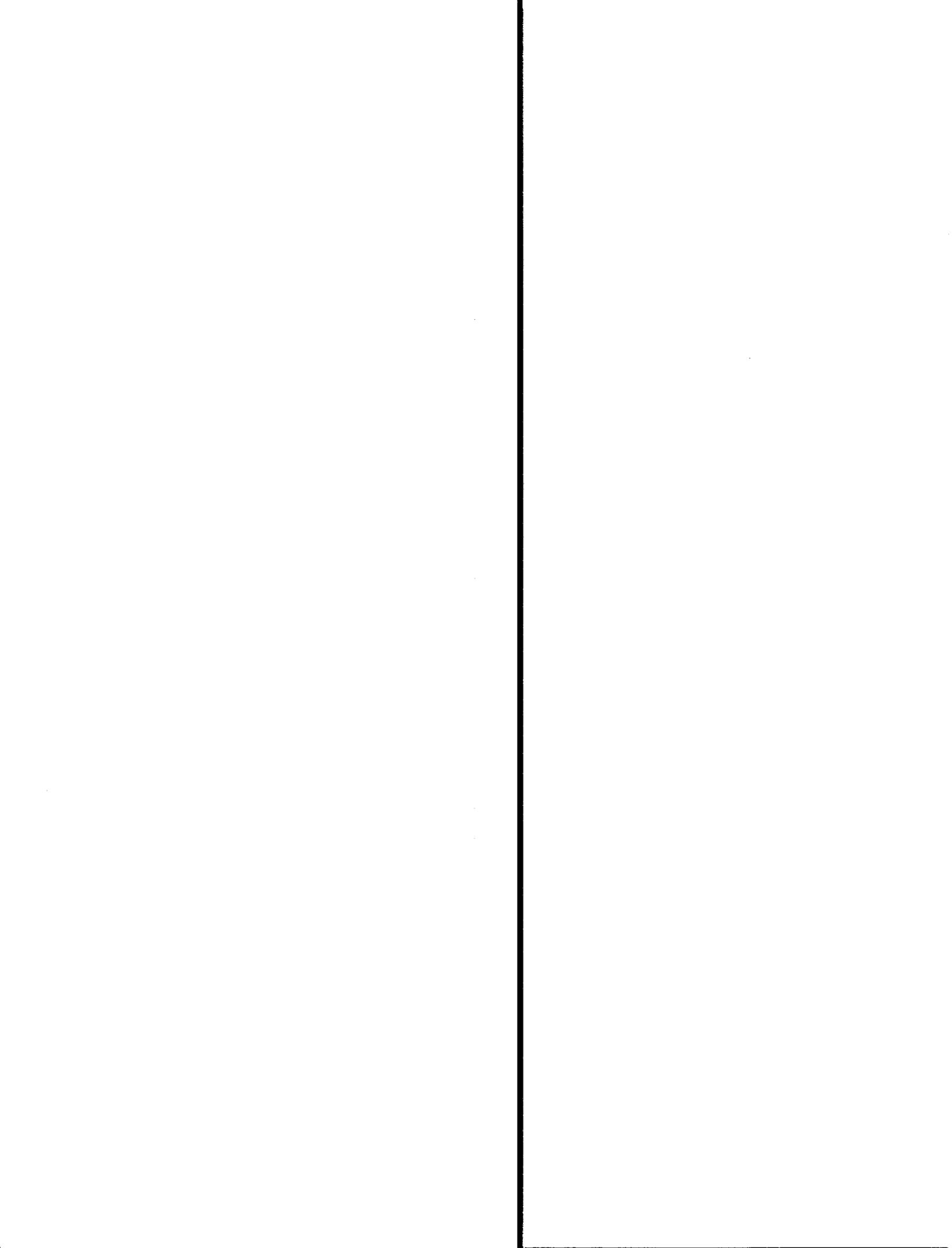
En lo que respecta a las tarifas del sistema de transmisión, estas se determinan de dos maneras, dependiendo del tipo de activos: a través de licitaciones competitivas (Obras de Expansión del sistema), o a través de un proceso de fijación a cargo de la autoridad regulatoria (Activos “legacy”, según se definen más abajo); y los distintos actores interesados pueden hacerse parte a través de observaciones o discrepancias. Dado esto, es imposible que un actor en particular pueda ejercer cualquier tipo de discriminación o abuso de posición dominante a través de las tarifas que cobra.

A continuación se detalla el procedimiento de formación de precios:

Procedimiento de formación de precios en sistemas nacional, zonal y dedicado, tras la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica

Tarifas de transmisión en sistema nacional

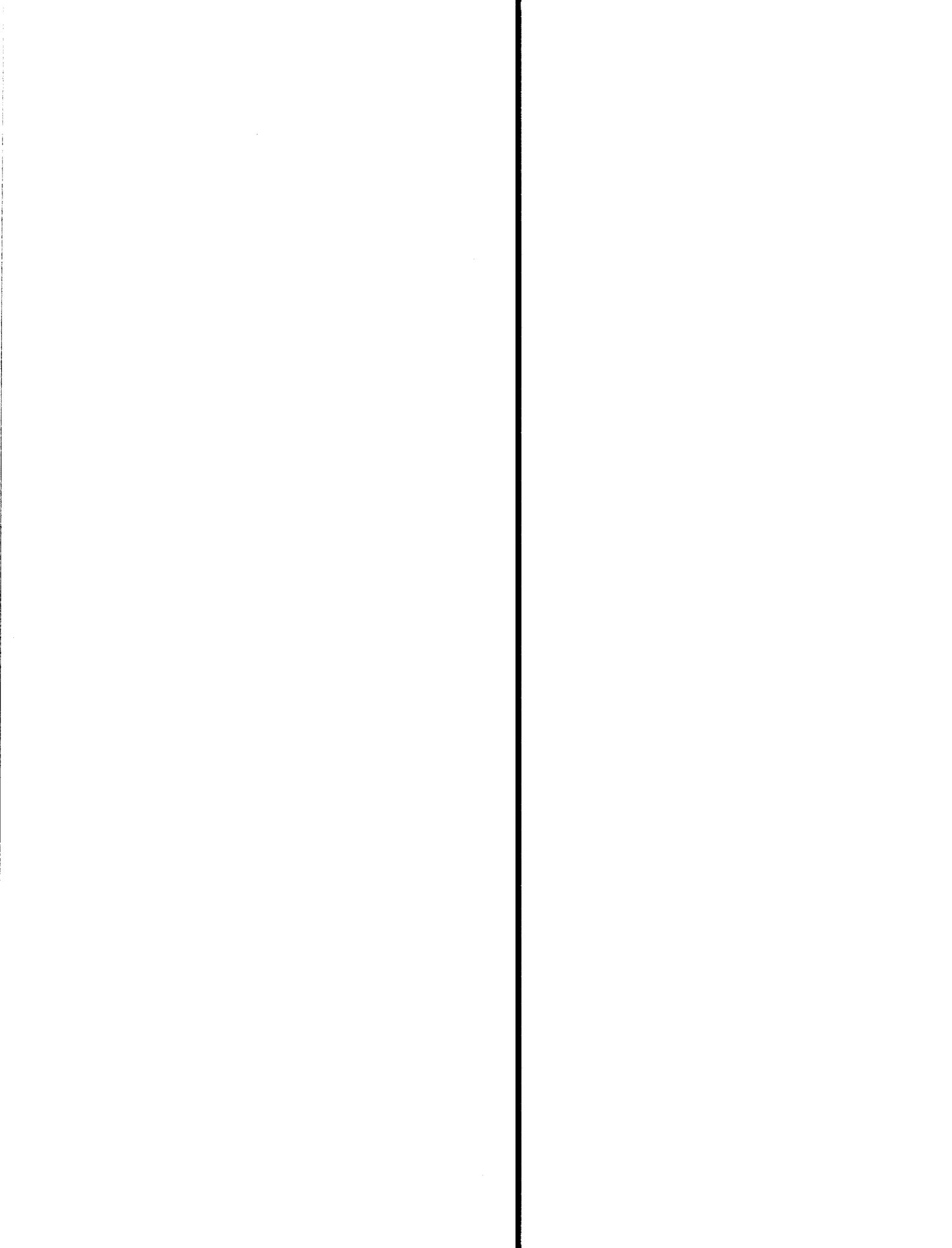
- Obra nueva: Corresponde a una obra enteramente nueva, que no emplea de manera parcial ni total instalaciones o servidumbres existentes. Asignada por licitación pública a la oferta más baja para una tarifa fija por 20 años (tarifa que cubre mantención,



operación, administración e inversión). La remuneración anual se fija como igual al valor adjudicado. Puede participar cualquier empresa, nacional o internacional, que cumpla con los requisitos técnicos y administrativos.

- Ampliación: Corresponde a una obra de aumento de capacidad sobre una instalación existente. El propietario de la instalación debe ejecutar las ampliaciones que establezca el proceso de planificación, siendo el Coordinador Eléctrico el responsable de realizar el proceso de licitación internacional para adjudicar el diseño y la construcción de la obra. El valor de inversión resultante de la licitación, determinará la tarifa fija por 20 años (que incluya mantención, operación, administración e inversión) que recaudará el propietario de la instalación. A partir del año 21 de operación, la obra pasará a formar parte de las Obras existentes que se describen a continuación.
- Activos existentes (también conocidos como “Legacy”). Corresponden a las obras instalaciones existentes previo al año 2005. La remuneración es fijada en un proceso reglado por la CNE a través de una valorización, cada 4 años. Dicho proceso consta de las siguientes etapas:
 - a. La CNE debe publicar las Bases de los Estudios de Valorización, donde se incluyen los principales aspectos metodológicos para la valorización, entre ellos, la tasa de descuento¹⁶. Los actores interesados tienen la oportunidad de participar a través de observaciones y de discrepancias ante el Panel de Expertos, antes de la emisión de las bases definitivas;
 - b. La CNE licita internacionalmente el estudio de valorización (“Estudio de Transmisión Troncal”).
 - c. A partir de dicho estudio, la CNE presenta un “Informe Técnico de Transmisión Troncal”, que debe ser aprobado por el Coordinador. Los participantes de la industria tienen la posibilidad de objetar frente al Panel de Expertos los criterios utilizados en las determinaciones técnico-económicas de dichos documentos. Finalmente, el Ministerio de Energía publica el “Decreto de Tarifación Troncal” que define las tarifas e incluye además las fórmulas de indexación correspondientes. Los precios fijados deben cubrir mantención, operación, administración e inversión.

¹⁶ Corresponde a la tasa de actualización a aplicar en el cálculo de la anualidad de la inversión de los activos, que debe ser remunerada vía tarifas.



116

Tarifas de transmisión en sistemas zonal y dedicado

- A contar de 2020, la tarificación de sistemas de transmisión Zonal se hará del mismo modo que en el caso del sistema Nacional (licitaciones y proceso tarifario). Hasta 2019 serán fijadas a través de procesos tarifarios.
- En 2016 pasó a ser la CNE quien fija las tarifas para uso de instalaciones de sistemas de transmisión Dedicados por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, a través de procesos de valorización de las instalaciones llevados a cabo cada cuatro años.

3.3.4 Antecedentes y discusión legislativa – progresiva dilución de la necesidad de restringir la propiedad cruzada

Si bien la nueva Ley de Transmisión Eléctrica no cambió las restricciones a propiedad cruzada entre segmentos, la Secretaria Ejecutiva Subrogante de la CNE se refirió al tema durante la discusión de la ley. En particular, señaló que:

[...] actualmente, con la prohibición de integración vertical, con las obras nuevas de expansión troncal y con la regulación del acceso abierto, el tema de la integración vertical se diluye cada vez más, es decir, las condiciones que habían al tiempo de la denominada ley corta I, cuando se introdujo la prohibición de integración vertical, eran absolutamente diferentes a la situación que tenemos hoy, no había licitación de las obras nuevas troncales y el acceso abierto no se regulaba de la manera que lo está hoy.

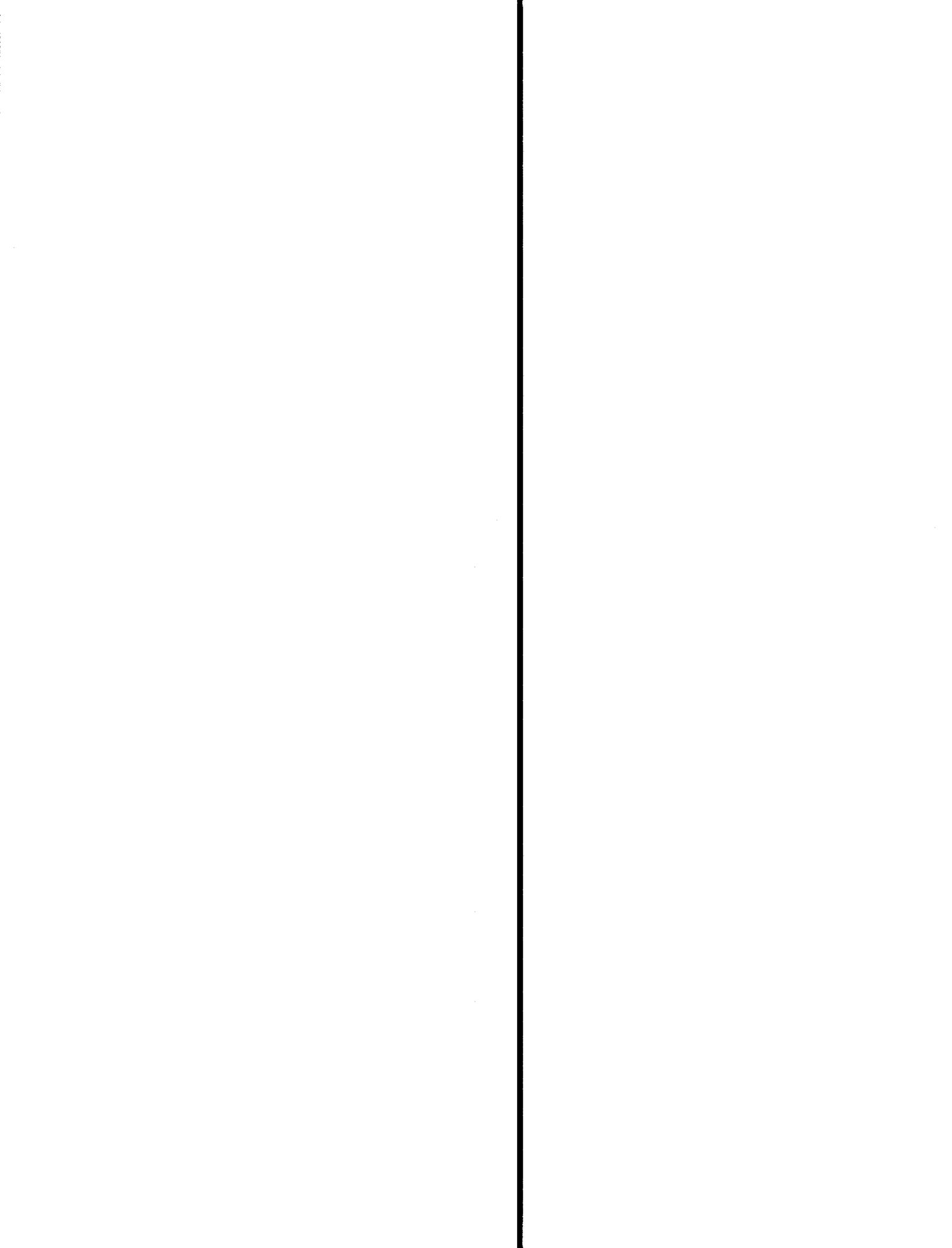
Además, el proyecto de ley amplía el acceso abierto, no sólo a las líneas nacionales y zonales, sino también a las dedicadas. Y también se amplía el acceso abierto y las licitaciones de las obras de expansión nacional.

Carolina Zelaya, Secretaria Ejecutiva (Subrogante) de la CNE, declaración en el marco de la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica, 19 de agosto de 2015. Subrayado agregado. Historia de la Ley N°20.936, p. 86 (Informe de Comisión de Minería y Energía)

Esto pone de relieve que, ya en 2015, se hacía progresivamente evidente que el estricto marco regulatorio hacía innecesaria la restricción de la propiedad cruzada.

3.4 Resumen de la evolución de la regulación de transmisión en Chile

Por último y en resumen, el marco regulatorio de transmisión eléctrica en Chile se ha fortalecido progresivamente en términos de acceso abierto y fijación de tarifas. Con el fin de sintetizar y comparar la evolución que ha tenido dicho marco, se presenta la Tabla 4 a continuación.

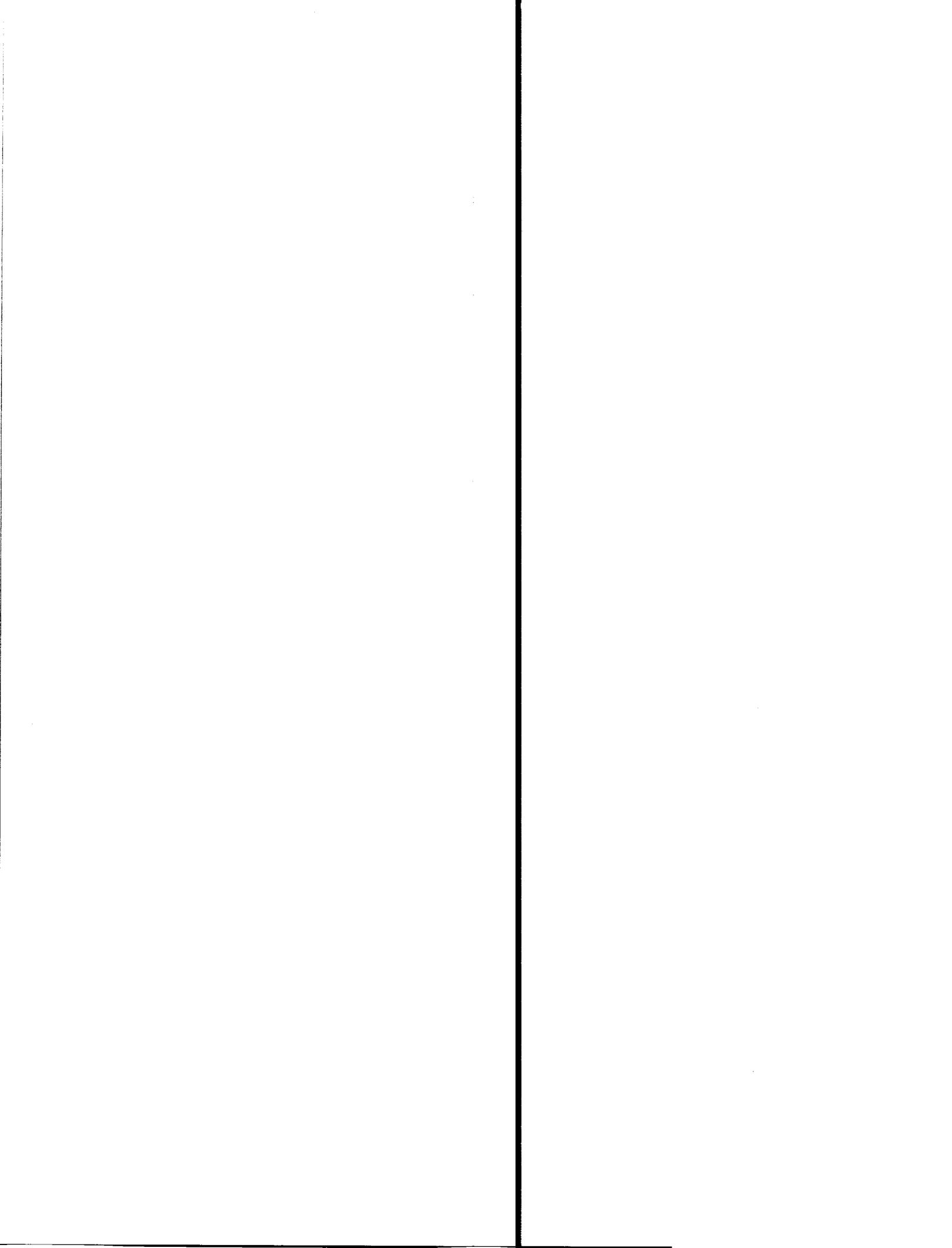


117

Tabla 4: Resumen – Regulación del Sector de Transmisión

Aspecto	Pre-Ley Corta I	2004 Ley Corta I, 19.940	2016 Nueva ley de Transmisión, 20.936
Relación de propiedad entre transmisoras y generadoras	Sin restricción.	Restringe la participación cruzada entre distintos segmentos de la cadena de valor de electricidad.	Mantiene restricción.
Acceso abierto	Transmisión no era servicio público. Había obligación de acceso, pero con espacio para discrecionalidad en la asignación de capacidad.	Define transmisión troncal y sistemas de subtransmisión como servicio público eléctrico concesionado. Establece obligación de servicio y acceso abierto a cualquier interesado en utilizar las instalaciones, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias.	Incorpora acceso abierto no discriminatorio a sistemas dedicados (adicionales). Define acceso abierto, eliminando ambigüedades (por ejemplo, instalaciones / espacios físicos). Asigna al Coordinador el rol de garantizar el acceso abierto.
Negativa de acceso / asignación de capacidad	La capacidad y los estándares de seguridad eran definidos por la transmisora.	El acceso abierto y uso de transmisión troncal y subtransmisión se materializa a través de una negociación directa con el propietario, lo que no entrega garantías de imparcialidad.	La asignación de capacidad, la aprobación de conexión a sistemas de transmisión y los costos de conexión quedan a cargo del Coordinador, que debe garantizar el acceso abierto no-discriminatorio.
Tarifas	Las tarifas eran definidas por la transmisora. Las discrepancias se resolvían en proceso arbitral.	Establece regulación de precios para transmisión troncal y subtroncal	Mantiene fijación de tarifas.
Inversiones	Definidas por iniciativa privada.	Inversión determinada en el marco de los ETT y revisada anualmente por los CDEC, distinguiendo obra nueva y ampliaciones. Los propietarios están obligados a ampliar sus instalaciones.	Mayores facultades al Estado en la definición del trazado de futuras inversiones.

Fuente: Elaboración GBA.



118

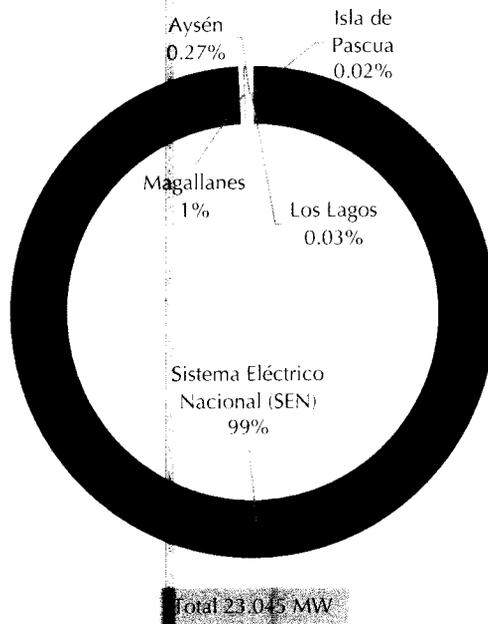
4 El mercado de la generación y transmisión en Chile

La presente sección describe los mercados de generación y transmisión en Chile. En ambos casos, se muestra la evolución que han tenido en el tiempo y cómo se encuentran actualmente. En el primero, se destacan aspectos como la potencia instalada, los principales actores dentro del mercado y su costo marginal. En cuanto al segundo, se acentúan aspectos como las inversiones licitadas, los principales actores y sus respectivas participaciones de mercado.

4.1 Generación

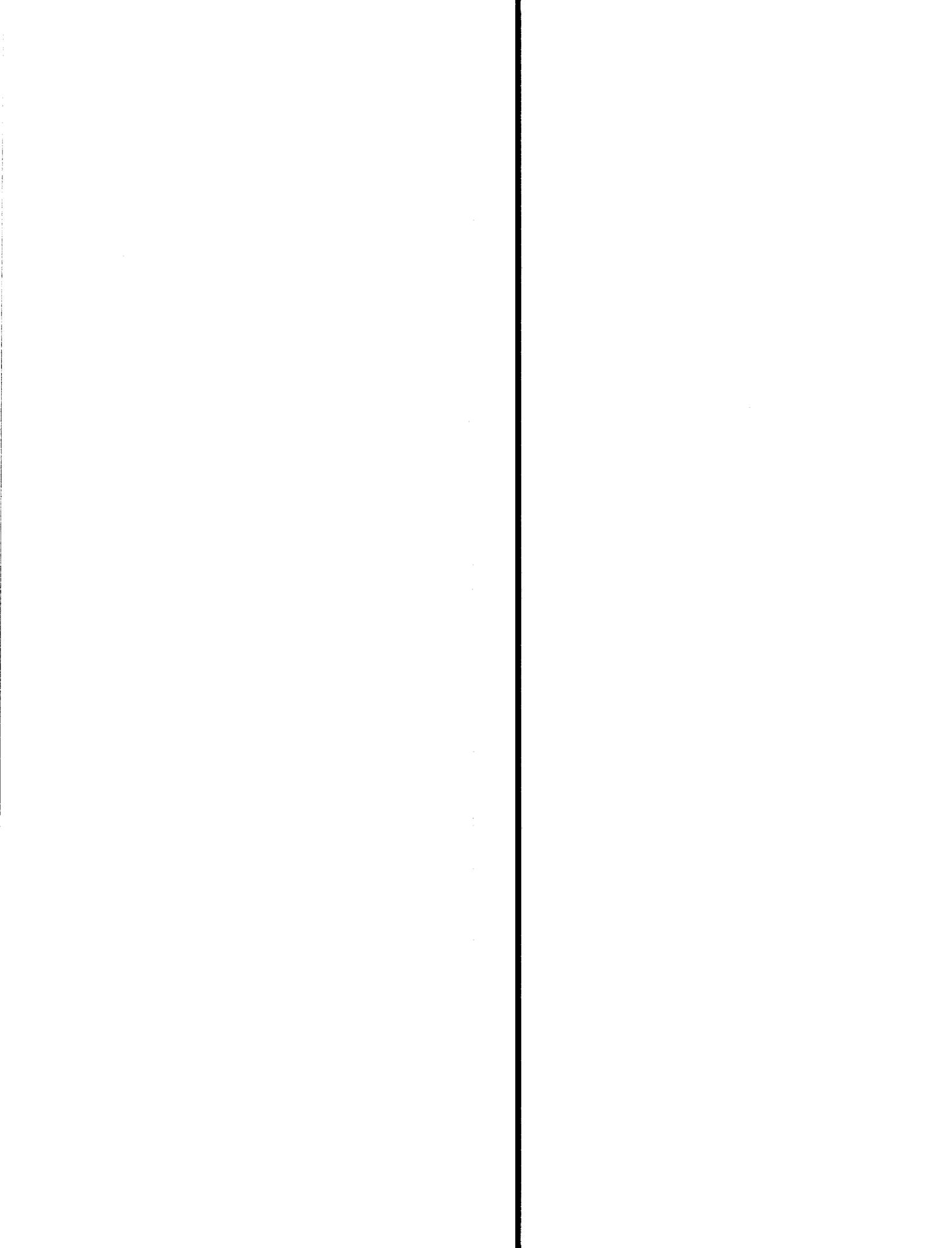
El mercado eléctrico chileno se divide en cinco sistemas eléctricos interconectados. En orden de mayor a menor potencia neta instalada a julio de 2017, los sistemas interconectados son: Sistema Eléctrico Nacional¹⁷, Sistema de Magallanes, Sistema de Aysén, Sistema de Los Lagos, y Sistema de Isla de Pascua. Véase Gráfico 1.

Gráfico 1: Potencia instalada de generación a noviembre 2017 en Chile



Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico (noviembre 2017).

¹⁷ El Sistema Eléctrico Nacional se formó en noviembre de 2017 a partir de la interconexión de los antiguos Sistema Interconectado Central –SIC– y Sistema Interconectado del Norte Grande –SING–.

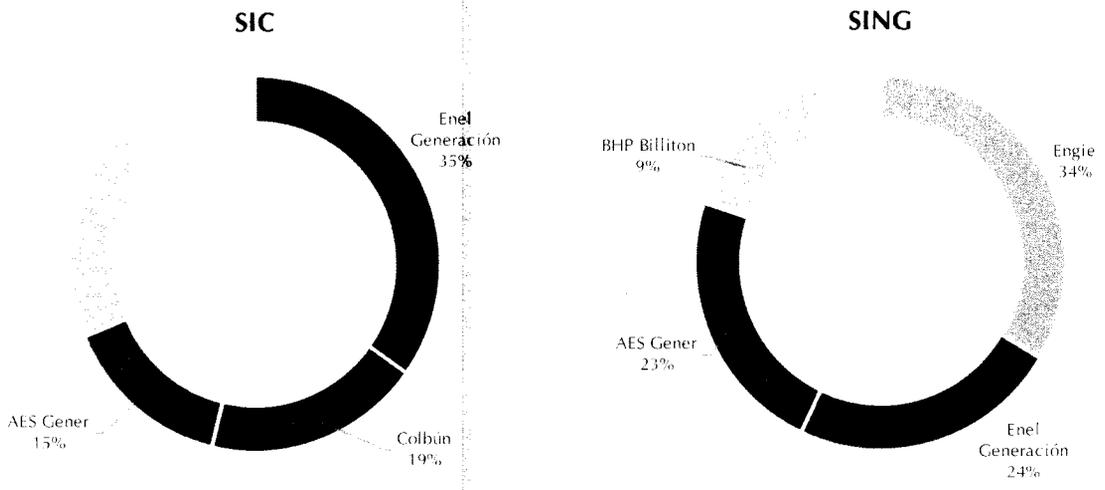


Según las definiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos, Art. 225 (b) y 173, el llamado Sistema Eléctrico Nacional es el único que cae en la categoría "sistema eléctrico nacional" (>200MW), y Magallanes y Aysén, Los Lagos e Isla de Pascua son "sistemas medianos" (entre 1,5 kW y 200 MW). Cabe destacar que el Sistema Eléctrico Nacional representan el 99,2% de la capacidad instalada neta a nivel nacional.

4.1.1 Participantes del mercado de generación

El Gráfico 2 muestra que en el mercado de la generación eléctrica participan distintas empresas. Por un lado, antes de la interconexión del SIC y el SING, ENEL (antes ENDESA), Colbún y AES Gener controlaban aproximadamente el 69% de la capacidad instalada del SIC a noviembre de 2017, y el resto era detentado por más de 200 empresas de menor tamaño. Por otro lado, en el SING, Engie, AES Gener y Enel controlaban el 81% de la capacidad instalada en el año 2017, y el resto estaba en manos de alrededor de 20 empresas.

Gráfico 2: Market share generación, por potencia neta controlada a noviembre 2017



Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico (noviembre 2017).

El Sistema Eléctrico Nacional, resultante de la interconexión del SIC y el SING, está más desconcentrado, con cuatro grandes empresas generadoras, y numerosos generadores más pequeños. Véase Gráfico 3.

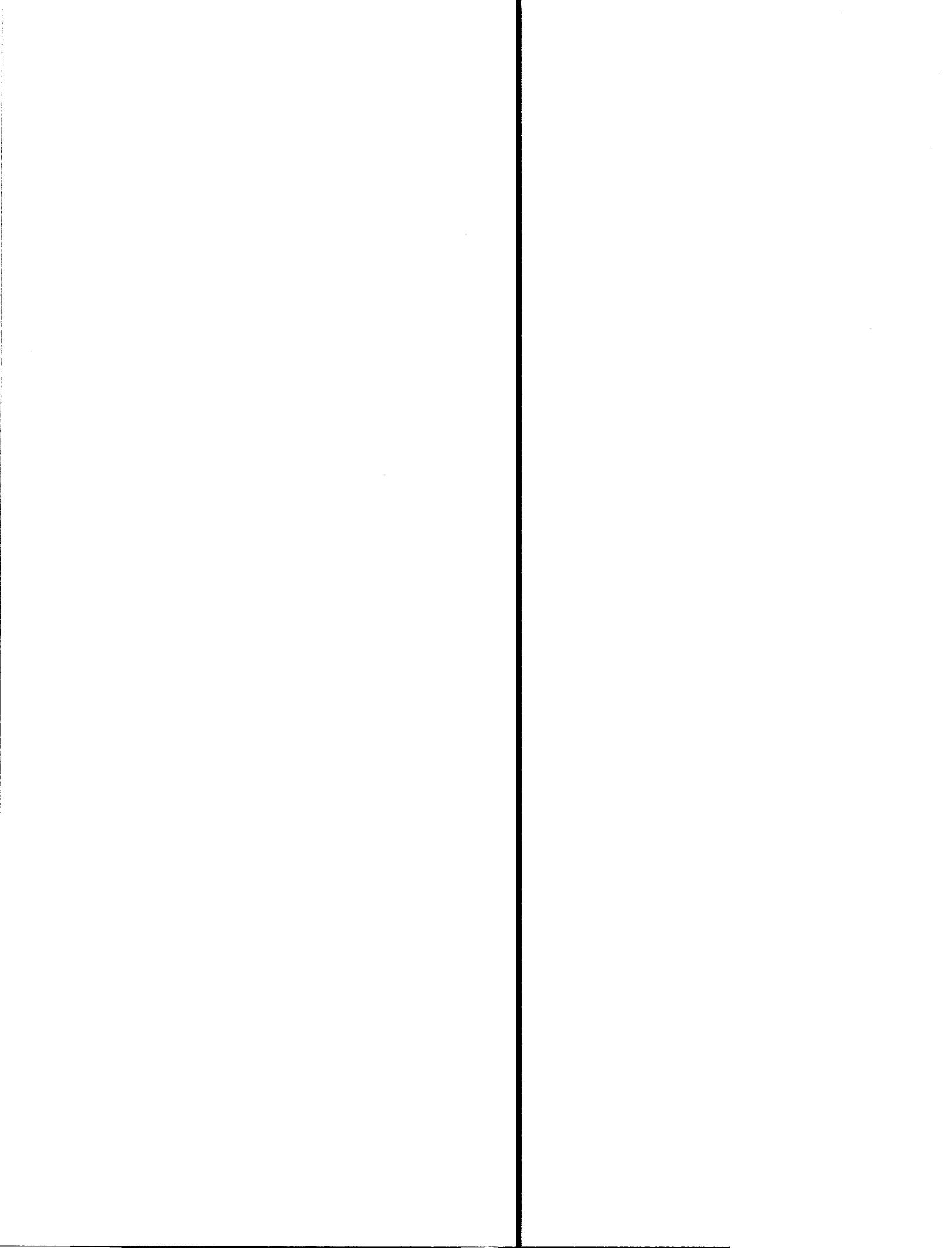
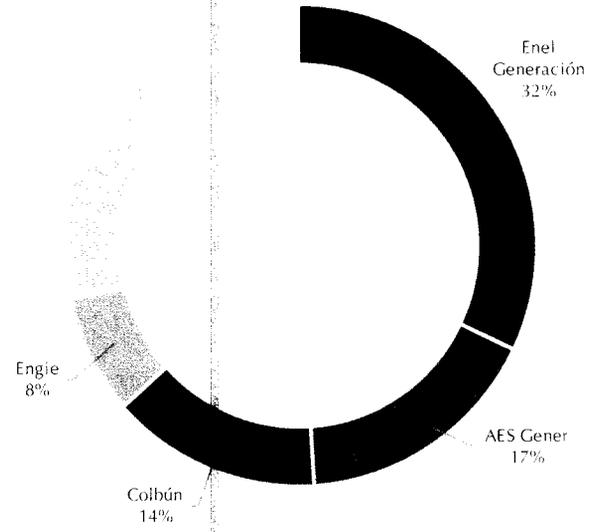


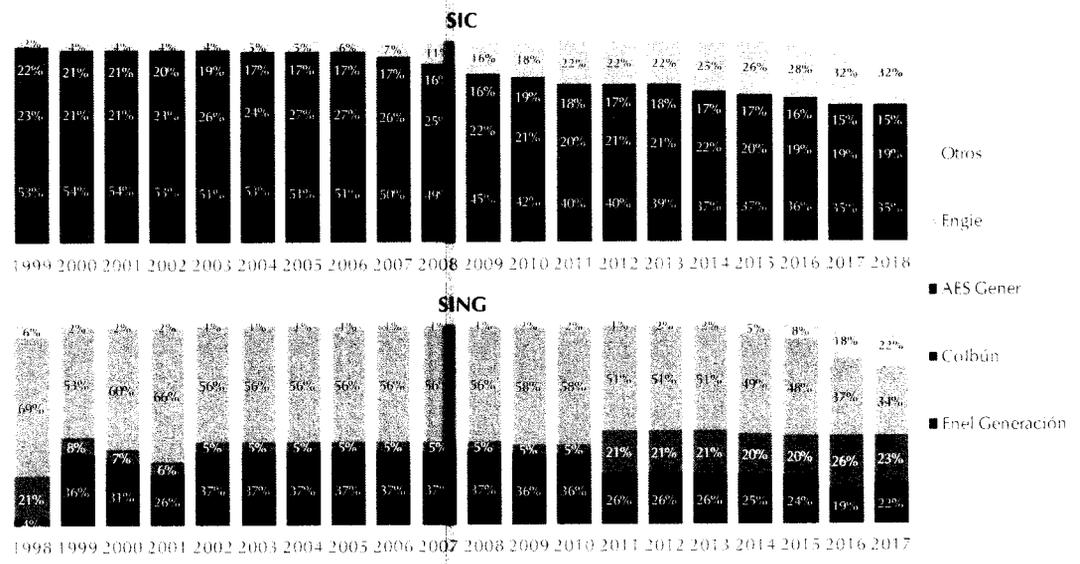
Gráfico 3: Participación de mercado generación Sistema Eléctrico Nacional, por potencia neta controlada a noviembre 2017



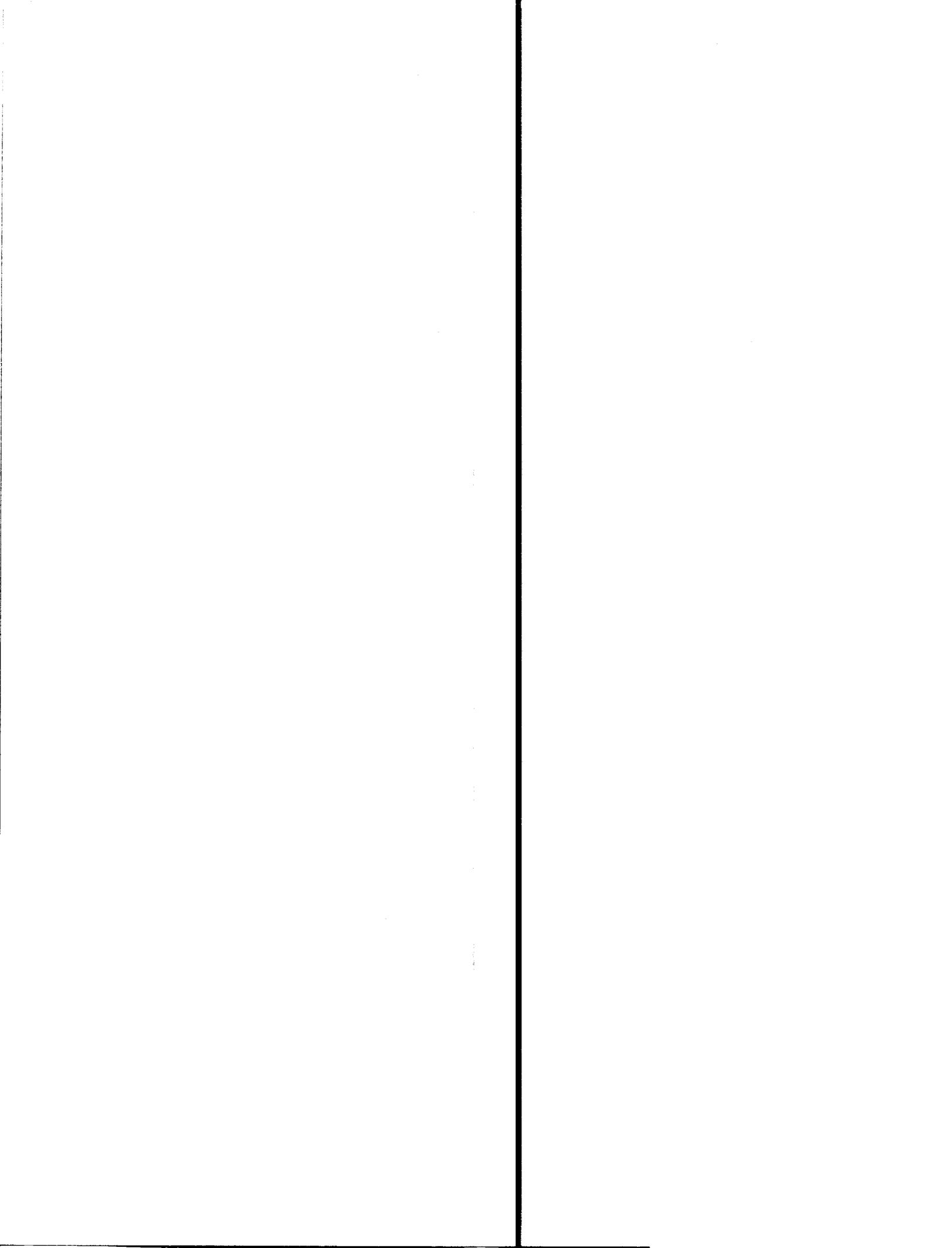
Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico (noviembre 2017).

El Gráfico 4 muestra que tanto en el SIC como en el SING, la propiedad se desconcentró fuertemente en los últimos 20 años.

Gráfico 4: Capacidad instalada neta, % por propietario a noviembre 2017



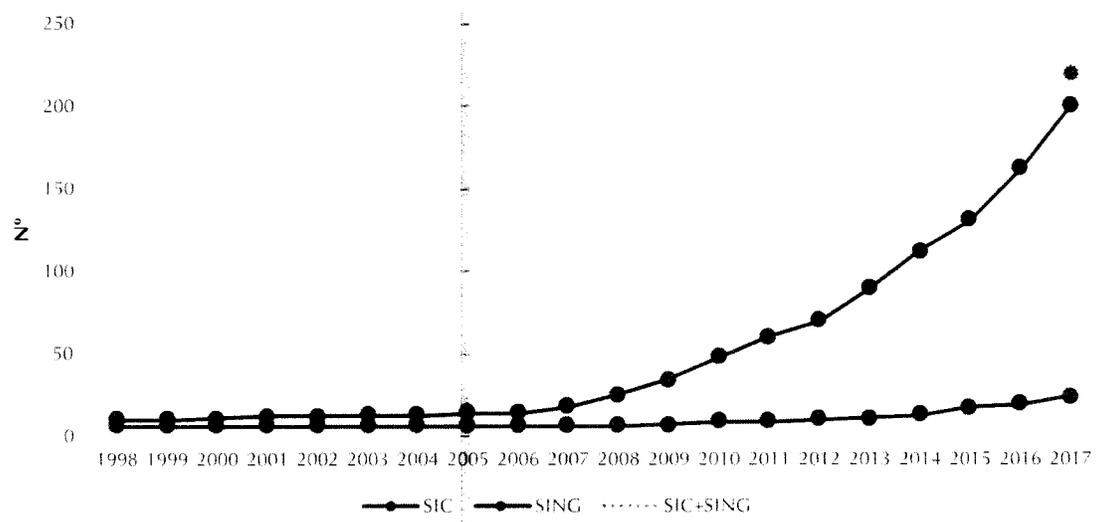
Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico.
 Nota: Año 2017 corresponde a datos hasta el mes de noviembre.





Asimismo, el número de empresas con participación en generación aumentó explosivamente en los últimos años en el SIC y en el SING. El Gráfico 5 muestra que el Sistema Eléctrico Nacional tiene alrededor de 220 jugadores diferentes, cerca de siete veces el total del SIC y el SING en el año 2008.

Gráfico 5: Número de empresas, SIC y SING

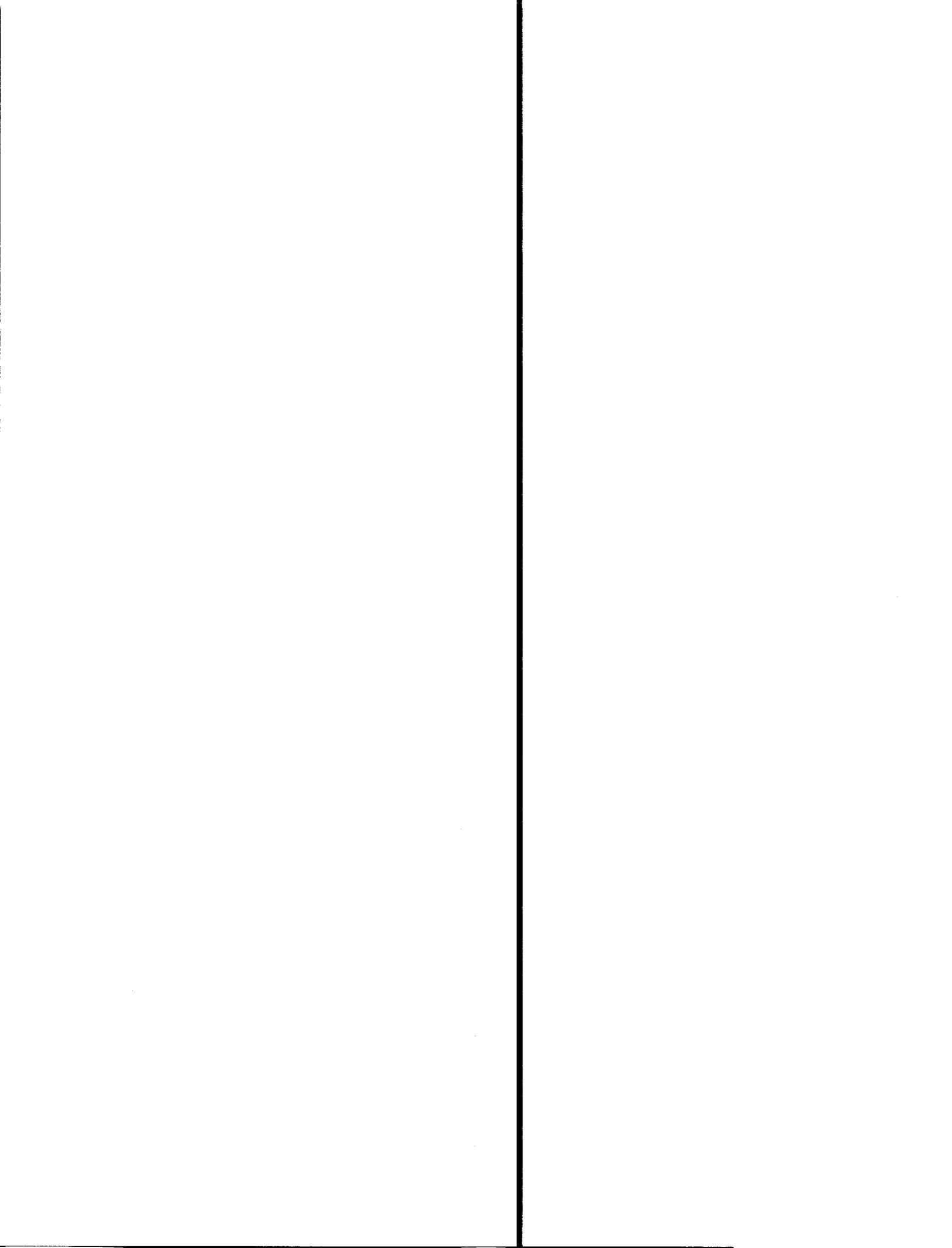


Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico.
Nota: Año 2017 corresponde a datos hasta el mes de noviembre.

A continuación, se analiza el índice de concentración de Herfindhal-Hirschman (IHH o HHI, según sus siglas en inglés). El HHI es una medida del tamaño de la firmas en relación a la industria, cuyo fin es indicar el nivel de competencia entre ellas. Este se calcula sumando los cuadrados de las participaciones de mercado porcentuales de los diversos actores. Este indicador es utilizado con frecuencia por la FNE. Como señala su Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración, la FNE presume que las operaciones de concentración que no sobrepasan un determinado umbral tienen un escaso potencial anticompetitivo, lo que le permite descartar un mayor análisis en los siguientes casos de operaciones de concentración:¹⁸

- Si el IHH posterior a la operación es inferior a 1.500;

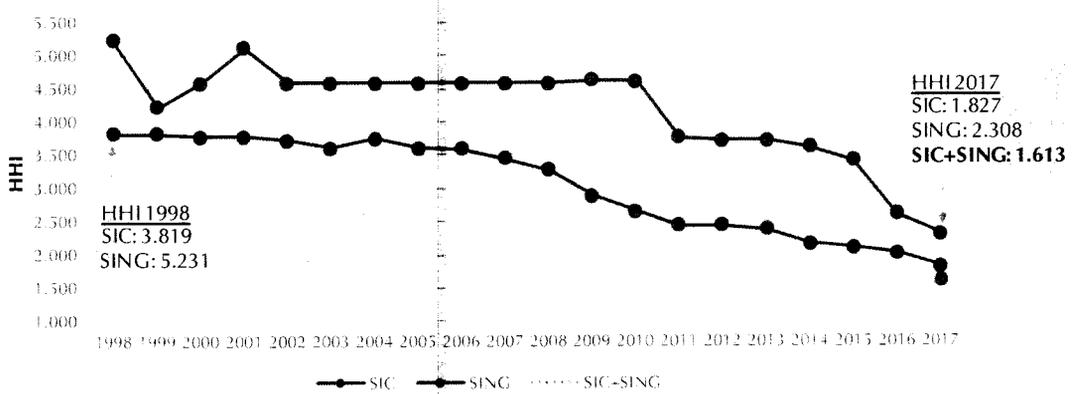
¹⁸ Fuente: Guía para el Análisis de Operaciones de Concentración, Fiscalía Nacional Económica (2012), pp. 13-14. Notas al pie omitidas. Cabe hacer presente que con la entrada en vigencia de la ley N° 20.945, ciertos aspectos procedimentales y sustantivos establecidos en la guía referida no resultan compatibles con dicha normativa. Por lo anterior, se dejó sin efecto la misma, sin perjuicio de que se podrán seguir considerando, en lo que corresponda, aquellos aspectos de la guía referidos al marco analítico de competencia.



- Si $1.500 < IHH < 2.500$ (el valor de este índice refleja un mercado moderadamente concentrado) y $\Delta IHH < 200$; y,
- Si $IHH > 2.500$ (el valor de este índice refleja un mercado altamente concentrado) y $\Delta IHH < 100$.

De esta manera, como se muestra en el Gráfico 6, el índice de concentración HHI, medido por potencia instalada neta, descendió desde sobre 3.800 hasta cerca de 1.800 en el SIC y 2.200 en el SING entre 1998 y 2017. Inmediatamente antes de la interconexión (noviembre 2017), según el estándar de la Fiscalía Nacional Económica (en adelante “FNE”), ambos sistemas –al medirse por potencia instalada neta– se ubicaban en el nivel “moderadamente concentrado” (HHI entre 1.500 y 2.500). Con la interconexión entre ambos sistemas, el HHI cayó cerca de 1.600.

Gráfico 6: HHI por potencia instalada neta, por sistema interconectado



Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico (noviembre 2017).
 Nota 1: Año 2017 corresponde a datos hasta el mes de noviembre.

4.1.2 Tecnologías de generación

La desconcentración ha estado acompañada por la irrupción de nuevas plantas de Energías Renovables No Convencionales (en adelante “ERNC”), que antes de la interconexión alcanzaron el 21% de la capacidad del SIC y el 19% del SING. Véase Gráfico 7.

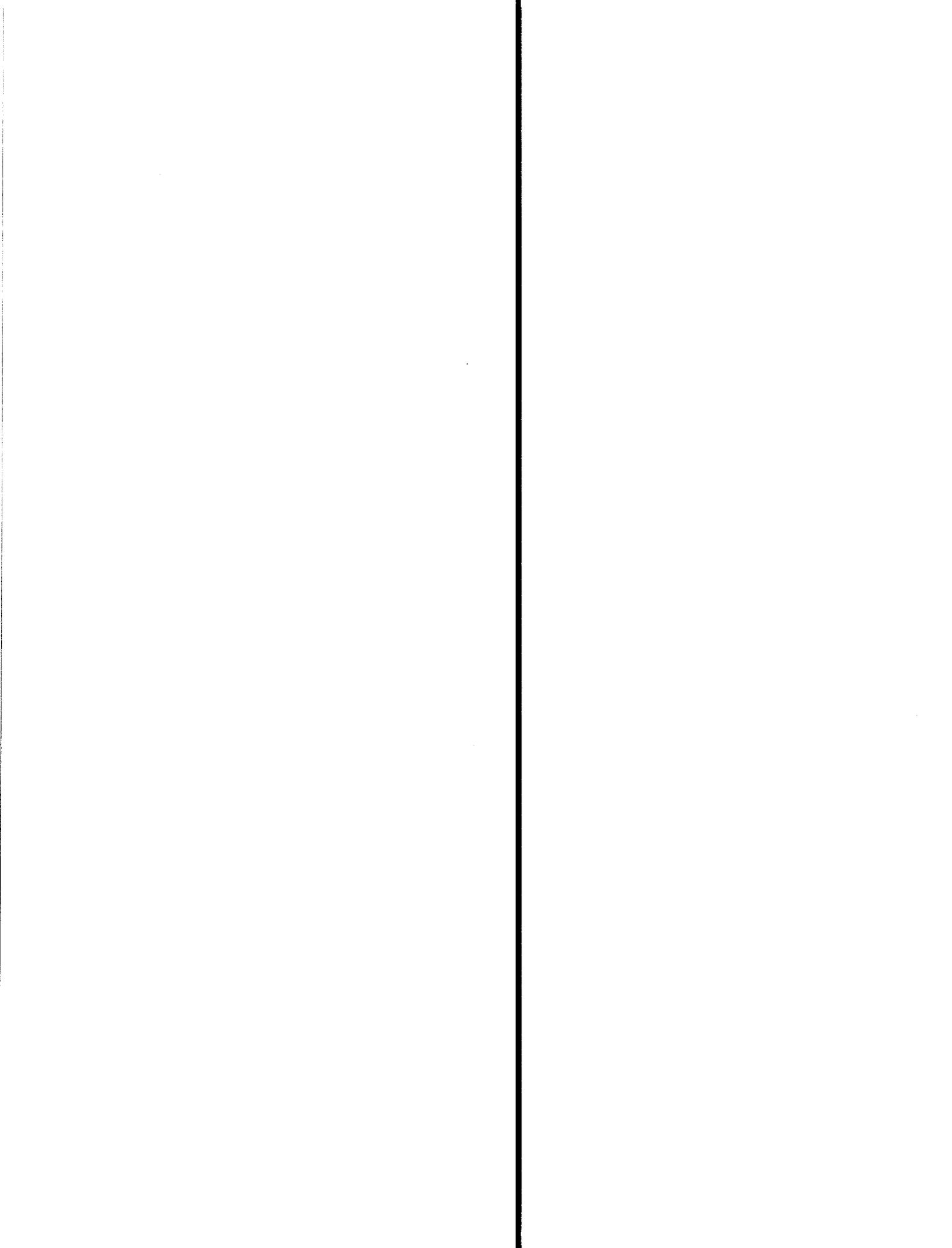
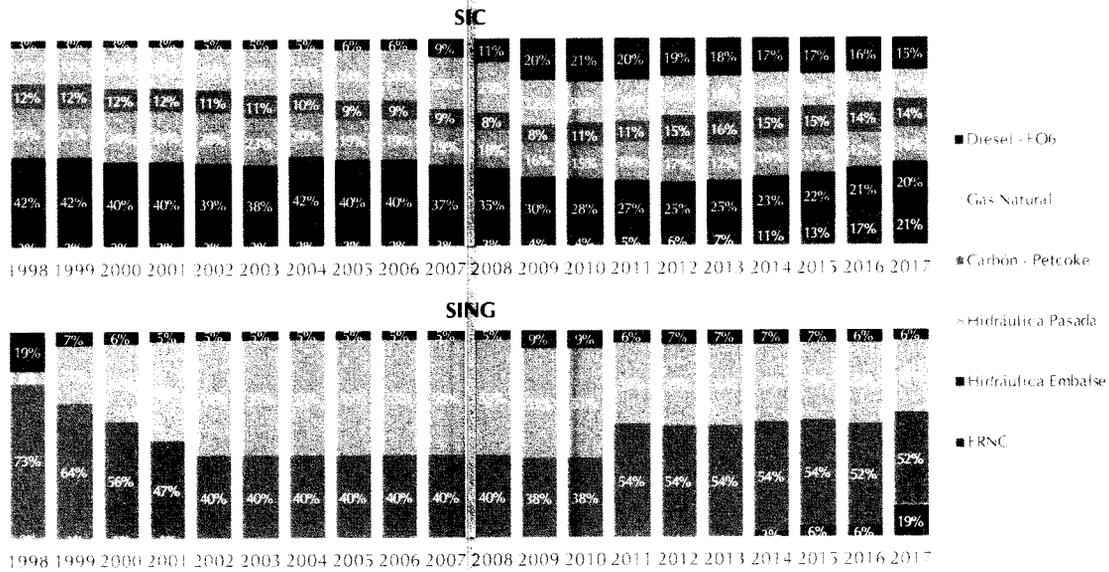


Gráfico 7: Capacidad instalada neta, % por tecnología

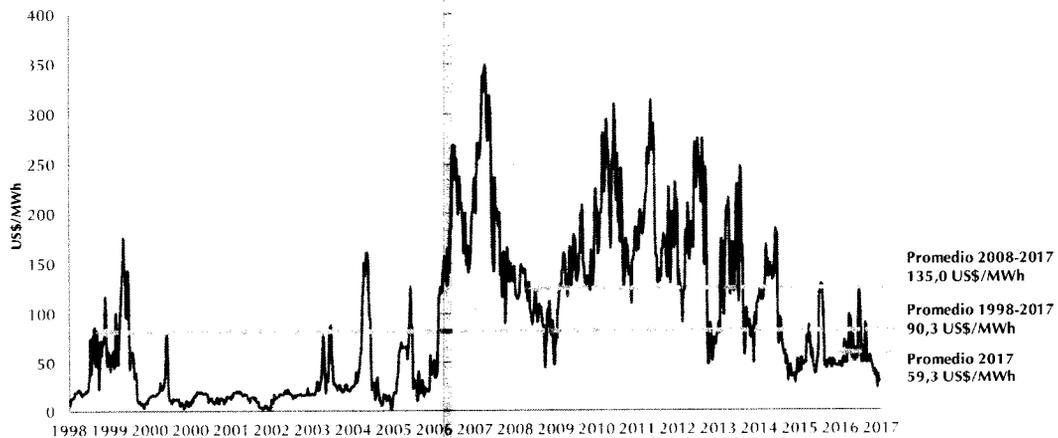


Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico.
 Nota: Año 2017 corresponde a datos hasta el mes de noviembre.

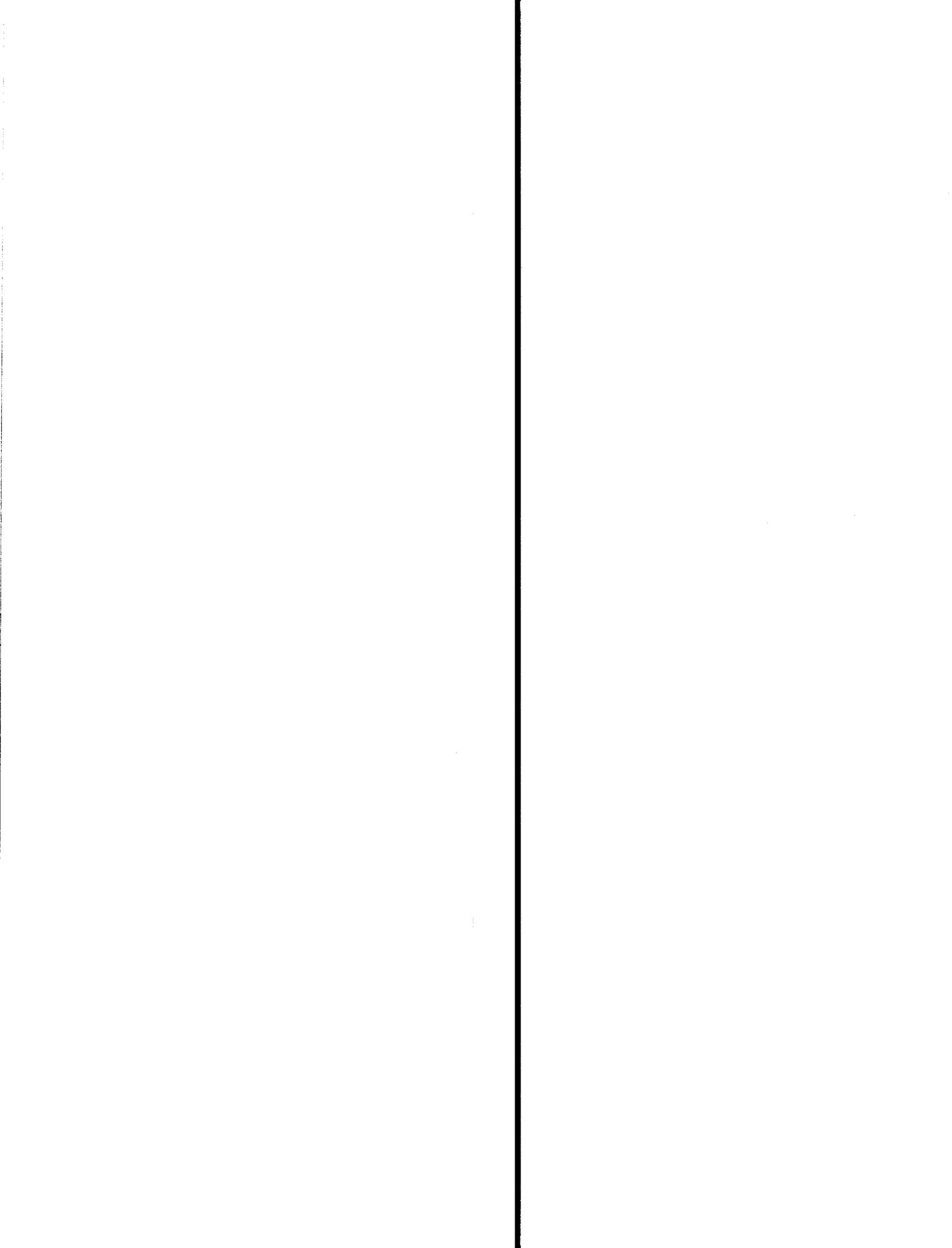
4.1.3 Costo marginal

La entrada de nuevos generadores, algunos de bajo costo, sumada al notorio menor crecimiento de la demanda de energía en los últimos años han llevado el costo marginal de la energía a valores que no se veían desde hace más de 10 años. Así lo muestra el Gráfico 8.

Gráfico 8: CMg (US\$/MWh) Alto Jahuel 220 kV, 1998-2017



Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico (promedios mensuales).
 Nota: Año 2017 corresponde a datos hasta el mes de noviembre.

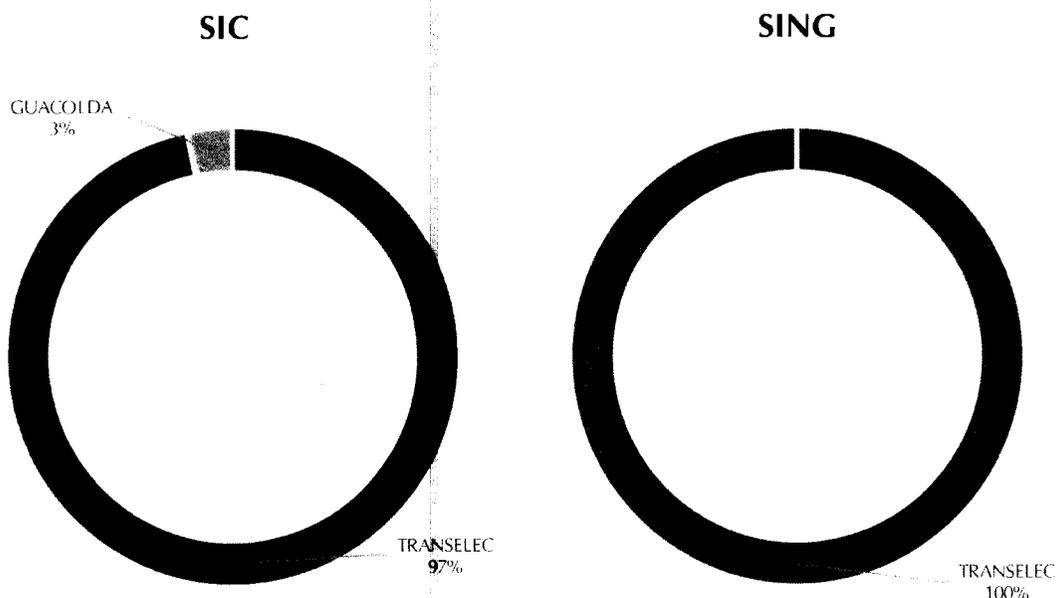


4.2 Transmisión

4.2.1 Participantes del mercado de transmisión

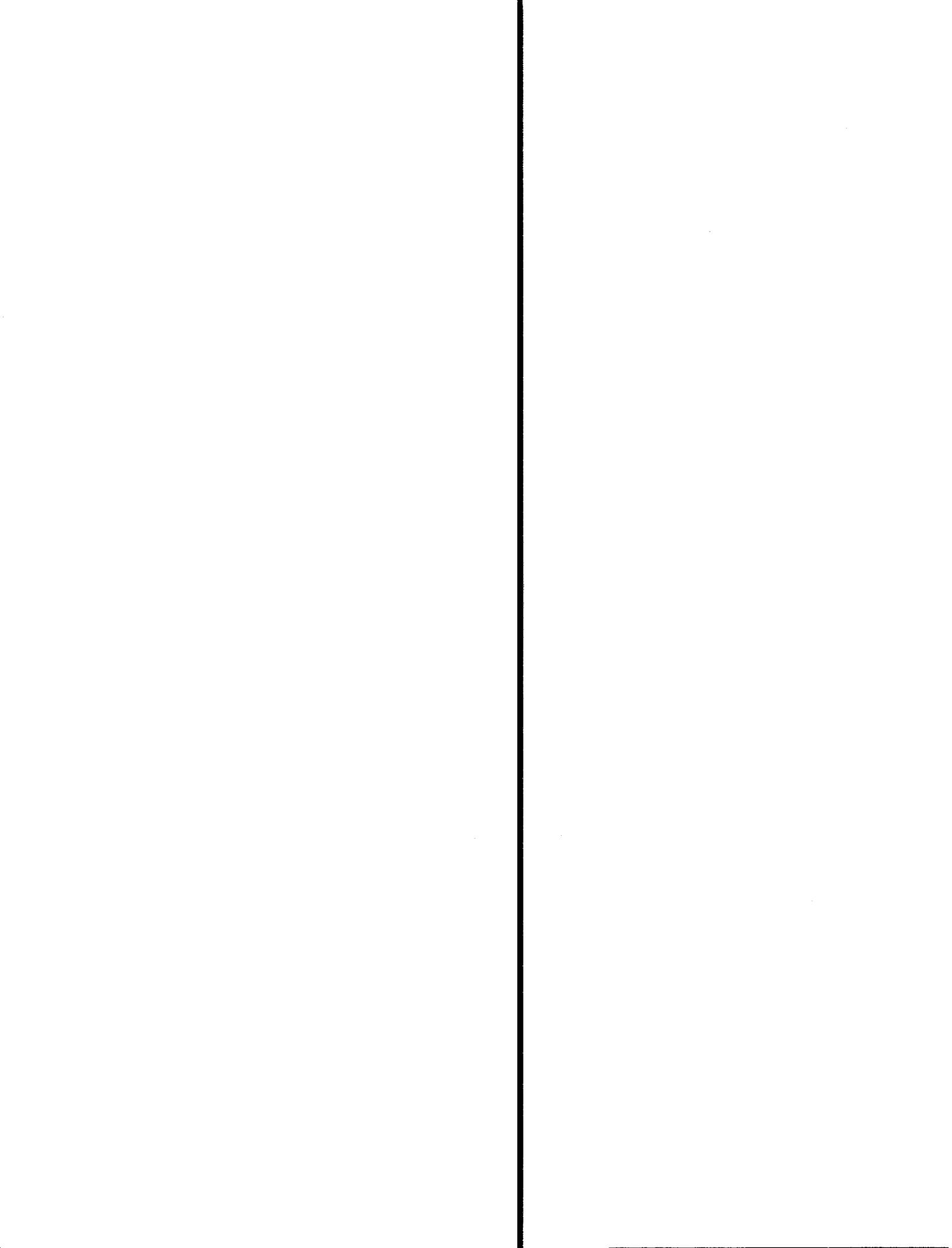
Al momento de la promulgación de la Ley Corta I, en el año 2004, Transelec controlaba el 100% de la transmisión nacional del SING y el 97% en el SIC. Como se observa en el Gráfico 9, el 3% restante de la transmisión nacional (entonces “troncal”) del SIC era de la generadora Guacolda (Línea Cardones – Maitencillo), que posteriormente fue vendida a Transelec.

Gráfico 9: Market share transmisión nacional (ex troncal), por km al año 2004



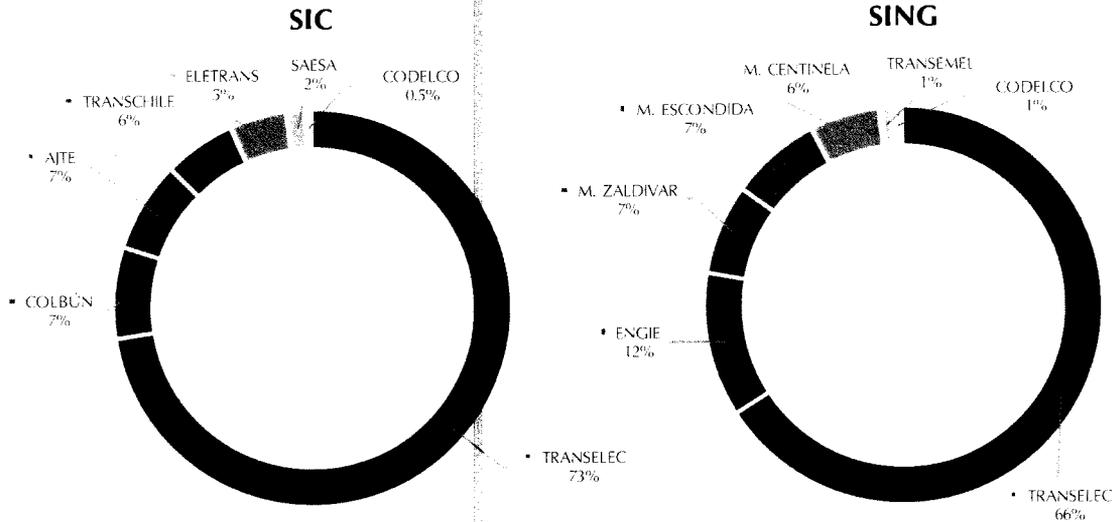
Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico.

Como resultado de las licitaciones y de la incorporación de múltiples actores, hacia 2017, la propiedad del sistema nacional se ha desconcentrado fuertemente. Antes de la interconexión, la participación de Transelec en las instalaciones nacionales (ex-troncales) alcanzaba el 73% en el SIC y el 66% en el SING. Tal como se aprecia en el Gráfico 10, en ambos sistemas existían seis actores adicionales, con propiedades que alcanzaban hasta un 7% en el SIC y un 12% en el SING.



125

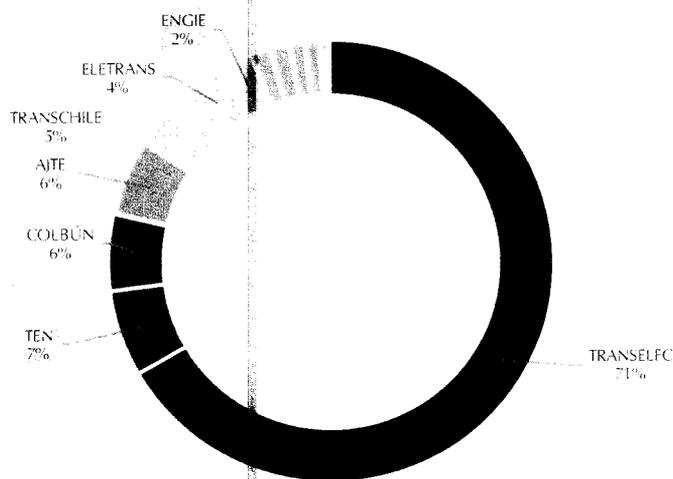
Gráfico 10: Market share transmisión nacional, por km, a enero de 2017



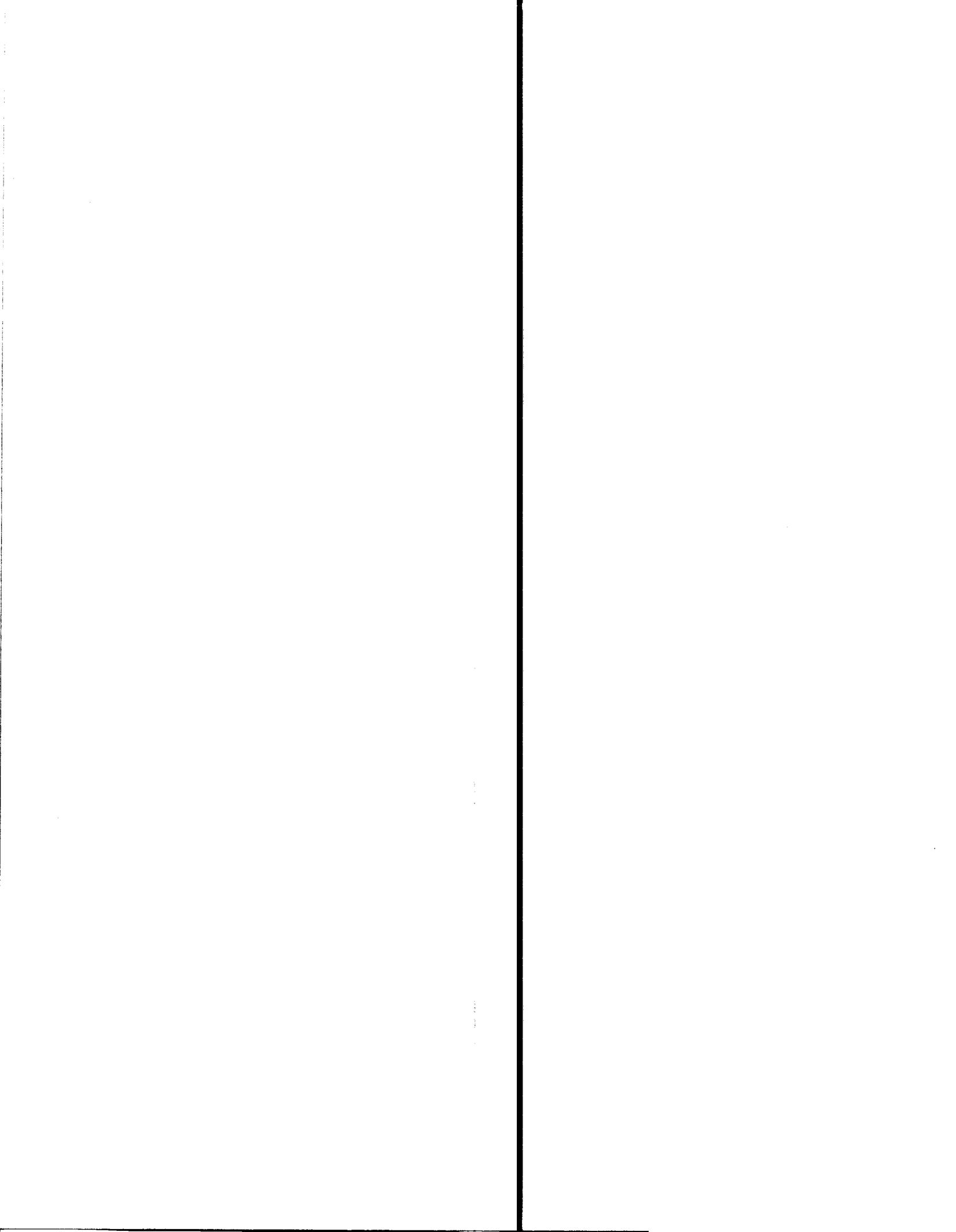
Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico.

Por otra parte, cabe destacar que con la interconexión del SIC y el SING en noviembre de 2017, en el sistema resultante aumentó la participación cruzada de la generadora Engie, a un 9% de la transmisión nacional (medida en km de línea) y 7% de la generación. Lo anterior se debe a que la Transmisora Eléctrica del Norte (en adelante "TEN") realizó un proyecto para la interconexión del SIC y SING que tiene una longitud de 600 kms; siendo TEN propiedad en 50% de Engie y 50% de la Red Eléctrica Internacional. Véase Gráfico 11.

Gráfico 11: Participación de mercado transmisión nacional, por km, Sistema Eléctrico Nacional



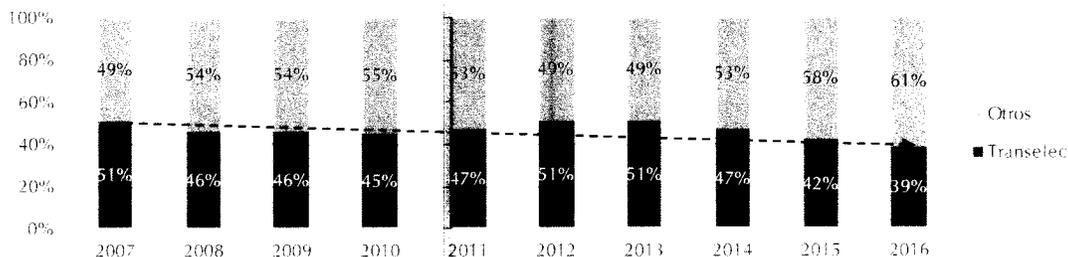
Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico.



124

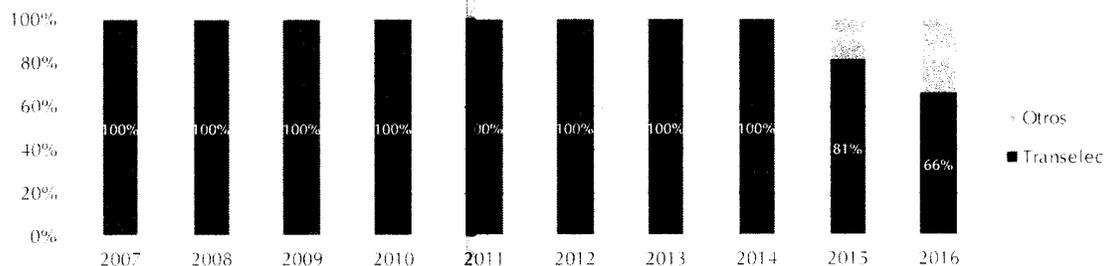
Asimismo, el principal actor del sistema de transmisión, Transelec, ha sido desafiado en su participación de mercado en los últimos años en las tensiones 220 kV y 500 kV. Véase Gráfico 12 y Gráfico 13.

Gráfico 12: Participación de mercado Transelec, por km de línea, 220 kV



Fuente: Memorias Transelec.

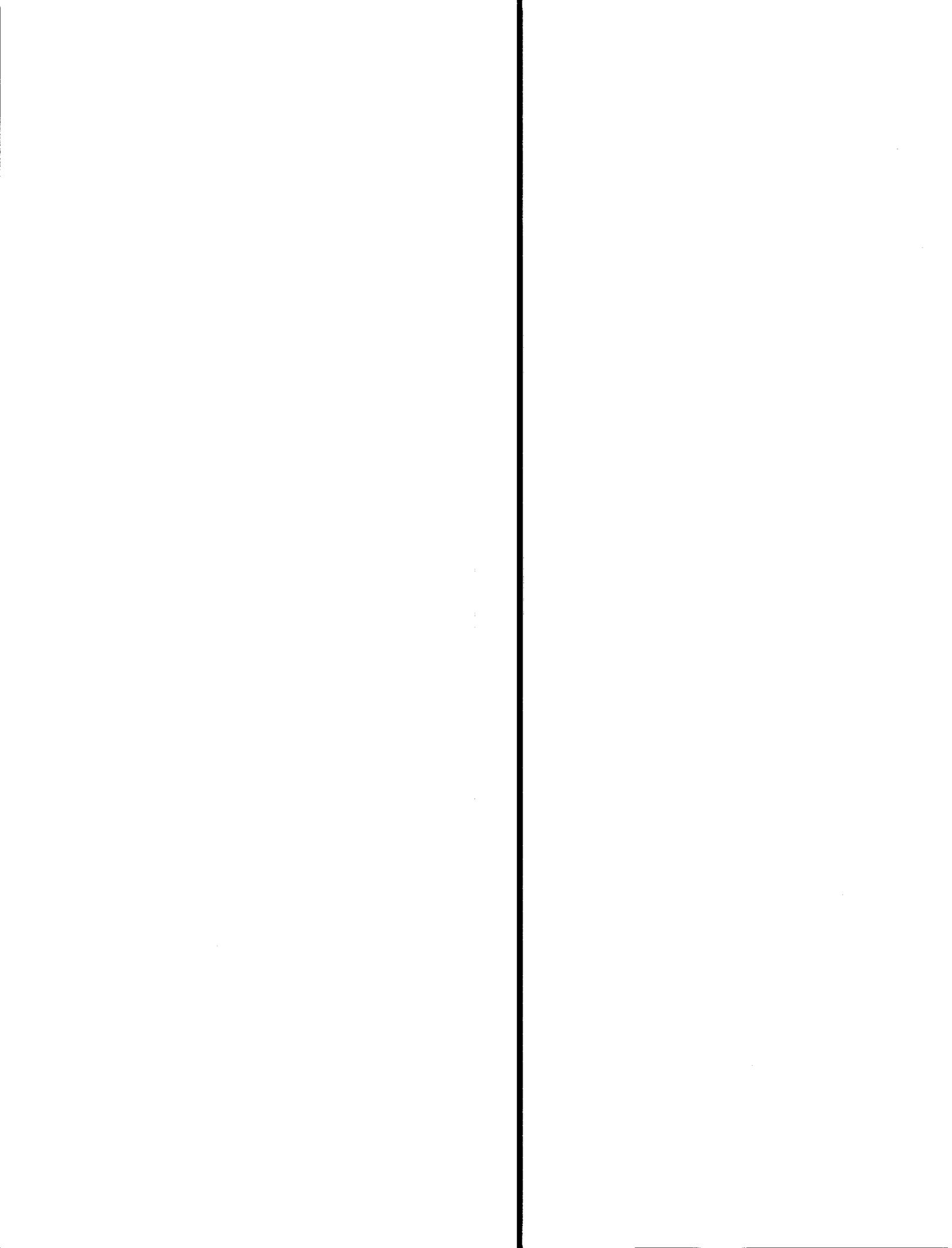
Gráfico 13: Market share Transelec, por km de línea, 500 kV



Fuente: Memorias Transelec.

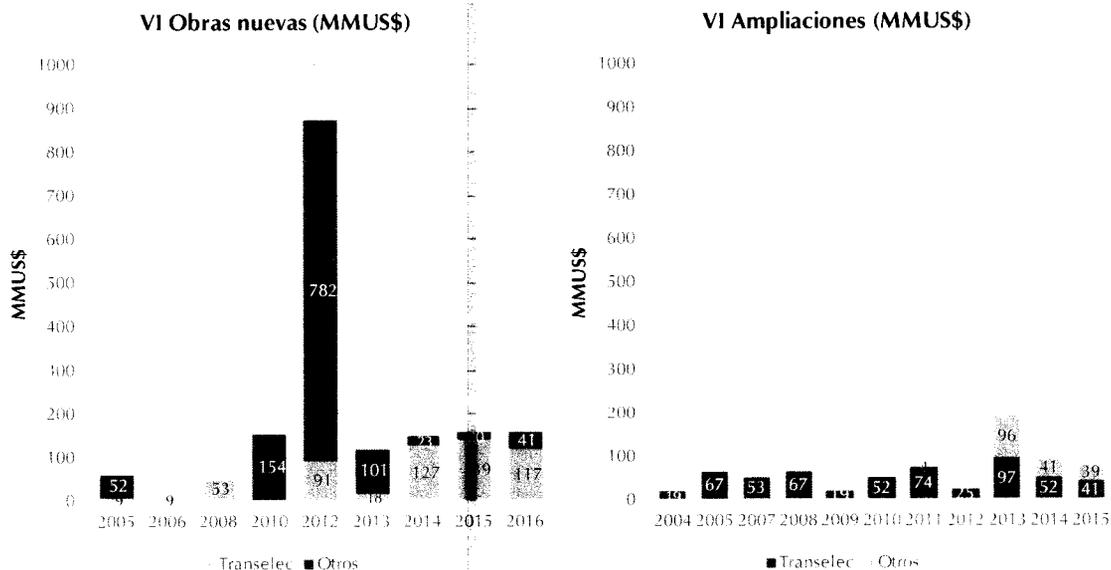
4.2.2 Evolución de las inversiones

Por otro lado, en las licitaciones posteriores al año 2004, los montos adjudicados por nuevos actores han experimentado un marcado aumento. El Gráfico 14 muestra como los nuevos actores irrumpieron en las licitaciones de obras nuevas con fuerza desde 2010, y de forma más reciente también en ampliaciones.



1027

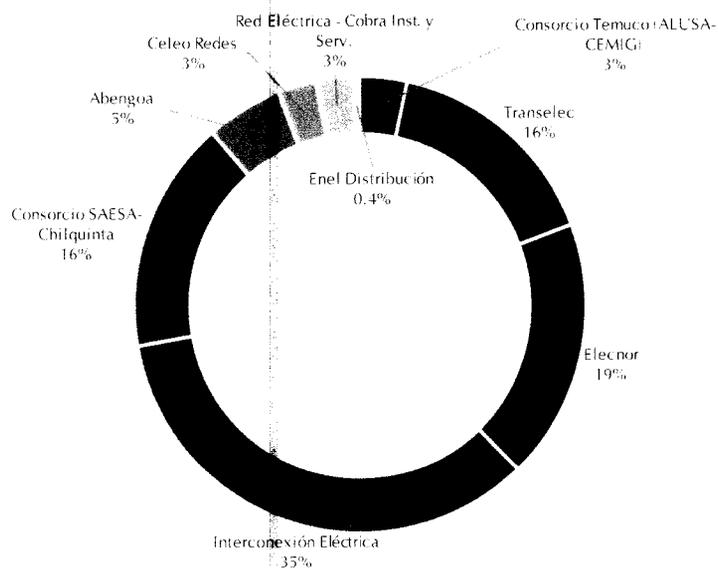
Gráfico 14: Inversiones licitadas por concepto de transmisión nacional



Fuente: Información pública de licitaciones del sistema de transmisión nacional.

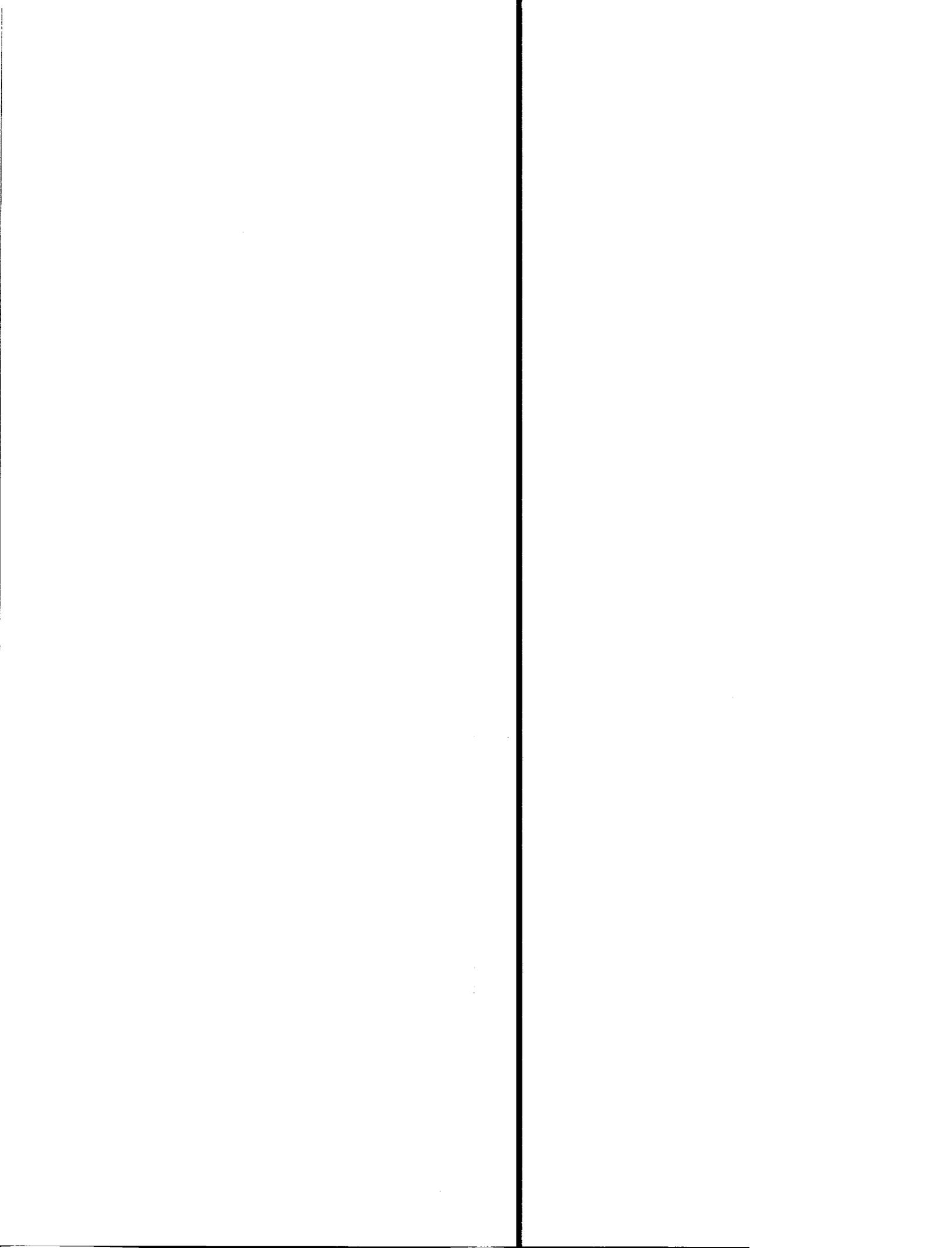
En cuanto a las licitaciones de obra nueva desde el año 2005 al 2017, incluyendo la última, la participación de Transec ha sido baja en relación a otros actores y nuevos entrantes. Véase Gráfico 15.

Gráfico 15: Licitaciones de obra nueva 2005-2017, por VATT adjudicado



Fuente: Información pública de licitaciones del sistema de transmisión nacional.

Nota: Cabe señalar que el proyecto de Abengoa (5% del VATT) fue posteriormente traspasado a Transec, con lo que ésta alcanza un 21%.





5 Análisis de libre competencia

La presente sección desarrolla en profundidad aspectos de libre competencia relacionados a la propiedad cruzada entre generación y transmisión. En particular, en esta se realiza una comparación entre lo que se entiende por integración vertical, bajo la definición proveniente de la literatura de organización industrial, y el concepto de propiedad cruzada, y se desarrolla un análisis relacionado a la aplicabilidad de la "doctrina de facilidades esenciales".

De forma seguida, se plantea el conjunto de riesgos que han sido asociados a la propiedad cruzada generación-transmisión, tanto en la literatura económica como en la experiencia internacional. Finalmente, se distinguen varios beneficios derivados de la eliminación o relajación de la restricción a la propiedad cruzada.

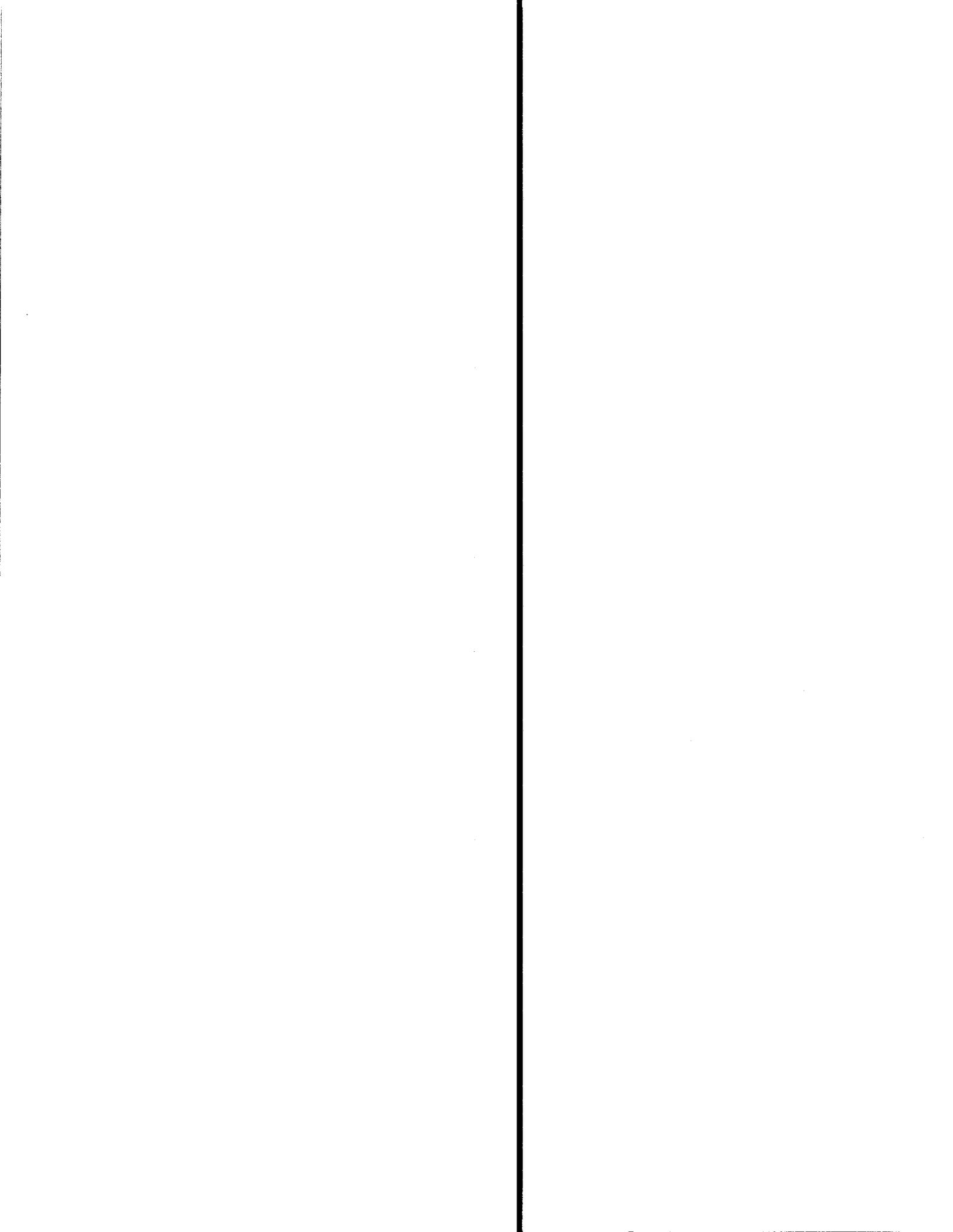
5.1 Integración vertical vs. propiedad cruzada

En primer lugar, cabe señalar que la literatura regulatoria es clara en definir el concepto de "integración vertical" en el mercado eléctrico, y en que el caso chileno no corresponde a esa definición, incluso en el caso de que se elimine la restricción a la propiedad cruzada.

De acuerdo a las definiciones de "desintegración vertical" de la Unión Europea (Véase Sección 6 Benchmark internacional), el caso chileno corresponde a un caso de "operador del sistema independiente" (el Coordinador Eléctrico), pero a la vez mantiene características de "desintegración completa" (derivadas de la restricción impuesta por el Artículo 7° de la LGSE). No correspondería así a un caso de integración vertical.

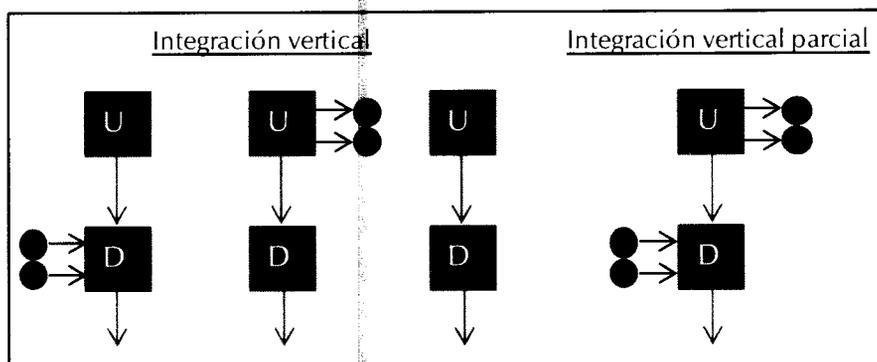
Por otra parte, según la definición académica provista por el *Handbook of Industrial Organization*¹⁹, la integración vertical supone eliminar los intercambios contractuales o de mercado, los que son reemplazados por intercambios internos dentro de la misma empresa. De esta manera, existe integración vertical si todo el *output* del proceso aguas arriba es empleado como *input* aguas abajo o, todo el *input* aguas abajo es obtenido del *output* aguas arriba. Ahora, si sólo parte del producto generado "aguas arriba" es empleado como sólo parte de los insumo "aguas abajo", se habla de "integración vertical parcial". La Figura 2 a continuación, muestra algunos ejemplos que permiten simplificar el entendimiento del concepto desarrollado.

¹⁹ Perry, Martin K. "Vertical integration: determinants and effects." *Handbook of industrial organization* 1 (1989): 183-255.



R7

Figura 2: Ejemplos de estructura con integración vertical total o parcial



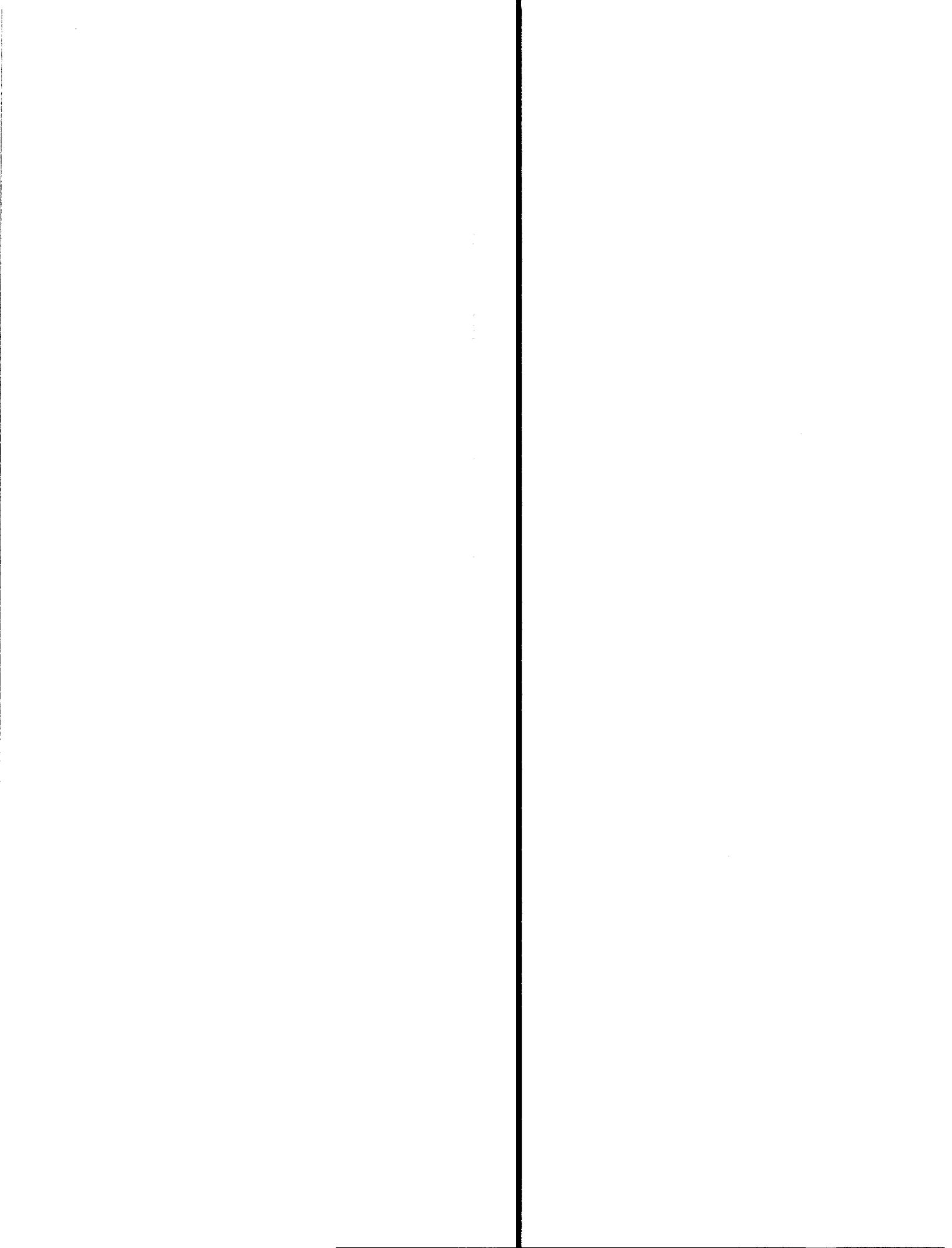
Fuente: Elaboración GBA a partir de Handbook of Industrial Organization (1989), Vol. 1 Cap. 4.

También, otras definiciones de fuentes reconocidas destacan variadas condiciones que se requieren para hablar de integración vertical. Entre ellas destaca: la relación de proveedor-cliente y la disminución de costos de transacción. A continuación se desarrollan estas:

- OECD:²⁰ [La integración vertical] describe la propiedad o control por una empresa de diferentes etapas. Por ejemplo, las firmas de refinación de petróleo que poseen “aguas abajo” instalaciones de distribución de gasolina y “aguas arriba” los pozos de petróleo y tuberías de transporte. La integración “hacia adelante” se refiere a la actividad de expandir la propiedad o control desde la producción a las etapas de distribución, mientras que en la integración “hacia atrás” se expande desde la producción a las etapas de materia prima. La integración vertical puede lograrse mediante nuevas inversiones y/o fusiones verticales y adquisición de empresas existentes en diferentes etapas de producción. Un motivo importante para la integración vertical es la eficiencia y la minimización de los costos de transacción.
- U.S. Federal Trading Commission:²¹ Las integraciones verticales suelen ser fusiones entre empresas no competidoras entre sí, donde el producto de una es necesariamente un componente o complemento para el producto de la otra. Tales fusiones pueden alcanzar beneficios de eficiencia pro-competitivos. La integración vertical puede disminuir los costos de transacción, incentivar mejoras sinérgicas en el diseño, producción y distribución del producto final, y así aumentar la competencia. En consecuencia, la mayoría de los acuerdos verticales originan pocas preocupaciones en materia de competencia.

²⁰ Fuente: <http://www.oecd.org/regreform/sectors/2376087.pdf>

²¹ Fuente: <https://www.ftc.gov/es/public-statements/1995/07/vertical-merger-enforcement-challenges-ftc>



130

- FNE – Chile:²² Se entiende por concentración a aquellas operaciones de concentración, fusiones, adquisiciones de acciones, adquisiciones de activos, asociaciones y, en general, los actos y convenciones que tienen por objeto o efecto que dos o más empresas económicamente independiente entre sí pasen a conformar una sola empresa, a tomar decisiones en forma conjunta o a integrar un mismo grupo empresarial. Las concentraciones verticales son aquellas en que las empresas involucradas operan en distintas etapas de la producción o distribución de un bien o servicio, generalmente con carácter de proveedoras y clientes entre sí.

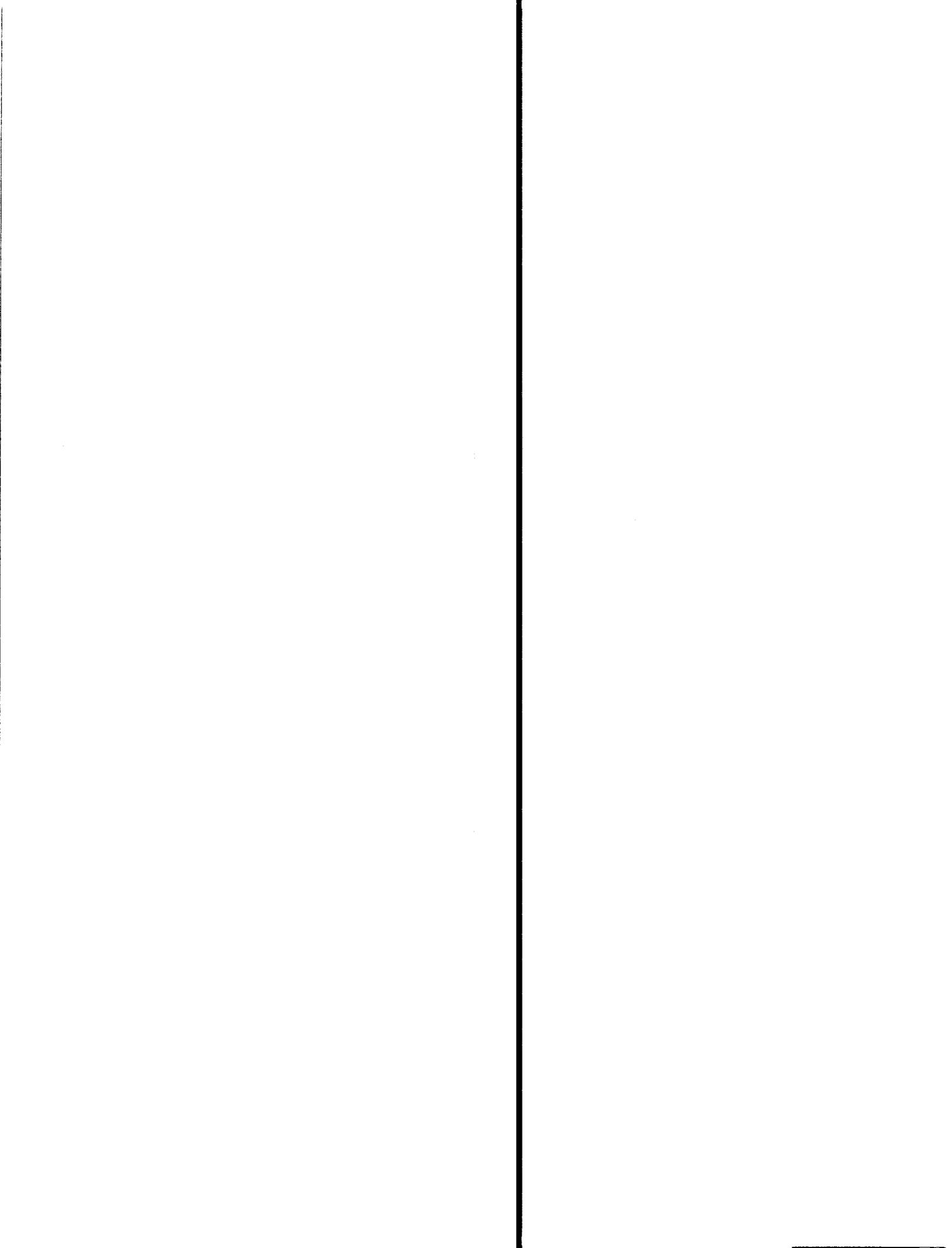
En síntesis, se distinguen siete atributos que caracterizan una integración vertical; la Tabla 5 los describe.

Tabla 5: Características de una integración vertical

Característica	Descripción
(1) Propiedad común.	Las firmas conforman un mismo grupo empresarial.
(2) Las firmas involucradas operan en diferentes etapas del proceso productivo.	Las firmas involucradas no son competidoras, en general poseen una relación de proveedor-cliente.
(3) Minimizar costos de transacción.	Si las firmas son independientes, entonces se relacionan a través de un mercado o contratos. Al integrarse, las negociaciones desaparecen y sólo se produce un intercambio interno.
(4) Control total de los procesos integrados.	Las firmas poseen total flexibilidad para la toma de decisiones de todos los procesos en los que se ven involucradas.
(5) Generar eficiencia.	Los costos de las firmas integradas son menores a los que tendrían si operan de manera desintegrada.
(6) Intercambio entre las firmas involucradas.	El producto de una de las firmas es necesariamente utilizado como un insumo para la producción de la otra firma.
(7) Relación de exclusividad entre las partes.	Todo el producto de U es utilizado exclusivamente por D y/o el único insumo utilizado por D es producido en su totalidad por U.

En lo que sigue, se analiza si estos atributos se cumplen en un caso de propiedad simultánea en generación y transmisión nacional dentro del mercado chileno.

²² Fuente: <http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2012/10/Guia-Fusiones.pdf>. Nota: La definición de la FNE se refiere a concentración vertical.

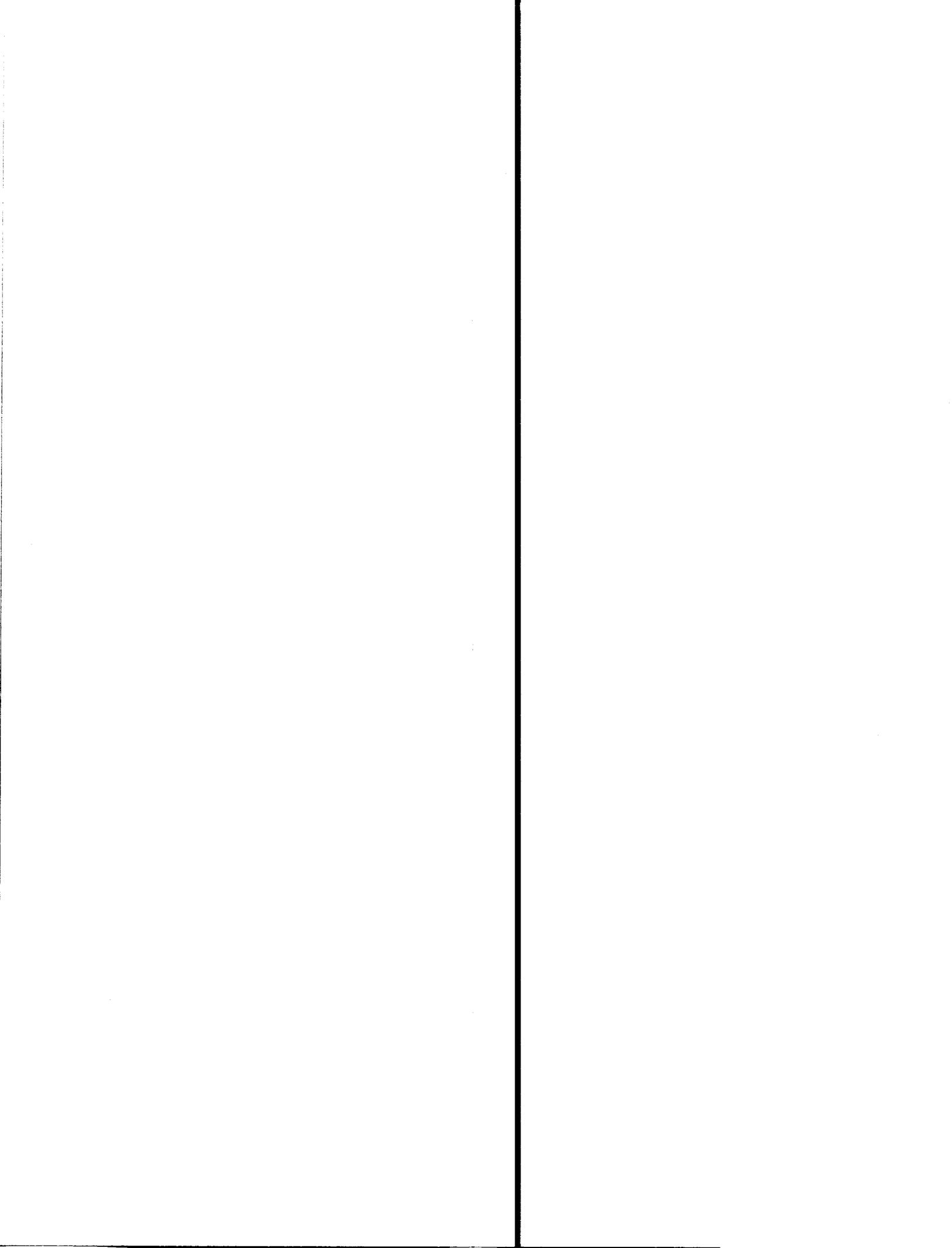


1. **Propiedad común:** Se cumple.
 - La participación de un transmisor en la etapa de generación, tiene como efecto que ambas firmas pasen a formar parte de un mismo grupo empresarial.

2. **Firmas involucradas pertenecen a distintas etapas:** Se cumple.
 - La transmisión es un insumo esencial para la generación. Las plantas generadoras necesitan los cables de transmisión para poder llegar a los distribuidores o clientes libres.
 - La legislación chilena reconoce la generación y la transmisión como etapas distintas del sector eléctrico.

3. **Minimizar costos de transacción:** No se cumple.
 - Bajo una potencial integración entre generadores y transmisores, las tarifas seguirán siendo reguladas y el uso de las líneas seguirán siendo determinados por el Coordinador, y no se alteran los costos de transacción.

4. **Control total sobre el proceso:** No se cumple.
 - La integración vertical conlleva un control total de las etapas del proceso.
 - Debido a la regulación, un Generador-Transmisor no puede controlar las etapas de Generación-Transmisión.
 - El generador no tiene la facultad para decidir que activos de transmisión usará para llegar a sus clientes, ni sobre sus despachos. Ambos son decididos por el Coordinador.
 - La transmisora no posee la autoridad de decidir sobre los generadores que usarán sus líneas, ni la cantidad de flujo que deberán transportar.
 - El transmisor tampoco tiene la facultad de decidir sobre la expansión de su capacidad. Las extensiones de capacidad son planificadas a largo plazo por la autoridad y posteriormente licitadas.
 - El transmisor y el generador no son capaces de influir sobre la tarifa por el uso de las instalaciones de transmisión. El ingreso de la transmisora está fijado de acuerdo a su inversión y sus costos, de acuerdo a lo establecido por la LGSE.
 - De acuerdo a la ley más reciente, el costo de transmisión se traspasa directamente al cliente final (si bien la ley contempla un período de transición).



5. **Generar eficiencia:** No se cumple.

- En una integración vertical, los costos de la operación conjunta disminuyen en relación a la operación independiente de las firmas. En otras palabras, existen economías de ámbito.
- Tal como señala la literatura, las principales fuentes de eficiencia se logran a través de la coordinación de las inversiones y la coordinación de los despacho.
- Bajo la legislación vigente, las decisiones de inversión son tomadas por la CNE y coordinación de los despachos es realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Por lo tanto, una potencial integración entre Generación y Transmisión no generaría una disminución de costos.

6. **Intercambio entre las firmas involucradas:** En general, bajo la regulación chilena, no es posible cumplir con el presente punto. Bajo el marco regulatorio nacional, es probable que una empresa dueña de una generadora y de activos de transmisión, nunca transmita electricidad a través de sus propias líneas. El siguiente ejemplo ilustra la posibilidad de ausencia de intercambio y propiedad común simultáneamente (Véase Figura 3):

- El generador G y la línea de transmisión L_1 poseen propiedad cruzada.
- D es un cliente de G.
- G no tiene el poder de decidir a qué línea de transmisión (o subestación) conectarse.
- Si el Coordinador Nacional decide que es óptimo para el sistema que se conecte a la red L_2 , entonces no existe intercambio (ni monetario ni de electrones) entre el generador y transmisor que poseen propiedad cruzada.
- Al no haber intercambio, ni siquiera es posible hablar de integración vertical en su definición más amplia.

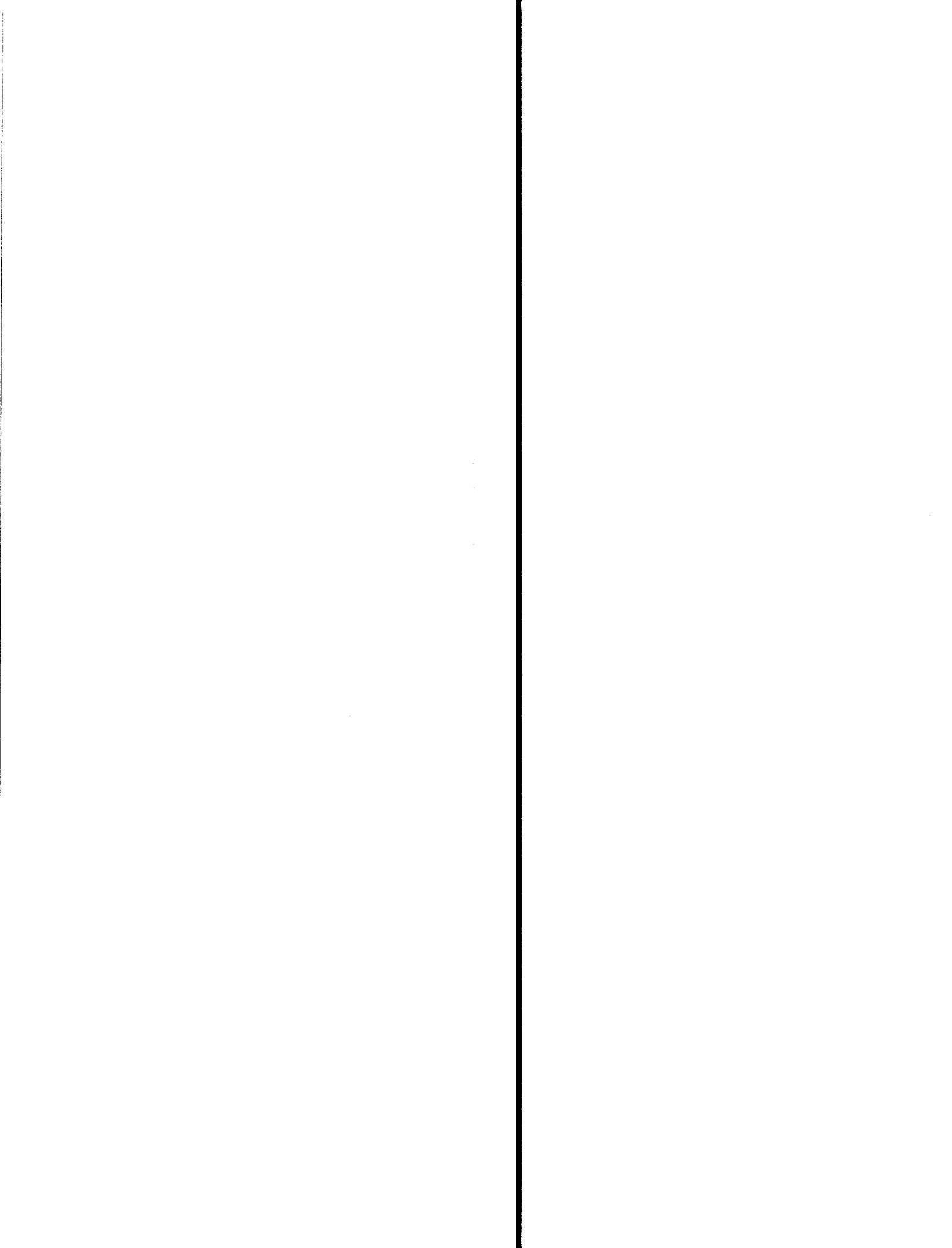
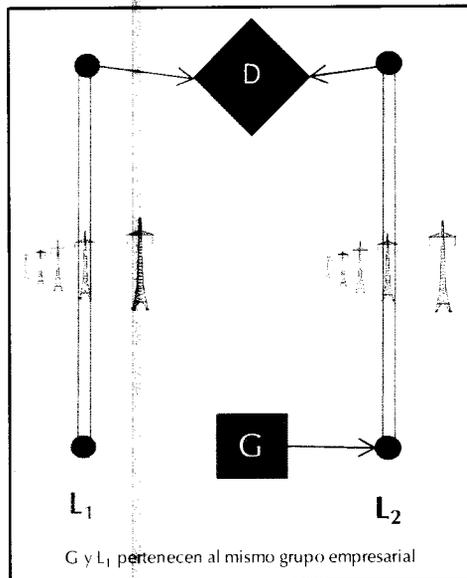
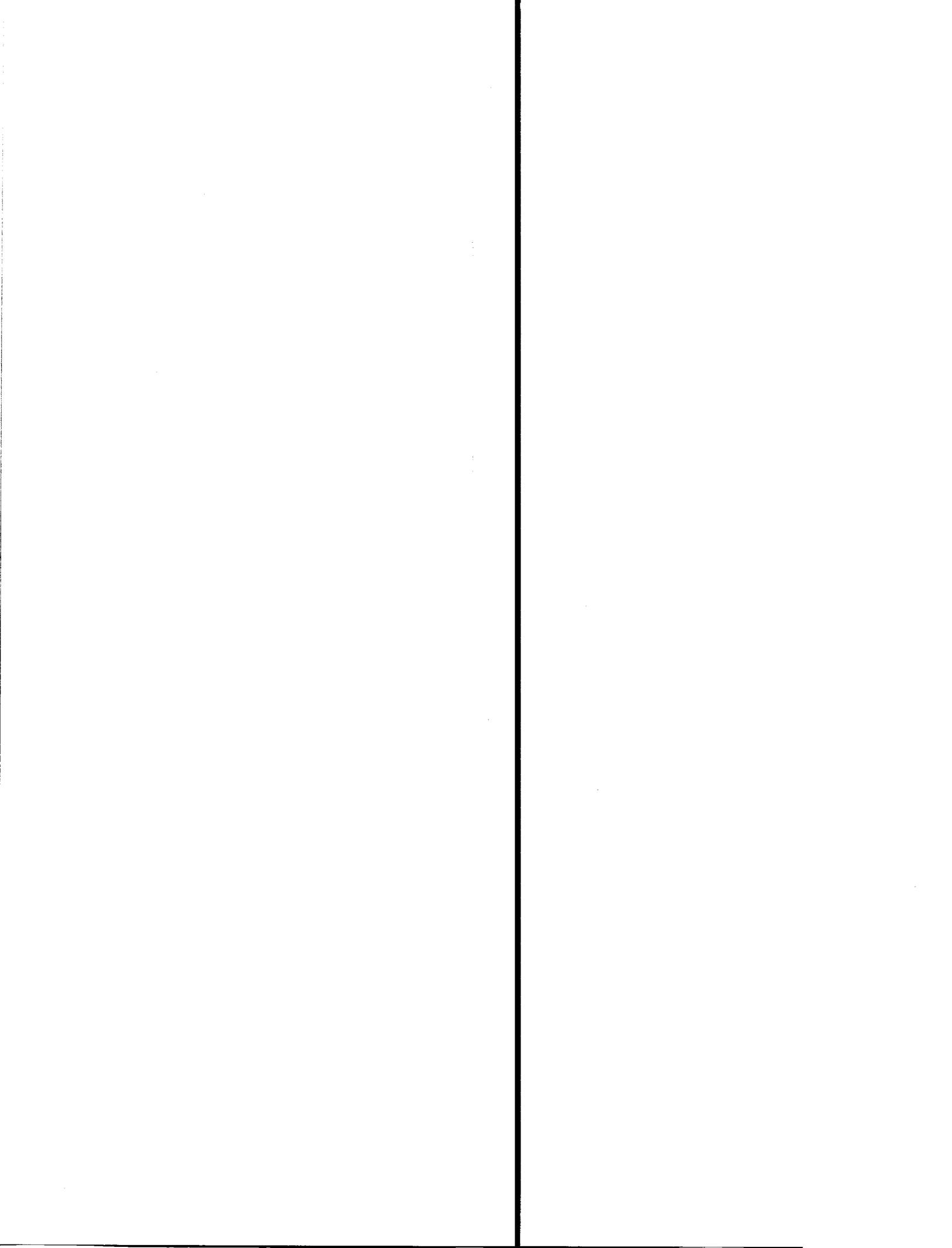


Figura 3: Ejemplo de propiedad cruzada transmisión-generación, donde la transmisora nunca presta servicios a la generadora

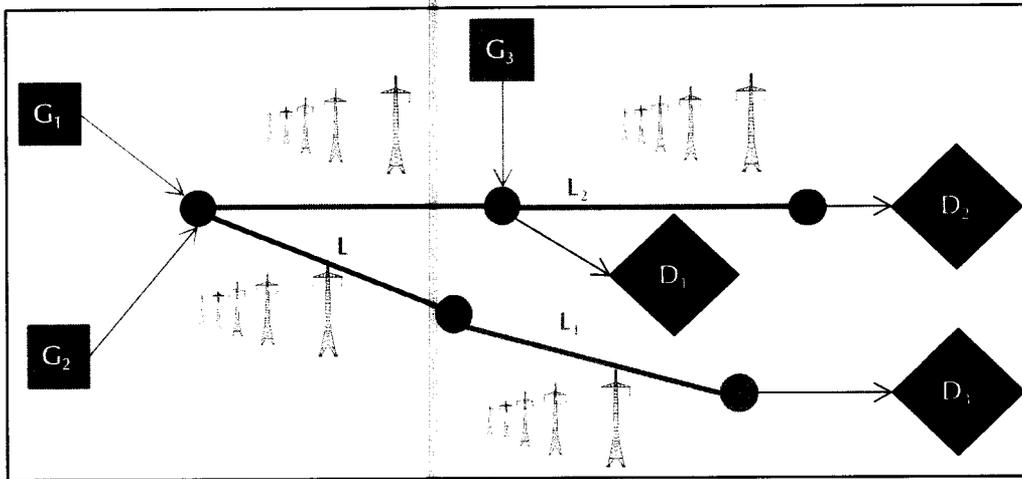


7. **Relación de exclusividad entre las partes:** En general no existe una relación de exclusividad entre Transmisión y Generación en un caso de propiedad cruzada. Aun cuando haya intercambio, la energía generada en general pasa por más de una línea, las que pueden ser de distintos propietarios. A continuación se presenta un ejemplo donde las generadoras pasan por múltiples transmisoras (Véase Figura 4):
- El transmisor L y el generador G₁ poseen propiedad cruzada.
 - El transmisor recibe inyecciones de energía de los generadores G₁ y G₂.
 - El generador G₁ además debe utilizar redes de transmisión ajenas para llegar a sus clientes D₂ y D₃.



B4
/

Figura 4: Ejemplo de propiedad cruzada transmisión-generación, donde las generadoras pasan por múltiples transmisoras, y éstas sirven a múltiples generadoras



En resumen, de los siete atributos copulativos que permiten calificar la inversión en dos segmentos de una cadena de valor como integración vertical; sólo dos de ellos resultan aplicables a la propiedad de transmisión y generación en Chile. De este modo, se concluye que la inversión simultánea en generación y transmisión, en particular en el caso del mercado chileno, no puede calificarse como de "integración vertical"

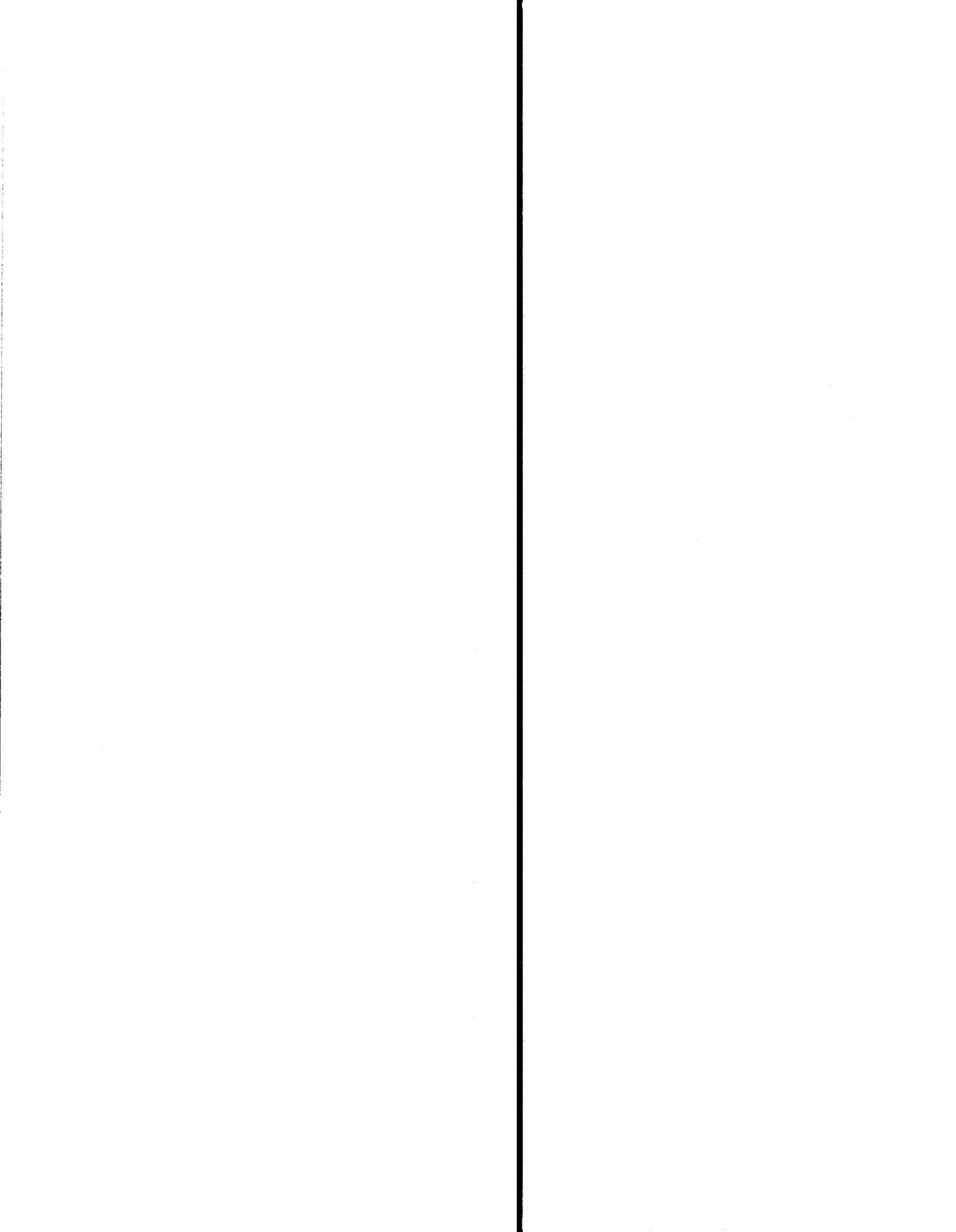
Por esta razón, no es correcto hablar de integración vertical si un transmisor invierte en generación o viceversa, en Chile; resulta más adecuado hablar de "propiedad cruzada".

5.2 Aplicabilidad de la doctrina de facilidades esenciales

Como se ha visto, la restricción a la propiedad cruzada se inspiró, al menos parcialmente, en el hecho de que se consideraba a la transmisión nacional como una "facilidad esencial" (Véase Sección 3).

Facilidades esenciales son aquellas cuyo acceso resulta fundamental para que terceras firmas puedan realizar su actividad económica, y que no son replicables por razones técnicas o económicas. La doctrina de facilidades esenciales establece condiciones en que los propietarios de dichas facilidades, o "monopolios cuellos de botella" deben ser mandatados a proveer acceso a ésta bajo ciertas condiciones, con el fin de resguardar la libre competencia aguas arriba o aguas abajo de la facilidad esencial²³.

²³ Véase, por ejemplo, The Essential Facilities Concept, OECD, 1996 y Marco regulatorio internacional de la industria de regasificación de gas natural licuado - Centro De Regulación Y Competencia Universidad de Chile, 2010



135

Tanto la jurisprudencia norteamericana como la europea, si bien con matices, han empleado la doctrina de las facilidades esenciales en distintos mercados. De esta manera, han sido declarados facilidades esenciales y se ha regulado puertos, gasoductos, redes de fibra óptica, redes de distribución de gas y terminales de regasificación de Gas Natural Licuado ("GNL").

En el caso de Chile, se ha aplicado la calificación de facilidad esencial para determinados activos, sobre todo desde la creación de la institucionalidad de libre competencia actualmente vigente²⁴. Sin embargo no ha habido hasta ahora pronunciamiento en este sentido en relación a las líneas de transmisión; tampoco ha sido requerido el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia para que se pronuncie sobre la materia.

Cabe notar que, en el sector portuario, la ley restringe la integración vertical y horizontal en puertos públicos concesionados²⁵, y el TDLC ha accedido en varios casos a elevar de 40% a 60% el tope de integración vertical:

La doctrina de facilidades esenciales establece que el control de una facilidad esencial por parte de una empresa puede ser perjudicial para la libre competencia, justificando la regulación del acceso. Para la aplicación de esta doctrina, en la jurisprudencia estadounidense se han establecido cuatro condiciones que deben cumplirse de manera copulativa.

1. Que la facilidad es de propiedad o controlada por un monopolista;
2. Que la facilidad no pueda ser replicada por razones técnicas o económicas;
3. Que se niegue a un competidor el acceso a la facilidad; y
4. Que sea técnicamente factible proveer el acceso de competidores.

La Tabla 6, a continuación, detalla la aplicabilidad de la doctrina de "facilidad esencial" dentro de las distintas etapas del marco regulatorio nacional.

²⁴ Véase, por ejemplo, Sentencia 47/2006 del TDLC . Sal Punta Lobos

²⁵ Restricciones en el sector portuario: Restricción horizontal: accionistas con más de un 15% de propiedad no pueden tener participación >15% en otros puertos de la misma región. Restricción vertical: "usuarios relevantes" del puerto no pueden tener más del 40% de la propiedad de éste. Dictamen 1045 de la Comisión Preventiva Central, 21 de agosto de 1998.

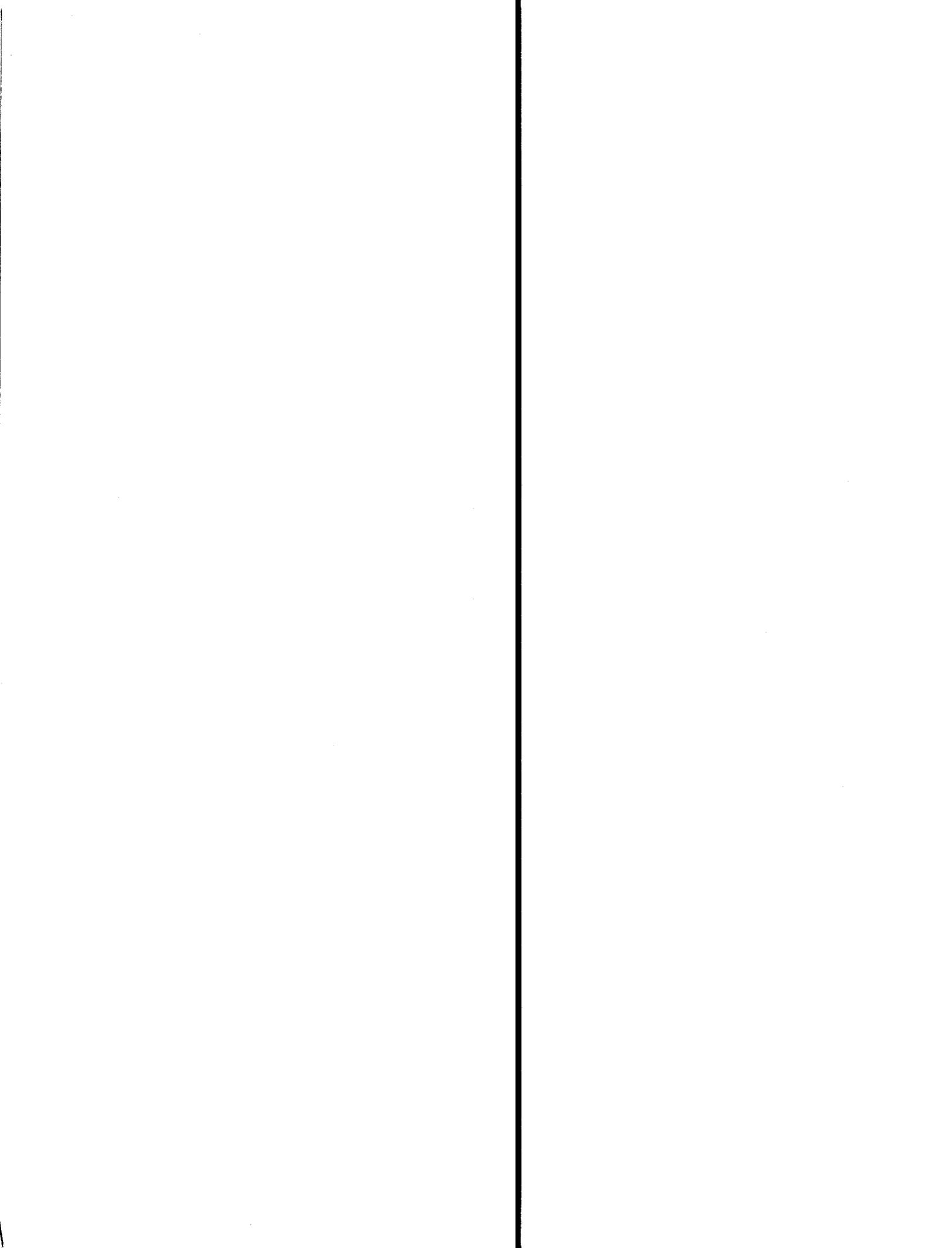


Tabla 6: Aplicabilidad de la doctrina de “facilidad esencial” al mercado chileno de transmisión

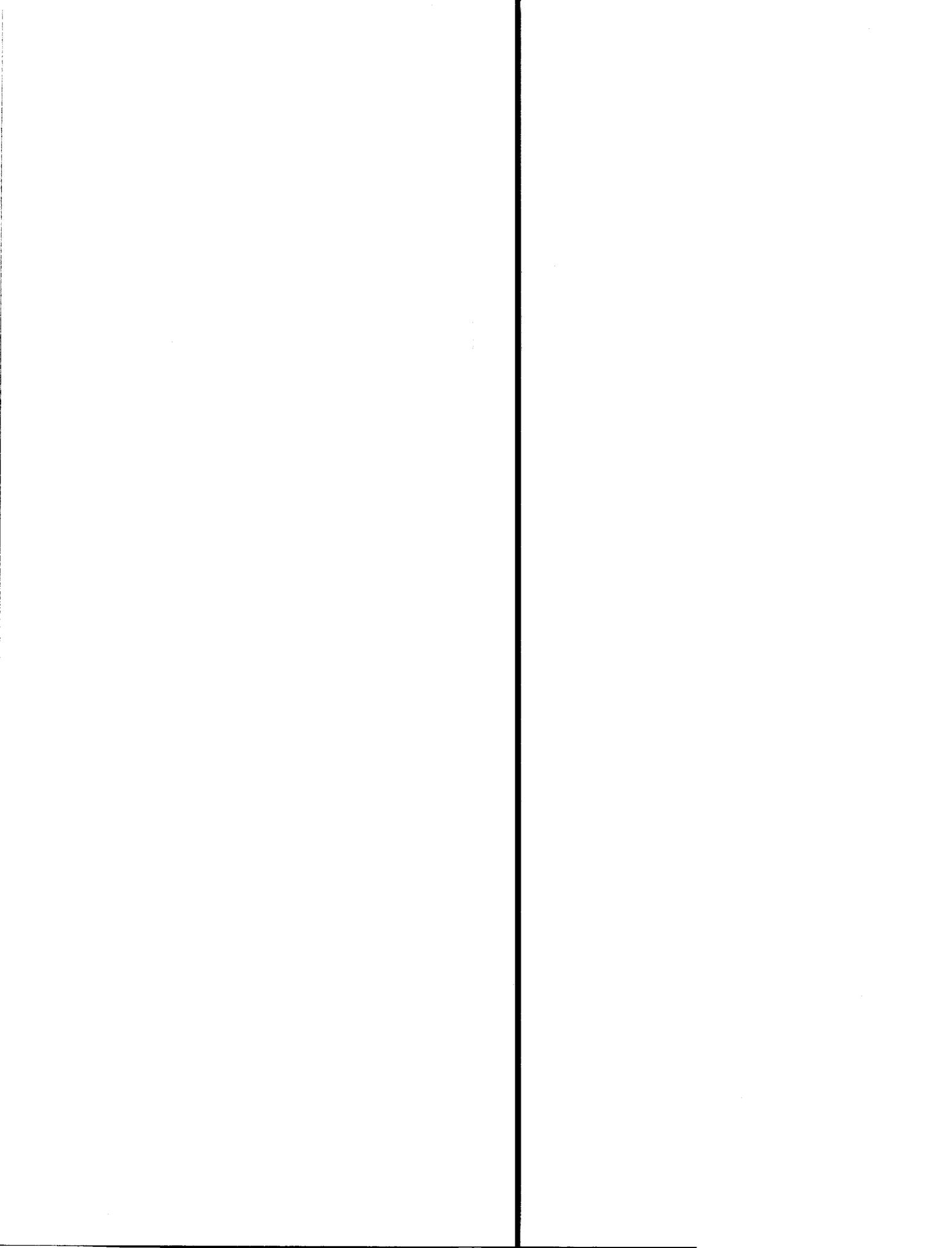
Condiciones	Pre-Ley Corta I	Ley Corta I	Nueva Ley de Transmisión
Facilidad controlada por un monopolista	Cada segmento de transmisión es un monopolio/oligopolio geográfico. (*) 	Cada segmento de transmisión es un monopolio/oligopolio geográfico. (*) 	Cada segmento de transmisión es un monopolio/oligopolio geográfico. (*) 
Facilidad no replicable por razones técnicas o económicas	La facilidad es replicable, si bien a un costo muy elevado. 	La facilidad es replicable, si bien a un costo muy elevado. 	La facilidad es replicable, si bien a un costo muy elevado. 
Negativa de acceso a la facilidad a un competidor	Acceso abierto no obligatorio. 	Acceso abierto y tarifa regulada, pero el propietario asigna capacidad. 	Tarifa regulada y el Coordinador asigna la capacidad. 
Factibilidad técnica de proveer acceso a terceros a la facilidad	La capacidad no era auditable. 	El propietario asigna capacidad, con algún espacio para discrecionalidad. 	El Coordinador asigna capacidad. 

 Condición se cumple  Condición se cumple parcialmente  Condición no se cumple

Fuente: Elaboración GBA.

Nota: (*) En algunos casos se han incorporado líneas paralelas de distintos propietarios en tramos donde hay alta congestión.

Así, la mayoría de las condiciones de la doctrina de facilidades esenciales (que justifican las restricciones a la inversión cruzada) no se cumplen bajo la regulación actual de acceso y capacidad.



5.3 Ausencia de riesgos de la propiedad cruzada entre generación y transmisión

Existe un conjunto de riesgos que han sido asociados a la propiedad cruzada de generación y transmisión, tanto en la literatura económica como en la experiencia internacional.²⁶

Como se verá a continuación, tras los cambios legales en el sector eléctrico desde el año 2004 hasta la fecha, todos y cada uno de los factores de riesgo que se tuvieron a la vista al establecer la restricción a la propiedad cruzada se encuentran debidamente abordados y cubiertos.

5.3.1 Análisis de factores de riesgo

Los factores de riesgo se encuentran resumidos y categorizados en la Tabla 7, a continuación.

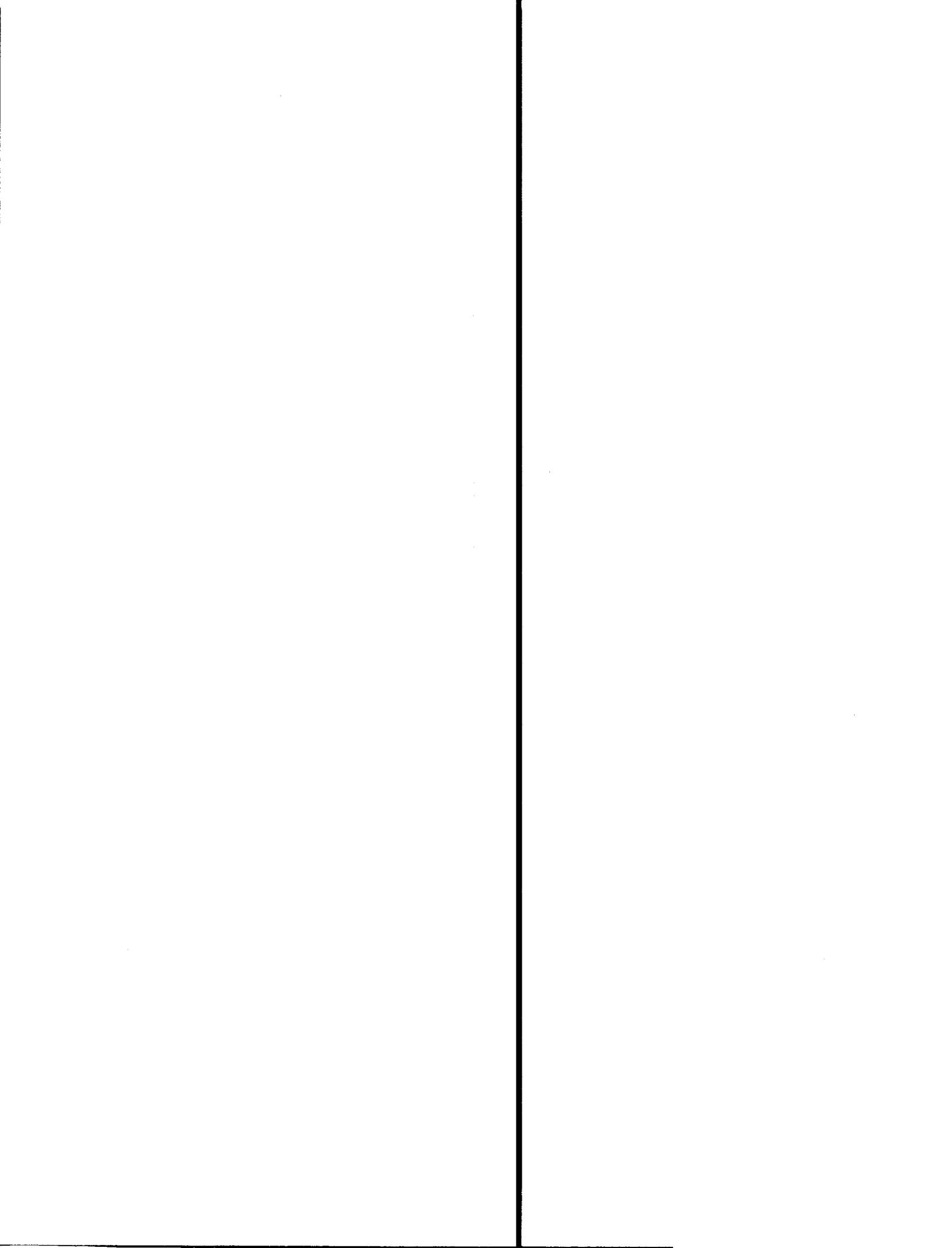
Tabla 7: Resumen de riesgos de la propiedad cruzada

Riesgos	Descripción
(1) Discriminación en precios	Los generadores con propiedad cruzada en transmisión tendrían la posibilidad de cobrar tarifas de transmisión mayores a los generadores competidores sin medios propios de transmisión.
(2) Discriminación no basada en precios	Incluye, entre otros: a) Limitación de capacidad. b) Reserva de capacidad para la propia generadora. c) Prolongación de la negociación (tarifas) generador-transmisor. d) Obstaculización de la conexión a competidores.
(3) Discriminación por la vía de inversión estratégica en transmisión	Los generadores con propiedad en transmisión podrían diferir decisiones de inversión, con el fin de producir escasez de capacidad de forma que resulte perjudicial para un competidor.
(4) Menor inversión en interconexiones y expansión	La propiedad cruzada, disminuye el incentivo a desarrollar infraestructura que permita la importación o exportación de energía, o la interconexión de zonas remotas, incrementando así el precio mayorista de la energía a favor de los generadores que tienen medios de transmisión y logran bloquear o diferir expansiones de capacidad en ese segmento.

En lo que sigue, se analizan estos riesgos bajo el marco regulatorio del sistema eléctrico en Chile.

1. Discriminación en precios: No es posible ningún tipo de discriminación en precios, pues las tarifas son fijadas por la autoridad. Los precios de la transmisión son regulados

²⁶ La experiencia internacional y la literatura relativa a propiedad cruzada entre generación y transmisión se analizan en los Capítulos 6: Benchmark internacional y 7: Revisión de literatura.





y determinados cuadrienalmente en procesos fuertemente normados y supervisados por la autoridad, de los que se hacen parte todos los actores de la industria (clientes libres, empresas distribuidoras, generadores, CNE) y pueden intervenir terceros interesados, en el marco de procesos ampliamente participativos.

Cabe destacar, como ya se ha señalado anteriormente, se trata de precios públicos, fijados objetivamente y no discriminatorios. Por lo tanto, la capacidad del transmisor nacional de influir, discriminar o aplicar precios abusivos es en la práctica inexistente.

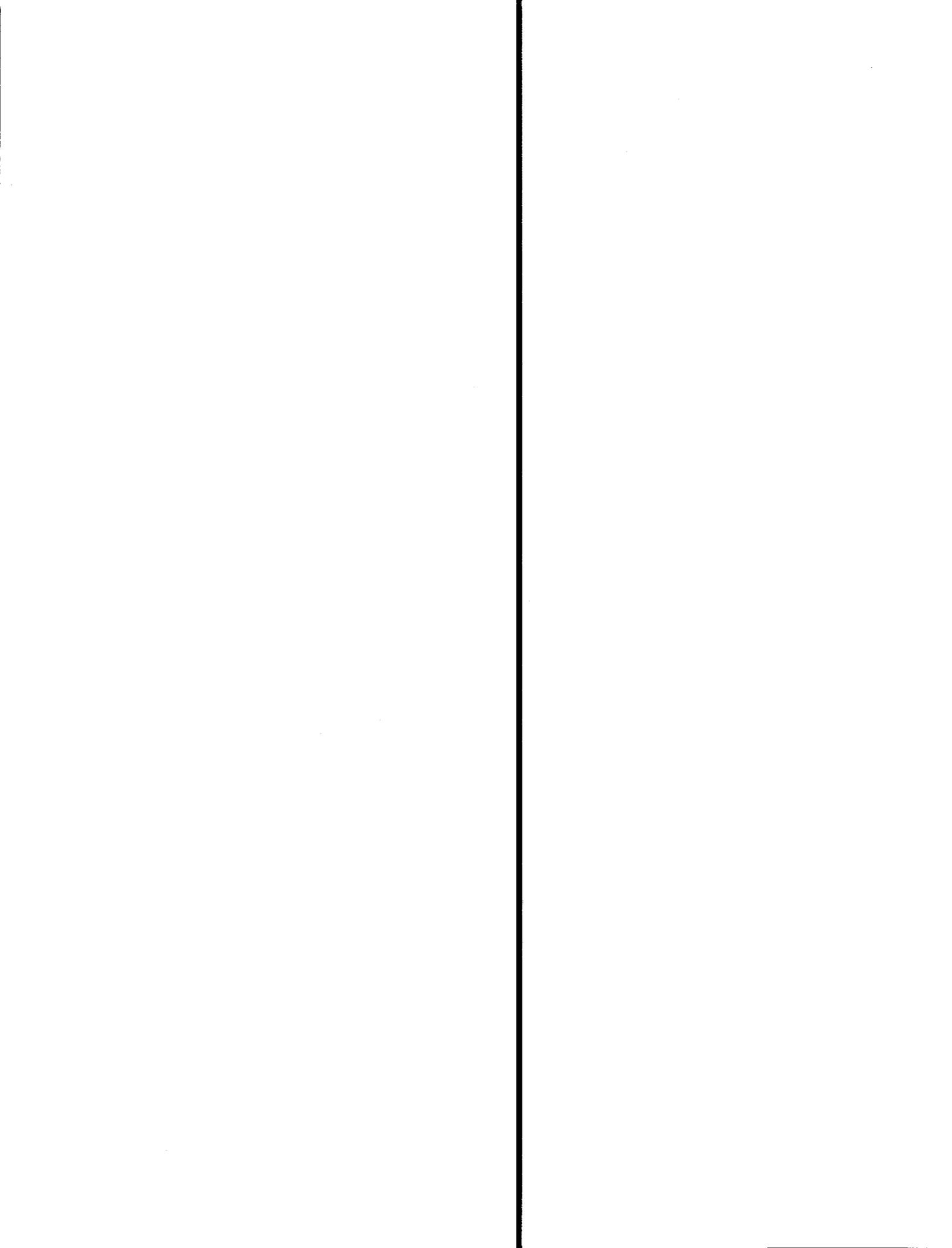
2. Discriminación no basada en precios: La operación del sistema por parte del Coordinador elimina totalmente las posibilidades de discriminación no basada en precios, como se detalla a continuación:

(a) Limitación de capacidad: bajo la legislación actual, no es el transmisor quien decide si una instalación nacional tiene o no capacidad disponible para otorgar la conexión de un nuevo generador al sistema. Dicha capacidad y las condiciones de conexión son determinadas por el Coordinador y deben ser respetadas por cada transmisor nacional. (Con anterioridad a la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica era determinada por los "CDEC", de facultades más limitadas)

El Coordinador garantiza el acceso a todo evento a las líneas de transmisión nacional y zonal. Aun cuando no exista capacidad de transmisión, los transmisores deben dar acceso a la línea igualmente; posteriormente corresponde al Coordinador la resolución operativa del despacho de las unidades, habida consideración de la congestión.

Corresponde también al Coordinador el análisis y trámite de las solicitudes de conexión que deben presentar los generadores con anterioridad a interconectarse al sistema (Solicitud de Uso de Capacidad). Si las condiciones técnicas lo permiten el Coordinador autoriza la conexión en el punto solicitado o determina las obras que deben realizarse para que la conexión sea posible.

(b) Reserva de capacidad para generación propia o relacionada: este es un fenómeno que se daba principalmente en las líneas dedicadas (antes conocidas como "adicionales"). El acceso abierto a los sistemas de transmisión nacional y zonal, como se ha señalado, está garantizado a todo evento. En el caso de las líneas dedicadas, no es posible para los usuarios reservar capacidad contractual por sí mismos, pues es el Coordinador quien asigna la capacidad. Habiendo capacidad técnica disponible, según lo determina el Coordinador, un nuevo usuario (generador o demanda) puede conectarse, previa autorización del Coordinador (determinada sólo en base a la capacidad física disponible), aun cuando estuviera contemplada e incluso contratada la capacidad previamente con otros usuarios cuya entrada en operación está prevista más tarde que la de aquel. Cabe señalar que, cuando un usuario que





139

presenta una Solicitud de Uso de Capacidad y ésta es autorizada por el Coordinador, dicha capacidad deja de considerarse como "disponible", proporcionando garantías para propietarios que pretenden utilizar las líneas en proyectos futuros. En caso de que las instalaciones del solicitante no se declaren "en construcción" dentro de un plazo definido por el Coordinador, o en caso de que el Coordinador revoque dicha declaración, la capacidad vuelve a estar disponible.

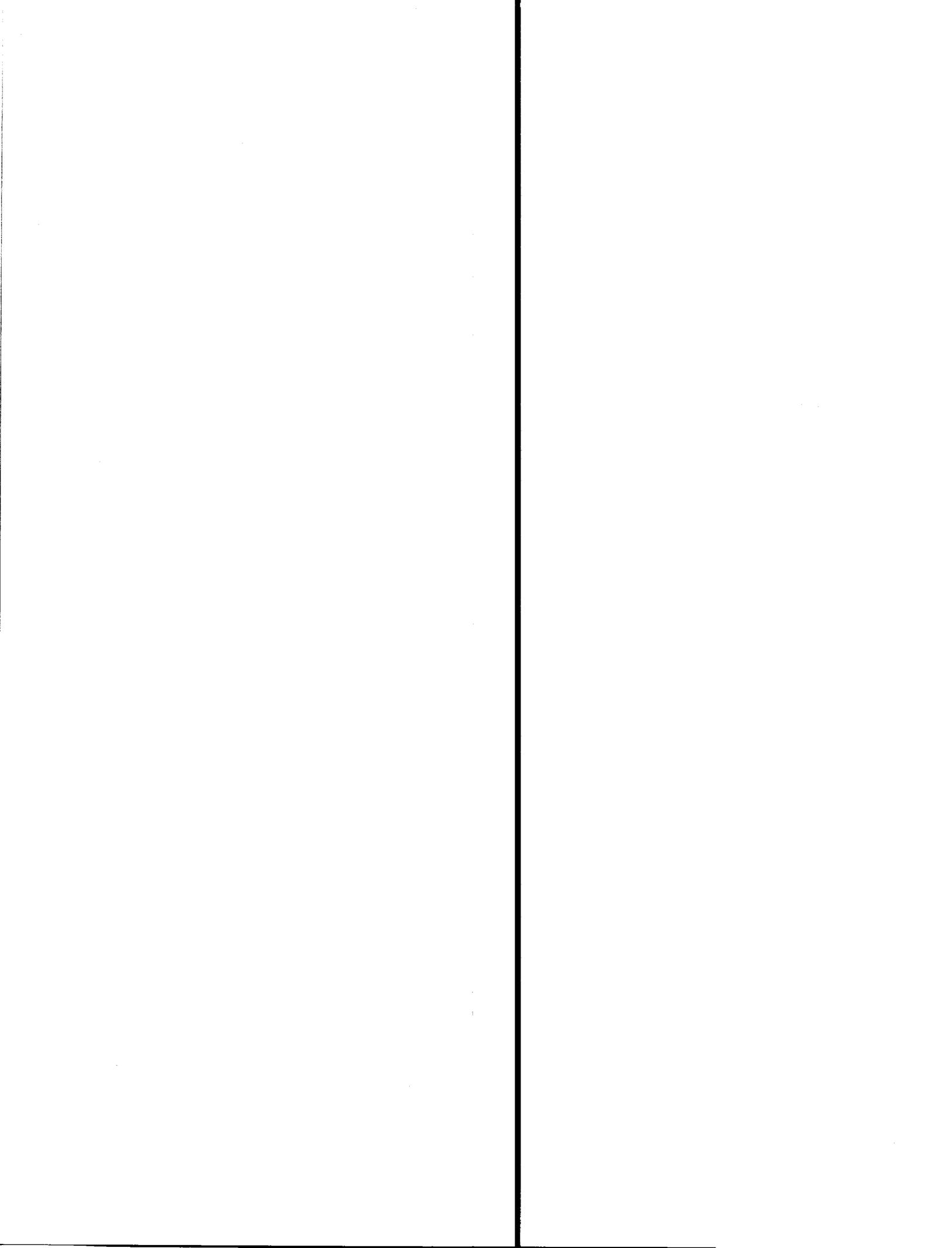
- (c) Prolongación de la negociación (tarifas) generador-transmisor: las tarifas son definidas en un proceso controlado por la autoridad, en el que ninguna empresa particular tiene facultad de negociar directamente.
- (d) Obstaculización de la conexión a competidores: la autorización para la conexión de terceros a instalaciones existentes es realizada por el Coordinador y no el propietario de las instalaciones, debiendo este último dar todas las facilidades del caso para que la conexión se materialice en tiempo y forma. Incluso los costos de conexión son determinados por el Ministerio de Energía (con recomendación de la CNE), en lugar de por el propietario como ocurría con la ley antigua. En ese contexto, el propietario de las instalaciones de transmisión ya no tiene herramientas para dificultar la conexión de terceros a sus instalaciones, si dicha conexión está autorizada por el Coordinador.

- 3. Discriminación por la vía de inversión estratégica en transmisión: La centralización de la planificación de las inversiones ha eliminado la posibilidad de diferir o limitar la inversión en nueva capacidad por parte de un actor de generación o transmisión. Ya a partir de la Ley Corta I, la expansión del sistema era determinada por el regulador y los actores del mercado en el marco del proceso cuadrienal de fijación de tarifas de transmisión troncal (actual nacional).

El plan de expansión allí resultante es revisado anualmente por la CNE para ser adelantado, retrasado, modificado o complementado. A partir de ello, las nuevas líneas se licitan internacionalmente por precio, pudiendo participar cualquier empresa técnica y financieramente calificada, así como las incumbentes. En esos procesos, los nuevos entrantes han ganado la gran mayoría de los nuevos proyectos, perdiendo progresivamente los incumbentes participación de mercado.

Vale la pena señalar que, con la nueva Ley de Transmisión, la planificación centralizada se amplió incluso al segmento de la transmisión zonal, eliminando la posibilidad de discriminación también en dicho segmento.

- 4. Menor inversión en interconexiones y expansión: La planificación de la inversión está centralizada en la autoridad y la expansión se estructura a través de licitaciones públicas.





Por otra parte, como resultado de los cambios introducidos en la Ley Corta I, en particular en aquello relativo a la expansión del sistema que impide que los incumbentes la restrinjan o bien se apropien para sí los nuevos proyectos, el mercado de la transmisión nacional se ha desconcentrado fuerte y aceleradamente.

En efecto, la obligación de licitar las llamadas obras nuevas –en particular las nuevas líneas de transmisión– ha tenido como efecto la llegada masiva de nueva inversión proveniente de nuevos entrantes, con lo que el segmento nacional se ha vuelto fuertemente competitivo y desafiante. De hecho, en la última licitación de obras nuevas de transmisión nacional –adjudicada en junio de 2017–, 12 empresas presentaron propuestas, alcanzando así una participación *record* en estas licitaciones.

En resumen, todos los riesgos identificados que pueden asociarse a la propiedad cruzada entre los segmentos de transmisión y generación están apropiadamente resguardados en la legislación y en la institucionalidad chilena.

5.3.2 Informe favorable de la FNE respecto a riesgos de la propiedad cruzada

Recientemente, en octubre de 2017, la Fiscalía Nacional Económica presentó un informe donde analizó los mercados de generación y transmisión,²⁷ en el contexto de la adquisición de una planta de generación solar en Chile por parte de la canadiense Brookfield, relacionada a Transelec. Dicho informe, de la División de Fusiones de la FNE (Rol FNE F-91-2017) recomienda aprobar la operación, pues, “dadas las condiciones presentes [...] ha llegado a la convicción de que la Operación no resulta apta para reducir sustancialmente la competencia en estos mercados”.

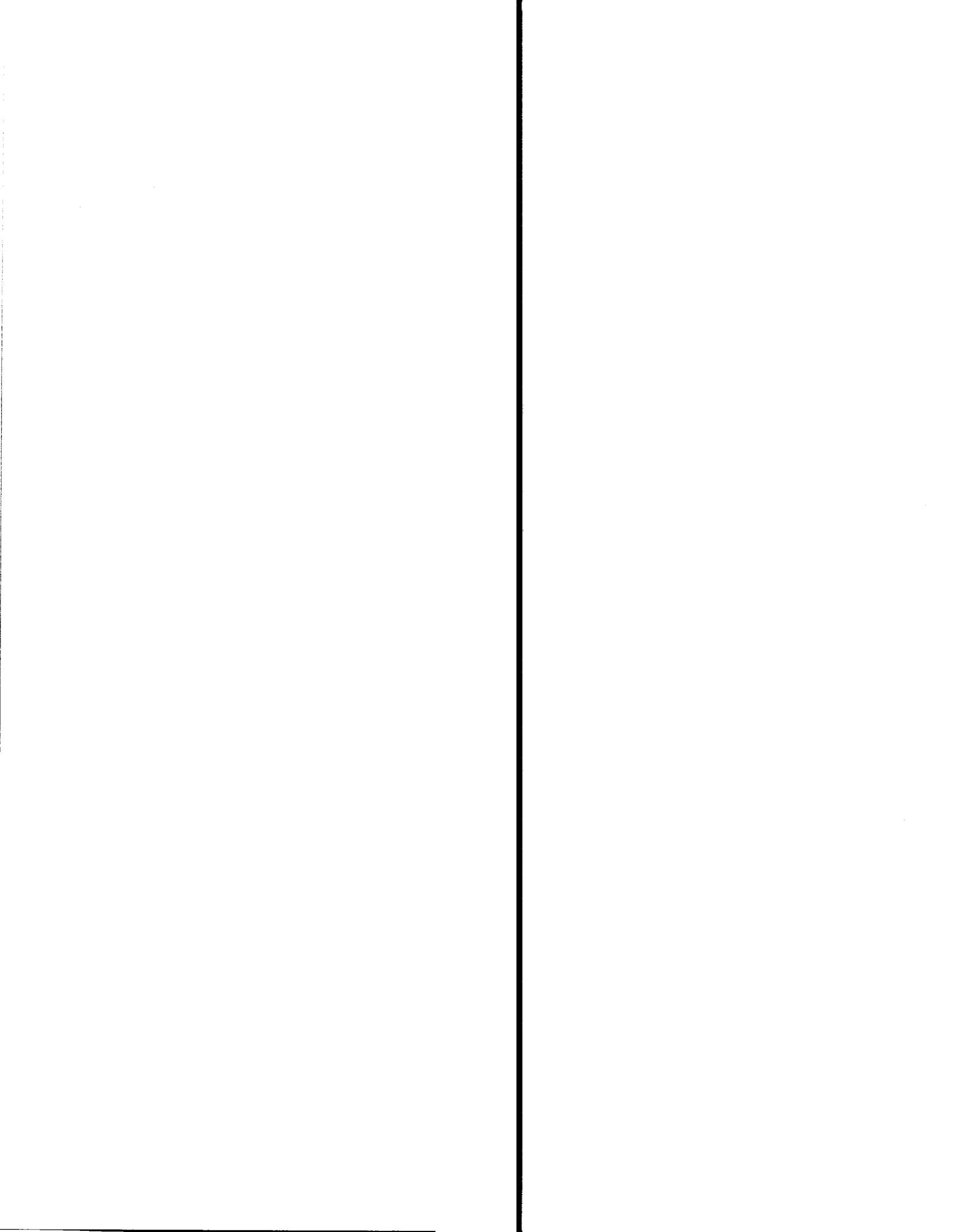
Según la FNE, el mercado de transmisión está “altamente regulado en diversas disposiciones legales y reglamentarias”, las que “hacen improbable la materialización de las conductas potencialmente anticompetitivas identificadas” siguientes:

- Exclusión de competidores de la red de transmisión.
- Diseño de un plan de expansión para favorecer a la generadora relacionada.
- Alteración de los factores que determinan el monto del peaje a pagar por el uso de la red.

Por ello, concluyó que no se visualizan riesgos de libre competencia asociados a la transacción consultada, constituida por una inversión cruzada en generación-transmisión.

El informe de la FNE describió además, de forma amplia, el funcionamiento del mercado de transmisión y las regulaciones que impiden cualquier arbitrariedad, enfocándose

²⁷ Fuente: Informe de la FNE sobre Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 LP [filial de Brookfield], Rol FNE F-91-2017, 2 de oct. de 2017.





principalmente en el sistema “nacional” y “dedicado”. La Tabla 8 sintetiza las conclusiones de la FNE sobre la materia.

Tabla 8: Pronunciamientos de la FNE en relación a la regulación del sistema de transmisión

Aspecto regulado	Sistema nacional	Sistemas dedicados
Acceso abierto	<u>“Obligación de dar acceso a terceros en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios”.</u>	“También existe obligación de dar acceso a terceros, pero sujeta a la existencia de capacidad disponible”.
Determinación de capacidad y conexión	“ Los propietarios (...) no pueden negar acceso por razones de capacidad técnica. <u>Es el Coordinador quien aprueba la conexión y establece los pagos, a partir de lo determinado por el Ministerio de Energía, previo informe de la CNE”.</u>	“La existencia de dicha capacidad también es determinada por el Coordinador, quien, al fijarla, obliga a dar acceso en condiciones no discriminatorias”.
Tarifas		“La determinación del peaje por el uso de las líneas también es regulado y, dado ello, [los actores involucrados en la adquisición] están imposibilitados de afectar el cálculo de dicho peaje”.
Planes de expansión	“Se encuentran regulados, siendo el Coordinador quien envía cada año una propuesta de expansión para cada segmento del sistema. A su vez, las ofertas presentadas a licitación para llevarlos a cabo deben ser aprobadas por el mismo. <u>Por tanto, no existe, para las empresas que participan en este mercado, la posibilidad de determinar individualmente la expansión de sus redes”.</u>	

Fuente: Informe de la FNE sobre Adquisición de TerraForm Power y otros por Orion US Holdings 1 LP [filial de Brookfield], Rol FNE F-91-2017, 2 de oct. de 2017. Citas corresponden a la página 8 de dicho informe. Notas al pie omitidas (las notas omitidas se refieren a los artículos 79, 80, 89 y 91 de la LGSE).

5.3.3 Inexistencia de riesgos en transmisión zonal

Es interesante notar que actualmente existe propiedad cruzada con transmisión “zonal”. El Gráfico 16 muestra que dentro de este mercado participan las principales generadoras (AES Gener, Engie, Enel, Colbún) y varias distribuidoras (Chilquinta, CGE, SAESA). A su vez, la ley vigente ha regulado adecuadamente las tarifas, el acceso y la capacidad de transmisión zonal, impidiendo así la discriminación, sin necesidad de una restricción a la propiedad cruzada.

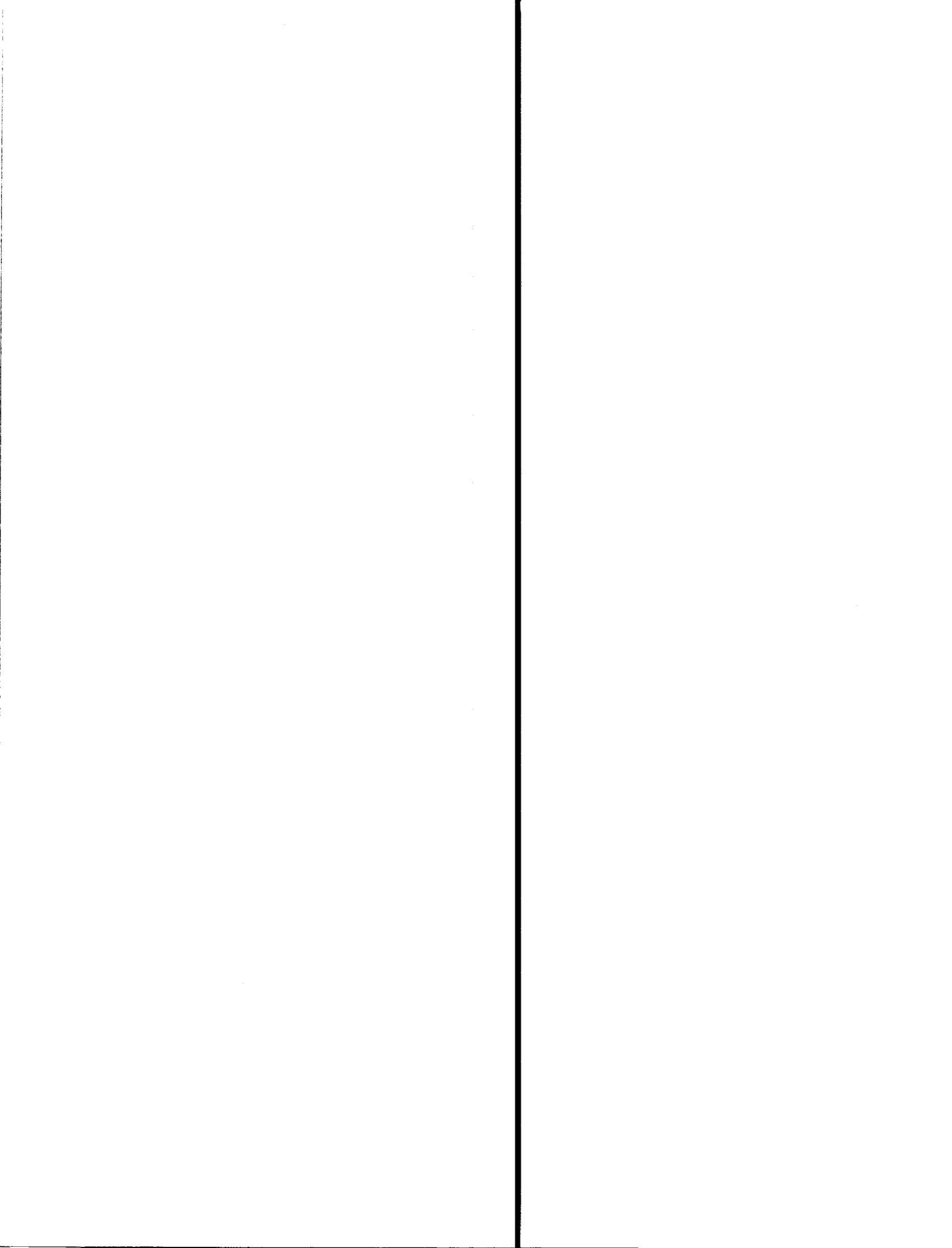
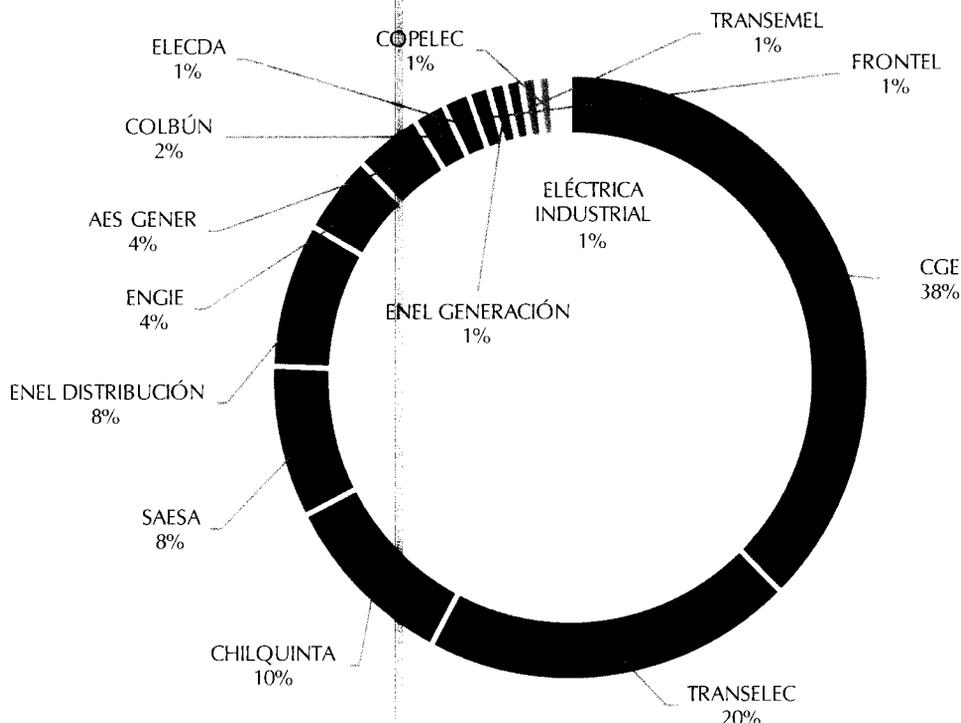


Gráfico 16: Market share transmisión zonal Sistema Eléctrico Nacional, a noviembre 2017



Fuente: Elaboración GBA a partir de datos del Coordinador Eléctrico (noviembre 2017).

5.3.4 Ausencia de discrepancias tramitadas por el Panel de Expertos sobre acceso y tarifas de transmisión

Antes de la promulgación de la Ley Corta I, entre los años 1997 y 2004, hubo 11 arbitrajes por peajes entre la principal transmisora, Transelec, y los grandes generadores por las tarifas de transmisión nacional. Mantuvo arbitrajes con Colbún y Gener, principales generadoras no integradas, que representaban el 7% y 6%, respectivamente del total de peajes,²⁸ y también con varios de los generadores menores.

Con Endesa, que representaba el 83% de los peajes, Transelec tenía contratos de peajes básicos de carácter indefinido. Tras su venta en 1999, Transelec mantuvo arbitrajes también con su antigua propietaria Endesa.

Los arbitrajes que mantuvo dicha empresa pueden resumirse en la Tabla 9.

²⁸ Fuente: Historia de la Ley 19.940, Informe de Comisión de Minería y Energía, Exposición del Presidente del Directorio de Colbún.

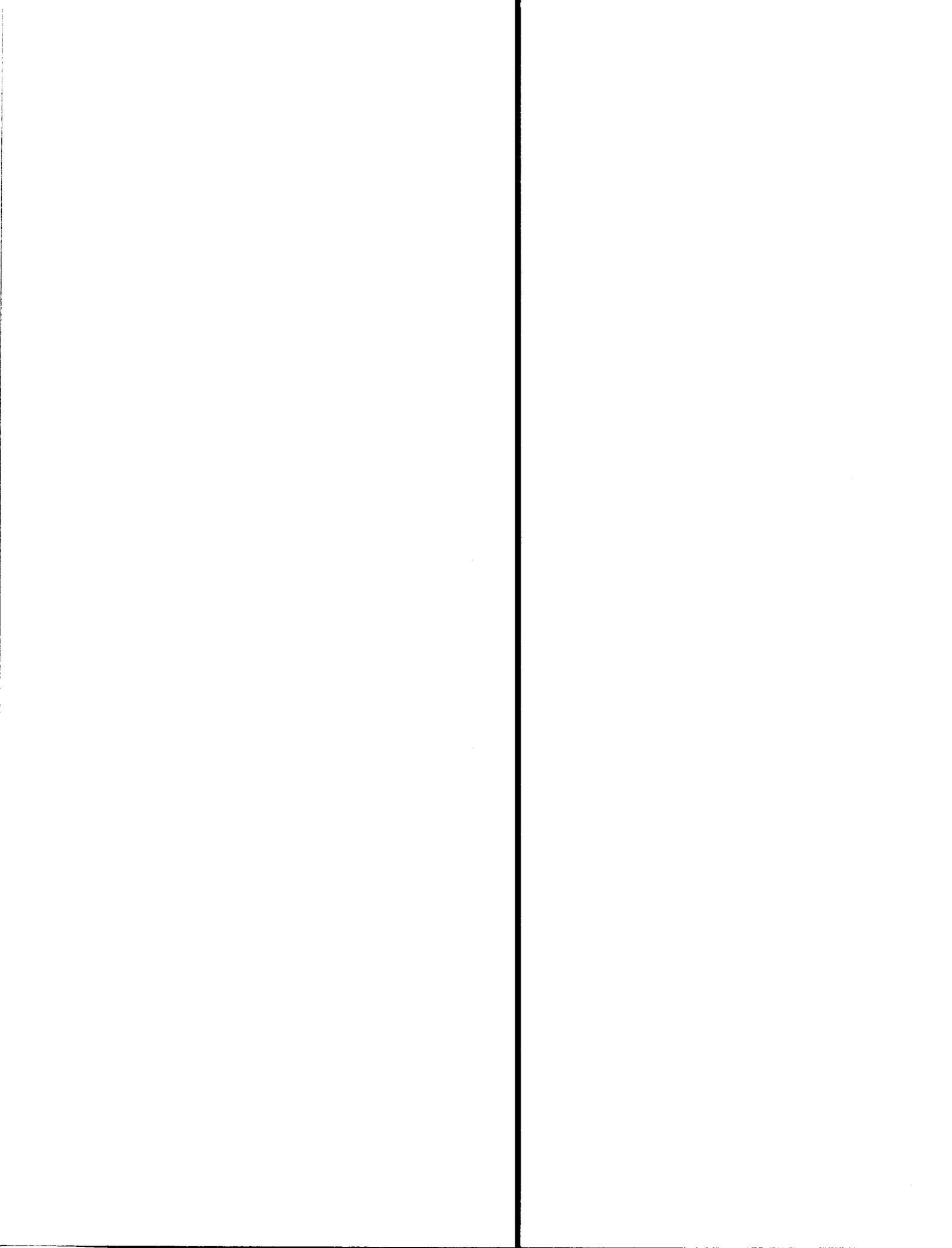




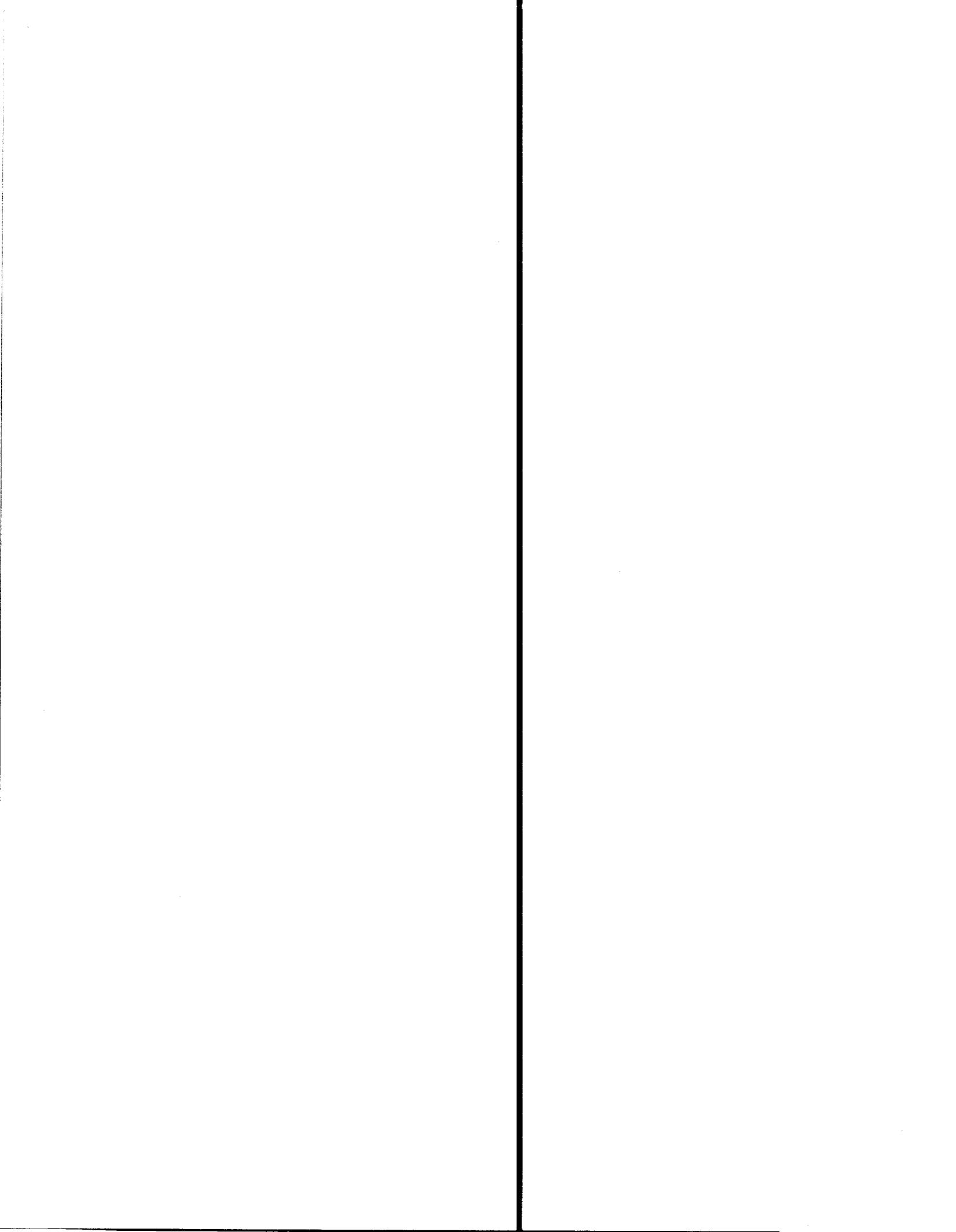
Tabla 9: Arbitrajes por peajes entre 1997 y 2004

Partes	Año	Materia
TRANSELEC - GENER	1997-1998	Peaje básico diversas centrales
TRANSELEC - GUACOLDA	1997-1998	Peaje básico central Guacolda
TRANSELEC - S.E. SANTIAGO	1997-1998	Peaje básico Nueva Renca
TRANSELEC - ENERGIA VERDE	1997-1998	Peaje básico Constitución y Laja
TRANSELEC - ARAUCO GEN.	1997-1998	Peaje básico Arauco y Celco
TRANSELEC - COLBUN	1998-1999	Peaje básico varias centrales
TRANSELEC - GUACOLDA	2002-2004	Peajes básicos y adicionales
TRANSELEC - ENDESA	2003	Peajes adicionales servicio clientes
TRANSELEC - SAESA	2003	Peaje adicional retiros sin contrato
TRANSELEC - PULLINQUE	2003-2004	Pago peajes de transmisión
TRANSELEC - PUYEHUE	2003-2004	Pago peajes de transmisión

Fuente: Solución de controversias mediante comisión de expertos en Chile, Alejandro Jadresic 2007.

En tanto, la evidencia muestra que, desde la promulgación de la Ley Corta I, no ha existido ni una sola disputa tramitada ante el Panel de Expertos entre dueños y usuarios de líneas "nacionales" o "zonales", por tarifas ni por capacidad (Véase Tabla 10). Esto ilustra que la regulación actual (incluso previo a sus cambios más recientes) impide de forma eficaz la discriminación en el acceso y en las tarifas a usuarios generadores en los sistemas de transmisión.

En cuanto a lo anterior, los peajes ya no se fijan bilateralmente, por lo que ya no hay disputas entre dueños y usuarios. Además, las discrepancias con el regulador son parte del proceso de regulación de precios. Estas se refieren, por ejemplo, a asignación de costos o fecha de inicio de pagos. Igualmente, no existen discrepancias sobre acceso en los sistemas "nacional" y "zonal".



144

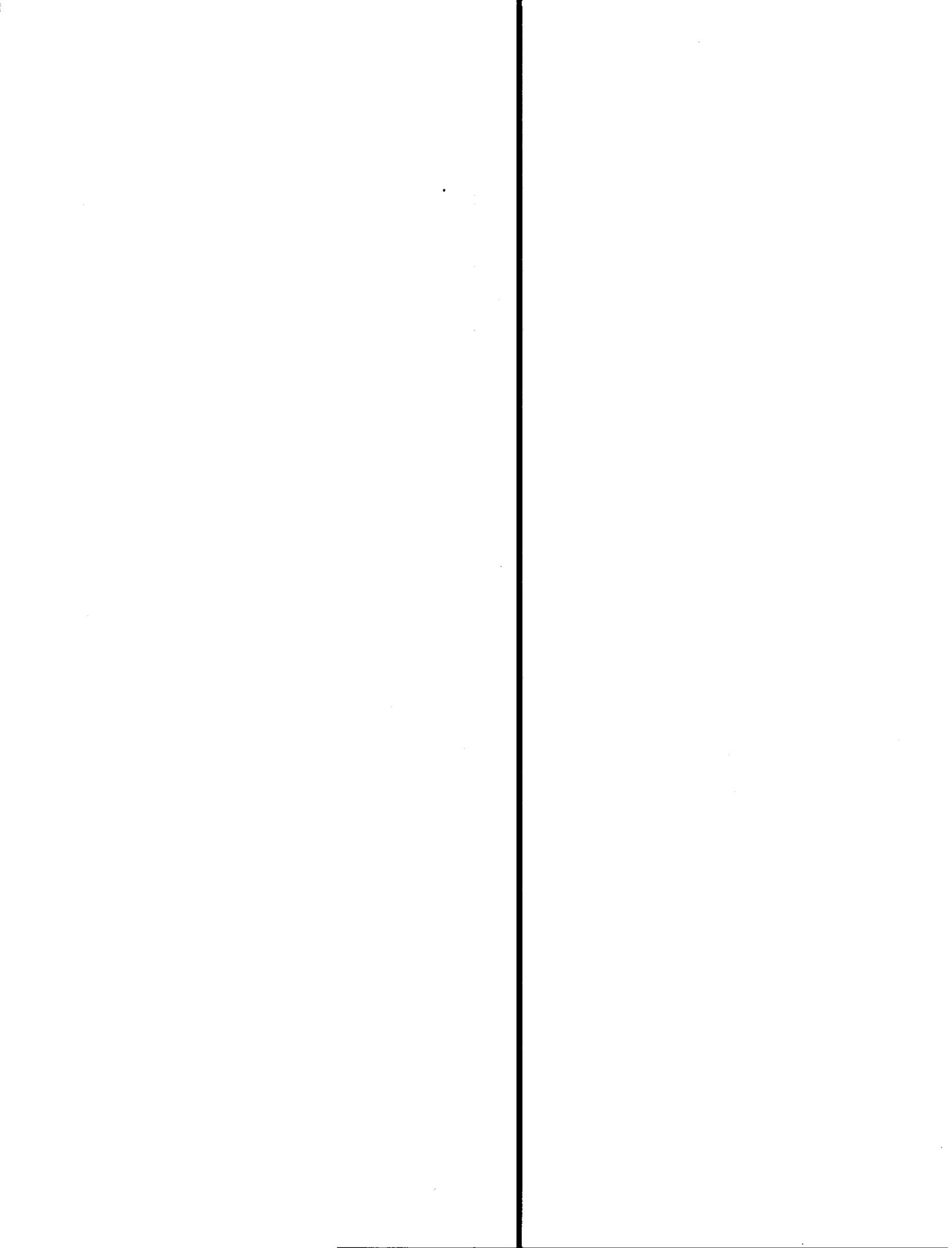
Tabla 10: Discrepancias tramitadas por el Panel de Expertos sobre transmisión, 2005-2017

Motivo discrepancia	Nacional	Zonal	Dedicada
Fijación de peajes – regulador	7	13	1
Fijación de peajes – bilateral	0	0	0
Régimen de acceso abierto – regulador	0	0	2
Régimen de acceso abierto – bilateral	0	0	6
Plan de expansión - regulador	11	0	0
Otros	2	3	1
Total	20	16	8

Fuente: Panel de expertos, discrepancias desde 2005 hasta 2017 (incluye hasta Disputa N° 2017-8).

Nota: "Otros" incluye: para el sistema nacional, elección del directorio del CDEC-SIC y discrepancia sobre las bases técnicas y administrativas para la realización del ETT; para el sistema zonal, discrepancia sobre las bases técnicas definitivas de estudios para la determinación del valor anual del sistema; para dedicada, discrepancia sobre informe técnico para la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión. Destacado en celeste: disputas bilaterales por peajes o acceso abierto para los sistemas nacional y zonal (no ha habido ninguna desde 2005).

En este contexto, las disputas bilaterales solamente se han dado en acceso a líneas "dedicadas". En general, los fallos han otorgado acceso cuando existe capacidad, en la misma línea de la modificación de la LGSE en el año 2016. Esto viene a confirmar la imposibilidad, por parte de los dueños de líneas de transmisión, de discriminar en el acceso a cualquier usuario, incluso en líneas "dedicadas". A continuación, la Tabla 11 resume las discrepancias entre generadores y transmisores ante el Panel de Expertos.



145

Tabla 11: Resumen de discrepancias entre generadores y transmisores ante el Panel de Expertos

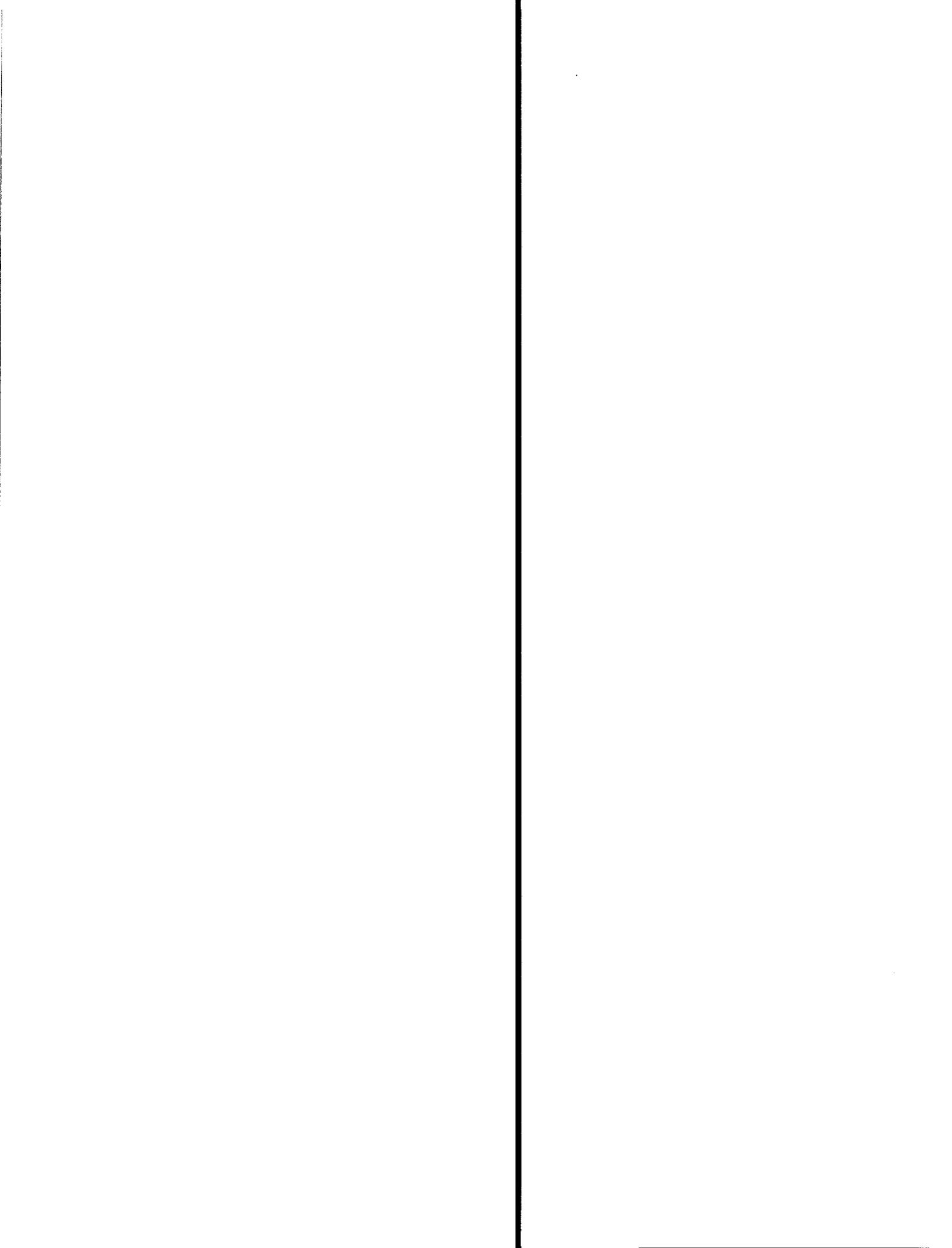
Año	Tipo	Discrepantes / Recurridas	Discrepancia	Dictamen
2011	Bilateral (acceso)	HydroChile (Generador) / La Higuera, La Confluencia (Generador, l. adicional).	Acceso abierto a línea adicional de las recurridas.	Existe capacidad técnica, las partes deben acordar condiciones de acceso.
2012	Bilateral (acceso)	HydroChile (Generador) / La Higuera, La Confluencia (Generador l. adicional).	Condiciones de uso de línea adicional de la recurrida bajo acceso abierto.	Define condiciones de pago y rechaza compensaciones por restricciones.
2013	Regulador (acceso)	Pattern Chile (Generador) / CDEC-SIC.	Discrepancia sobre capacidad técnica de línea adicional de terceros.	Rechaza petición de declarar que capacidad de línea se puede aumentar.
2014	Bilateral (acceso)	Helio Atacama (Generador) / Transelec (Transmisor, l. adicional).	Negativa de negociación, por no existir capacidad en línea adicional de la recurrida.	Las partes llegan a acuerdo antes de que el panel emita el dictamen.
2015	Bilateral (acceso)	E.CL (Generador, l. adicional) / EnorChile (Generador).	Condiciones de uso y pago línea adicional.	El Panel determina montos a pagar.
2015	Bilateral (acceso)	Solar Desierto 1 (Generador) / Minera Franke (Cliente, l. adicional).	Negativa de recurrida de garantizar conexión a l. adicional a discrepante.	La central tiene prioridad para negociar servicio. Las partes deben acordar términos.
2017	Bilateral (acceso)	Enel GP (Generador) / Minera S. Gorda (Cliente, S/E dedicada).	Aplicación de régimen de acceso abierto a S/E para uso de central de la discrepante.	Las partes llegan a acuerdo antes de que el panel emita el dictamen.
2017	Regulador (acceso)	Transmisora Mejillones (Transmisor, l. dedicada) / CEN.	Aplicación de régimen de acceso abierto a l. dedicada para uso de central de terceros.	Rechaza la petición de discrepante y respalda autorización de acceso de CEN.

Fuente: Elaboración GBA a partir de información del Panel de expertos. Incluye discrepancias ante el CDEC o el Coordinador relativas a acceso de generadores a líneas de otros generadores.

5.4 Beneficios derivados de eliminar la restricción a la propiedad cruzada

Comprobada la ausencia de riesgos anti-competitivos de un eventual levantamiento a la restricción que pesa sobre los transmisores nacionales de invertir en generación, parece pertinente preguntarse si tal medida traería, por otra parte, beneficios competitivos.

Es importante notar que se ha concluido que, bajo el marco legal actual que rige la transmisión nacional, no existen riesgos para la libre competencia derivados de la propiedad cruzada. En



146



consecuencia, de acuerdo a lo expuesto por el TDLC en numerosas ocasiones,²⁹ no sería necesario realizar un análisis de eficiencia en la evaluación de una operación de concentración. Sin perjuicio de esto, se ha identificado una serie de eficiencias inherentes a este tipo de contratos:

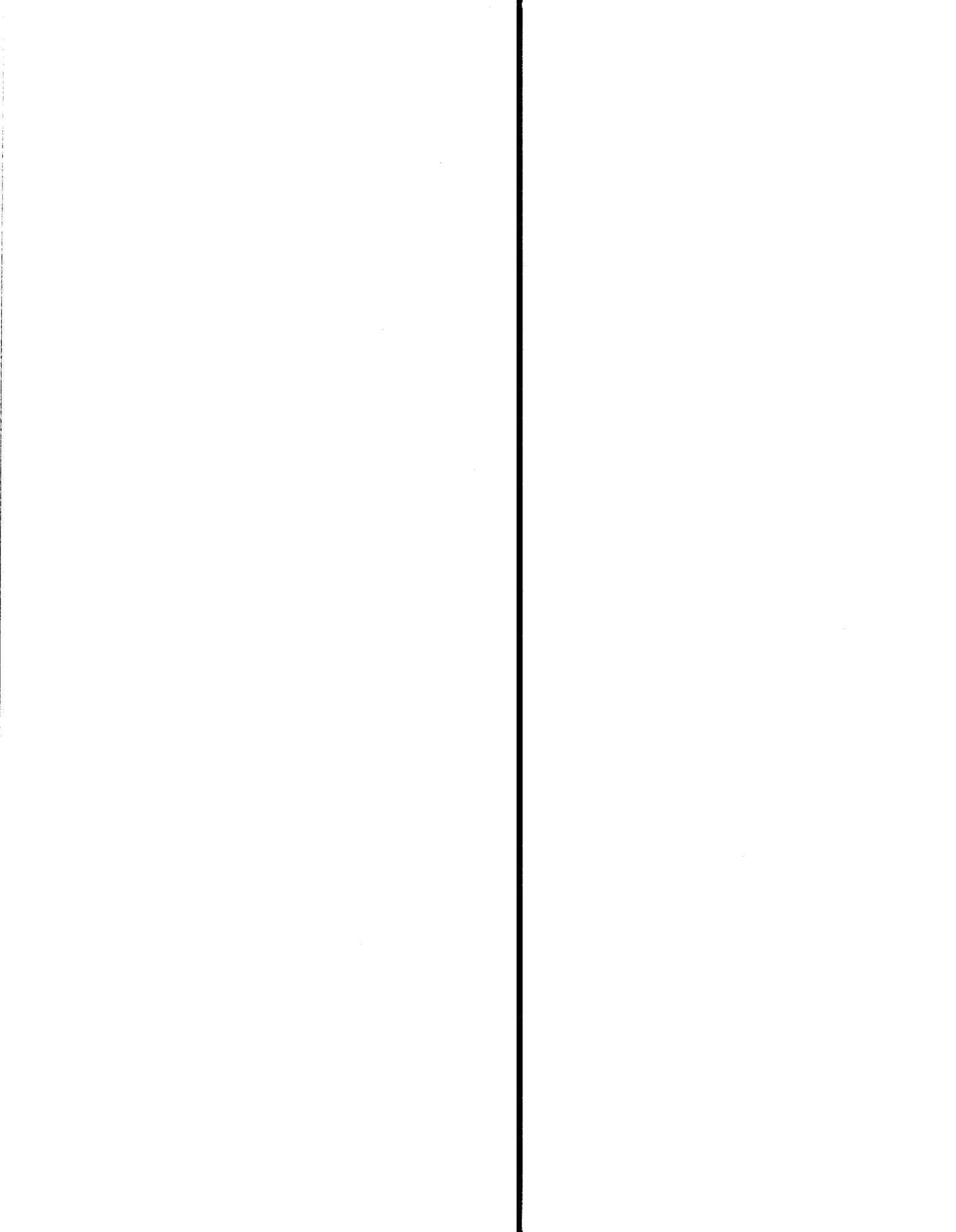
- a) Ganancia de competencia por la habilitación de nuevos actores: Aumentaría la competencia en los sectores de generación y transmisión, al poder entrar al mercado de la generación importantes empresas internacionales, que actualmente están impedidas de hacerlo, por haber entrado al mercado chileno invirtiendo inicialmente en activos de transmisión nacional; y aumentar su participación en transmisión ciertas generadoras, elevando el nivel de la competencia en las licitaciones de transmisión nacional.
- b) Eliminación de la ambigüedad y la contradicción existente en la regulación de propiedad cruzada: Se corregirían ciertas ambigüedades y contradicciones que existen en la regulación de propiedad cruzada en su forma actual, y que se hacen más relevantes a medida que se dinamiza el mercado de generación y transmisión
- c) Solución de situaciones de incumplimiento de la ley, actuales o potenciales: Se prevendrían situaciones de incumplimiento de la ley actuales o potenciales, que darían lugar a importantes costos regulatorios, en condiciones que la restricción se estima innecesaria (en el contexto en que ciertas empresas actualmente se aproximan a los umbrales de propiedad cruzada).

Estas eficiencias se analizan a continuación.

5.4.1 Ganancia de competencia por la habilitación de nuevos actores

Los casos de propiedad cruzada actuales ilustran de buena forma la pérdida de competencia que puede producirse bajo esta ley; si esas empresas hubiesen entrado primero como transmisoras, entonces no podrían haber ingresado ni a generación ni a distribución, donde han tenido roles clave en hacer sus respectivos mercados más modernos y competitivos.

²⁹ Véase, por ejemplo, Resolución N°48/2016 del TDLC “Estando suficientemente acotados los riesgos descritos, se hace innecesario analizar las eficiencias alegadas por las Consultantes”, Resolución 41/2012 “En todo caso, y tal como ha reconocido este Tribunal, el análisis de las eficiencias sólo se justifica en la medida que existan riesgos para la libre competencia que sea necesario contrarrestar, lo que en la especie no ocurre” y Resolución N°31/2009 “Atendido que los riesgos identificados anteriormente estarán, a juicio de este Tribunal, suficientemente resguardados por medio de las condiciones que se fijaran en lo resolutivo, resulta innecesario pronunciarse respecto de la aptitud de las eventuales eficiencias de la Operación Consultada para contrarrestarlos”.





Por ejemplo Engie, en caso de haber ingresado primero como transmisora, no podría tener participación alguna en generación (que es casi 1/3 de la potencia neta del SING).

Así también, ENEL, en caso de haber ingresado primero al mercado de transmisión, no podría participar en distribución ni generación. Sin embargo, es la generadora con mayor capacidad neta instalada al considerar el total del SIC+SING, participa en distribución en la RM, y recientemente participó en la licitación de transmisión nacional (subestación Lampa).

De igual forma, el Grupo SAESA no podría participar en generación si hubiese ingresado primero a transmisión. Las filiales Sagesa y Edelaysen son las empresas de SAESA que participan en el mercado de generación. En transmisión nacional, en julio de 2016, se adjudicó la línea Nueva Línea Maitencillo-Punta Colorada-Nueva Pan de Azúcar.

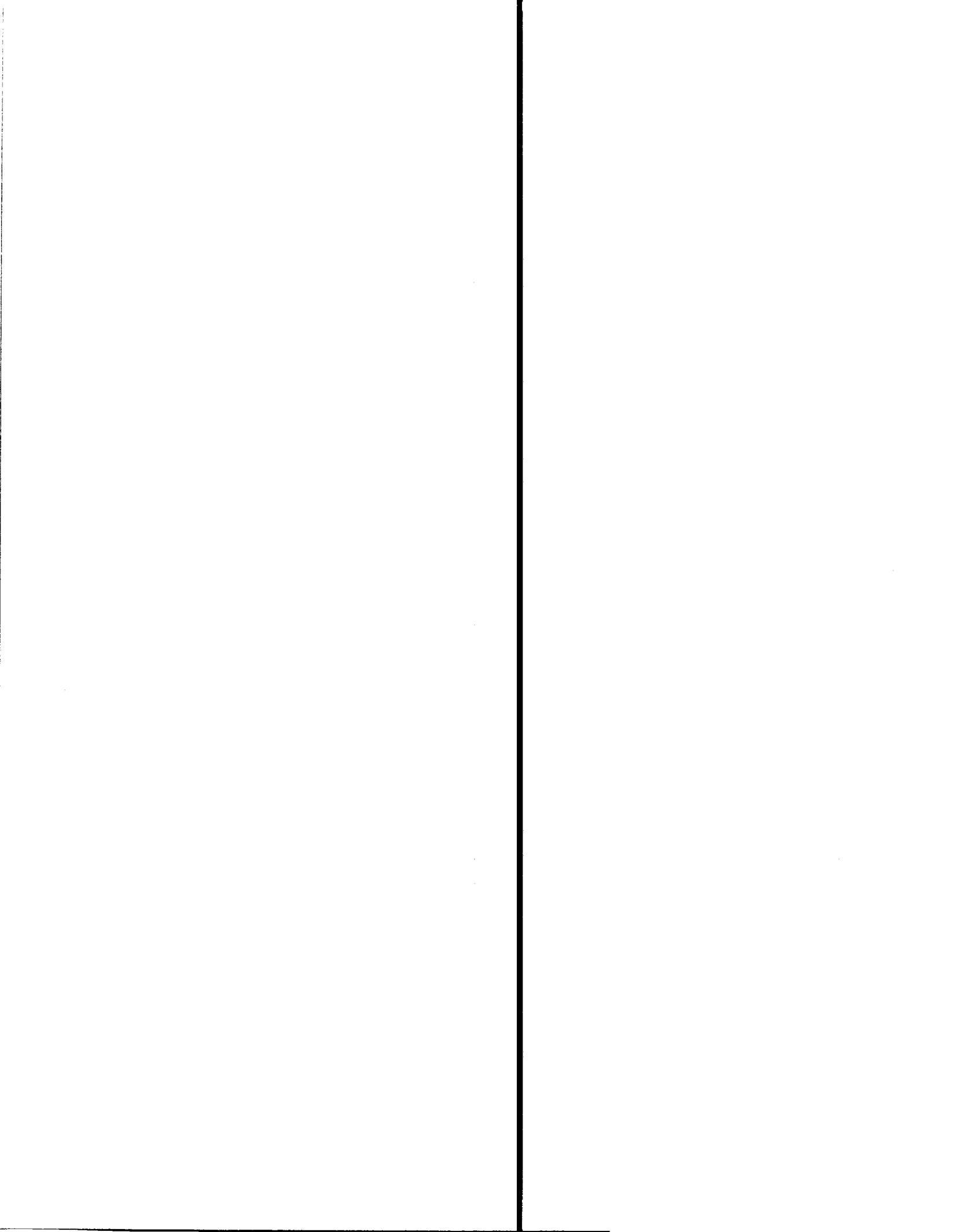
En el caso de Abengoa, esta se adjudicó un proyecto de transmisión nacional durante el año 2015, que sin embargo vendió a Transelec en 2016. Además, esta compañía posee plantas de generación eléctrica -energía solar- a través de Abengoa Solar. De haber ingresado primero a transmisión no habría podido participar en generación, lo que habría eliminado de las licitaciones de suministro a un importante actor en ERNC.

Por otra parte, las empresas generadoras existentes deben limitar su participación en transmisión nacional con el fin de mantener su participación en generación, lo anterior elimina de a jugadores potencialmente competitivos de la licitación de obras nuevas. Por ejemplo, Colbún tiene participación importante en generación al interior del SIC, así como Engie, M. Zaldívar, M. Escondida, M. Centinela en el SING, además de ser transmisoras nacionales con un porcentaje significativo de las líneas de los respectivos sistemas. De este modo, es razonable pensar que estas empresas pudieron haberse abstenido de participar competitivamente en las licitaciones de activos de transmisión nacional, debido a que se encuentran muy cerca del umbral.

Un caso que resulta especialmente ilustrativo referente al sentido en que se realizan las inversiones, ya sea generación-transmisión o transmisión-generación, es el de Abengoa Chile S.A. Esta compañía, en el año 2014, se adjudicó 950 GWh-año en el bloque de suministro 4. Posteriormente, durante el año 2015, se adjudicó un proyecto de transmisión nacional (Pichirropulli – Puerto Montt 220 kV). Por último, transcurrido el año 2016, Abengoa vendió dicho proyecto a Transelec. Lo interesante del caso, proviene del hecho que si Abengoa se hubiese adjudicado primero el contrato de transmisión nacional y luego el de suministro, posiblemente habría contravenido la restricción de propiedad cruzada.

Cabe destacar que Abengoa posee plantas de energía solar a través de Abengoa Solar (Complejo Solar Atacama 1). A la par, ésta ha construido líneas de transmisión para terceros (34 kms en 2x220 kV en la R.M. para Pacific Hydro), y además construyó una planta termosolar para la Minera El Tesoro, ubicada en Atacama.

Así, la relajación de la restricción a la propiedad cruzada podría permitir que numerosas empresas que son transmisoras nacionales, entren a competir activamente en el mercado de





generación. Ello obviamente tendría un impacto positivo, no sólo en los precios mayoristas de la energía, sino también en la seguridad y estabilidad del sistema. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta algunos actores que podrían expandir su participación en transmisión y generación, de relajarse la restricción.

Tabla 12: Actores que podrían expandir su participación en transmisión y generación, de relajarse la restricción del Art. N° 7 de la LGSE

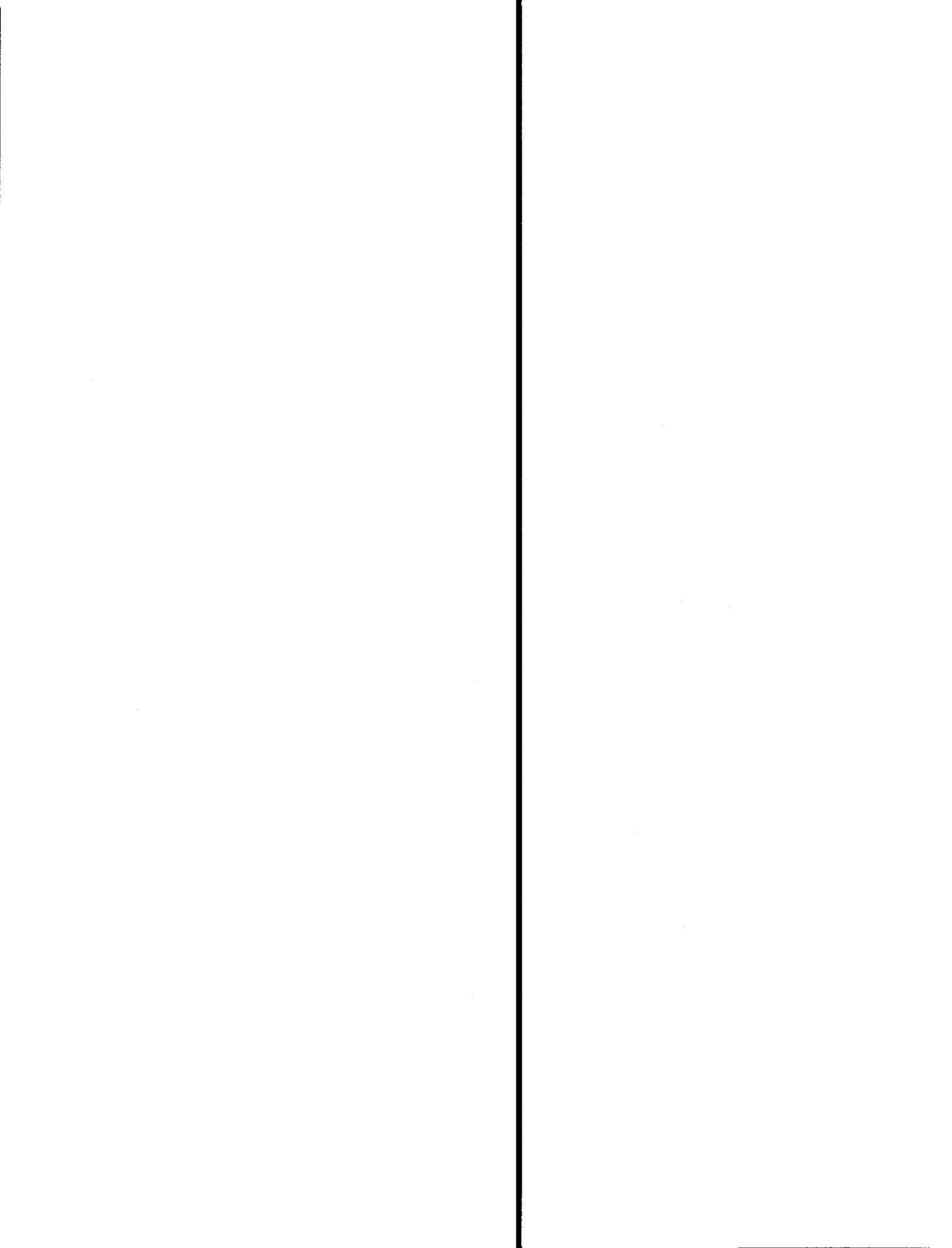
Tipo	Transmisoras
Transmisoras sin presencia en generación, que podrían expandirse a dicho sector.	<ul style="list-style-type: none"> • Elecnor (Celeo) • APG (Celeo) • Brookfield (Transelec) • Canada Pension Plan Investment Board (Transelec) • CPP Investment Board (Transelec) • BC IMC (Transelec) • PSP Investments (Transelec) • Sempra Energy (Chilquinta)
Generadoras con presencia en transmisión nacional, que podrían aumentar su participación en Transmisión.	<ul style="list-style-type: none"> • Engie • Colbún

Como se ha visto, las generadoras Engie y Colbún son dos de los principales actores del sistema interconectado nacional, con participaciones sobre el 6% de los km. de línea (si bien Engie tiene parte de su participación a través de un consorcio con RTE). Según la forma en que se mida la participación de estas empresas, podría estar cerca del límite legal del 8%, lo que presumiblemente inhibe a estas empresas de aumentar su participación de manera significativa.

El consorcio Eletrans (formado por SAESA y Chilquinta) y la empresa Transchile (de Ferrovial desde 2016, antiguamente de las brasileñas Cemig y Alupar), en cambio, son dueñas cada una de menos del 5% de las líneas de transmisión nacional medidas por km., y se mantienen activas en las licitaciones del sistema nacional.

De la misma manera, las empresas internacionales que quieren participar en el mercado eléctrico chileno se ven actualmente obligadas a escoger de forma estratégica si ingresan primero a transmisión nacional o a generación. Algunas de estas empresas, o sus dueños, tienen amplia experiencia internacional en generación de energías renovables, aspecto muy relevante en la política energética chilena actual. Dentro de este tipo, destacan principalmente dos empresas.

Cemig



Cemig es una empresa con experiencia en generación, distribución y transmisión eléctrica en Brasil. Fue dueña, a través del consorcio Transchile (junto con la brasileña Alupar) de 204 km de líneas del sistema nacional en el sur de Chile. A fines de 2016 Transchile fue vendida a la española Ferrovial.

Mientras era parte del sistema de transmisión nacional, Cemig estaba impedida de participar en generación o distribución en Chile. Sin embargo, durante 2014, Cemig era la mayor distribuidora de Brasil y la segunda transmisora más grande. Luego de la adquisición de TAESA pasó a ser la transmisora más grande. Además, en 2014 era la tercera mayor generadora de Brasil, y posee varios parques eólicos en ese país.

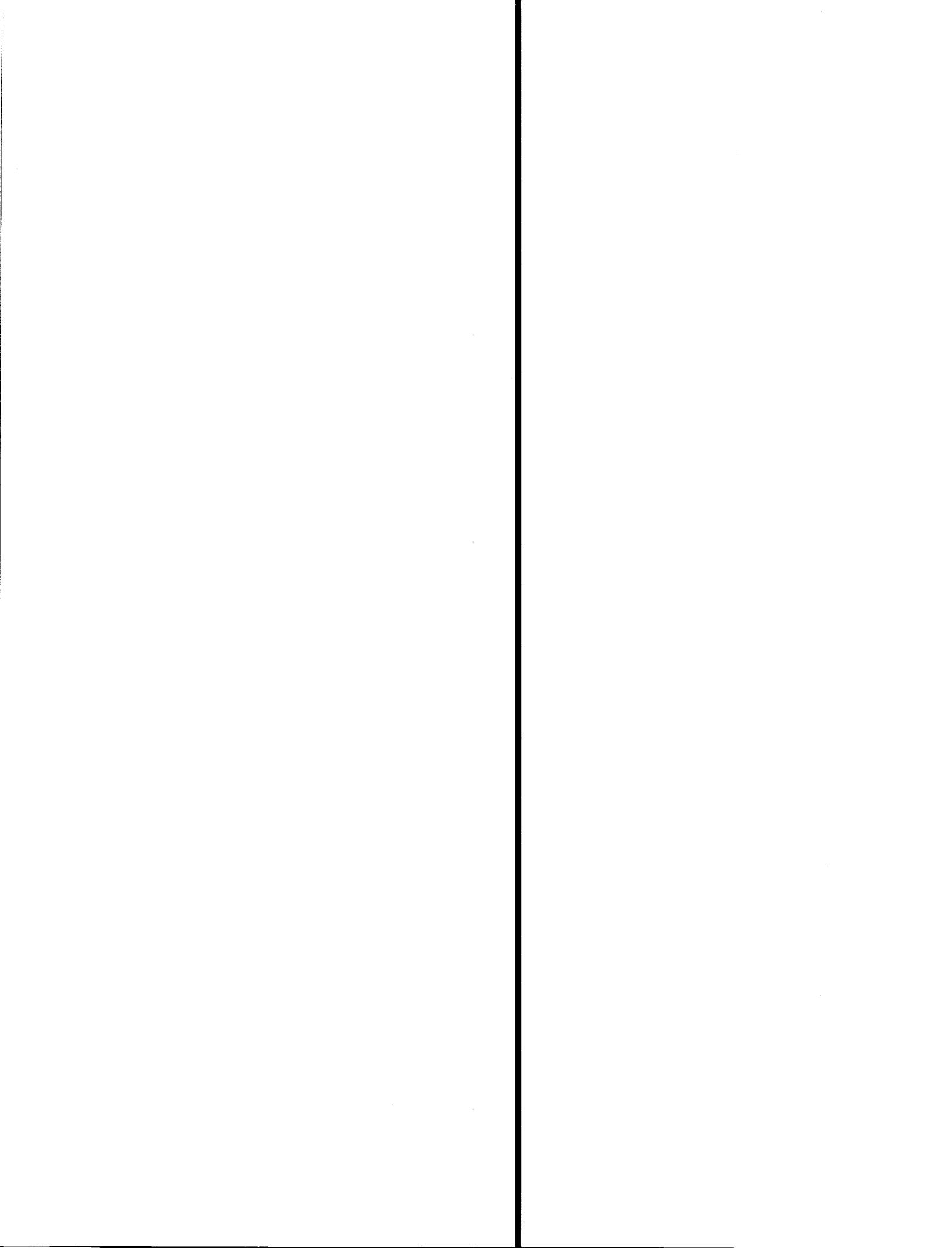
Elecnor

Elecnor participa a través de Celeo en líneas de transmisión, y por tanto está impedida de participar en propiedad de Generación y Distribución. Esto a pesar de que internacionalmente es un importante actor en generación a través de energías renovables.

En Chile, Elecnor también se dedica a la construcción de proyectos ERNC para terceros, por ejemplo el Parque Eólico San Juan para Latin American Power, y recientemente se adjudicó la construcción de una planta solar de Santiago Solar al norte de Santiago.

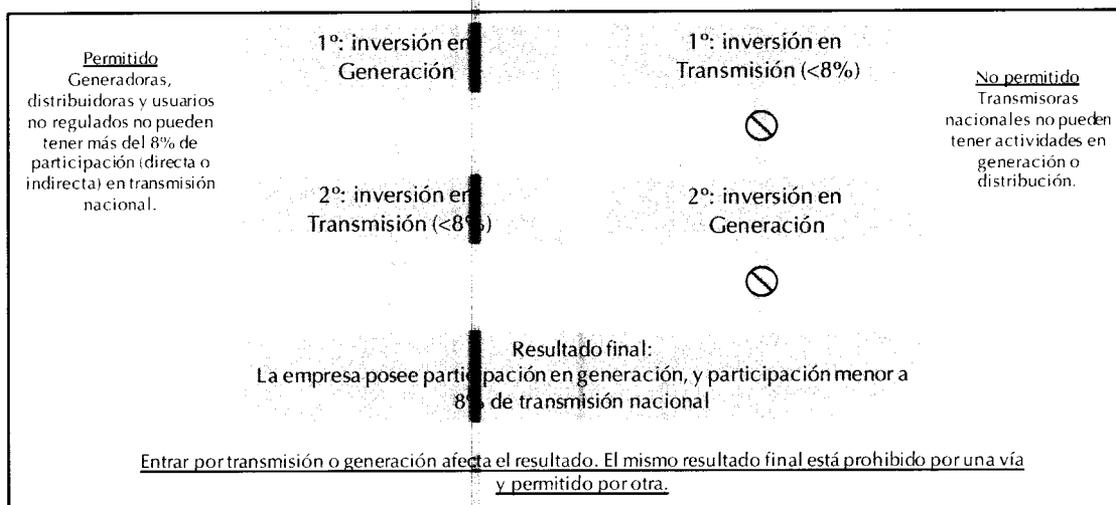
5.4.2 Eliminación de la ambigüedad y la contradicción existente en la regulación de propiedad cruzada

La LGSE establece que las transmisoras no pueden ser generadoras, pero las generadoras sí pueden ser transmisoras. Resulta entonces que la restricción está determinada por el orden de ingreso al mercado eléctrico y no por una cuestión conceptual (Véase Figura 5). Esto conduce al sinsentido de que un mismo resultado sea admisible para inversiones realizadas en cierto orden (generación-transmisión), e inadmisible otro (transmisión-generación). En este sentido, existen varios casos de generación-transmisión, entre ellos destacan: Engie, Colbún, Enel, etc.

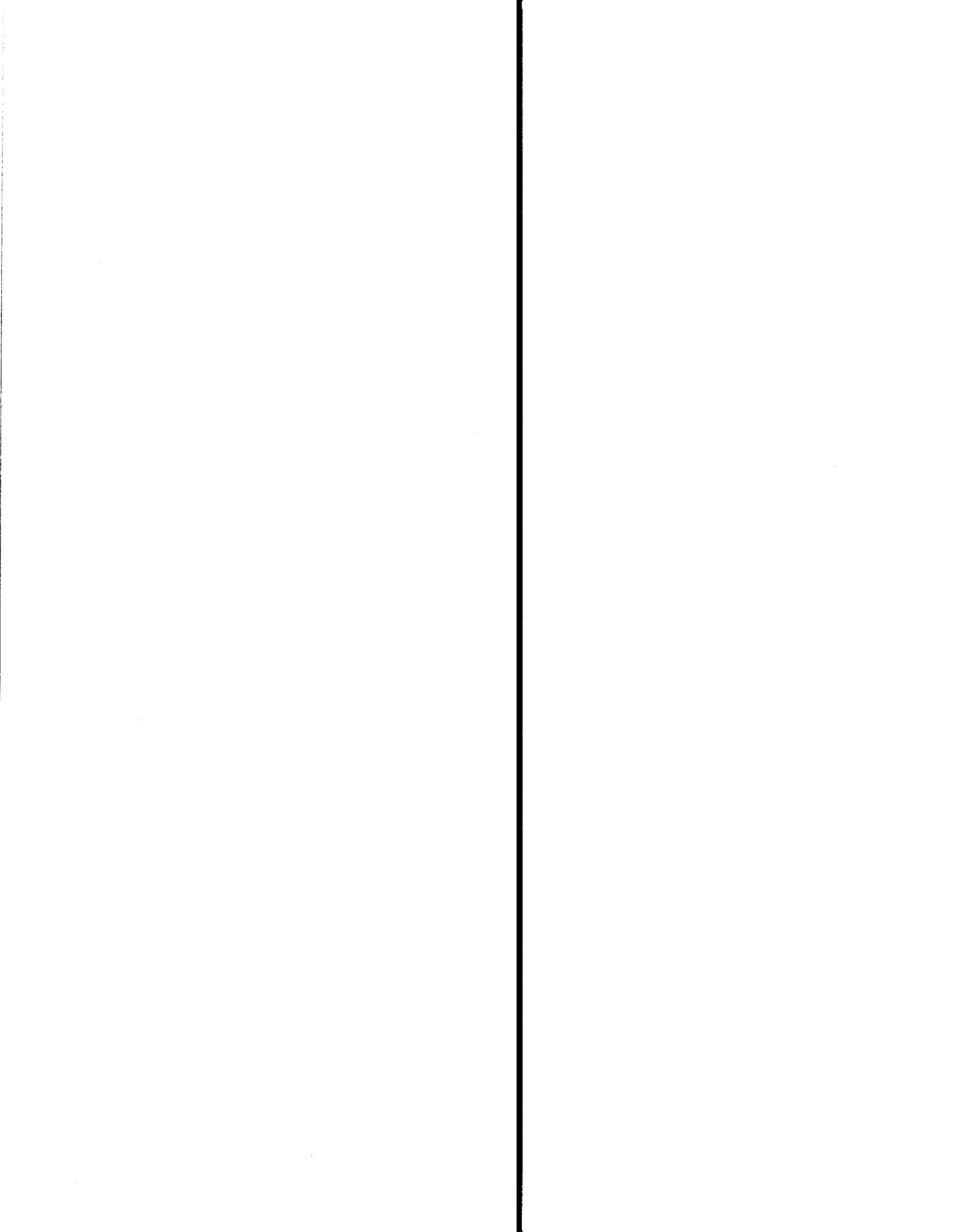


170

Figura 5: Interpretación usual del Art. N° 7 de la LGSE, donde la restricción depende del orden de ingreso

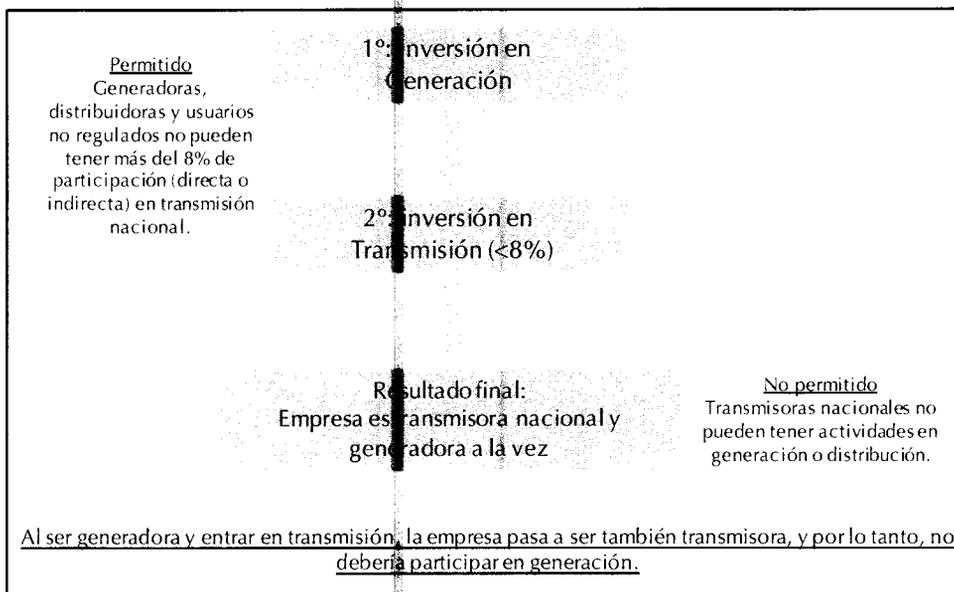


Una interpretación alternativa de la ley, más literal, lleva a una contradicción. Esta dice que una generadora que adquiere propiedad en transmisión, pasa a ser transmisora, y queda impedida de participar en generación (Véase Figura 6). Es así como se concluye de acuerdo a esta lectura de propiedad cruzada, que todas las empresas que tengan transmisión y generación deberían desprenderse de uno de los dos negocios.



15A

Figura 6: Interpretación alternativa del Art. N° 7 de la LGSE, donde la restricción conduce a una contradicción



A estas contradicciones se suma la imprecisión que existe sobre el momento en que una empresa pasa a ser transmisora, pues la regulación no es clara al respecto. Por ejemplo, podría argumentarse que una empresa que gana una licitación para el sistema de transmisión nacional, no se considera transmisora hasta que construya y opere una línea, por lo que podría invertir en generación o distribución en el intertanto. Alguien podría también plantear una interpretación en un sentido más estricto, estableciendo que una empresa pasa a ser transmisora desde el momento en que se adjudica la licitación de una obra nueva.

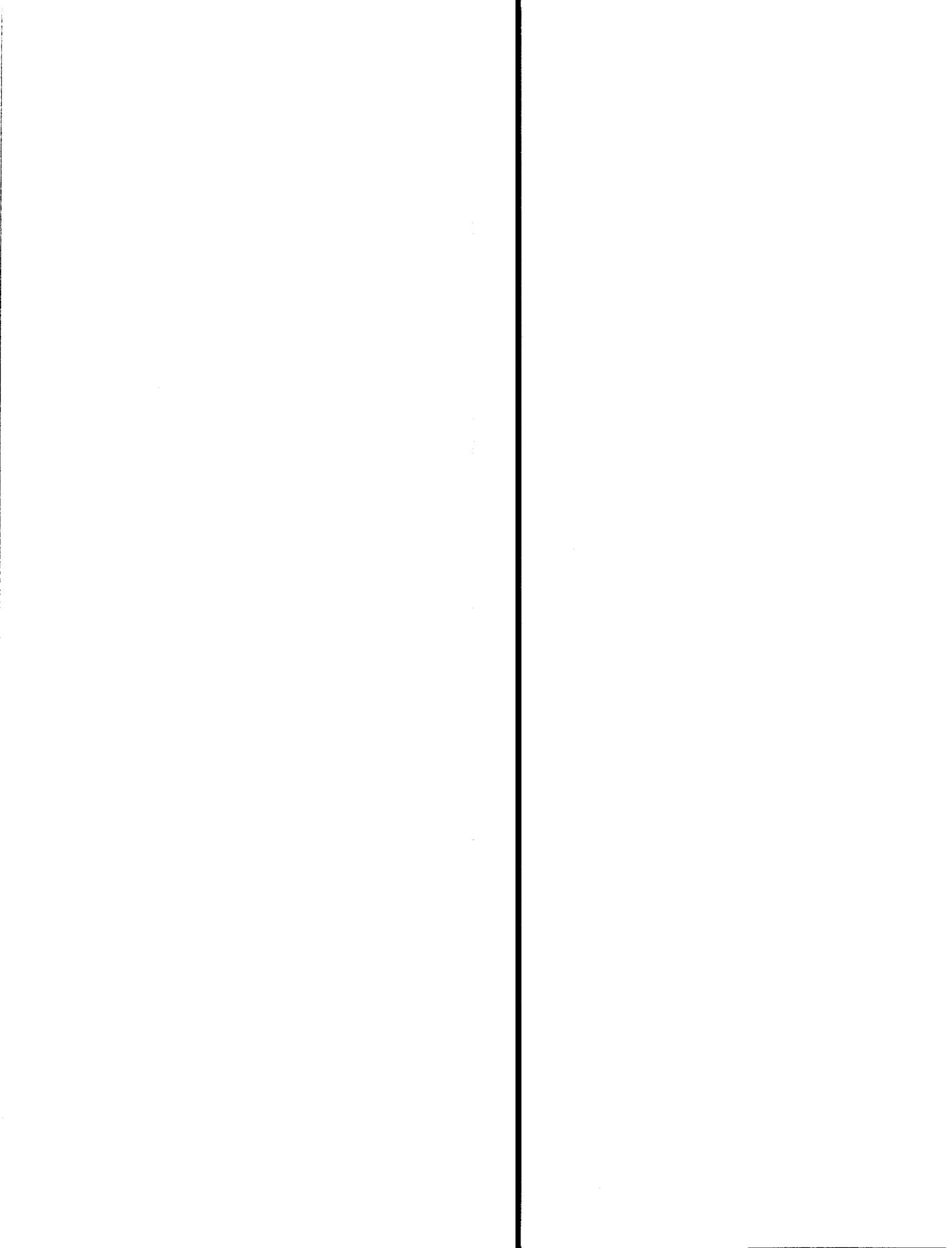
Asimismo, el Artículo N°7 indica que las empresas no deben exceder el 8% del “valor de inversión total del sistema de transmisión nacional”. Para el caso de las obras nuevas, este valor no es conocido, por lo que en la práctica no es posible conocer el valor de inversión total del sistema de transmisión nacional, salvo que se realicen supuestos que en ninguna normativa están definidos.

5.4.3 Solución de situaciones de incumplimiento de la ley, actuales o potenciales

El hecho de que ciertas compañías generadoras o distribuidoras se aproximen a los umbrales de propiedad (8% en transmisión) puede dar lugar a la necesidad de evaluar dicha medida y precisar su aplicación. En particular:

Engie es un actor relevante en generación y transmisión en el SING, puntualmente:

- Engie es la generadora con mayor participación en el SING, con un 30% de la potencia neta (Véase Sección 4.1).



12
/

- En el SING, Engie controla el 12% de los km de líneas de transmisión nacional.

En el Sistema Eléctrico Nacional, la presencia de Engie también es relevante en ambos segmentos. Hasta el año 2016, Engie controlaba el 100% de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), la cual desarrolló la interconexión del SIC y SING; vendiendo el 50% de TEN a REE (Red Eléctrica de España), a inicio del mismo año. En el Sistema Interconectado Nacional (resultante de la interconexión SIC – SING en noviembre de 2017), Engie controla el 9% de los kilómetros de la red de transmisión; si bien en las líneas de interconexión es sólo es dueña de la mitad. Además, es dueña del 7% de la capacidad neta de generación de dicho sistema.

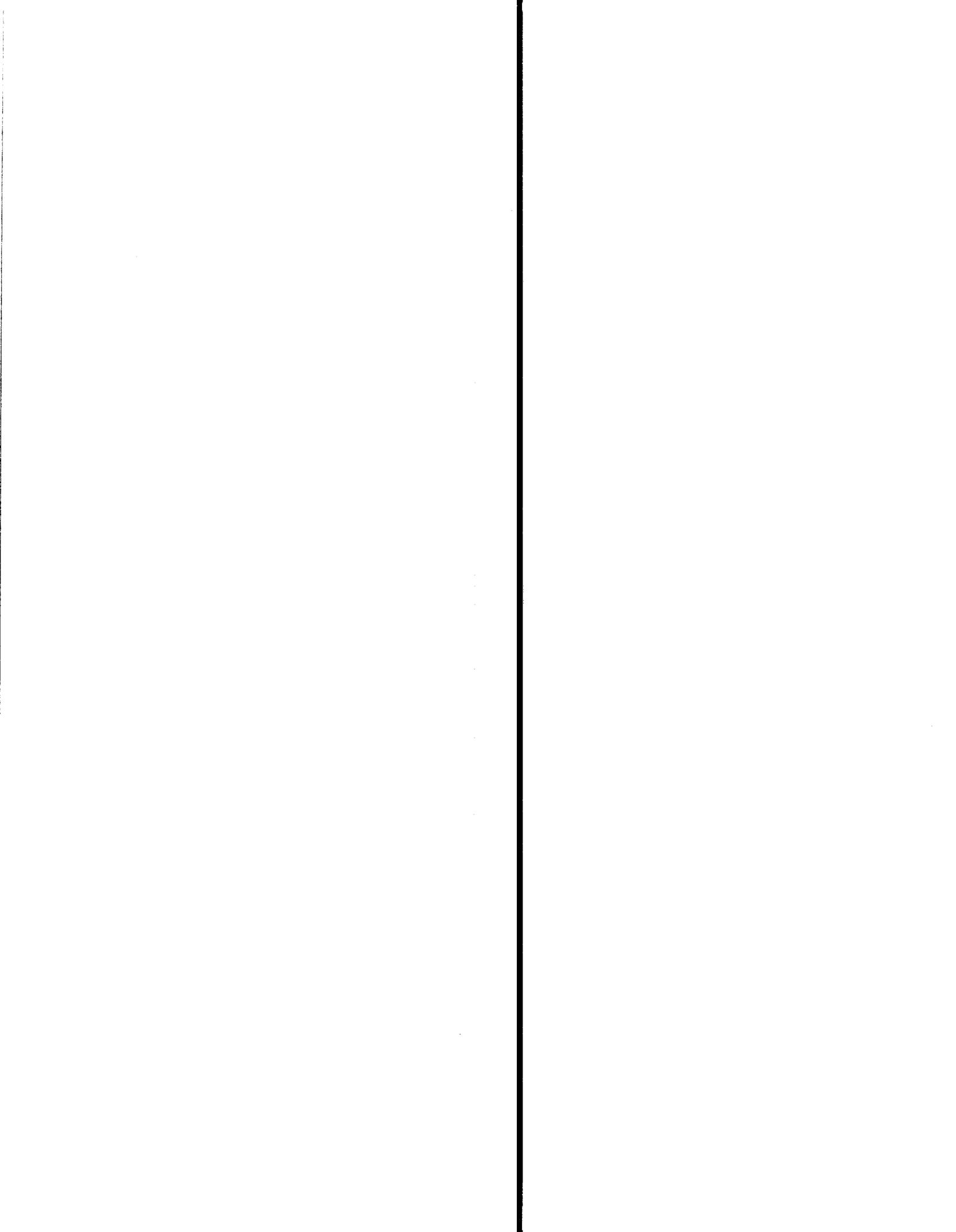
En consecuencia, dependiendo de cómo se mida el valor de inversión total de sus activos en el sistema de transmisión nacional, Engie podría estar cerca del límite legal de propiedad, tanto en el antiguo SING, como en el actual Sistema Eléctrico Nacional.

En la práctica, dentro del mercado nacional, existe propiedad cruzada de varias empresas entre transmisión nacional, transmisión zonal, generación y distribución (Véase Tabla 13). Particularmente, la transmisión zonal tienen tarifas y acceso regulados, pero sin restricción a la propiedad cruzada.

Tabla 13: Empresas con participación en distintos segmentos del sector eléctrico

Empresa	Participación en Tx nacional	Participación en Gx	Participación en Dx	Participación en Tx zonal
TRANSELEC	●			●
ENGIE	●	●		●
COLBÚN	●	●		●
SAESA	●	●	●	●
CHILQUINTA	●		●	●
ABENGOA	○	●		
ENEL	●	●	●	●
AES GENER		●		●
CGE/ GN Fenosa		●	●	●

- Tiene participación o ganó una licitación en el segmento
- Ganó una licitación de transmisión nacional, posteriormente vendió su contrato



119



6 Benchmark internacional

Con el fin de contrastar el marco regulatorio que posee el mercado eléctrico en Chile, resulta útil realizar una comparación con otros países que han incorporado regulaciones para el sistema de transmisión eléctrica. Dentro de los países o regiones a comparar se encuentran: EE.UU., la Unión Europea, Brasil, Perú y Nueva Zelanda.

6.1 EE.UU.

En el caso de EE.UU., la regulación más sistemática del mercado eléctrico estadounidense comienza en el año 1977, y a partir de 1996 se comienza a exigir la separación –de algún tipo- entre generación y transmisión.

Entre 1930 y 1970, los segmentos de generación, transmisión y distribución eléctrica eran en general controlados por la misma empresa en EE.UU. Luego, en 1996, se dicta la "Order N° 888" de la *Federal Energy Regulatory Commission* ("FERC"), que promueve competencia y acceso abierto, con el fin de bajar los costos para consumidores.

Actualmente en el mercado estadounidense existen múltiples empresas operando en transmisión, pero con alta regulación en la operación, y con propiedad cruzada entre distintos segmentos en algunos casos. Un ejemplo de lo anterior es Southern California Edison, compañía que posee líneas de transmisión y distribución. Esta también posee plantas de generación hidroeléctricas.³⁰

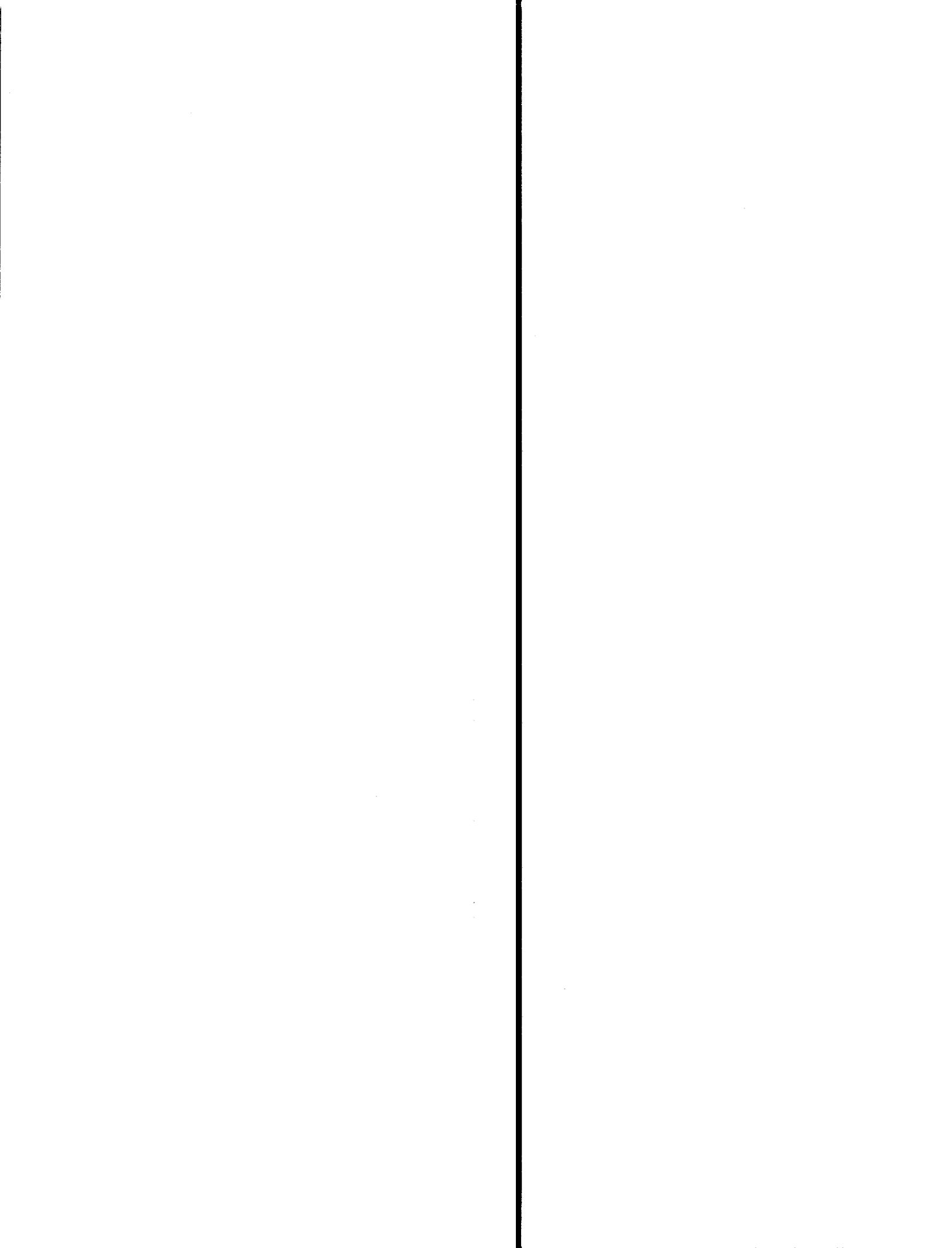
La ley en EE.UU. permite la propiedad cruzada, pero exige separación funcional entre segmentos. En general, existe una empresa independiente a cargo de la transmisión, que no es dueña de los activos. A continuación se detallan los principales aspectos del marco regulatorio estadounidense:³¹

- Relación de propiedad entre transmisoras y generadoras: Puede existir propiedad cruzada pero se pide separación funcional (Order N° 888, 1996). Se pide que funcionarios en actividades de transmisión no puedan efectuar actividades en el mercado de generación y empresas integradas deben prestarse servicios a si mismas a través de los sistemas abiertos, que usan todos los participantes del mercado.
- Transmisoras:³² Southern California Edison Company es dueña de líneas de transmisión en California. El operador es California ISO (CAISO), los dueños de las líneas que

³⁰ Fuente: <https://www.house.leg.state.mn.us/hrd/pubs/regelectric.pdf>, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) – World Bank, 2013. www.sce.com.

³¹ Fuente: FERC (ferc.gov) y California ISO (caiso.com). Ref: <https://www.ferc.gov/about/ferc-does/ferc101.pdf>, Order 1000 (<https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/trans-plan.asp>).

³² No todas tienen necesariamente propiedad cruzada.

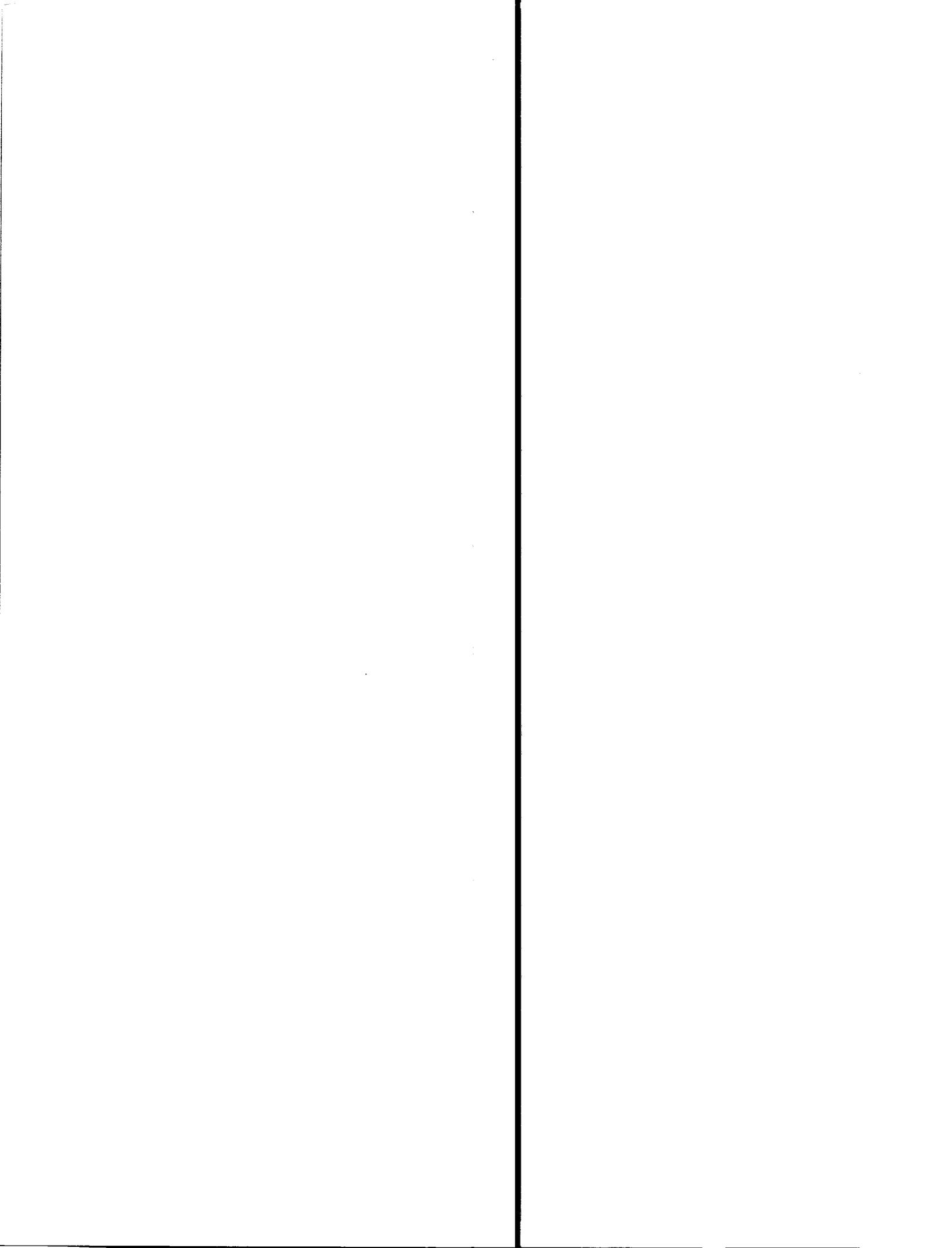




CAISO opera son: Citizens Sunrise Transmission LLC, City of Anaheim, City of Azusa, City of Banning, City of Colton, City of Pasadena City of Riverside, City of Vernon, DATC Path 15, LLC, Imperial Irrigation District, Pacific Gas and Electric Company, San Diego Gas and Electric Company, Southern California Edison Company, Startrans IO LLC, The Nevada Hydro Company INC, Trans Bay Cable LLC, Valley Electric Association INC, Western Area Power Administration.

- Operador: Puede ser un operador regional ("RTO", por sus siglas en inglés) o un operador independiente ("ISO"). Regional usualmente a través de diferentes estados. La asociación es voluntaria.
- Tipo de propiedad: Privada y estatal.
- Acceso abierto: Acceso abierto es garantizado por la FERC a través de la exigencia de tarifas abiertas y no discriminatorias. El acceso se pide a través de sistema "Open Access Same-time Information System" (OASIS). Sistema de reservas en línea que contiene información que es pública para los operadores (Order 889).
- Asignación de capacidad: Supervisada por FERC. Operación a cargo de RTO o ISO que son entidades independientes. FERC incentiva a empresas a asociarse a un RTO o ISO.
- Tarifas: Debe ser información pública. Son supervisadas por la FERC, que verifica que la tarifa de los transmisores interestatales "refleje costos y condiciones de mercado, además de no ser injustificadamente discriminatorias". El RTO o ISO fija tarifas que son aprobadas por la FERC, quien puede rechazar o suspender tarifas o sus modificaciones.
- Inversiones: Regulado, FERC requiere plan regional desde la Order N° 890 (año 2007) para reforzar el objetivo de construcción y planificación no-discriminatorias.

Se observa que el modelo de EE.UU. regula la operación de forma similar a Chile, y de hecho más flexible: el acceso abierto está garantizado, la asignación de capacidad, las inversiones y las tarifas son supervisadas (de hecho, las tarifas son reguladas de forma más flexible en EE.UU que en Chile, pues en EE.UU son fijadas por los transmisores, mientras que en Chile son definidas por la autoridad). Con esta regulación, en EE.UU se admite la propiedad cruzada entre generación y transmisión, pues la operación ya está suficientemente regulada. En Chile, en cambio, con regulación de la operación similar e incluso más estricta, persiste una innecesaria restricción a la propiedad cruzada.



6.2 Unión Europea

En Europa, durante el año 2005 la Comisión Europea comenzó un estudio del sector energético, cubriendo los mercados de gas y electricidad. La motivación del estudio fue un incremento en los precios mayoristas en el mercado de gas y electricidad en varios de los países miembros. El estudio fue conducido por la propia Comisión Europea y sus resultados fueron publicados durante el año 2007³³.

Dicho estudio muestra que en el mercado europeo en 2007, a pesar de que el acceso no discriminatorio a la red era obligatorio desde antes de la tercera reforma, las empresas que operaban con propiedad cruzada tenían otras maneras de negar el acceso distintas a la negación directa (que debe ser debidamente justificada y solo posible por restricciones de capacidad).

Señaló que “nuevos entrantes no tienen acceso efectivo a la red a pesar de que se requiere desintegración. Se sospecha que los operadores de la red favorecen a sus afiliados (discriminación). La integración vertical también lleva a una situación en que las decisiones operacionales e inversiones no son tomadas considerando la red completa sino que tomando en cuenta los intereses de la empresa integrada. Esto es altamente dañino para la seguridad de suministro”.

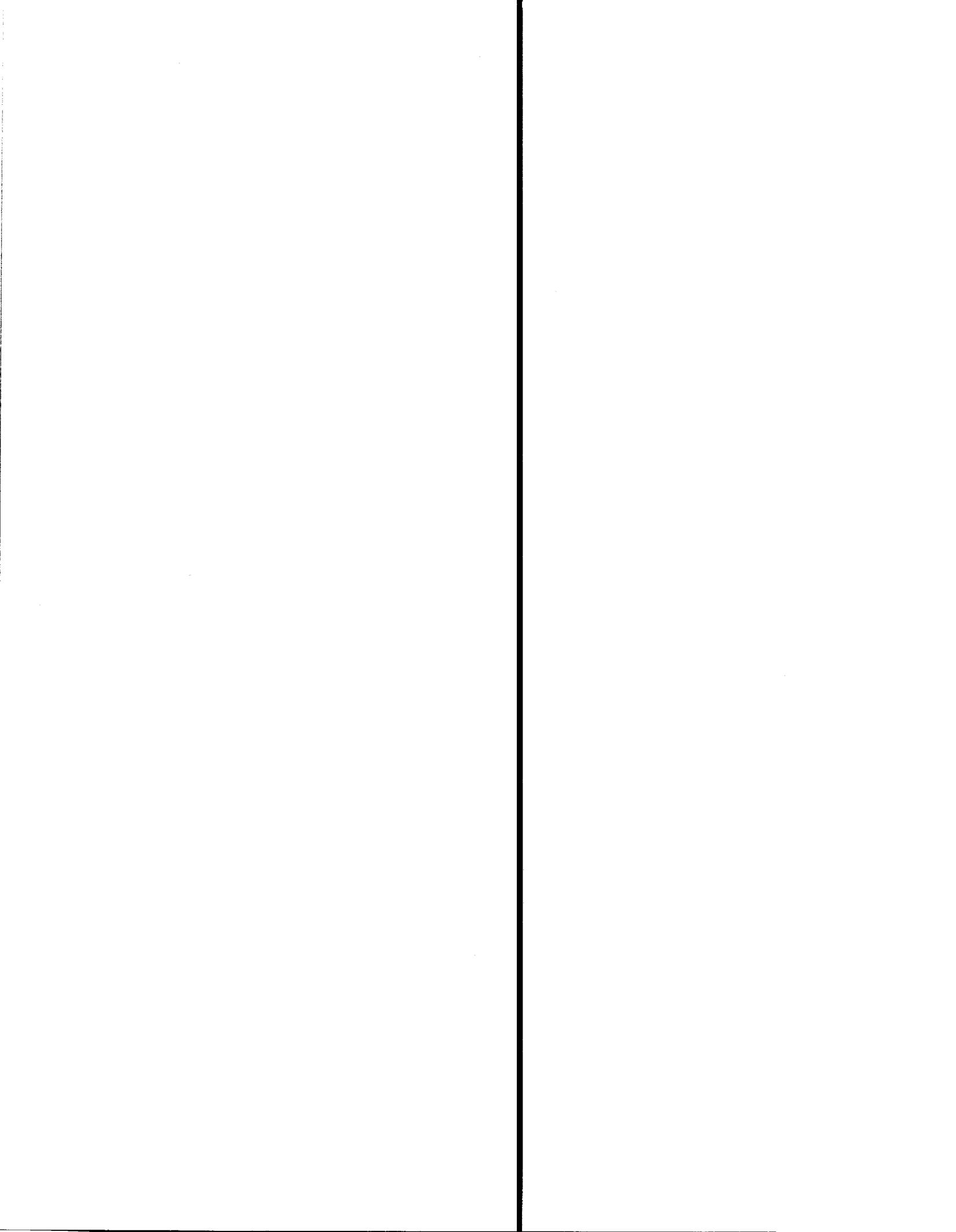
También señala que el control de los activos de generación por unos pocos incumbentes, directa o indirectamente a través de acuerdos de compra de largo plazo, entrega el control a los incumbentes del mercado mayorista de electricidad. Esto provoca bajos niveles de liquidez lo que es una barrera de entrada en este mercado. De esta manera, una compañía activa en la generación de electricidad y/o distribución que al mismo tiempo es dueña de la red de transmisión o distribución, poseería incentivos a aprovechar su posición de monopolio en la red para prevenir o limitar competencia.

La discriminación, de acuerdo al informe de la Comisión Europea, se materializaría a través de los siguientes mecanismos.

- Incrementar los costos a los rivales.
- Entregar información esencial solo a empresas filiales.
- Asignar la capacidad de forma que no maximiza la capacidad de la red
- Reservar capacidad a largo plazo para favorecer a incumbentes.
- No realizar inversiones adecuadas en transmisión, si estas beneficiarán a empresas que compiten con afiliadas de la transmisora.

33

Fuente: DG competition report on energy sector inquiry 2007. European Commission.



116

Cabe destacar que, como se detalla en la Sección 5: Análisis de libre competencia, todos estos mecanismos de discriminación son imposibles de implementarse en Chile bajo el marco regulatorio actual.

La evolución de la regulación del mercado eléctrico en Europa muestra que se ha priorizado la regulación de la propiedad cruzada, manteniendo discrecionalidad para los países o para los operadores en caso de asignación de capacidad, tarifas e inversiones. Los tres paquetes legislativos de la Unión Europea se resumen en la Tabla 14, que se presenta a continuación.

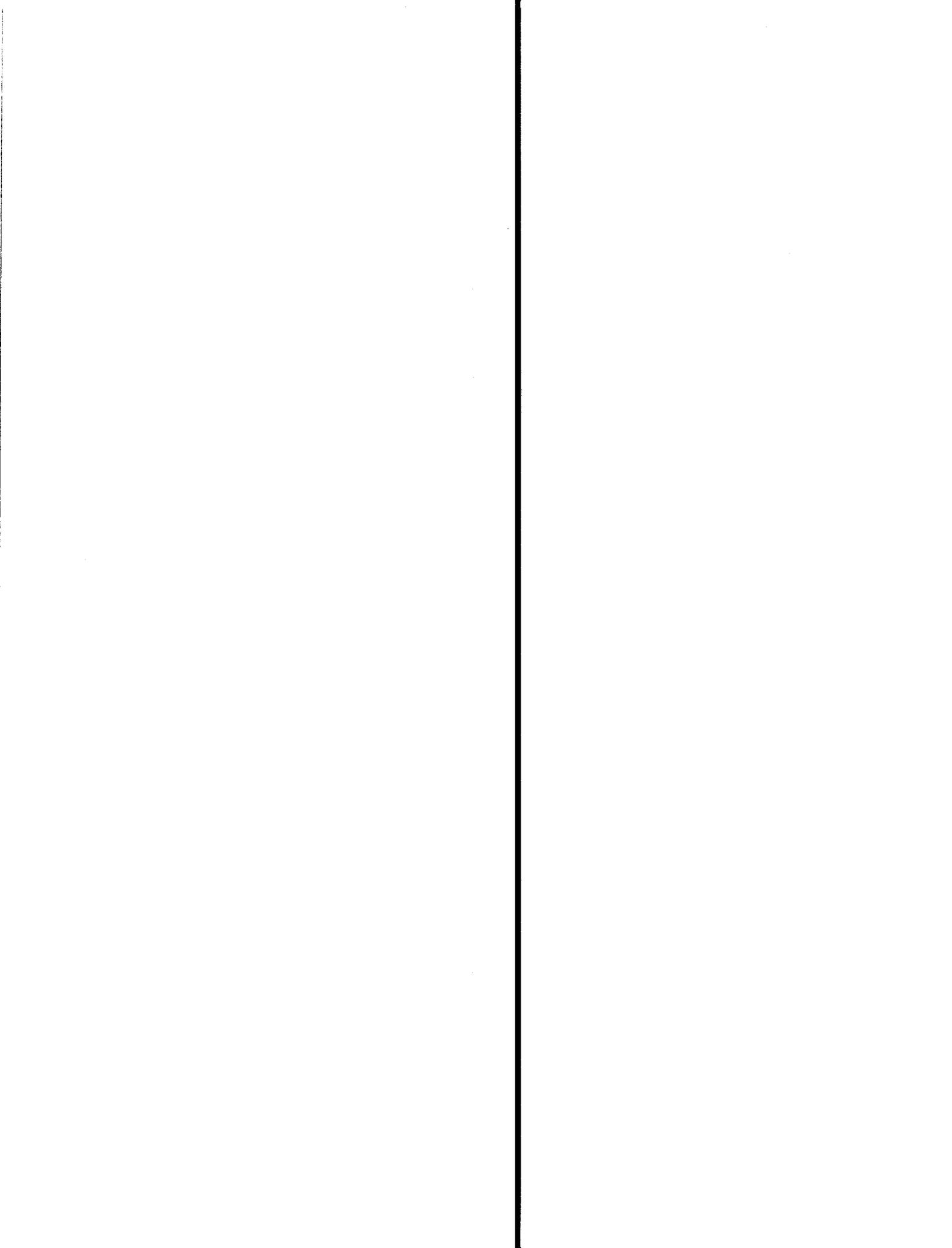
Tabla 14: Paquetes legislativos para electricidad y gas en la Unión Europea

Aspecto regulado	Europa – Primera reforma (96/92/EC)	Europa – Segunda reforma (2003/54/EC)	Europa – Tercera reforma (2009/72/EC)
Desintegración vertical	Se permite propiedad cruzada. Separación contable y funcional. Empresas deben designar operadores independientes de las otras actividades.	Se permite propiedad cruzada. Separación contable y funcional. Empresas deben designar operadores independientes de las otras actividades. Se endurece separación contable.	Se permite propiedad cruzada en Tx y Gx siempre y cuando se trate de participaciones minoritarias. Operador de transmisión puede ser dueño de sus activos.
Acceso abierto	Sí, existe obligación de acceso abierto y no discriminatorio a terceros.	Sí, existe obligación de acceso abierto y no discriminatorio a terceros.	Sí, existe obligación de acceso abierto y no discriminatorio a terceros.
Asignación de capacidad	A cargo de operador.	A cargo de operador.	A cargo de operador.
Tarifas de transmisión	Operadores están a cargo de tarifas.	Operadores están a cargo de tarifas.	Reguladas por país. Deben (a) fijar; o, (b) asegurar que reflejen costos y sean no discriminatorias.
Inversiones	No regulado (a cargo de cada operador).	No regulado (a cargo de cada operador).	Planificación a 10 años por ENTSO-E (no vinculante). Cada país define regulación de plan de inversión.

Fuente: European Union law.

Nota: Control ocurre cuando existe influencia en una empresa. Por ejemplo, poder para la designación de miembros del directorio. No se excluyen posiciones pasivas, como por ejemplo recibir dividendos de una participación minoritaria.

La tercera reforma ('EU Third Energy Package – 2009) establece 3 opciones de *unbundling* para la transmisión y la generación. Esta reforma es la que establece la mayor exigencia a la independencia de propiedad en transmisión y generación eléctrica. Anteriormente a este



17

paquete, la propiedad cruzada estaba permitida con ciertas restricciones funcionales y contables. Dentro de los tipos de desintegración se caracterizan tres:³⁴

4. Desintegración completa de propiedad: No se permite propiedad cruzada entre generación y transmisión.
5. Operador del sistema independiente (ISO): Propiedad cruzada permitida en los activos entre generación y transmisión, pero la operación de la red está a cargo de una empresa independiente aprobada por la Comisión Europea. Las inversiones también dependen de dicha entidad.
6. Operador de transmisión independiente (ITO): Propiedad cruzada permitida entre generación y transmisión. La operación de la red está a cargo de una empresa subsidiaria, que es dueña de los activos y encargada de la operación y mantenimiento, que debe legalmente independiente y operar bajo una administración autónoma, sujeta a ciertas regulaciones.

De estos tres tipos de desintegración entre segmentos que la Comisión Europea propone, cada país decide qué modelo utilizar.

Cabe destacar que el caso chileno correspondería, bajo el marco regulatorio europeo, a una combinación redundante de “desintegración completa de propiedad” (salvo por la propiedad cruzada que se permite bajo el umbral de 8%) y “operador de sistema independiente (ISO³⁵)” (que corresponde al Coordinador).

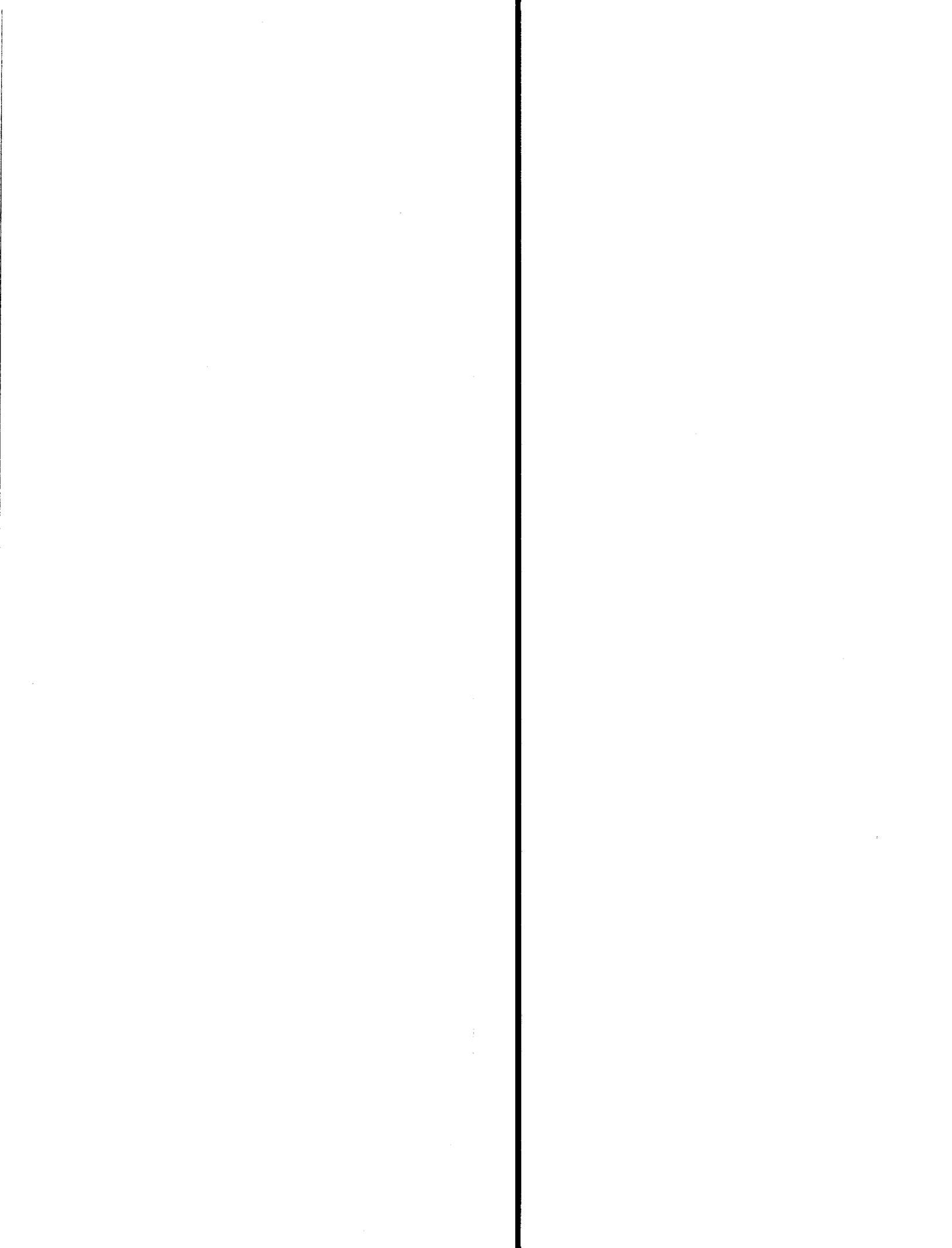
Este hecho ilustra de forma clara que la restricción a la propiedad cruzada resulta actualmente innecesaria en Chile, tras el fortalecimiento del rol del Coordinador y bajo una regulación estricta de acceso, asignación de capacidad, inversiones y tarificación. En caso de eliminarse la restricción a la propiedad cruzada, Chile quedaría en un modelo similar al “ISO” (modelo admitido por la Unión Europea y, como se ha visto, usado también en EE.UU).

Por otra parte, la Comisión Europea debe certificar la condición de desintegración, es decir, que se cumplen las condiciones para clasificar a la empresa como desintegrada bajo el modelo de desintegración de propiedad.

Existen casos en que se admite la existencia de control cruzado en generación y transmisión si se puede establecer claramente que no existen conflictos de interés (influir empresa

³⁴ Fuente: European Commission, King & Wood Mallesons - Unbundling under the EU Third Energy Package; Competition Law and Sector Regulation in the European Energy Market after the Third Energy Package: Hierarchy and Efficiency - Michael Diathesopoulos

³⁵ Por sus siglas en inglés “Independent System Operator”.



158



para favorecer su participación en otra).³⁶ El argumento es que no es el objetivo de la regulación limitar participaciones que no presentan un riesgo para el mercado. Por ejemplo:

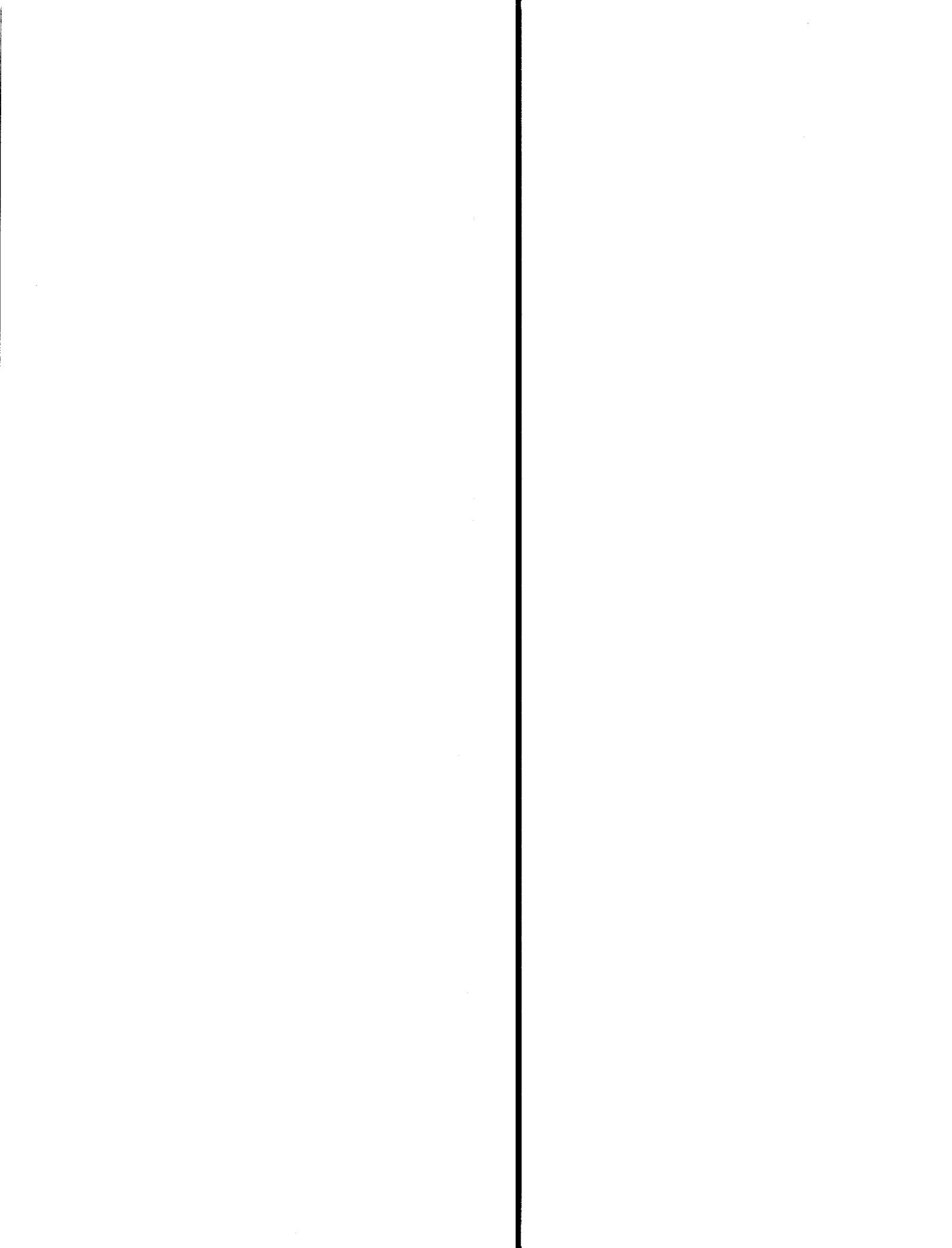
- 50 Hz, empresa de transmisión en Alemania, posee activos de generación en Polonia. Sin embargo, sus activos de generación son usados principalmente para el mercado de calefacción, por lo que la Comisión Europea deduce que 50 Hz no puede aprovechar esta posición a su favor, y que, por lo tanto, no existen impedimentos para aprobar a 50 Hz como transmisor desintegrado en propiedad.
- E.ON ha debido desintegrarse verticalmente, debido a acusaciones de abuso de su posición de propietario de redes de transmisión.
- National Grid tiene transmisión en Reino Unido y generación en EE.UU. Si bien esto es catalogado como propiedad cruzada, la Comisión estima que no genera conflicto de interés, por tratarse de mercados diferentes.

De igual modo, la regulación fomentó la inversión coordinada en transmisión a nivel europeo.³⁷ En particular, se motiva la inversión en horizontes de largo plazo solicitando que la compañía *European Network Transmission System Operators for Electricity*, ENTSO-E, publique cada dos años planes de inversión a 10 años. Estos planes no son vinculantes. Dependiendo del país, corresponde al dueño de la red, al operador o al regulador determinar el plan de inversiones. Por ejemplo, en Francia es el propio operador, -parcialmente estatal- RTE, quien determina las inversiones, mientras que en España es el Ministerio de Energía.

Dentro de los distintos modelos de *unbundling* a los que se adscriben los países europeos destacan los siguientes. Véase Tabla 15.

³⁶ Fuente: European Commission (2017).

³⁷ Fuente: European Commission (2017).



159

Tabla 15: Tipos de medidas de unbundling por país, Unión Europea

País	Transmisor	Propiedad privada/estatal	Existe propiedad cruzada	Modelo de unbundling
Francia	RTE	Parcialmente estatal	Sí	ITO
Alemania	50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW	Privada	Sí	Mixto ITO/Desintegrado
Reino Unido - Inglaterra	National Grid	Privada	No	Desintegrado
Reino Unido - Escocia	National Grid	Privada	No	ISO
España	REE	Parcialmente estatal	No	Desintegrado

Fuente: Información pública de cada país.

6.3 Brasil

Siguiendo la tendencia mundial, Brasil estableció una operación centralizada y privatizó el sector. En el año 1988 se establece la posibilidad de entregar concesiones en el sector eléctrico. Luego, durante el año 1993 se elimina legislación que garantizaba retornos fijos a las empresas del sector.

En el año 1995 se introducen tarifas basadas en costos, además:

- Se produce desintegración entre generación y distribución.
- Se prohíbe a distribuidoras participar en generación o transmisión.

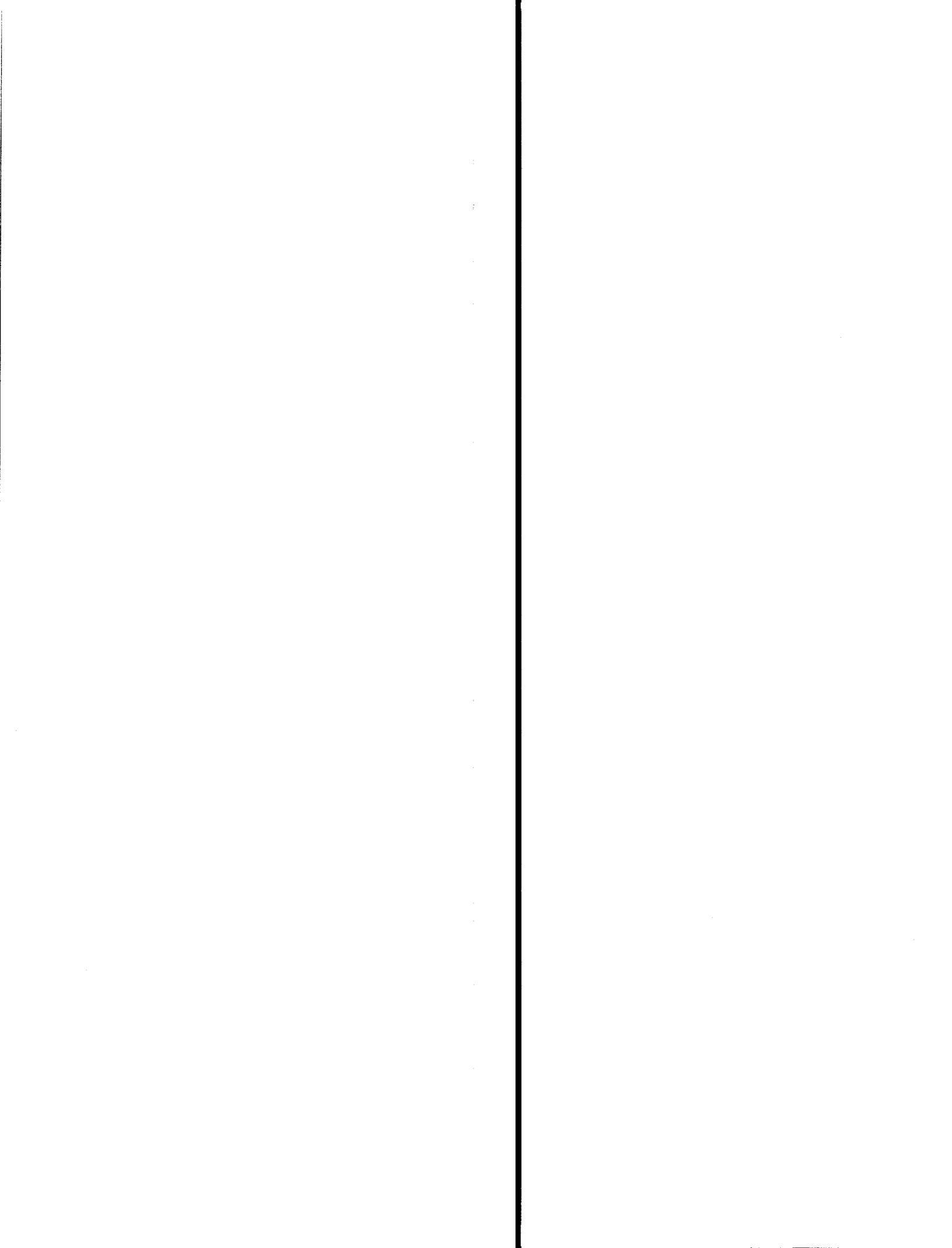
Entre los años 1995 y 2000 se privatizan los sectores de generación y distribución. En el año 1996, se crea el regulador nacional *Agência Nacional de Energia Elétrica*, ANEEL, responsable de la metodología de fijación de tarifas, y luego, en el año 1998, el operador nacional del sistema Operador Nacional do Sistema (ONS).

Finalmente, durante el año 2001 se desarrollan los primeros proyectos privados en transmisión.

Actualmente, el modelo brasileño contempla operación centralizada, sin limitar la propiedad cruzada, de modo similar a lo que sería el caso chileno en caso de eliminarse la restricción de propiedad cruzada. Por ejemplo, la empresa Cemig Geração e Transmissão S.A desarrolla actividades de transmisión y generación en el mercado brasileño.

A continuación se detallan los principales aspectos de la regulación del mercado de transmisión en Brasil.

- Relación de propiedad entre transmisoras y generadoras: Aceptada



- Transmisoras: Celeo Redes, Cemig, otras.
- Operador: Operador Nacional do Sistema (ONS).
- Tipo de propiedad: Privada y estatal.
- Acceso abierto: Sí
- Asignación de capacidad: ONS.
- Tarifas: Reguladas por ANEEL en base a retorno sobre activos de transmisión.
- Inversiones: Planifica Ministerio de Energía.

Otro caso destacable en Brasil es la empresa Elecnor (matriz de Celeo), la cual posee activos de generación y transmisión en ese país.³⁸

- Generación: A través de su filial Enerfin, Elecnor es propietaria del complejo eólico de Osorio-Palmare, en el Estado de Rio grande do Sul, que está considerado como uno de los mayores de todo el hemisferio sur. A 2013 contaba con 300 MW en explotación y 264 MW en distintas fases de desarrollo y construcción.
- Transmisión: A fin de 2013, Elecnor participaba en total de 12 concesiones que suman 4.775 MVA de transformación y 3.859 kilómetros de líneas.

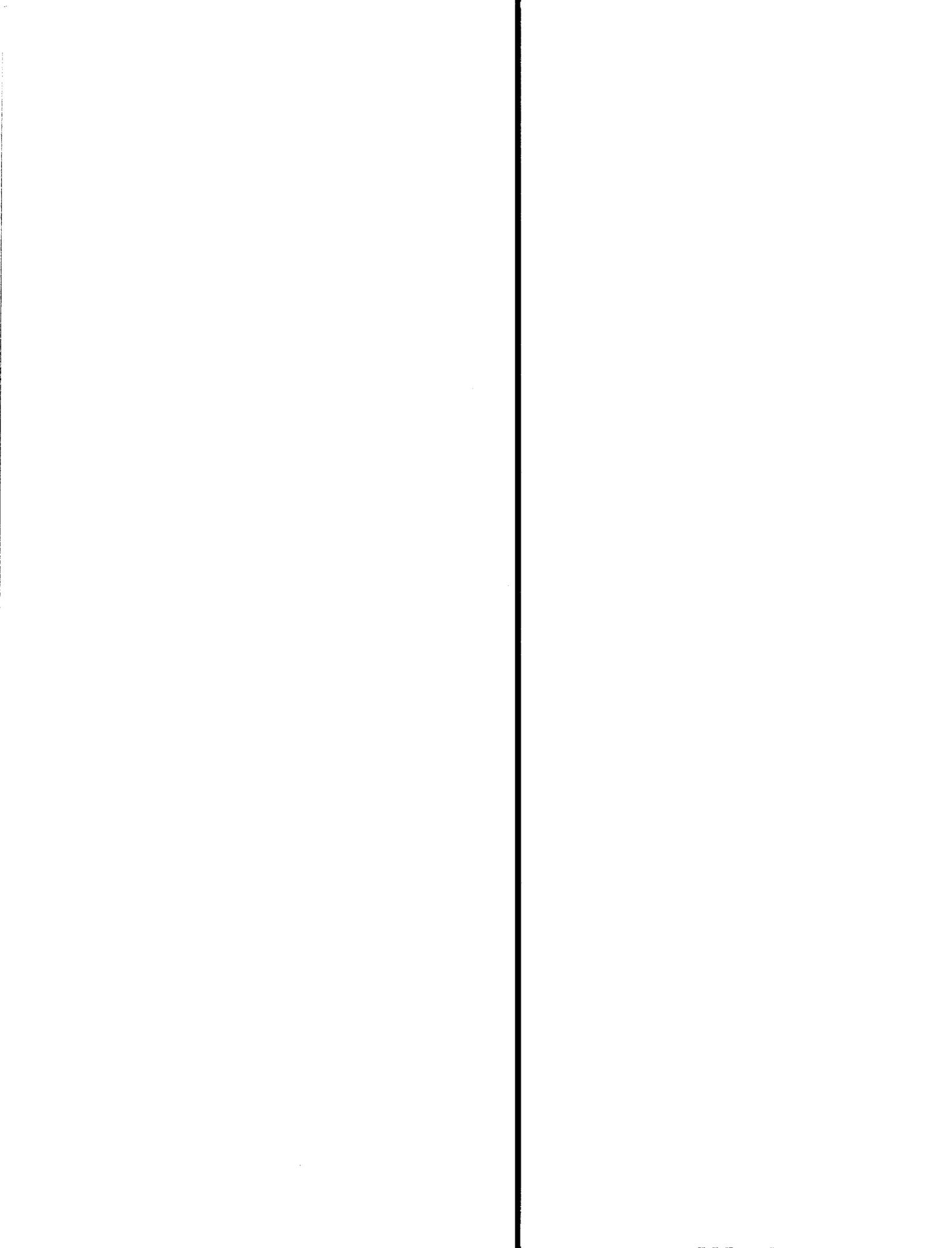
6.4 Perú

En el caso de Perú, este progresivamente ha centralizado la operación y planificación de la red. Concretamente, durante el año 1993 se privatiza la mayor parte de los activos del sector eléctrico. Esto involucró lo siguiente:

- Se establece la obligación de acceso abierto a la red a terceros.
- Se designa al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") como responsable de la operación del sistema siguiente un procedimiento basado en costos.

Seguidamente, en el año 1996 se crea el regulador del sector Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("OSINERGMIN"). También, durante dicho año, ocurre la segunda reforma al sector, donde el COES asume la planificación del desarrollo de la red. Estableciendo un plan de desarrollo vinculante año a año. Cabe destacar que el COES es el encargado de la operación y planificación, independiente del dueño de los activos de transmisión.

³⁸ Fuente: Elecnor.com.br.





En el caso peruano, existe operación centralizada y una restricción a la propiedad cruzada, como en Chile, pero admitiendo propiedad tanto de generación a transmisión como viceversa, para empresas con participación menor al 5% en ambos sectores.

A continuación se detallan los principales aspectos de la regulación del mercado de transmisión en Perú.

- Relación de propiedad entre transmisoras y generadoras: Sí, pero se limita a un 5% de cualquiera de los mercados. Es decir, una empresa con propiedad cruzada solo puede tener participaciones minoritarias en ambos mercados.
- Transmisoras: Engie, otras.
- Operador: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).
- Tipo de propiedad: Privada.
- Acceso abierto: Sí
- Asignación de capacidad: COES.
- Tarifas: Reguladas a través del retorno sobre los activos de transmisión.
- Inversiones: COES planifica inversiones en la red.

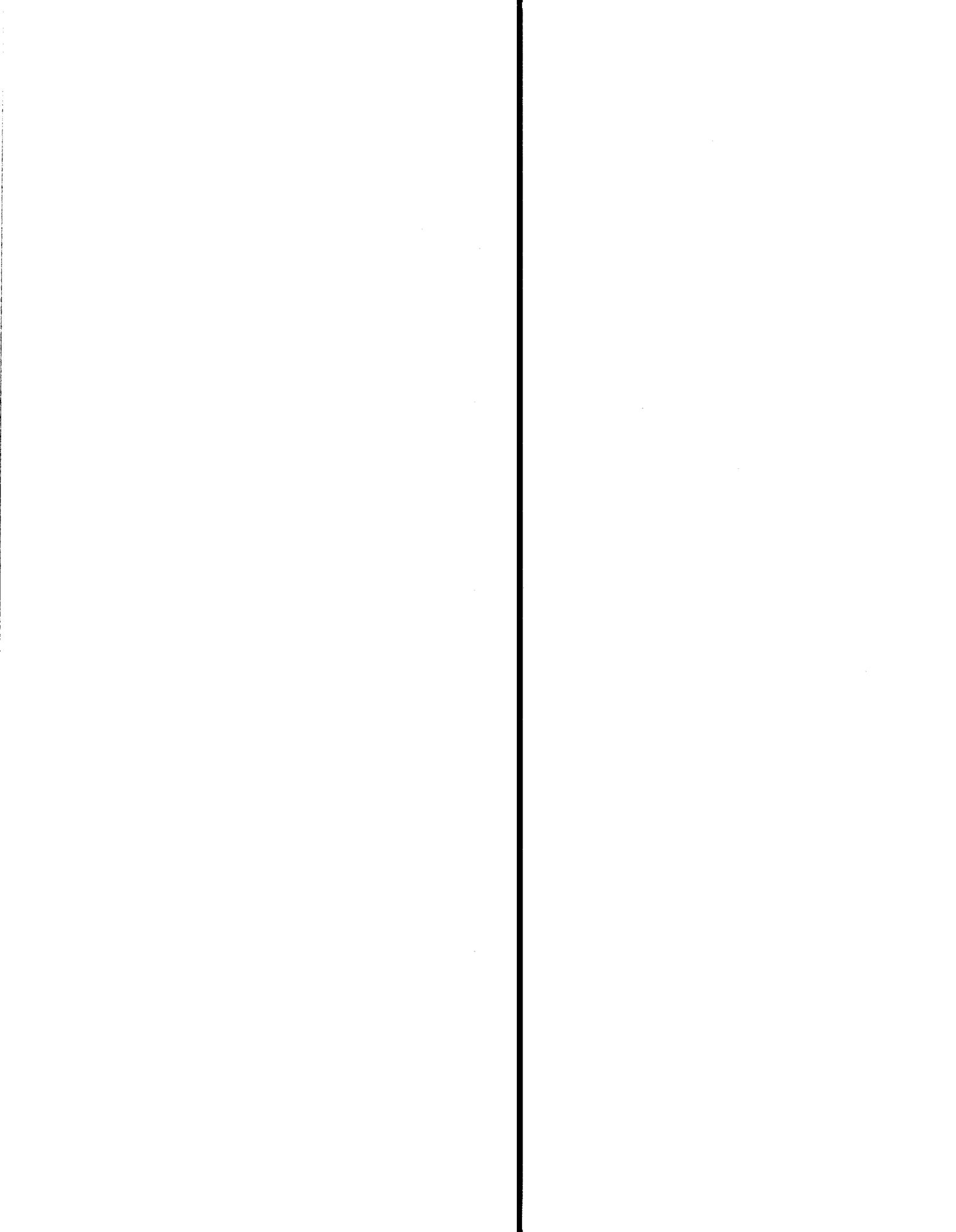
6.5 Nueva Zelanda³⁹

El modelo neozelandés contempla una única empresa estatal a cargo de la propiedad y la operación de la red, sin participación en generación. La empresa estatal Transpower es propietaria de la red nacional, y es la encargada de su operación, mantenimiento y desarrollo.

La red nacional en Nueva Zelanda, formada por “un largo tronco, con ramas laterales más pequeñas”, comprende más de 12.000 km de líneas de alto voltaje y más de 170 subestaciones. A su vez, esta red conecta compañías de generación con redes de distribución (o, en algunos casos, directamente con usuarios industriales de gran tamaño).

Transpower es también responsable de la planificación, enviando propuestas de inversión a la Commerce Commission, agencia gubernamental encargada de hacer cumplir la legislación que promueve la competencia en los mercados del país y prohíbe las conductas engañosas por parte de los agentes económicos. Esta Comisión además regula los precios de Transpower (que, como empresa estatal, tiene el mandato de generar un retorno de mercado sobre los

³⁹ Fuente: <http://nzgeothermal.org.nz>, <https://www.ea.govt.nz>, <https://www.transpower.co.nz>, Electricity Industry Act 2010.





activos). Adicionalmente, Transpower es el "System Operator", encargado de coordinar la oferta y demanda de electricidad y de asegurar que ésta se suministre al menor costo posible.

En cuanto a la generación, esta es de propiedad de múltiples empresas privadas. Transpower no participa en ese sector.

Bajo la legislación actual (Electricity Industry Act 2010), en Nueva Zelanda:

- Están separadas la generación, transmisión, distribución y retail.
- La transmisión está –como ya se ha señalado– a cargo de la estatal Transpower.
- Está prohibida la participación de distribuidoras en generación de capacidad mayor a 250 MW que estén directamente conectadas a la red nacional.

A continuación se detallan los principales aspectos de la regulación del mercado de transmisión en Nueva Zelanda.

- Relación de propiedad entre transmisoras y generadoras: No
- Transmisoras: Transpower
- Operador: Transpower
- Tipo de propiedad: Estatal
- Acceso abierto: Sí
- Asignación de capacidad: Transpower
- Tarifas: Commerce Commission
- Inversiones: Commerce Commission (con planificación sugerida por Transpower)

6.6 Resumen de países analizados

En resumen, los distintos países analizados exhiben diferentes modelos de propiedad cruzada generación-transmisión y, de propiedad, de operación de transmisión, de tarifas e inversiones. Dichos casos son resumidos en la Tabla 16.

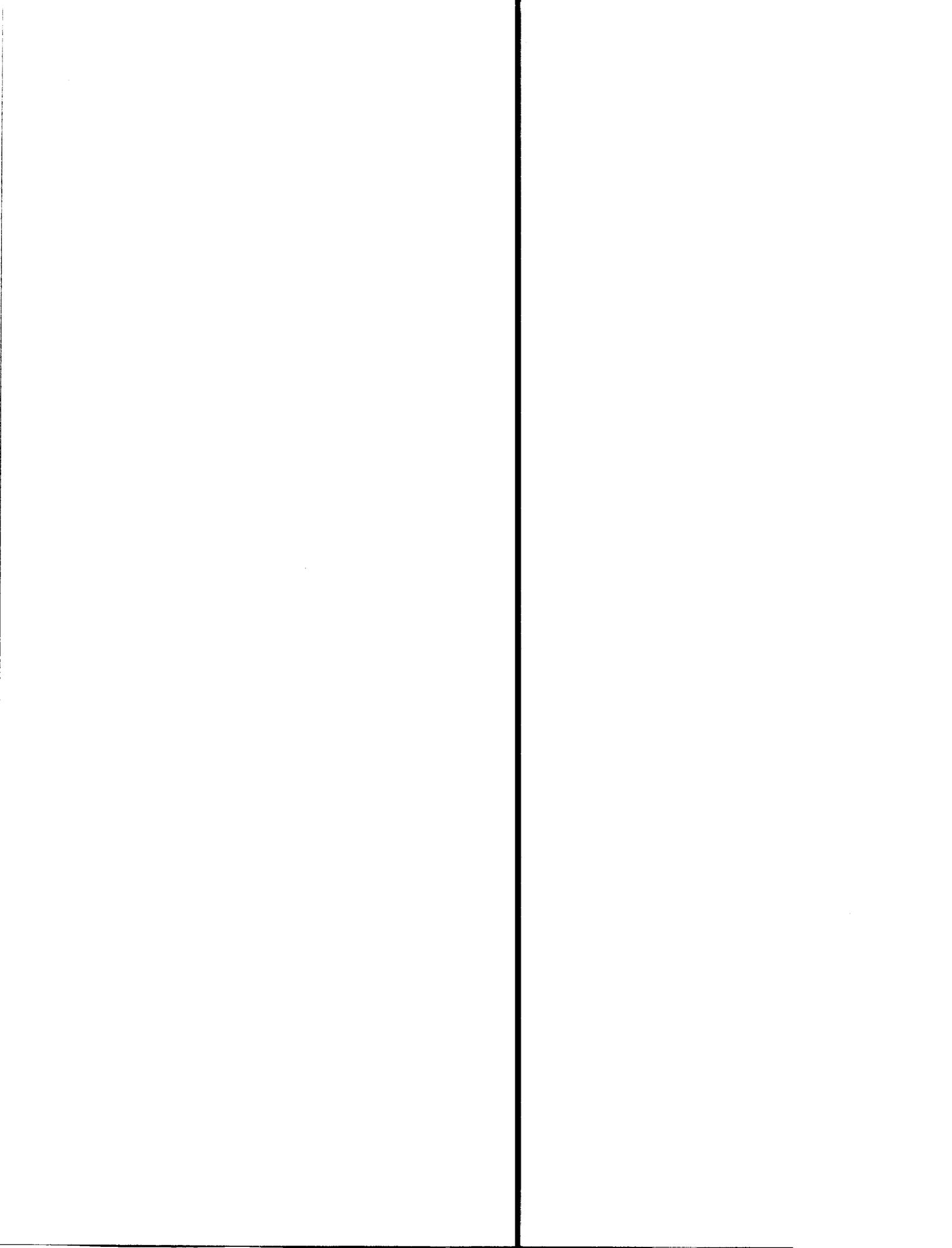




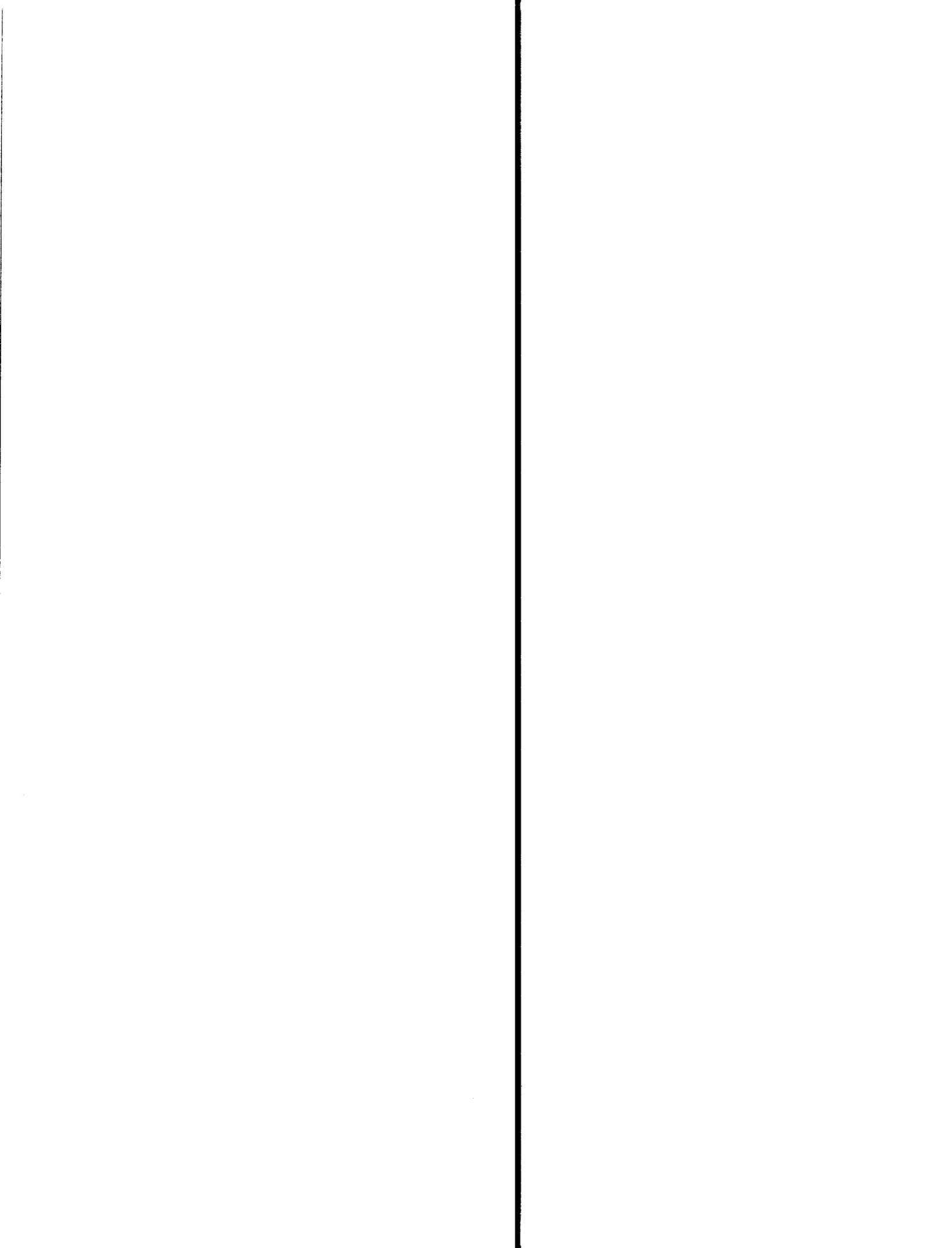
Tabla 16: Resumen de países analizados

País	¿Propiedad cruzada Gx-Tx permitida?	Ejemplos Relación entre Tx y Gx	Transmisoras	Propiedad de transmisión	Acceso abierto	Operación y asignación de capacidad	Tarifas	Inversiones
EE.UU.	Sí	California Edison, otras (siempre con separación funcional).	California Edison, otras.	Privada (algunas municipales).	Sí	Operador independiente, RTO o ISO.	FERC supervisa y aprueba tarifas.	Planificación a cargo de FERC.
Alemania	Sí, en casos acreditados sin conflicto de interés.	EnBW Gx – TransnetBW Tx, RWE Gx – Amprion Tx. (*)	50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW.	Privada.	Sí	Opera la empresa dueña de la red. TSO (Transmission system operators).	Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway.	Planificación a cargo de TSO (operadores).
Francia	Sí, en casos acreditados sin conflicto de interés.	RTE Tx – EDF Gx. (*)	RTE (Réseau de transport d'électricité).	Parcialmente estatal.	Sí	Opera la empresa dueña de la red.	Commission de Régulation de l'Énergie.	RTE (operador).
España	No.	No.	REE (Red Eléctrica de España).	Parcialmente estatal.	Sí	Opera la empresa dueña de la red.	La Comisión Nacional de Energía.	Ministerio de energía, turismo y agenda digital.
Reino Unido	No.	No.	National Grid, Scottish Hydro, Southern, Scotland.	Privada.	Sí	Opera en UK la empresa dueña de la red de Inglaterra.	Office of Gas and Electricity Markets.	National Grid.
Brasil	Sí, sin regulación.	Cemig, Geração e Transmissão S.A. (ambas actividades).	Celeo Redes, Cemig, otras.	Privada y estatal.	Sí	Operador independiente: Operador Nacional do Sistema (ONS).	ANEL (regulador local) a través de licitaciones.	Planificación a cargo de Ministerio de Energía.
Perú	Sí, para empresas con participación <5% en Gx y Tx.	Engie tiene inversiones en Tx y Gx.	Engie, otras.	Privada.	Sí	Operador independiente: Comité de operación económica del sistema interconectado nacional (COES).	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.	Planificación a cargo de COES, propone al Ministerio.
Nueva Zelanda	No.	No.	Transpower.	Estatal.	Sí	Opera empresa dueña de la red.	Commerce Commission.	Commerce Commission (con planificación sugerida por dueño de la red).
Chile	Sí, solo por parte de Gx (<8%). Tx no pueden.	Engie, Colbún.	Transec, Colbún, AJTE.	Privada.	Sí	Operador independiente: Coordinador.	Obra nueva se licita a menor tarifa fija anual por 20 años bajo licitación pública internacional. En caso de obra existente, la tarifa es fijada por la CNE.	CNE.

Fuente: Información pública de cada país

Notas: Tx: Transmisor. Gx: Generadora. (*) En Europa, las empresas con propiedad cruzada han sido declaradas como "sin conflicto de interés" por la Comisión Europea.

463



1164

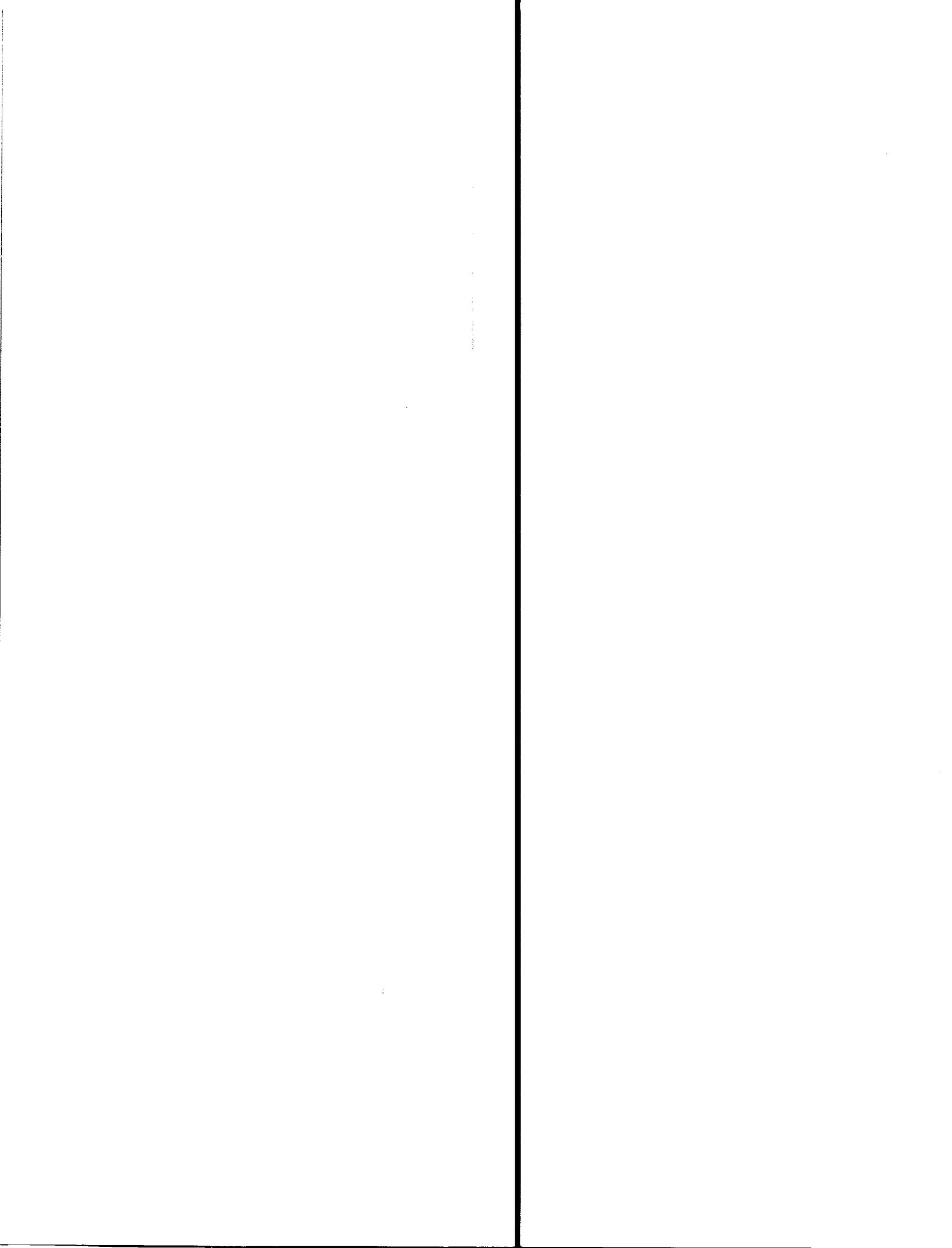


En conclusión, se pueden identificar tres esquemas regulatorios en los países analizados. En el caso de Chile, este posee un esquema muy singular, siendo el caso más cercano aquel de Perú, aunque, como se ha visto, Perú sí admite propiedad cruzada generación-transmisión en ambos sentidos bajo cierto umbral. La Tabla 17 sintetiza los modelos de regulación analizados.

Tabla 17: Resumen de modelos de regulación en los países analizados

País	Operador es dueño de los activos de transmisión, se limita propiedad cruzada	Operador independiente, se permite propiedad cruzada	Operador independiente, se limita propiedad cruzada
EE.UU.		●	
Alemania		●	
Francia		●	
España	●		
Reino Unido	●		
Nueva Zelanda	●		
Brasil		●	
Perú			●
Chile			●

Fuente: Elaboración GBA.



165



7 Revisión de literatura

Dentro de la literatura relacionada a la propiedad cruzada entre transmisión y generación, se analizó la literatura económica principal, chilena e internacional. En particular, se estudió la literatura posterior al año 1990 que abordara las ventajas o desventajas de la propiedad cruzada antes mencionada y de los procesos de desintegración en el mundo. Los autores analizados se indican en la Figura 7.

Figura 7: Autores analizados, por región donde se condujo el estudio

Chile	Unión Europea	Otras regiones
<ul style="list-style-type: none"> • Galetovic. • Serra • Paredes 	<ul style="list-style-type: none"> • Pollitt • Gugler et al. • Brunekreeft (Alemania) • Copenhagen Economics 	<ul style="list-style-type: none"> • Steiner (OECD) • Michaels (USA) • Schober (Latinoamérica)

7.1 Análisis de literatura sobre propiedad cruzada

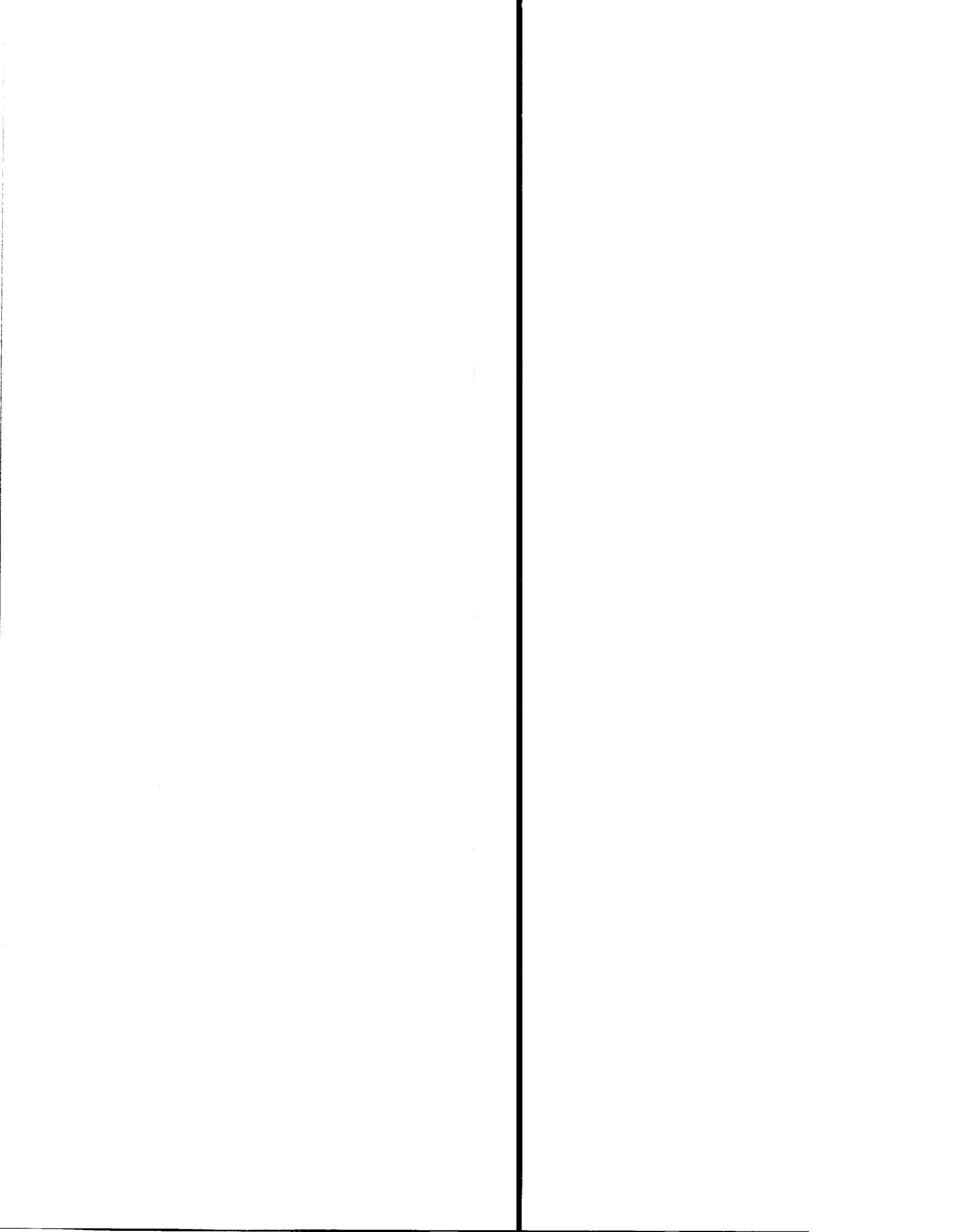
7.1.1 Alexander Galetovic - Chile

Durante el año 2003, antes de la promulgación de la Ley Corta I, el economista chileno Alexander Galetovic señalaba que existen ventajas y desventajas asociadas a la propiedad cruzada generador-transmisor, las cuales deben analizarse caso a caso. En particular, Galetovic analizó los costos y beneficios de la integración entre diferentes segmentos de la industria eléctrica.

El economista señaló que un transmisor regulado tiene incentivos a extender su poder de mercado a la etapa de generación. Precisamente, el transmisor no podría extender su poder de mercado mediante un aumento de los cargos de acceso (que a la fecha eran definidas por un tribunal arbitral). No obstante, podría aumentar los costos operacionales de los generadores no integrados (por ejemplo, deteriorando la calidad de acceso o de servicio de sus clientes, etc.). Las ventajas y desventajas de la propiedad cruzada transmisor-generador, que Galetovic identificó se resumen a continuación:

Ventajas

- Aprovechar economías de ámbito (coordinar operaciones, planificación de inversiones).
- Elimina el comportamiento oportunista del transmisor hacia el generador integrado.
- Elimina el comportamiento oportunista del generador integrado hacia el transmisor.





Desventajas

- Incentivo a discriminar entre generadoras.
- Aumenta barreras a la entrada en la etapa de generación.
- Aumenta los costos de regulación y fiscalización.

Según Galetovic, los incentivos que tiene una firma integrada en transmisión y generación a discriminar en contra de otros generadores, dependen de ciertas características del mercado. Cuando el generador integrado es pequeño, la propiedad cruzada es conveniente, pues los incentivos de discriminación son pequeños y permiten aprovechar las economías de ámbito.

Cabe recordar que previo a la promulgación de la Ley Corta I, el mercado regulatorio de la electricidad en Chile presentaba algunas deficiencias que hacían posibles esas desventajas, éstas han sido eliminadas a través de sucesivos cambios regulatorios

La Figura 8 muestra los factores que determinan los incentivos de un transmisor-generador integrado a discriminar a otros generadores no integrados, según Galetovic (válidas en el marco regulatorio anterior a la Ley Corta I y las modificaciones posteriores).

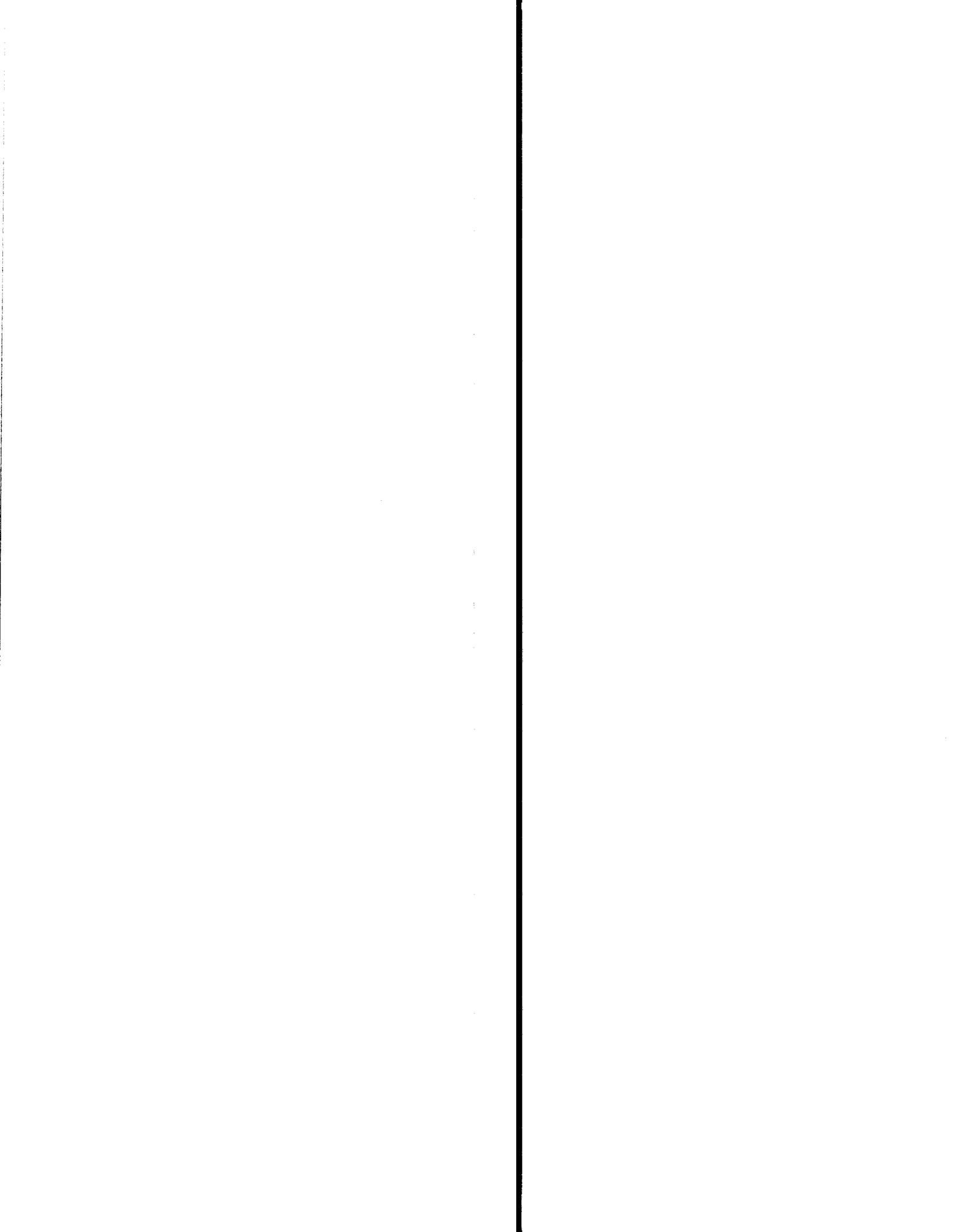
Figura 8: Factores que determinan los incentivos de un transmisor-generador integrado a discriminar a otros generadores no integrados, según Galetovic 2003

Economías de ámbito	Participación de mercado del generador integrado	Poder del regulador
A medida que se intensifican las economías de ámbito el beneficio de la discriminación es mayor.	A medida que el segmento aumenta su participación de mercado aumenta el beneficio de la discriminación.	Mientras más exitoso sea el regulador en controlar el poder de mercado de la instalación esencial, más fuertes son los incentivos a discriminar.

Visto desde la actualidad, resulta importante destacar que la regulación vigente, elimina cualquier incentivo a discriminación. Precisamente, al día de hoy, la LGSE establece el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Por su parte, la medición y asignación de capacidad es hecha por el Coordinador. Dado esto, es imposible que alguna transmisora discrimine en contra de algún usuario en el acceso o asignación de capacidad.

7.1.2 Pablo Serra - Chile

En el año 2002, el economista Pablo Serra analizó el caso de propiedad cruzada entre Endesa y Transelec, y las posibles discriminaciones que se dieron en ese contexto. Según Serra, es discutible si en el caso Endesa-Transelec las firmas integradas abusaron o no de su posición



162



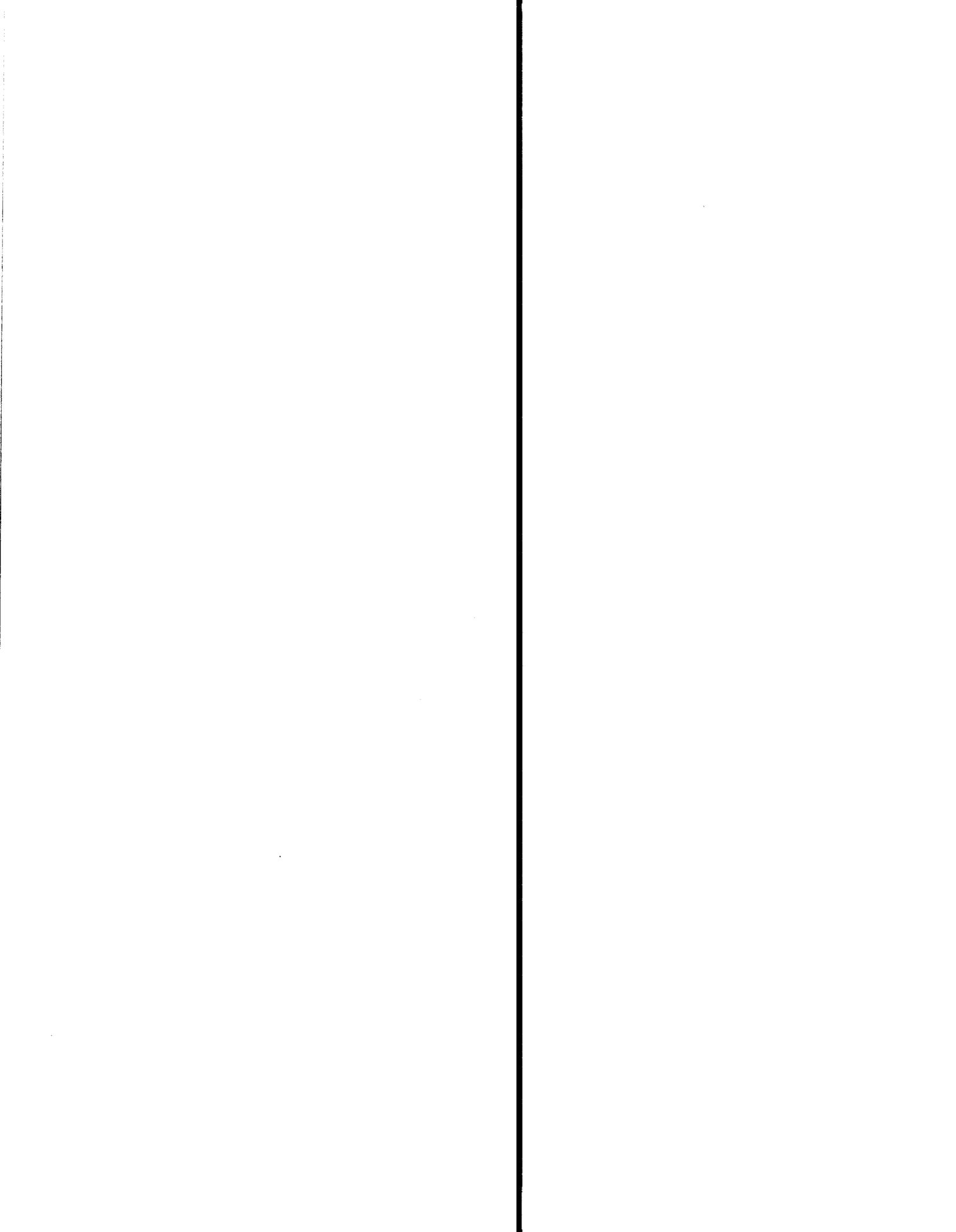
dominante, pero sí se puede afirmar que la integración entre segmentos, en un marco regulatorio insuficiente, aumentó el riesgo para otras empresas y potenciales entrantes.

El economista destaca varios defectos de la regulación vigente en 2002:

- Los resultados de los arbitrajes eran impredecibles, pues no debían considerar resultados previos ni existía teoría sólida para respaldarlos.
- La incertidumbre de resultado y plazos de un peaje era mayor para las empresas no integradas. Por ejemplo, Colbún reclamaba que Endesa, después de solicitar una cotización a Transelec, Endesa contactó al cliente con una oferta.
- No existían criterios claros para el cálculo de la capacidad de la red de transmisión.
- Los dueños del sistema de transmisión no tenían obligación de expandir la capacidad.
- La tarifa no estaba sometida a arbitraje en caso de que un generador deseara capacidad adicional a la existente, permitiendo mayor discrecionalidad.

En resumen, Serra concluyó que la integración Endesa-Transelec operaba en aquel entonces, (en 2002) en un marco regulatorio inadecuado, que aumentaba la incertidumbre y barreras de entrada en la etapa de generación.

Estos defectos han sido subsanados en la regulación actual, a través de leyes que han perfeccionado el marco regulatorio de transmisión –la Ley Corta 1 y la Nueva Ley de Transmisión Eléctrica–, eliminando los arbitrajes por tarifas (que ahora son reguladas), centralizando la asignación de capacidad (en el Coordinador Eléctrico) y estableciendo un procedimiento centralizado de planificación de inversiones (a través de la CNE).



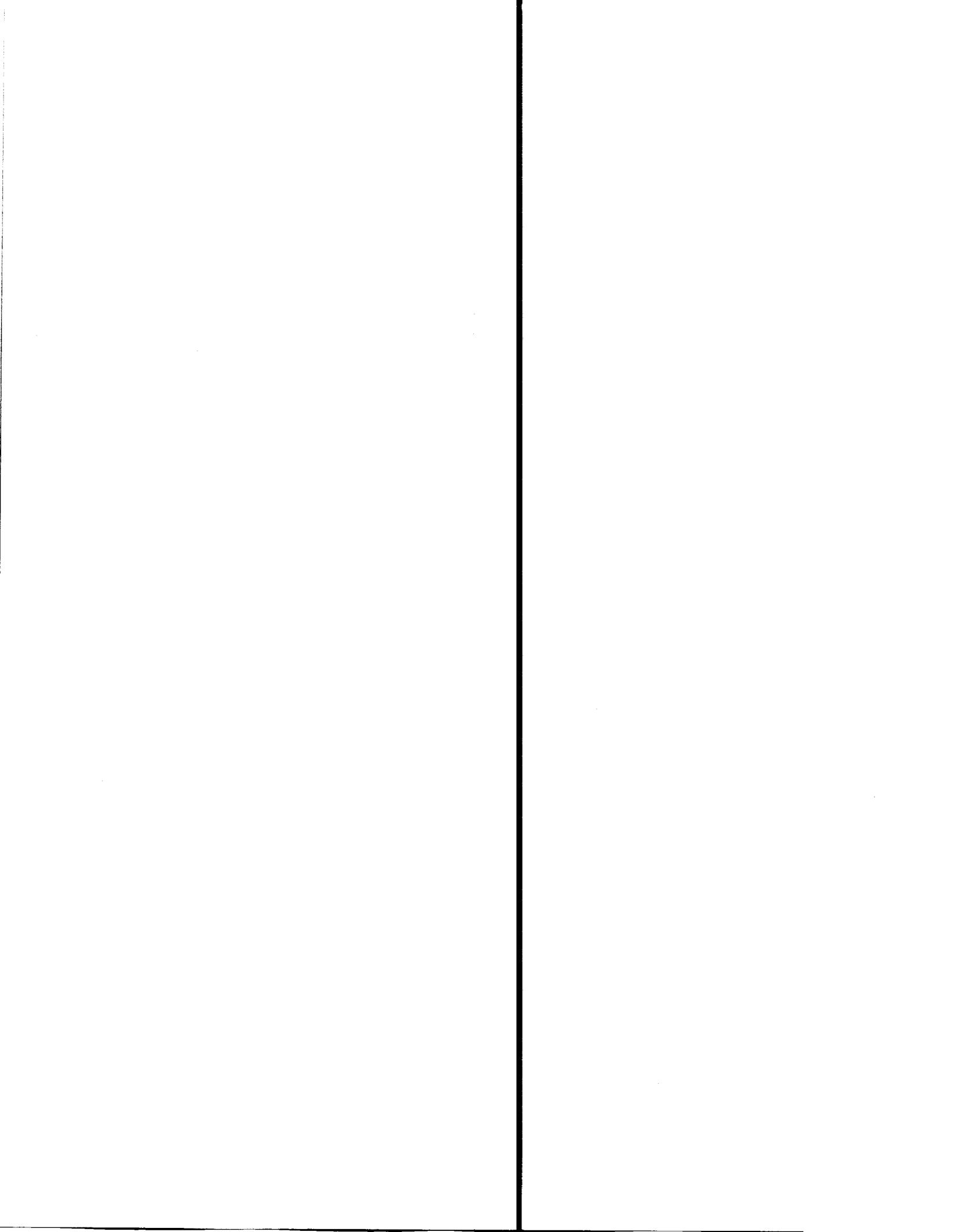
7.1.3 Otros autores

En la Tabla 18, se presentan las principales consecuencias positivas y negativas de la propiedad cruzada que distinguen los autores analizados (éstas se resumen y analizan en la subsección 7.2.)

Tabla 18: Resumen de análisis de literatura

Autor	Posición en relación a efectos de propiedad cruzada	Principales consecuencias positivas de la propiedad cruzada	Principales consecuencias negativas de la propiedad cruzada
Paredes (1995)	Reconoce efectos negativos, los atribuye en parte a mala regulación.	No se pronuncia.	Discriminación no basada en precios. Por ejemplo: prolongar la negociación de tarifas.
Galetovic (2002 y 2009)	Existen ventajas y desventajas asociadas a propiedad cruzada.	Aumenta la eficiencia en costos por economías de ámbito. (La eficiencia no se transmite en precios finales).	Incentivo a discriminar a generadores no integradas (Cuando el generador es pequeño, el incentivo a discriminar es mínimo).
Serra (2003)	Reconoce efectos negativos, los atribuye en parte a mala regulación.	No se pronuncia.	Incertidumbre para los generadores no integrados, dificultando la entrada a potenciales generadores.
Michaels (2006)	A favor de la propiedad cruzada, reconoce múltiples ventajas de costo.	Aprovechar sustanciales economías de ámbito y sinergias. (Por ejemplo: mejor coordinación entre despachos y capacidad de transmisión, coordinar a largo plazo decisiones de inversión).	No se pronuncia.
Pollitt (2008)	Reconoce varias desventajas y algunas ventajas a la propiedad cruzada. Principalmente en Europa.	Menores costos de negociación.	Discriminación a generadores no integrados, menor transparencia en costos de los segmentos. Las firmas no definen sus incentivos. Menor seguridad de suministro.
Steiner (2001)	Si bien la propiedad cruzada permite producir a menor costo con respecto a la integración, la eficiencia no se transmite en precios.	Mejor uso de la capacidad con respecto a uno de integración vertical. Permite responder mejor que la integración vertical en escenarios de alta demanda.	-
Copenhaguen Economics (2005)	La separación debería aumentar la competencia, pero no fue posible demostrarlo con los datos.	-	Incentivo a discriminar. Menor competitividad. Uso ineficiente de la capacidad.
Brunekreeft (2008)	No distingue aumento de Bienestar social por desintegración, salvo en caso de subinversión en Gx.	Economías de alcance. Coordinar inversión entre las etapas de generación y transmisión.	Desacelera inversión en generación e interconexión (con otros países). Incentivo a discriminar. Dificulta entrada de nuevos generadores, menor competencia eleva los costos.
Schroder (2013)	Desintegración total o parcial (TPA con separación legal u operacional) tienen efecto similar de reducir los precios industriales.	Introducir una política de propiedad cruzada disminuye los precios a clientes libres.	El efecto en precios se observa sólo a largo plazo.
Gugler et al. (2013)	Forzar la separación total genera efectos negativos no despreciables en inversión.	Mayor inversión en todos los segmentos, si se compara con separación total. Genera sinergias considerables.	Incentivos a discriminar.

Fuente: Elaboración GBA



169



7.2 Aplicabilidad al caso chileno de ventajas y desventajas identificadas en la literatura

Los autores analizados distinguen un conjunto de ventajas relacionadas con la propiedad cruzada. Estas se resumen y se analizan a continuación.

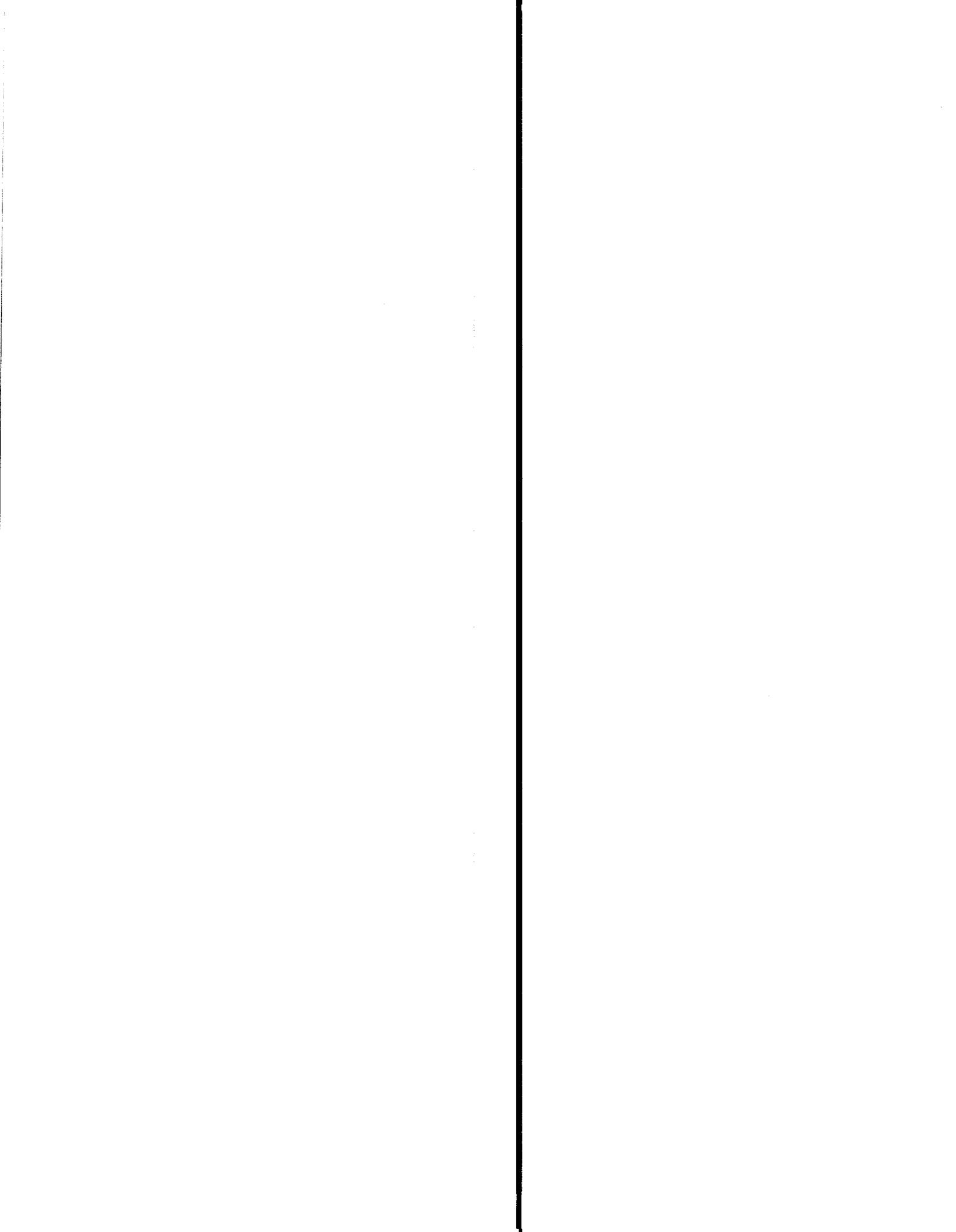
Ventajas de la propiedad cruzada, de acuerdo a la literatura⁴⁰

Ventaja	Descripción	Aplicabilidad a Chile
Aprovechar economías de ámbito	Las actividades conjuntas permiten disminuir los costos de producción.	Ventaja no aplicable, pues la operación es controlada por la autoridad
Menores costos de negociación	Se elimina la negociación entre un generador y transmisor que comparten propiedad. Por ejemplo: la negociación de tarifas, expansión de capacidad, etc.	Ventaja no aplicable, pues las tarifas y la capacidad son definidas por la autoridad.
Mejor coordinación entre inversiones de generación y transmisión	Se alinean los incentivos para invertir en capacidad de generación y de transmisión.	Ventaja no aplicable, pues las inversiones son determinadas por la autoridad.
Estimula la inversión en capacidad, producto de la entrada de nuevas firmas	Aumenta la capacidad instalada, ya sea producto de la entrada de nuevos competidores o de las firmas incumbentes.	✓ Ventaja aplicable, pues actualmente existen firmas que no pueden participar en transmisión o generación debido a la restricción de propiedad cruzada (Véase Sección 5.4).

En el caso de Chile, podrían aprovecharse las ventajas relacionadas con mayor inversión en capacidad y nuevos competidores. Como se muestra en la Sección 5, la eliminación de la restricción a la propiedad cruzada permitiría la entrada de nuevos actores a los sectores de transmisión y generación, aumentando la competencia en ambos.

Por otra parte, ciertas ventajas operacionales, como la mejor coordinación entre actores con propiedad cruzada, no son aplicables al caso chileno actual, dado que el Coordinador Eléctrico determina cómo operan las líneas de transmisión, y el regulador, conjuntamente con

⁴⁰ Para un análisis detallado de las ventajas de la propiedad cruzada, véase el Capítulo 5: Análisis de libre competencia



170

el Coordinador, determinan la expansión de capacidad. Este mismo hecho permite, a la vez, descartar las desventajas que distinguen los autores, que se describen a continuación.

Resumen de las desventajas de la propiedad cruzada, de acuerdo a la literatura⁴¹

Desventaja	Descripción	Aplicabilidad a Chile
Dificulta la entrada de nuevos generadores	Debido a la incertidumbre sobre las tarifas, es menos atractivo para potenciales generadores ingresar al mercado.	✓ Desventaja no aplicable, pues las tarifas de transmisión son definidas por la autoridad (sin incertidumbre).
Incentivo a discriminación no basada en precios	El transmisor tiene el poder de sabotear a generadores no integrados. Por ejemplo, prolongando la negociación (tarifas generador-transmisor, reserva de capacidad).	✓ Desventaja no aplicable, pues las tarifas y la capacidad son definidas por la autoridad.
Aumenta asimetrías de información	Se crean asimetrías de información entre generador y transmisor. Por ejemplo, ambas partes desconocen los costos, planes de inversión, etc., de la otra.	✓ Desventaja no aplicable, pues los planes de inversión y las tarifas son definidos por la autoridad.
Desacelera inversiones en interconexiones	El mercado europeo permite la transferencia de energía eléctrica entre países. La propiedad cruzada, disminuye el incentivo a desarrollar infraestructura que permita la importación o exportación de energía.	✓ Desventaja no aplicable, pues las inversiones son definidas por la autoridad.
Menor seguridad de suministro por menor inversión	Producto de la menor inversión en sistemas de información, disminuye la capacidad de entregar un flujo de electricidad continuo a los clientes finales.	✓ Desventaja no aplicable, pues las inversiones son definidas por la autoridad.

Ninguna de las consecuencias negativas que identifican los autores analizados puede darse en el caso de que se levante la restricción a la propiedad cruzada en Chile, en mérito del riguroso y exhaustivo marco regulatorio vigente. Por otra parte, se producirían beneficios asociados a la mayor competencia, por hacerse posible la participación de nuevos actores en los sectores de transmisión y generación.

⁴¹ Para un análisis más detallado de las desventajas de la propiedad cruzada, véase el Capítulo 5: Análisis de libre competencia

