493

Análisis Económico del Levantamiento a la Prohibición de Participación de Empresas de Transmisión Eléctrica en el Segmento de Generación.

Mayo 2018

Aldo González[1]

[1] Doctor en Economía, Universidad de Toulouse. Trabajo realizado a solicitud de Transelec S.A.
Email: agonzalez@econ.uchile.cl

I. Introducción

El presente estudio tiene como objetivo evaluar si desde un enfoque de libre competencia, se justifica la actual prohibición a que las empresas de transmisión eléctrica del sistema nacional participen en las actividades de generación y distribución eléctrica. La ley 19.940 (2004) también conocida como Ley Corta I, en su artículo séptimo, estableció que las empresas operadoras o propietarias del ***sistema de transmisión nacional*** "*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.*"

La ley también impone una restricción a la integración de actores relevantes en el mercado eléctrico hacia el segmento de transmisión, señalando que: "*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 nacional, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión nacional, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema nacional. 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.*[2]"

La medida de completa separación vertical aplicada a la transmisión nacional se justificó en su momento en base al riesgo que implicaba que la empresa que era prácticamente monopólica en uno de los segmentos (transmisión nacional), usara dicho poder para

[2] Artículo 7º, ley 20.936

dominar el segmento potencialmente competitivo como es el de generación. Con la promulgación de la ley 20.936 del 2016 se introdujeron modificaciones en una serie de factores que limitan el posible ejercicio de poder de mercado con efecto anticompetitivo por parte de un operador integrado entre los servicios de transmisión y generación. Adicionalmente, la actual normativa mantiene una asimetría regulatoria puesto que permite a empresas que partieron en el negocio de la generación, integrarse hacia la transmisión, con la restricción arriba mencionada. Por el contrario, empresas que comenzaron a operar en el segmento de transmisión tienen prohibición total de participar en el de la generación.

El estudio evaluará si las reformas introducidos en la última ley, sumando a los cambios en la estructura de mercado del segmento de transmisión eléctrica experimentados desde la puesta en marcha de la Ley Corta I (2004) hasta el presente, permiten controlar debidamente los riesgos en la competencia que provienen de la integración entre ambos segmentos.

El trabajo se desarrolla de la siguiente forma: en la sección dos se presenta el marco conceptual en base al cual se analizarán los impactos competitivos del levantamiento a la actual prohibición. En la sección tres se define el o los mercados relevantes y se describen los principales actores que en ellos participan. En la cuarta sección se evalúan los principales riesgos competitivos identificados en la sección dos, derivados de la integración vertical. Sobre la base del cambio de ley N°20.936 del año 2016 en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) y el análisis del mercado relevante se emitirá un juicio sobre el mérito de mantener la prohibición actual. En la quinta sección se analizan los instrumentos adicionales con que se podría contar para un control más exhaustivo de los riesgos asociados a la integración vertical. En la sección sexta se explican los posibles beneficios derivados de la integración vertical. Finalmente, en la sección siete se entregan las conclusiones del estudio.

II. Integración Vertical: Marco Conceptual

Se habla de integración vertical cuando una de las empresas que participa como oferente en un determinado negocio es a su vez propietaria de una empresa que es su cliente o proveedora de un insumo. En el caso de la industria eléctrica, la división tradicional de segmentos a nivel vertical es: generación, transmisión y distribución.

La literatura especializada en organización industrial provee una serie de razones por las cuales las empresas deciden integrarse hacia sus actividades adyacentes en la cadena de valor.[3] La integración vertical permite eliminar la doble marginalización, alinear mejor los incentivos de las partes para emprender acciones que generen valor, reducir costos de coordinación y asegurar el acceso a insumos estratégicos para tener un desempeño competitivo en el negocio.

Por regla general, la integración vertical no es considerada que posea en sí mismo efectos negativos en la competencia, sobre todo si se origina en las razones anteriormente descritas y las eficiencias de la integración son traspasadas a los consumidores finales. Sin embargo, existen casos en que la integración vertical puede efectivamente tener impactos anticompetitivos, siendo el peligro más común el denominado cierre de mercado o *foreclosure*.

De acuerdo a lo anterior, para evaluar la conveniencia de levantar la prohibición de integración vigente entre transmisión y generación se analizará si los eventuales daños competitivos asociados a la integración, pueden ser controlados o mitigados de modo satisfactorio con las herramientas de la actual legislación eléctrica. En caso que la respuesta sea afirmativa, entonces la integración vertical se consideraría por defecto socialmente beneficiosa puesto que permitiría que más actores participen en el segmento de generación. Si la respuesta es negativa y los riesgos competitivos de la integración prevalecen, entonces puede ser recomendable mantener la prohibición actual.

[3] Ver Riordan y Salop (1995).

Teoría del daño.

En teoría los principales riesgos competitivos derivados de la integración por parte de una empresa que posee una posición de dominio o monopólica en un determinado mercado hacia un segmento verticalmente relacionado son los que se enuncian a continuación.

(i) **Cierre de Mercado.** En términos simples el daño competitivo del cierre de mercado es el siguiente: Existe una empresa que es dominante, o en el límite monopólica, en un segmento del mercado al cual denominamos T. Existe otro segmento (G) en el cual hay competencia y existen dos empresas que dan servicio (figura 1). Ambos segmentos están verticalmente relacionados, es decir, para que una empresa del segmento G pueda vender a los clientes finales, debe acceder al servicio provisto por alguna empresa presente de T[4]. Si la única firma en T se integra hacia el segmento G y niega el servicio a sus competidores en G éstos no pueden acceder a los clientes finales, logrando que la firma integrada sea la única que pueda operar en G, monopolizando así también dicho segmento.

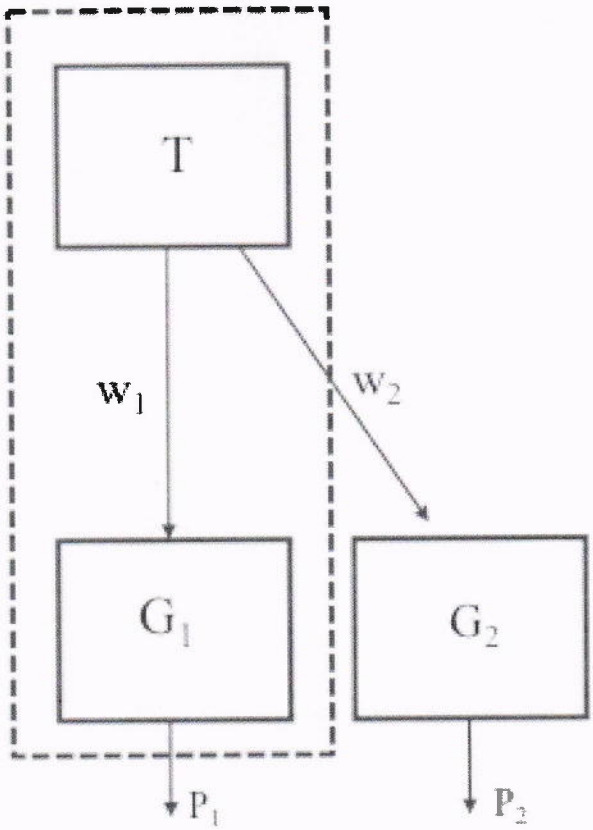
En términos dinámicos esta negativa de acceso puede traducirse en que la empresa dominante sí provee acceso a su infraestructura actual, pero no amplía la capacidad de la infraestructura para que otros actores puedan acceder a los clientes.

(ii) **Discriminación de Precios**. La empresa cobra mayores tarifas a las empresas no afiliadas por el uso de la infraestructura esencial respecto a lo cobrado a su empresa relacionada.

(iii) **Acción de Sabotaje**. La empresa integrada provee acceso y no discrimina en precios, pero realiza acciones que degradan la calidad de servicio que provee hacia su competidor (G_2) en el segmento de generación.

[4] Esquemáticamente podría también representarse en la figura 1 el segmento de generación aguas arriba del mercado y la transmisión aguas abajo. El resultado es el mismo, lo importante es que la compañía generadora requiere que la transmisora le proporcione acceso para llegar al mercado final, y existirá un pago de las primeras a las segundas en caso que se les provea acceso.

Figura 1: Esquema mercado verticalmente relacionado



Por el instante solo enumeramos las eventuales acciones anticompetitivas, para fines de delimitar el mercado relevante. En la sección IV, se evaluará la factibilidad que dichas acciones efectivamente puedan ejercerse por parte de empresas integradas.

III. Mercado Relevante

Para evaluar los impactos competitivos de la integración, debemos identificar en primer lugar el mercado relevante, tanto en su dimensión de producto como geográfica. A nivel de producto, existen dos mercados verticalmente relacionados: el de generación y el de transmisión eléctrica.

En cuanto al mercado geográfico, la localización en el sector eléctrico es relevante. La energía es producida por centrales generadoras ubicadas en una determinada zona y luego es transportada por líneas de transmisión hacia los centros de consumo, los cuales están localizados en diversas áreas. Estrictamente hablando un tramo de una línea de transmisión solo será utilizada por algunas de las centrales eléctricas, por lo tanto el impacto competitivo de la integración vertical entre generación y transmisión, en principio debiera analizarse por zona geográfica.

Sin embargo, el segmento de transmisión tiende a converger a un solo mercado. En primer lugar, se han integrado los dos sistemas nacionales mayores: Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Segundo, la tarificación de la transmisión nacional se ha modificado, pasando de un sistema donde se cobraba a las generadoras por el uso de las redes, a uno donde los consumidores pagan la transmisión. Bajo el nuevo mecanismo de tarificación, la transmisión nacional es remunerada independiente del uso que las generadoras hagan de la red.[5] No obstante algunos riesgos competitivos podrían estar todavía relacionados con la localización geográfica de las centrales de generación. Para fines de definición de mercado relevante, consideraremos a la generación y a la transmisión como un mercado a nivel nacional.

Generación

La generación está compuesta por todas las unidades que producen energía eléctrica y la inyectan al sistema eléctrico nacional. Los principales actores en este mercado y sus respectivas participaciones de mercado se presentan en la Tabla 1.

[5] Este nuevo sistema de tarificación se conoce como *estampillado*. La Ley 20.936, contempla un período de transición para las unidades generadoras existentes, para las cuales el nuevo sistema de remuneración se encontrará plenamente operativo en el 2035.

500

Tabla 1. Participación de Mercado Generadoras por Potencia

Empresa	Potencia Instalada MW	Participación [%]
ENEL	6.348	27,1%
AES GENER	4.133	17,7%
COLBUN	3.310	14,2%
ENGIE	2.053	8,8%
PACIFIC HYDRO	347	1,5%
ORAZUL ENERGY	339	1,4%
STATKRAFT	212	0,9%
EDF CHILE	146	0,6%
OTROS	6.500	27,8%
TOTAL	23.388	100,0%

Fuente: Generadoras de Chile (2017)

Las generadoras venden su producción en dos tipos de mercados: en el spot y en el de contratos de largo plazo. El primero, es un mercado regulado de corto plazo, donde se vende energía al costo marginal de generación. En el mercado de los contratos, existen a su vez dos tipos de compradores: los libres y los regulados. Los primeros son clientes de gran consumo, como industrias o empresas mineras, donde el precio se determina mediante negociación entre las partes. Los clientes regulados por su parte, son consumidores residenciales y su precio era fijado originalmente por el regulador –Comisión Nacional de Energía– mediante el denominado precio de nudo.[6] En la actualidad los precios de generación se determinan en las licitaciones públicas de suministro eléctrico, las cuales se llevan a cabo desde el año 2005. El mercado spot por su parte es.

Transmisión

La transmisión se define como la infraestructura de líneas y subestaciones que transportan energía eléctrica desde las centrales de generación hacia las zonas de consumo. Donde estos últimos pueden ser clientes regulados, como son las áreas de distribución urbanas o bien clientes libres.

[6] Clientes libres son aquellos que poseen una potencia conectada de consumo superior a los 5.000 KW.

La transmisión puede a su vez dividirse en distintos segmentos según el alcance de la conexión que realicen. Estos son Transmisión Nacional, Zonal, Dedicada y para Polos de Desarrollo.[7] Empleando la definición de la ley: "la **Transmisión Nacional** *es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas"*[8] La **Transmisión Zonal** por su parte "*estará constituida por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión"*[9]

Los sistemas de **Transmisión Dedicada** "*estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico. Asimismo, pertenecerán a los sistemas de transmisión dedicada aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para lo que se señala en el inciso anterior, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema, de acuerdo a lo que determine el reglamento."*[10] Finalmente la **Transmisión para Polos de Desarrollo** corresponde al conjunto de instalaciones destinadas a transportar la energía que es generada en un polo de desarrollo hacia el sistema de transmisión nacional.

---

[7] Ley 20.936, Artículo 1.
[8] Ley 20.936, Artículo 74.
[9] Ley 20.936, Artículo 77.
[10] Ley 20.936, Artículo 76.

Dado que la prohibición a la integración vertical afecta solamente a la transmisión nacional, enfocaremos la descripción del mercado relevante en dicho sistema, no obstante entregaremos también información concerniente a los sistemas de transmisión zonal y dedicada. Considerando el mercado como uno solo a nivel nacional, el cual incluye los antiguos Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), la presencia en el mercado de transmisión nacional de cada empresa medida en unidad de longitud de línea [Km] se presenta en la Tabla 1. En la Tabla 2, se muestran las participaciones de cada empresa, incluyendo el sistema zonal y dedicado. Los datos corresponden a valores de diciembre de 2017.

Tabla 2: Presencia de Empresas en Sistema de Transmisión Nacional (2017)

Empresa	Km	%
Transelec	5.523	53,2%
Engie (1)	1.250	12,0%
Interchile	1.082	10,4%
Grupo Celeo (2)	718	6,9%
Eletrans	634	6,1%
Colbún (3)	624	6,0%
Transchile	409	3,9%
Grupo Saesa	107	1,0%
Codelco	37	0,4%
Otros	1	0,0%
Total	**10.384**	**100,0%**
IHH		**3.220**

Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador Eléctrico y Transelec.

(1) Incluye el proyecto de Interconexión SIC-SING de la empresa TEN.
(2) Incluye a las empresas Alto Jahuel Transmisión y Charrúa Transmisora de Energía.
(3) Incluye la empresa Colbún Transmisión

Tabla 3: Presencia de Empresas en Sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Dedicado

Empresa	Nacional Km	Sistema Zonal Km	Dedicado Km	Total Km	Participación %
Transelec	5.523	1.903	2.593	10.019	30,0%
Grupo CGE		3.504		3.504	10,5%
Engie	1.250	63	1.805	3.118	9,3%
Aes Gener		404	1.255	1.659	5,0%
Colbún	624	64	742	1.430	4,3%
Minera Escondida			1.122	1.122	3,4%
Interchile	1.082			1.082	3,2%
Grupo Saesa	107	809		916	2,7%
Enel		871		871	2,6%
Chilquinta		763		763	2,3%
Grupo Celeo	718			718	2,2%
Minera Collahuasi			651	651	1,9%
Codelco	37		606	643	1,9%
Eletrans	634			634	1,9%
Transchile	409			409	1,2%
Electrica Industrial		77		77	0,2%
Copelec		69		69	0,2%
Capullo		56		56	0,2%
CMPC		26		26	0,1%
EEPA		12		12	0,0%
Otros	1		5.609	5.610	16,8%
Total	**10.384**	**8.621**	**14.383**	**33.388**	**100,0%**
IHH					**1.199**

Fuente: Elaboración propia en base a información del Coordinador Eléctrico y Transelec.

Se observa que en el sistema de transmisión nacional, Transelec es el principal actor con un 53,2% de las líneas. Si agregamos todos los tres sistemas – Nacional, Zonal y Dedicado – la presencia de Transelec es menor, alcanzando al 30% de las líneas. Esto se explica por la mayor participación de las empresas distribuidoras eléctricas en el sistema zonal, como son CGE, Chilquinta, Enel y Saesa y por la presencia de grandes consumidores en el sistema dedicado.

Para estimar el grado de diversidad de empresas activas en los distintos segmentos de la transmisión eléctrica, emplearemos el indicador de Herfindhal-Hirschman (IHH),

S04

ampliamente usado para medir concentración de mercado.[11] La extrapolación de este índice al caso de la transmisión no es directa, puesto que normalmente el indicador intenta medir el grado de competencia o de distintas opciones que tiene un cliente en un determinado mercado. En el sector eléctrico, tanto las generadoras como los consumidores no pueden escoger la empresa transmisora por la cual transar la energía, razón por la cual el servicio se encuentra regulado. En tal sentido el valor del IHH debe interpretarse como el inverso de la multiplicidad de actores presentes en la transmisión eléctrica. Se obtiene entonces que para el sistema de transmisión nacional, el indicador IHH toma un valor de 3.220, lo que representaría un mercado con tres actores de igual tamaño o equivalentes, mientras que agregando toda la transmisión, el indicador cae a 1.199 lo cual corresponde a un escenario con 8 empresas equivalentes.

La presencia de las distintas empresas puede medirse también a través del valor de las obras. En la Tabla 4 se muestra el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT) de los sistemas de transmisión nacional y zonal, se incluye tanto los activos construidos bajo el antiguo sistema como las obras nuevas puestas en servicio a diciembre del 2017. Según esta métrica, Transelec poseería el 49,4 % del valor del sistema de transmisión nacional y el 24,7% del sistema zonal.

[11] El índice IHH se define como la suma de los cuadrados de las participaciones de mercado de las empresas: $IHH = 10.000 \sum_{i=1}^{N} S_i^2$. Donde N es el número de firmas presentes en el mercado y S_i, la participación de mercado de la firma i. La sumatoria se multiplica por 10.000 para normalizar el índice. Así el valor de 10.000 correspondería al caso de mercado monopólico, mientras que el valor de cero, sería aquel de un mercado con múltiples actores atomizados.

Tabla 4: Presencia Según Valor (VATT) en Sistemas de Transmisión Zonal y Nacional

Empresas	Sistema Nacional		Sistema Zonal	
	VATT	Porcentaje	VATT	Porcentaje
Transelec	255.396	49,4%	125.975	24,7%
Grupo CGE			159.856	31,4%
Enel	1.051	0,2%	105.657	20,7%
Engie	89.905	17,4%		
InterChile	6.028	1,2%		
Grupo Celeo	40.417	7,8%		
Grupo Saesa	7.897	1,5%	41.587	8,2%
Chilquinta	-		38.003	7,5%
Saesa-Chilquinta	13.312	2,6%		
Colbún	25.390	4,9%		
Mineras	24.189	4,7%		
Otros	53.328	10,3%	38.779	7,6%
Total	**516.912**	**100%**	**509.857**	**100,0%**
IHH(*)		**2.875**		**2.159**

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Comisión Nacional de Energía.
(*) Para el cálculo del IHH se asume que el ítem otros está dividido en firmas de menor o igual tamaño a la menor participación de mercado de una firma individual indicada en la tabla.

Licitaciones en la Red de Transmisión.

Desde la promulgación de la ley 19.940 (2004) se han realizado una serie de licitaciones de obras nuevas para expandir y mejorar la red de transmisión nacional del país. Las obras requeridas son establecidas mediante decreto de la autoridad y adjudicadas a la empresa que ofrece un menor costo total por su construcción y operación. El término técnico empleado para referirse a este costo total es el Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT). En la Tabla 5 se muestran las licitaciones convocadas según año y decreto, la empresa adjudicataria y el VATT ofertado. Analizar las licitaciones por separado, permite apreciar cómo se está desarrollando la competencia en las inversiones nuevas asociadas al crecimiento de la red de transmisión.

506

Tabla 5: Licitación de Obras de Transmisión por Empresa (2004-2016)

Decreto	ISA	Transelec	Elecnor	SAESA - Chilquinta	Abengoa Chile S.A.	Transchile	Red Eléctrica Int/ Cobra	Celeo Redes	SAESA	ENEL
D309/2004						6.499				
		1.197								
D227/2005		1.093								
D282/2007		5.269								
D1349/2009			18.635							
	62.800									
			16.900							
D115 /2011		2.308								
				8.395						
		6.583								
				8.101						
		1.776								
D82 /2012				7.480						
	5.850									
	2.617									
D310 /2013		3.060								
		9.587								
									2.381	
D201 /2014		6.504								
					10.489					
D158 /2015		14.650								
								5.290		
				7.736						
D373 /2016	3.639									
							6.152			
										797
Total Miles USD	**74.906**	**52.027**	**35.535**	**31.712**	**10.489**	**6.499**	**6.152**	**5.290**	**2.381**	**797**
%	33,2%	23,0%	15,7%	14,0%	4,6%	2,9%	2,7%	2,3%	1,1%	0,4%

Cifras en miles de USD VATT
Fuente: Decretos Comisión Nacional de Energía.

Los resultados de las licitaciones, indican que no existiría un operador dominante en términos de participación en el total de obras nuevas en transmisión adjudicadas entre el 2004 y el 2016. La empresa que mayor porcentaje de obras se ha adjudicado –medido en VATT- es ISA con un 33,2%, seguido de Transelec con un 23%, Elecnor con un 15,7% y el consorcio Saesa-Chilquinta con un 14%. La primera es una compañía colombiana con giro en el sector de infraestructura en general. Elecnor es una compañía española con presencia en Chile en el sector de transmisión. Saesa y Chilquinta por su parte, son empresas concesionarias de distribución eléctrica. En términos de concentración en las nuevas inversiones, el indicador de concentración de Herfindhal-Hirschman arroja un valor de 2.121, lo que corresponde prácticamente a contar con cinco competidores equivalentes. Se observa también que la presencia de Transelec en las obras de licitadas es sustancialmente menor a la que la empresa mantiene en el total de la red de transmisión. De acuerdo a los cálculos realizados, Transelec tendría casi el 50% del total

507

del valor de la infraestructura actual en transmisión, mientras que en obras adjudicadas por licitación su presencia es del 23%.

Respecto a la evolución de la presencia de Transelec en el mercado de transmisión, se observa en la Tabla 6, que para el sistema de transmisión nacional, Transelec ha bajado su participación desde un 97,2% en el 2007, a un 49,4% en el 2017. Si se mantiene la tendencia observada en las licitaciones, es esperable entonces que la presencia relativa de Transelec en la transmisión siga reduciéndose.

Tabla 6: Evolución de Presencia Transelec en Sistema de Transmisión Nacional

	Año 2007		Año 2011		Año 2017	
	VATT [USD]	[%]	VATT [USD]	[%]	VATT [USD]	[%]
Transelec	158.451	97,2%	212.786	88,6%	255.396	49,4%
Colbun	519	0,3%	21.975	9,2%	25.390	4,9%
Engie					89.905	17,4%
Celeo					40.417	7,8%
Mineras					24.189	4,7%
Saesa-Chilq.					21.208	4,1%
InterChile					6.028	1,2%
Enel					1.051	0,2%
Otros	4.058	2,5%	5.329	2,2%	53.328	10,3%
Total	**163.028**	**100%**	**240.090**	**100%**	**516.912**	**100%**

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico y Transelec.

En síntesis, considerando a la transmisión eléctrica como un mercado geográfico de alcance nacional, Transelec poseería entre un 53,2% y un 49,4% de la infraestructura de transmisión nacional, dependiendo si es medida en longitud de líneas o en valor de las obras. Usando como métrica de participación de mercado la longitud de las líneas transmisoras, el indicador de concentración agregado de los tres sistemas alcanza un valor cercano a 1.200, lo que equivale a ocho actores equivalentes.

La participación que una determinada empresa posea en la transmisión nacional tiene relevancia para evaluar las eventuales acciones anticompetitivas que esta pueda realizar, al margen de la regulación que rige al sector. El caso clásico de *foreclosure* o cierre de mercado corresponde a aquel donde una empresa posee una facilidad esencial, y el acceso a ella es indispensable para que los actores del segmento competitivo puedan llegar a los clientes finales. En el caso de la red de transmisión, ésta no pertenece a una empresa única sino que existen diversas empresas que poseen porciones de ella tal como se muestra en la Tabla 2. Por lo tanto, la participación que una empresa tenga en el total de la red puede considerarse un proxy del eventual daño competitivo que una empresa transmisora integrada puede realizar.

Si observamos los procesos de licitación de la infraestructura de transmisión llevados a cabo desde el 2004, Transelec es el segundo actor con mayor participación, alcanzando el 23% del valor de las obras adjudicadas mediante este mecanismo. Asimismo, Transelec ha experimentado una caída significativa de su participación de mercado en el tiempo. Usando como base el sistema de transmisión nacional, Transelec ha bajado del 97,2% en el año 2007 al 49,4% al 2016, medido en VATT. De mantenerse la tendencia observada en las licitaciones de nuevas obras, es esperable que la participación de Transelec decline aún más.

Los grados de integración vertical presente en la industria son mínimos, lo cual se explica por la prohibición legal que recae sobre las concesionarias de transmisión nacional de participar en la generación eléctrica. Se observa que algunas compañías generadoras sí participan en los segmentos de transmisión nacional, zonal y dedicada. La principal generadora nacional Enel, medido en km. de línea, posee el 10,1% de las líneas en el sistema zonal, mientras que Engie, el cuarto actor en generación, tiene el 12,0% de las líneas en el sistema nacional y el 12,5% en el sistema dedicado. Las otras compañías relevantes en generación: AES Gener y Colbún poseen un 8,7% y un 5,2% respectivamente del sistema de transmisión dedicado.

IV. Evaluación de Riesgos en la Competencia.

En esta sección evaluaremos los riesgos que tendría para la competencia en el mercado eléctrico el hecho que empresas concesionarias de transmisión participen también en el segmento de generación. En concreto, se analizarán los riesgos enumerados en la sección III, para lo cual se tendrá en cuenta la normativa actual que rige al sector eléctrico. La industria está sujeta a una serie de regulaciones que limitan los niveles de discrecionalidad de los actores, sobre todo aquellos que operan en el segmento de transmisión nacional, lo cual es relevante al momento de evaluar la plausibilidad de los riesgos descritos. En particular se debe examinar si los cambios introducidos en la legislación sectorial con la reforma del 2016, permiten mitigar o anular los riesgos identificados. Es importante resaltar que la prohibición de integración vertical fue establecida con la ley 19.940 del 2004. Adicionalmente se empleará el análisis realizado en la sección anterior respecto a la relevancia de las actuales compañías presentes en el mercado de la transmisión eléctrica en el país.

Cierre de mercado.

Cierre de mercado o *foreclosure* es el acto por el cual la empresa integrada le negaría acceso a otros generadores a las porciones de la infraestructura de transmisión que son de su propiedad. La racionalidad de esta acción es evitar que el resto de los generadores accedan al mercado y por lo tanto la empresa integrada monopolice dicho mercado con su filial generadora, al excluir a sus competidores.

Desde el año 2004 se ha establecido el régimen de acceso abierto al sistema de transmisión, viniendo a reemplazar a la servidumbre legal de paso de electricidad que existía hasta ese entonces. Sin embargo con la reforma del 2016 se han perfeccionado una

serie de elementos que han hecho más estricta la obligación de proveer acceso a las compañías transmisoras, restringiendo los espacios de discreción de estas últimas. [12]

Bajo la ley N° 19.940 del 2004, en los sub-segmentos de transmisión troncal (actual sistema nacional) y de sub-transmisión (actual sistema zonal), quienes deseaban obtener acceso abierto, debían negociar directamente con el propietario de las instalaciones, lo que podía ser objeto de arbitrariedades. En la historia de la ley N° 20.936 se menciona la existencia de *heterogeneidad de tratamientos, criterios y costos.*[13]

El actual artículo 79 de la LGSE, titulado Definición de Acceso Abierto, establece que: "*Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.*" En el segundo inciso se norma que quien explote las instalaciones de los sistemas de transmisión –con excepción del sistema dedicado-, no podrá *negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a* ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de las limitaciones que pueda establecer el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. El tercer inciso del artículo 79 ahonda sobre lo mismo al señalar que los propietarios de dichos sistemas "*deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien lo solicite, sin discriminaciones de ninguna especie u origen, debiendo en su caso efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión.*"

Las dudas que dejaba la anterior regulación del acceso abierto, fueron precisadas en el inciso sexto, en términos que quien explota las instalaciones de los sistemas de transmisión, deberá *dar las facilidades necesarias para que terceros ejecuten las obras que deban realizarse, accedan en tiempo y forma a subestaciones, patios, salas de control, y a*

[12] Ver Gorab y Le Blanc (2014).
[13] "Historia de la Ley N° 20.936"

SAA

todas aquellas instalaciones a las que se deba ingresar o hacer uso para materializar la nueva conexión. En el último inciso se establece que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) será la encargada de la fiscalización del cumplimiento de las condiciones de acceso abierto.

Para el caso del segmento de transmisión dedicado, en la ley N° 19.940 existía acceso abierto bajo ciertas condiciones: que se utilizaran bienes nacionales de uso público o que se hiciera uso de las servidumbres a que hacía referencia el artículo 51 de la LGSE. La ley N° 20.936 eliminó estos requisitos y fijó un procedimiento de conexión a los sistemas dedicados. El actual artículo 80 de la LGSE establece la obligatoriedad de la conexión cuando exista capacidad técnica y estableció que el Coordinador Eléctrico tras oír previamente a las partes deberá determinar la capacidad técnica disponible; aprobar o no la solicitud de conexión; y determinar los estándares de seguridad y calidad en el uso de la capacidad técnica disponible.[14] En caso de existir discrepancias sobre la existencia de capacidad, corresponderá al Panel de Expertos del sector eléctrico dirimirlas. También cabe destacar que el actual artículo 81 de la LGSE agrega una presunción de uso de los sistemas de transmisión.

Expansión del Sistema de Transmisión

Como se señaló anteriormente, un mecanismo dinámico de cierre de mercado por parte de transmisoras integradas hacia empresas competidoras en generación, sería la no inversión o retraso en la expansión de las líneas, cuya ejecución sea socialmente rentable, y que impidan a terceras generadoras acceder oportunamente al mercado eléctrico.

Sin embargo, el principal argumento en contra de posibles acciones discrecionales de bloqueo por no inversión socialmente eficiente es que las decisiones sobre expansión de

[14] Ver Artículo79, incisos 4° y 5° y Artículo 80, incisos 2°, 3° y 6° de la Ley 20.936.

la red de transmisión recaen en las instituciones reguladoras –Ministerio de Energía y Comisión Nacional de Energía.

La ley otorga a los organismos del Estado un rol protagónico en la planificación a largo plazo en el sector eléctrico conciliando objetivos económicos, ambientales y sociales, en pro del bien común de toda la sociedad.[15] Se establece que el Ministerio de Energía debe llevar a cabo un procedimiento de planificación que considere las proyecciones de demanda de energía e identifique polos de desarrollo, generación distribuida y posibles intercambios internacionales. El horizonte temporal de esta planificación debe ser de al menos de 30 años. [16]

En cuanto a la transmisión, el actual artículo 87 de la ley señala que la Comisión Nacional de Energía deberá llevar a cabo anualmente un proceso de planificación de la transmisión, el cual deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, según corresponda.

La ley señala que dentro de los aspectos a considerar en la planificación de la transmisión, se encuentra "*La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio*"[17] Es decir, hay un mandato expreso en la ley de favorecer la competencia en la industria, al momento de planificar la transmisión.

[15] Historia de la Ley N° 20.936.
[16] Ver Artículos 83, 84, 85 y 86 Ley N° 20.936.
[17] Artículo 87, letra d) Ley N° 20.936

S13

Las obras de expansión del sistema de transmisión se dividen en **obras nuevas** y **obras de ampliación**. Las primeras corresponden a aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y se construyen para incrementar la capacidad o seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico en su conjunto. Las obras de ampliación, por su parte son las que aumentan la capacidad o seguridad y calidad de servicio de las líneas y subestaciones existentes.[18]

El plan concreto de obras de expansión de la transmisión se origina en una propuesta del Coordinador Eléctrico, la cual es recibida por la Comisión Nacional de Energía y hecha pública para que partes interesadas realicen observaciones. La Comisión presenta un informe técnico sobre el plan, en el cual puede acoger o rechazar las observaciones realizadas. Los interesados tienen la oportunidad de apelar al Panel de Expertos en caso que la Comisión rechace sus propuestas. Finalmente, es el Ministerio de Energía quien emite el decreto con el plan anual de expansión de obras de transmisión.

El Coordinador Eléctrico será el encargado de convocar a la licitación para ejecutar los proyectos de expansión definidos anteriormente, preparar las bases del proceso y adjudicar las obras a los ganadores de la licitación. La Comisión puede intervenir en el proceso, estableciendo precios máximos reservados por las obras licitadas.

En definitiva, la responsabilidad de expansión de los sistemas de transmisión eléctrica recae en los distintos órganos reguladores como son el Coordinador Eléctrico y la Comisión Nacional de Energía. Estas agencias son las que generan los planes de expansión de la transmisión nacional y toman las decisiones finales, en conjunto con el Panel Eléctrico, respecto a eventuales modificaciones de los planes de expansión. Por consecuencia, las empresas transmisoras existentes carecen de espacios de discrecionalidad para intervenir de modo oportunista los planes de expansión a su favor.

---

[18] Artículo 89, Ley N° 20.936.

S14

Discriminación de Precios

Otro temor competitivo es que la empresa integrada, cobre a los actores del segmento competitivo –generación en ese caso- una tarifa superior a aquella que cobra a su empresa afiliada. Esta eventual discriminación dejaría en ventaja a las empresas no integradas respecto a la integrada en el uso de los tramos de la red que pertenecen a la empresa de transmisión nacional, en este caso Transelec.

En primer lugar, las tarifas que actualmente pagan las empresas generadoras por el uso de las redes de transmisión no las fijan empresas propietarias de dichas instalaciones. Las tarifas que las empresas que poseen redes de transmisión nacional o zonal pueden cobrar por su uso, son fijadas por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo a un proceso regulatorio normado en gran detalle. El concepto detrás del modelo de tarificación es que las empresas transmisoras recuperen los costos de inversión, operación, mantención y administración en el largo plazo, a través de las tarifas cobradas a los usuarios de los sistemas. Para las líneas de transmisión existentes, los procesos de fijación tarifaria se realizan cada cuatro años. [19] Las empresas transmisoras pueden emitir opiniones respecto a los estudios realizados por el regulador, pudiendo incluso llevar sus discrepancias al Panel de Expertos, quien dirime finalmente.

Para el caso de las obras nuevas, las tarifas quedan determinadas en la licitación. Estas obras se adjudican mediante concurso abierto a la empresa que ofrezca un menor VATT por ejecutar las obras de transmisión. A partir del menor valor ofertado, la tarifa asociada al uso de la infraestructura queda automáticamente fijada sin necesidad de procesos regulatorios como es el caso de las obras existentes de transmisión. En el caso de obras de ampliación de la transmisión, el proceso de licitación es llevado a cabo por el Coordinador Eléctrico, quien selecciona la empresa que ejecuta las obras también en base al menor

[19] En el caso de la infraestructura existente, la Comisión Nacional de Energía encarga estudios para estimar los costos eficientes de inversión, operación, mantenimiento y administración de las instalaciones de transmisión.

SAT

VATT ofertado. A pesar de que estas obras de ampliación pertenezcan a una empresa de transmisión ya existente, el aporte de dichas instalaciones a las tarifas de transmisión también queda determinado en la licitación.

Segundo, con la reforma del 2016, se avanzará hacia un nuevo sistema de tarificación de la transmisión. Se transita desde un esquema donde se cobra mayoritariamente a las generadoras por el uso efectivo de las redes, a uno donde el cargo por transmisión es pagado íntegramente por todos los consumidores, con un cargo único por KWH e independiente de su localización.[20] Como mencionamos anteriormente, este nuevo sistema se implementará gradualmente hasta quedar completamente operativo el año 2035.

Este cambio de tarificación reduce significativamente los incentivos de las empresas transmisoras integradas a emprender acciones que perjudiquen a sus competidores en el segmento de la generación. Situémonos en el hipotético caso que una empresa transmisora tuviera algún espacio discrecional para incrementar las tarifas de transmisión, aprovechándose de una eventual regulación laxa de precios en la infraestructura existente.[21] Supongamos además que esta empresa está verticalmente integrada con la actividad de generación y desea dañar a una empresa competidora en la generación por la vía de incrementarle el costo por el uso de la transmisión.

Bajo el sistema previo a la reforma del 2016, donde el pago por transmisión dependía del uso real de las redes por las generadoras, el sobre precio a pagar debido a una débil regulación solo afectaba a la redes de propiedad de la empresa transmisora y por consiguiente subía el costo de transmisión de las generadoras que hacían uso de dichas redes para despachar la carga. En el sistema de tarificación post-reforma o estampillado un eventual sobre precio afectaría a todo el sistema de transmisión nacional y no a

[20] En el sistema anterior, el costo total de la transmisión es cubierto en un 80% por las generadoras que usan los distintos tramos de la red y el 20% por los consumidores.

[21] Por ejemplo, si la agencia reguladora no verificara debidamente la información de costos de la Empresa Modelo en base a la cual se calculan las tarifas de tranmisión.

determinadas generadoras en particular. De este modo, en la situación actual no sería posible localizar geográficamente acciones discriminatorias como sobrevaloración del costo de transmisión, puesto que esta se diluiría completamente al aplicarse sobre todos los usuarios del sistema eléctrico nacional.

Acciones de Sabotaje

Se entiende por sabotaje a aquellas acciones que realizaría la empresa propietaria del activo esencial (red de transmisión) con el propósito de debilitar la calidad o bien elevar los costos de operación de las empresas en el segmento de generación, haciéndolas menos competitivas vis a vis la empresa integrada.[22] Como resultado, la empresa que realiza el sabotaje incrementa sus beneficios, al mismo tiempo que suben los precios en el mercado final, lo cual es negativo para el bienestar y la competencia.

En la industria eléctrica, no es evidente cuales son las acciones de sabotaje que podría realizar la empresa transmisora en contra de una generadora en particular a través de sus instalaciones, toda vez que el sistema opera de forma integrada y un consumidor no puede distinguir el origen físico de la energía que recibe.[23]

Con la reforma a la LGSE se creó el Coordinador Eléctrico, el cual es un ente técnico cuya finalidad es garantizar la operación coordinada de los diversas instalaciones del sector eléctrico, preservando la seguridad del servicio y garantizando la operación más económica del conjunto de unidades y el acceso abierto a todos los sistemas.[24]

---

[22] La referencia clásica sobre la estrategia de incrementar costos del competidor es Krattenmaker and Salop (1986). En acciones de sabotaje en facilidades esenciales están los trabajos de Economides (1998) y Mandy (2000)

[23] Por ejemplo, la empresa transmisora podría cortar sus líneas para impedir que una competidora inyecte energía en el sistema nacional de transmisión. Esta acción de sabotaje también podría realizarla otra generadora que compita con la empresa afectada, sin necesidad de estar integrada en el negocio de la transmisión.

[24] Artículo 72, LGSE.

Todas las empresas transmisoras están obligadas a someterse a las funciones de coordinación que de acuerdo a la ley realice el Coordinador Eléctrico. Las empresas tienen obligación de proporcionar información a dicho ente, quien a su vez podrá realizar auditorías o inspecciones en las instalaciones de modo de verificar que su funcionamiento no altere la operación coordinada del sistema eléctrico. Faltar a la obligación de informar al Coordinador Eléctrico –o cualquier incumplimiento de la normativa- es sancionado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Otra función relevante que cumple el Coordinador, es la determinación de la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y el uso de dicha capacidad disponible por terceros.[25] Esta facultad reduce la posibilidad de que la empresa transmisora intente negar el acceso invocando razones técnicas no fundamentadas.

Finalmente cabe mencionar el mayor rol que toma el Panel de Expertos en la resolución de discrepancias entre las partes, lo cual reduce la probabilidad de que ocurran acciones unilaterales por parte de las transmisoras integradas que puedan debilitar la competencia. La Ley N° 20.936 eliminó la enumeración de competencias del Panel de Expertos, que tenía el artículo 208 de la LGSE, estableciendo una regla general para intervenir. El texto completo del actual artículo 208 señala que: "*Serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalen expresamente en la presente ley y en otras leyes en materia energética. Asimismo, serán sometidas a dicho dictamen, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos internos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimento de sus funciones. Podrán, asimismo, someterse al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen*".

[25] Artículo 72, Nº5 LGSE (2016)

518

V. Control de la Integración Vertical

Adicionalmente a lo ya señalado en esta sección, se debe hacer mención a dos instrumentos –uno de la institucionalidad del sector eléctrico en particular y otro la de libre competencia en general – de los que se dispone para enfrentar eventuales riesgos o abusos asociados a la integración vertical en la industria. Estos son el Coordinador Eléctrico y el Sistema de Notificación de Fusiones.

El Coordinador Eléctrico tiene un mandato expreso por ley de supervisar las condiciones de competencia dentro del mercado eléctrico. En caso de detectar acciones que puedan ser anticompetitivas, deberá informarlas a la Fiscalía Nacional Económica.[26] Para cumplir este propósito, el Coordinador Eléctrico ha creado una Unidad de Monitoreo de la Competencia, dentro de su estructura interna. Además de las funciones que la ley otorga al Coordinador en cuanto a fiscalización técnica y operativa de los sistemas eléctricos, la agencia tendrá por defecto la misión de detectar prácticas que resulten lesivas a la competencia, dentro de las cuales estarían las que se deriven de la integración vertical entre transmisión, generación y también distribución eléctrica. Si bien la supervisión de la libre competencia en todos los mercados es misión de la Fiscalía Nacional Económica, el contar con una unidad dedicada, dentro de una agencia especializada en la industria como es el Coordinador Eléctrico, permite tener un mayor grado de control sobre conductas que pueden resultar anticompetitivas.

Si se eliminan las restricciones a la integración vertical que la ley establece para el sector eléctrico, ello no implica que no existan controles sobre el grado de integración vertical que se puede alcanzar en los distintos segmentos de la industria. La ley de Libre Competencia, con la reforma del 2016, introdujo el control preventivo de operaciones de concentración.[27] Cualquier adquisición o fusión entre empresas –que se encuentre sobre ciertos umbrales de magnitud- debe ser previamente notificada por las partes a la Fiscalía

[26] Artículo 72 -10. Ley 20.936

[27] Título IV del Decreto Ley 211 del Ministerio de Economía. Reformada el 2016 por la Ley 20.945

Nacional Económica, quien deberá examinar sus impactos en la competencia y emitir una decisión.[28] Es decir, se cuenta con un mecanismo de control ex-ante que permitiría actuar sobre fusiones entre compañías generadoras y transmisoras, donde la FNE puede poner condiciones a su aprobación o eventualmente rechazarlas en caso que se estime que la operación lesiona gravemente la competencia y no existe forma de controlar su efectos mediante acciones ex –post.

A modo de ilustración, los umbrales sobre los cuales las empresas deben notificar sus operaciones de concentración son: UF 1.800.000 anuales para ventas conjuntas de las partes involucradas y UF 290.000 anuales para ventas individuales de las dos empresas envueltas en la operación. Transelec, de acuerdo a sus Estados de Resultado, realizó ventas por más de UF 10.400.000 el 2016. Por lo tanto, el primer umbral estaría superado en cualquier fusión donde participe Transelec. Respecto al segundo umbral, si Transelec adquiere una empresa que tenga una participación superior al 0.4 % del mercado de generación eléctrica a nivel nacional, se traspasa también el segundo umbral.[29] Por consiguiente, si Transelec adquiere o se fusiona con una empresa que tenga aunque sea una participación mínima en el segmento de generación, será sometida obligatoriamente a revisión por parte de la Fiscalía Nacional Económica.

Debe señalarse que previo a la reforma de la legislación de libre competencia del 2016, las empresas no estaban obligadas a someter las fusiones a revisión ante la Fiscalía Nacional Económica, existiendo la posibilidad de que tales operaciones de concentración se materializaran sin control alguno. Con la ley actual, tal riesgo no existe para fusiones verticales en la industria eléctrica, que pudieran resultar lesivas para la competencia.

[28] Los umbrales de notificación son fijados mediante Resolución Exenta del Fiscal Nacional Económico. Los actuales valores se encuentran en la Resolución Exenta Nº 667 (2016).

[29] La generación de energía a nivel nacional alcanzó a los 74.000 GWH el año 2017 y se consideró un precio de generación de 48 USD/MWh

VI. Beneficios de la integración.

Los trabajos empíricos publicados que estiman las economías de alcance asociadas a la integración vertical entre generación y transmisión son escasos. La mayoría de los estudios existentes se han enfocado en medir las economías de la integración entre generación y distribución eléctrica. En efecto, solo existen dos investigaciones a reportar para el primer caso, una para Estados Unidos y otra para la Unión Europea.

Meyer (2012b) usando datos para EE.UU. estima las economías de alcance para diversas estructuras verticales. Si los segmentos de generación y transmisión permanecen integrados, pero separados de la distribución, las economías de alcance logradas varían entre el 8% y 10% de los costos totales. Gugler, Liebensteiner, y Schmitt, S. (2017) utilizando datos de 16 países de Europa para el periodo 2000-2010, estiman una función de costos tipo cuadrática, de amplio uso en la literatura empírica de la industria eléctrica. Sus resultados confirman que existen fuertes economías de alcance entre los segmentos de generación y transmisión eléctrica. Para la empresa mediana de la muestra utilizada, las reducciones de costos de las compañías integradas verticalmente alcanzarían al 13%. El trabajo también encuentra que a medida que crece el tamaño de las empresas –medidas en output- las economías de alcance puedan llegar a valores del 15% al 20% de los costos.

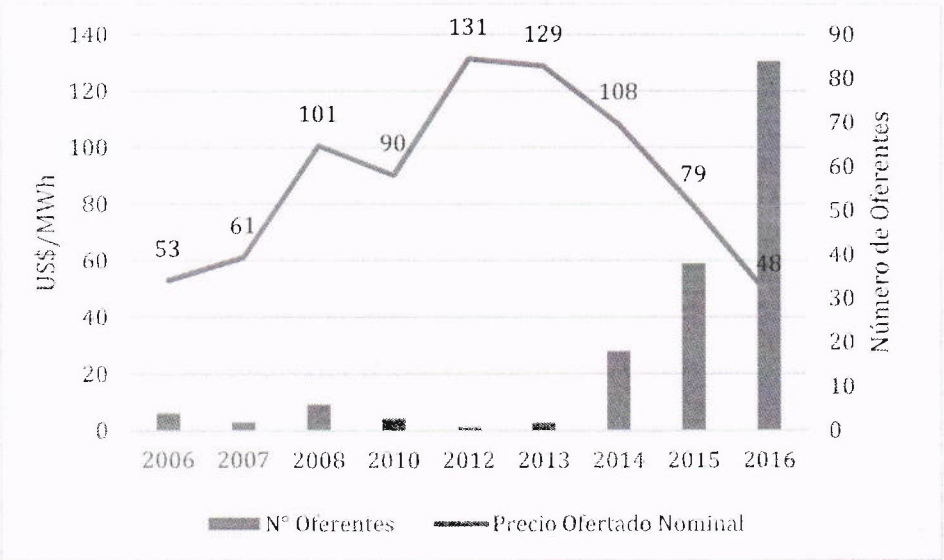
Los trabajos que estiman el traspaso de sinergias de la integración generación-transmisión hacia precios a clientes son menos concluyentes que los estudios anteriormente presentados. Meyer (2012a) reporta los trabajos de Steiner (2000), Hattori y Tsutusui (2004) y Copenhagen Economics (2005) quienes no encuentran efectos estadísticamente significativos en precios asociados a la integración vertical. Ello implicaría que las ganancias de eficiencia derivadas de la integración serían capturadas en su mayoría por las mismas empresas.

S21

Existen razones para afirmar que es factible que las economías de alcance de la integración generación-transmisión sean traspasadas a clientes finales en el caso de Chile. Esto podemos apreciarlo en el mecanismo de subastas para la provisión de energía a clientes regulados. Las subastas son organizadas por la Comisión Nacional de Energía, la cual divide la demanda total en bloques de suministro por horario y magnitud [MWH]. Las empresas generadoras realizan ofertas indicando el precio que cobran por suministrar en el bloque donde deciden participar, y la CNE realiza las asignaciones en base a menor precio, asegurándose que todos los bloques horarios queden cubiertos.

Al momento de ofertar, las empresas consideran su costo propio de generar la energía y el costo de sus rivales. Una empresa generadora integrada verticalmente y que tenga menores costos producto de tal integración, ofrecerá un menor precio y traspasará parte de las sinergias a consumidores finales, siempre que existan otras firmas también integradas que participen en la subasta.

Cuadro 1: Oferentes y Precio Promedio Subastas de energía 2006-2014



Fuente: González y Palma (2016)

S22

En Chile desde el año 2006 se han realizado seis procesos de licitación de suministro de energía. En el Cuadro 1 se indica el número de participantes por cada subasta y el precio promedio obtenido. Se observa que a partir del 2014 se produce un incremento en los oferentes y en paralelo los precios caen hasta alcanzar los 33 dólares por MWH en el 2017.

El precio promedio de la licitación corresponde al precio ponderado por magnitud del bloque de todas las ofertas que fueron adjudicadas. Cualquier oferta que se encuentre por debajo del precio máximo adjudicado reduciría el precio promedio de la subasta y por consiguiente bajaría las tarifas por generación que pagan los consumidores finales. El permitir la participación de empresas en las licitaciones, que hoy día están impedidos de operar en generación por la restricción legal, aumentaría el número de competidores en las licitaciones, haciendo más probable el obtener menores precios promedio.

VII. Conclusiones

La normativa actual sobre servicios eléctricos prohíbe que empresas operadoras o propietarias de la red de transmisión nacional participen en el negocio de la generación eléctrica. La separación vertical es una medida de carácter excepcional en libre competencia, que se aplica cuando se considera riesgoso para la competencia que una empresa que es propietaria de una infraestructura esencial o monopólica se integre hacia el segmento competitivo que hace uso de dicha facilidad esencial.

La empresa Transelec, que es la principal transmisora del país, posee un 53,2% o un 49,4% de la red de transmisión nacional, dependiendo si es medida en longitud de líneas o en valor de las obras. En los procesos de licitación de la infraestructura de transmisión llevados a cabo desde el 2004, Transelec sería el segundo actor con mayor participación, alcanzando el 23% del valor de las obras adjudicadas mediante este mecanismo. Así mismo, Transelec ha experimentado una caída significativa de su participación de mercado en el tiempo en el sistema de transmisión nacional. Usando como base el valor de las obras, Transelec ha bajado del 97,2% en el año 2007 al 49,4% al 2017. De mantenerse la tendencia observada en las licitaciones de nuevas obras, es esperable que la participación de Transelec decline aún más.

En este artículo se evaluó si las razones que llevaron a la decisión de forzar la separación vertical para empresas que participan en la transmisión nacional, prevalecen luego de la última reforma a la ley de servicios eléctricos llevada a cabo el 2016. Acerca de los principales riesgos competitivos derivados de la integración vertical: Cierre de mercado, Discriminación de Precios y Acciones de Sabotaje, concluimos lo siguiente:

El acceso abierto a las redes de transmisión quedó garantizado en la Ley Corta I de 2004, sin embargo con la nueva Ley del 2016 se precisaron algunas materias que dejaban espacios de ambigüedad respecto a la obligación de proveer acceso. En el segmento de transmisión dedicada, se eliminaron los requisitos de la ley del 2004 para forzar el acceso

y se establece la obligatoriedad de la conexión cuando exista capacidad técnica, lo cual será determinado por el Coordinador Eléctrico. De este modo los espacios de discrecionalidad de las empresas integradas para impedir el acceso a sus redes de transmisión quedan completamente anulados.

La responsabilidad de expansión de los sistemas de transmisión eléctrica recae en el Coordinador Eléctrico y en la Comisión Nacional de Energía. Estas agencias generan los planes de expansión de la transmisión nacional y toman las decisiones finales, en conjunto con el Panel Eléctrico, respecto a eventuales modificaciones de dichos planes. Por consecuencia, las empresas transmisoras existentes carecen de poder para intervenir de modo oportunista en bloquear o manipular el crecimiento del sistema de transmisión a su favor.

La regulación de precios actual del sistema de transmisión nacional no permite que las empresas transmisoras apliquen tarifas discriminatorias a quienes emplean sus redes. En las nuevas obras de transmisión, los montos de remuneración y por tanto las tarifas quedan determinadas por el resultado de las licitaciones. El cambio de tarificación hacia uno aplicado en la demanda e independiente del uso efectivo de la red, reduce significativamente los incentivos de las empresas transmisoras integradas a intentar perjudicar a sus competidores en el segmento de la generación.

Las acciones de sabotaje técnico hacia competidores en la generación quedan severamente limitadas por la naturaleza del funcionamiento de las redes eléctricas y por la función de supervisión de seguridad y funcionamiento eficiente de las instalaciones que realiza el Coordinador Eléctrico.

Desde el año 2016 se cuenta con dos instrumentos adicionales para controlar los riesgos competitivos derivados de la integración vertical: El mecanismo obligatorio de notificación de fusiones de la Ley de Libre Competencia y la creación del Coordinador Eléctrico. Si

525

Transelec se fusiona o adquiere una empresa que posea más del 0,4% del mercado de generación eléctrica nacional, deberá notificar previamente dicha operación a la Fiscalía Nacional Económica. De este modo la autoridad de libre competencia puede preventivamente controlar el nivel de integración vertical en la industria. El Coordinador Eléctrico por su parte tiene como misión resguardar la competencia en la industria, para lo cual ha creado una unidad especializada en su estructura interna para cumplir dicha misión.

El permitir la integración vertical en la industria trae como beneficio que más empresas puedan participar en el negocio de la generación, lo cual se traducirá en menores precios de energía. De acuerdo a la evidencia empírica recogida en estudios de Estados Unidos y Europa, existen sinergias no menores derivadas de la integración generación –transmisión, las cuales en un escenario de competencia como son las licitaciones, debieran traspasarse a consumidores.

RUT: 10.755.249-9

S26

VIII. Bibliografía

Arocena, P., Saal, D. S., & Coelli, T. (2012). Vertical and horizontal scope economies in the regulated US electric power industry. The Journal of Industrial Economics, 60(3), 434-467.

Economides, N.(1998) "The incentive for non-price discrimination by an input monopolist" International Journal of Industrial Organization 16, 271–284

Copenhagen Economics (2005) Report for DG Internal Market, European Commission.

Fetz, A., & Filippini, M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy economics*, *32*(6), 1325-1330.

Fraquelli, G., Piacenza, M., & Vannoni, D. (2005). Cost savings from generation and distribution with an application to Italian electric utilities. *Journal of regulatory economics*, *28*(3), 289-308.

González, A y M. Palma (2017) "Impacto de la Reforma del 2014 en las Licitaciones de Energía en Chile "Reporte preparado para el BID.

Gorab, D y A. Le Blanc (2014), "Acceso abierto en transmisión eléctrica: ¿Cuál es su verdadero objetivo y alcance?" Revista de Derecho Administrativo Económico N°18.

Greer, M. L. (2008). A test of vertical economies for non-vertically integrated firms: The case of rural electric cooperatives. *Energy Economics*, *30*(3), 679-687.

Gugler, K., Rammerstorfer, M., & Schmitt, S. (2013). Ownership unbundling and investment in electricity markets—A cross country study. *Energy Economics*, *40*, 702-713.

Gugler, K., Liebensteiner, M., & Schmitt, S. (2017). Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies. *International Journal of Industrial Organization*, *52*, 450-478.

Hattori, A y Tsutusui (2004) "Economic impact of regulatory reforms in the electricity supply industry: A panel data analysis for OECD countries" Energy Policy Volume 32, Issue 6, 823-832.

Jara-Dıaz, S., Ramos-Real, F. J., & Martınez-Budrıa, E. (2004). Economies of integration in the Spanish electricity industry using a multistage cost function. *Energy Economics*, *26*(6), 995-1013.

S27

Kaserman, D. L., & Mayo, J. W. (1991). The measurement of vertical economies and the efficient structure of the electric utility industry. *The journal of industrial economics*, 483-502.

Krattenmaker, T and S. Salop *(1986); ", Anticompetitive Exclusion: Raising Rivals' Costs To Achieve Power Over Price," 96 YALE L.J. 209.*

Kwoka, J. E. (2002). Vertical economies in electric power: evidence on integration and its alternatives. *International Journal of Industrial Organization*, *20*(5), 653-671.

Mandy, D. (2000) "Killing the Goose that Laid the Golden Egg: Only the Data Know Whether Sabotage Pays"Journal of Regulatory Economics 17,157-172.

Meyer, R. (2012a). Vertical economies and the costs of separating electricity supply-a review of theoretical and empirical literature. *The Energy Journal*, *33*(4), 161.

Meyer, R. (2012b). Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios. *Journal of Regulatory Economics*, *42*(1), 95-114.

Piacenza, M., & Vannoni, D. (2004). Choosing among alternative cost function specifications: an application to Italian multi-utilities. *Economics Letters*, *82*(3), 415-422.

Michael H. Riordan & Steven C. Salop, *Evaluating Vertical Mergers: A Post-Chicago Approach*, 63 ANTITRUST L.J. 513 (1995);

Ramos-Real, F. J. (2005). Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation. *Energy Policy*, *33*(1), 69-87

Sappington, D. E. (2006). On the merits of vertical divestiture. *Review of Industrial Organization*, *29*(3), 171 191.

Steiner, F., (2000). Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry. OECD Economics Department Working Paper, ECO/WKP 11.

Triebs, T. P., Saal, D. S., Arocena, P., & Kumbhakar, S. C. (2016). Estimating economies of scale and scope with flexible technology. *Journal of Productivity Analysis*, *45*(2), 173-186.