

EL MERCADO DE CLIENTES NO REGULADOS EN LA INDUSTRIA ELECTRICA

Felipe Morandé L.*
Raimundo Soto M.**

- 1996 -

(*) Ph.D. en Economía, University of Minnesota. Profesor de Economía, Programa de Postgrado en Economía, ILADES/Georgetown University.

(**) Ph.D. en Economía, Georgetown University. Profesor de Economía, Programa de Postgrado en Economía, ILADES/Georgetown University.

I. Introducción

La categoría de "mercado de clientes no regulados" obedece a un segmento particular de la industria eléctrica creado por la propia legislación con el propósito de fomentar la competencia en dicha industria. En efecto, la legislación chilena distingue, desde el punto de vista del usuario final de la electricidad, dos tipos principales de usuario según sea su "tamaño" en cuanto a consumo eléctrico: aquellos que están por debajo de 2.000 kW de potencia conectada, quienes comprarán energía y potencia a precios regulados por la autoridad; y aquellos por sobre la cota de 2.000 kW de potencia, que deberán comprar a precios libremente pactados con suministradores (ya sea distribuidores o generadores). Es este último segmento de la industria el que define justamente lo que se conoce como el mercado de clientes no regulados.

La trascendencia económica del mercado de clientes no regulados es muy destacable toda vez que es justamente aquel segmento de la industria donde la competencia tiene, de acuerdo a la propia regulación, un mayor potencial. De hecho, siempre se ha planteado que es en la etapa de generación eléctrica donde, por la ausencia de economías de escala relevantes, puede existir un mayor número de empresas compitiendo (comparada a las etapas de distribución y transmisión, más cercanas a esquemas de monopolios naturales). Sin embargo, el terreno donde mejor se miden esas posibilidades de competencia es en el de los clientes no regulados, los que, por su tamaño e importancia económica (grandes empresas industriales y mineras), pueden ser un contrapeso interesante para los suministradores de electricidad, sean generadores o distribuidoras. Además, dichos clientes existen en un número suficiente como para que tampoco puedan constituirse en poderes monopsónicos. Puesto de otra manera, la existencia de clientes finales cuyos precios no son regulados es una condición necesaria para que la potencialidad competitiva en la generación eléctrica se pueda manifestar. Si se demuestra que en la práctica este mercado es competitivo, se podrá afirmar que la generación eléctrica es a su vez competitiva, tal como lo busca la regulación, dado que la venta de electricidad a distribuidoras y la de éstas a clientes residenciales o industriales pequeños tiene precio regulado.

El propósito de esta nota es justamente indagar respecto del grado de competencia efectiva que se manifiesta, en la actualidad, en el mercado de los clientes no regulados. Para eso, se presenta primero una descripción del mercado, la que permite a continuación analizar el grado de competencia sobre la base de información disponible públicamente.

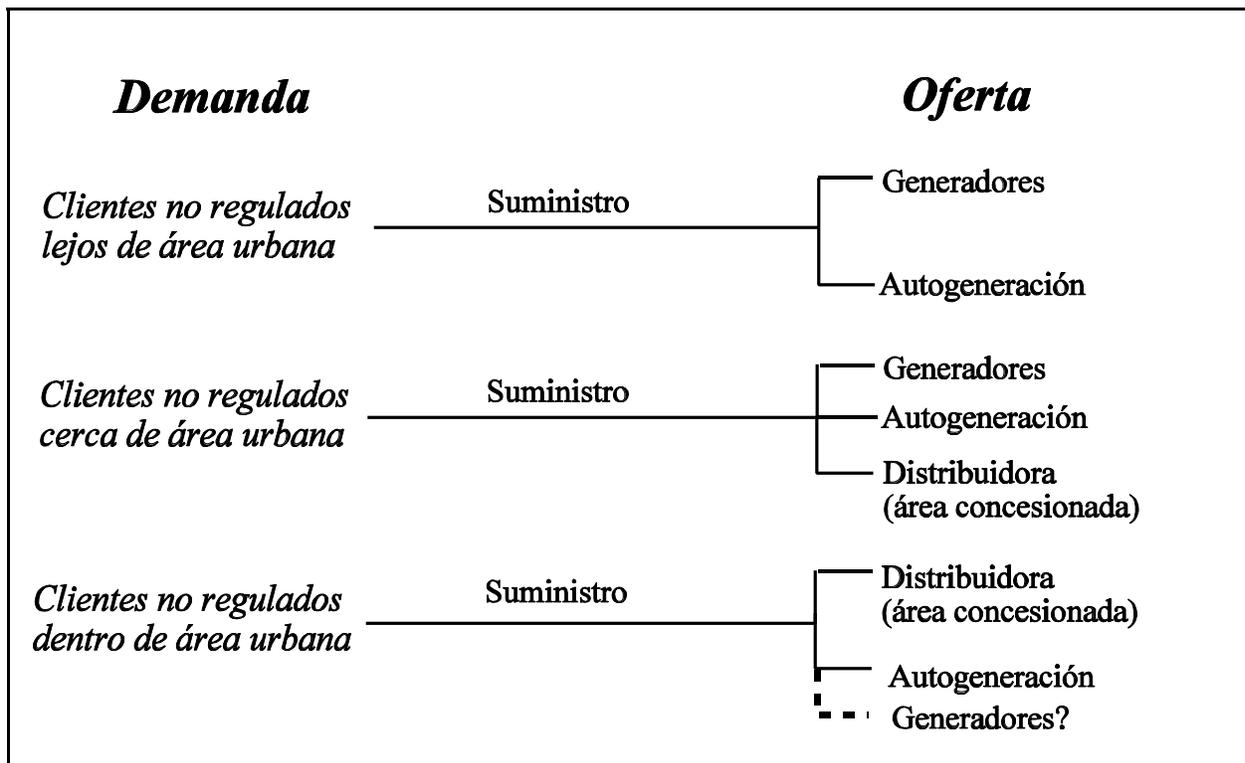
II. Descripción y categorización del mercado

Una forma útil de describir el mercado de clientes no regulados es caracterizar el tipo de oferentes y demandantes que operan en el mismo. Pese a que la regulación define el mercado desde el punto de vista de la demanda (usuarios que tengan una necesidad de consumo superior a los 2.000 kW de potencia), la realidad permite una mayor sutileza que es relevante desde una perspectiva económica. En efecto, tal como lo muestra el diagrama 1, los clientes no regulados pueden distinguirse según sea su facilidad de acceso a líneas de subtransmisión. Así, habrá algunos distantes de los centros de consumo más importantes (como es el caso de varias empresas mineras, por ejemplo) y por tanto, distantes de los anillos de subtransmisión de empresas distribuidoras. Este tipo de cliente no regulado tiene básicamente dos opciones de suministro (dos tipos de oferentes): los generadores y ellos mismos como autogeneradores. Al otro extremo se encuentran aquellos clientes no regulados insertos en el medio de la ciudad - centro de consumo - servida por una distribuidora y su anillo de subtransmisión y económicamente "lejos" de líneas de subtransmisión alternativas a las de la distribuidora correspondiente. Esta última tiende a ser la única forma de suministro económicamente viable para ese cliente no regulado, a no ser que éste opte por esquemas de autogeneración si su escala de operación lo justifica.¹ En medio de ambos extremos se encuentran aquellos clientes no regulados que pueden económicamente optar por ambos tipos de oferentes, generadores o la distribuidora cuya área de concesión los incluye geográficamente, además de la autogeneración. Es de notar, sin embargo, que, de acuerdo a la legislación, las ventas a clientes no regulados que realizan las distribuidoras en sus respectivas áreas de concesión se contabilizan en la Comisión Nacional de Energía (CNE) como ventas "indirectas" de los generadores, en cuanto las

¹ Esta situación puede estar cambiando también. De hecho, Metro S.A., cliente no regulado en el área de concesión de Chilectra, probablemente contrate su suministro con Colbún S.A. durante 1996.

distribuidoras compran esa energía por cuenta del cliente final a un generador determinado, a un precio que tampoco está regulado. No obstante, la comercialización la realiza la distribuidora, la que compite para estos efectos con los generadores.

Diagrama 1
Estructura del Mercado de Clientes no regulados



Para tener una idea aproximada de la importancia relativa que tienen en la actualidad estos tres tipos de relaciones entre clientes no regulados y oferentes, el Cuadro 1 presenta información sobre las ventas de energía a clientes no regulados, en los últimos cinco años, separada entre ventas directas de generadores y ventas realizadas por distribuidoras y algunas cooperativas (ventas "indirectas"). Se puede apreciar ahí que, en el período 1991-1995, sobre un 75% de las ventas se concentra en operaciones directas de generadores con clientes no regulados, ocupando la minería más de la mitad de ese suministro. El Cuadro 2, por su parte, muestra que las ventas directas se

distribuyen en forma uniforme entre el norte, el centro y el sur del país, en tanto las ventas "indirectas" se concentran en la zona central del país.

Cuadro No. 1
Ventas a Clientes No Regulados del Sistema Interconectado Central
(GWh)

	1991	1992	1993	1994	1995
Ventas Directas de Generadores	3,872.4	4,292.9	4,476.1	4,754.5	5,183.9
Acero	663.3	729.2	726.5	727.1	747.4
Carbón	103.9	83.6	74.4	69.7	52.8
Cobre y Oro	1,409.3	1,606.2	1,767.6	1,992.2	2,328.5
Otros Mineros	479.2	534.7	561.0	603.2	680.5
Maderas	752.7	778.2	786.1	777.5	791.9
Petroquímica	312.8	395.1	385.7	417.9	421.3
Transporte	83.8	84.3	77.7	66.9	58.2
Otros	67.4	81.6	97.1	100.0	103.3
Ventas de Distribuidoras y Cooperativas (Ventas Indirectas)	1,289.9	1,310.3	1,462.9	1,107.0	1,577.1
TOTAL	5,162.3	5,603.2	5,939.0	5,861.5	6,761.0

Nota: Las ventas indirectas son ventas de distribuidoras y cooperativas abastecidas por generadores para suministrar clientes no regulados

Fuente: CNE, Informes Técnicos Definitivos 1992-1996

Cuadro No. 2
Ubicación Geográfica de los Consumos de Energía de Clientes No Regulados

Ventas Directas	1991	1992	1993	1994	1995
Norte	863	991.2	1009.1	1130.9	1427
Centro	1345.4	1470.6	1596.2	1751.9	1897.2
Sur	1515.7	1637.9	1732.6	1737.3	1725.5
Extremo Sur	49.6	104.2	44.2	45.9	45.4
Varios	98.7	89	94	88.5	88.8
TOTAL VENTAS DIRECTAS	3872.4	4292.9	4476.1	4754.5	5183.9
Ventas Indirectas					
Norte	26.1	69	99.4	93.8	70.4
Centro	995.2	1082.2	1291.5	1011.7	1223.4
Sur	153.1	48.2	58.8	1.5	177.5
Extremo Sur	115.4	13.1	13.2	-	105.8
Varios	-	97.9	-	-	-
TOTAL VENTAS INDIRECTAS	1289.8	1310.4	1462.9	1107	1577.1
Ventas Totales					
Norte	889.1	1060.2	1108.5	1224.7	1497.4
Centro	2340.6	2552.8	2887.7	2763.6	3120.6
Sur	1668.8	1686.1	1791.4	1738.8	1903
Extremo Sur	165	117.3	57.4	45.9	151.2
Varios	98.7	186.9	94	88.5	88.8
TOTAL VENTAS	5162.2	5603.3	5939	5861.5	6761

Nota: El ítem "Varios" corresponde a clientes no regulados distribuidos en más de una zona geográfica. Las zonas geográficas corresponden a Norte (al norte de Los Vilos), Sur (de Curicó a Los Angeles), Centro (de Los Vilos a Curicó) y Extremo Sur (de Los Angeles al Sur).

Fuente: CNE, Informes Técnicos Definitivos 1992-1996

III. ¿Es competitivo el mercado de clientes no regulados?

III.1. Grado de concentración y competencia

El primer tipo de evidencia que se puede revisar para determinar el grado de competencia en un mercado es su grado de concentración por el lado de la oferta. Al respecto, el mercado de clientes no regulados pareciera ser altamente concentrado si miramos la información que presenta el Cuadro 3, donde en el caso de las ventas directas, Endesa tiene dos tercios de participación, y Endesa más Pehuenche, algo sobre el 70%. Sin embargo, hay dos consideraciones a tener en cuenta que le restan

impacto a esas cifras. Primero, que lo pertinente debiera ser evaluar las participaciones de mercado respecto al total de ventas a clientes no regulados, caso en el cual Endesa y Pehuenche combinados bajan a una cifra cercana al 55%, según lo certifica el mismo Cuadro 3.² Y segundo, que esas participaciones no son muy diferentes de la importancia relativa que tienen ambas generadoras a nivel de la industria como un todo. En efecto, como lo indica el Cuadro 4, Endesa y Pehuenche reúnen poco menos del 60% de la generación de energía y una cifra similar de la potencia instalada del Sistema Interconectado Central (SIC), pero con una tendencia a la declinación en los últimos cuatro años.

Es destacable, por otro lado, la importante participación de Chilectra en este mercado (cerca de 15% del total, superior a cualquier otra distribuidora), lo cual explica la observación hecha anteriormente respecto de la mayor importancia de las ventas indirectas en la zona central del país. Esto no es extraño, sin embargo, considerando que existe un gran número de empresas industriales localizadas en el área de concesión de Chilectra porque Santiago es lejos el principal centro de consumo del país.

² No parece pertinente sumar las participaciones indirectas, puesto que en las ventas de electricidad a clientes no regulados por parte de las empresas distribuidoras, son éstas quienes realizan la labor de comercialización y no las generadoras. Es cierto que las distribuidoras pueden comprar esa energía a las generadoras a un precio no regulado también, pero corrientemente la compra de la distribuidora a un generador a precio libre es independiente de la venta de esa energía por parte de la distribuidora al cliente no regulado. Sólo recientemente se han visto algunas operaciones atadas, tanto de Chilectra con Endesa, como de Colbún con Saesa.

Cuadro No. 3
Ventas por Generador en el Mercado de Clientes No Regulados (GWh)

Ventas Directas de Generadores	1991	1992	1993	1994	1995
ENDESA	3,055.3	3,108.1	3,245.2	3,271.1	3,426.6
PEHUENCHE	19.4	38.6	44.8	137.9	331.8
COLBUN	162.6	313.4	344.7	356.6	145.1
CHILGENER	395.0	420.7	407.3	504.0	715.4
GUACOLDA	-	-	-	-	5.2
HGV	240.1	412.1	434.2	485.0	559.9
TOTAL VENTAS DIRECTAS	3,872.4	4,292.9	4,476.1	4,754.5	5,183.9
Ventas de Distribuidores (Indirectas)					
ENDESA	506.9	382.6	320.4	377.5	501.5
PEHUENCHE	129.0	207.0	245.8	-	452.6
COLBUN	51.6	45.9	95.1	140.6	153.0
CHILGENER	602.3	674.9	801.7	588.9	470.0
GUACOLDA	-	-	-	-	-
HGV	-	-	-	-	-
TOTAL VENTAS INDIRECTAS	1,289.8	1,310.4	1,462.9	1,107.0	1,577.1
TOTAL VENTAS	5,162.2	5,603.3	5,939.0	5,861.5	6,761.0

Participación por Generador/Distribuidor de Ventas a Clientes No Regulados

Ventas Totales de Generadores	1991	1992	1993	1994	1995
ENDESA	59.2%	55.5%	54.6%	55.8%	50.7%
PEHUENCHE	0.4%	0.7%	0.8%	2.4%	4.9%
COLBUN	3.2%	5.6%	5.8%	6.0%	2.2%
CHILGENER	7.7%	7.5%	6.8%	8.6%	10.6%
GUACOLDA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
HGV	4.6%	7.3%	7.4%	8.3%	8.2%
TOTAL VENTAS DIRECTAS	75.1%	76.6%	75.4%	81.1%	76.7%
Ventas de Distribuidoras (Indirectas)					
CHILECTRA	11.4%	12.3%	16.0%	14.9%	15.6%
CHILQUINTA	7.2%	6.9%	5.6%	2.3%	2.4%
Otras Distribuidoras	6.3%	4.2%	3.0%	1.7%	5.3%
TOTAL VENTAS DISTRIBUIDORAS	24.9%	23.4%	24.6%	18.9%	23.3%
VENTAS TOTALES	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: CDEC, Informes Técnicos Definitivos 1992-1996

Cuadro No. 4
Participación de cada Generador en la Generación de Energía del SIC(*)

Año	Chilgener	Endesa	Colbún	Pehuenche	Guacolda	Otros	Total
1989	28.2%	50.5%	15.4%	0.0%	0.0%	5.9%	100.0%
1990	30.1%	49.0%	14.5%	0.0%	0.0%	6.4%	100.0%
1991	16.5%	43.8%	19.4%	14.3%	0.0%	6.0%	100.0%
1992	12.0%	42.9%	20.1%	18.6%	0.0%	6.4%	100.0%
1993	14.1%	42.5%	19.3%	17.7%	0.0%	6.4%	100.0%
1994	17.7%	40.9%	15.8%	18.4%	0.0%	7.1%	100.0%
1995	17.5%	39.6%	16.4%	17.9%	1.2%	7.3%	100.0%

Porcentaje de participación de cada Generador en la Potencia Instalada del SIC

Año	Chilgener	Endesa	Colbún	Pehuenche	Guacolda	Otros	Total
1989	19.7%	58.8%	16.7%	0.0%	0.0%	4.9%	100.0%
1990	18.7%	61.1%	15.3%	0.0%	0.0%	4.9%	100.0%
1991	19.7%	50.3%	12.8%	13.1%	0.0%	4.1%	100.0%
1992	19.7%	50.3%	12.8%	13.1%	0.0%	4.1%	100.0%
1993	19.4%	47.7%	12.6%	15.0%	0.0%	5.2%	100.0%
1994	19.4%	47.0%	12.6%	15.0%	0.0%	5.9%	100.0%
1995	18.5%	44.9%	12.0%	14.3%	3.7%	6.6%	100.0%

(*) Nota: Se ha tomado la generación neta de cada empresa (generación bruta menos el consumo propio)

Fuente: CDEC-SIC

Una mirada a las participaciones de mercado en un instante en el tiempo tampoco revela el dinamismo competitivo que puede haber en la práctica en las transacciones comerciales que se están llevando a cabo. Dicho dinamismo puede evidenciarse en cambios en las participaciones de mercado de los distintos oferentes a través del tiempo y en la rotación que se observa en los suministradores de clientes relevantes. Respecto de lo primero, el Cuadro 3 ya mencionado muestra cambios significativos en la participación de mercado de Endesa desde 1991 a 1995 (caída de casi 9% en las ventas totales), un aumento considerable en las participaciones de Chilgener, Hidroeléctrica Guardia Vieja y Chilectra, y un comportamiento bastante errático en el caso de la participación de Colbún. Para mayor abundamiento, en el Cuadro 5 se realiza una comparación entre las varianzas de las participaciones de mercado de los distintos oferentes en el mercado de los clientes no regulados y el mismo tipo de concepto en el mercado de telecomunicaciones de larga distancia internacional (LDI), donde se opera a través del mecanismo de multicarrier. La comparación es interesante toda

vez que este último mercado --que al igual que el eléctrico se caracteriza por alta intensidad de capital, imposibilidad de usar stocks para controlar la oferta, y un bien relativamente homogéneo-- ha sido señalado unánimemente como altamente competitivo desde sus comienzos en el tercer trimestre de 1994.

Cuadro No. 5
Variabilidad de las Participaciones de Mercado Clientes No Regulados en Electricidad vs. Multicarrier Discado en Larga Distancia

Cientes No Regulados Electricidad. Período 1991-1995, anual

	Promedio	Varianza*	Var/Prom
Endesa	55.16	7.41	0.13
Pehuenche	1.84	2.83	1.54
Colbún	4.56	2.42	0.53
Chilgener	8.24	1.72	0.21
HGV	7.16	1.80	0.25
Chilectra	14.04	3.40	0.24
Chilquinta	4.88	4.56	0.93
Mercado (Ponderado por promedio)			0.25

Multicarrier Discado, Larga Distancia Internacional. Período 1994-1996, mensual**

	Promedio	Varianza	Var/Prom
Entel	40.05	2.20	0.05
Chilesat	19.51	5.11	0.26
CTC Mundo	20.86	2.67	0.13
VTR	10.61	7.33	0.69
Bellsouth	6.92	8.15	1.18
Mercado (Ponderado por promedio)			0.26

Notas: (*) la varianza corresponde a su definición poblacional; (**) los datos corresponden a promedios trimestrales entre noviembre de 1994 y abril de 1996.

Como se puede apreciar, el indicador escogido para medir el grado de variabilidad en las participaciones alcanza prácticamente el mismo valor en ambos mercados: 0,25 en el caso del mercado de clientes no regulados y 0,26 en el mercado de LDI^{3 4}. En otras palabras, a pesar de la

³ El indicador es el promedio para el mercado de las razones entre las varianzas y las participaciones de cada empresa, ponderado por la participación promedio de cada empresa (en relación al total parcial).

⁴ El hecho de que la información del mercado de clientes no regulados es anual en tanto aquella para el mercado de LDI es trimestral, puede afectar la validez de la comparación, pero de una manera ambigua.

preponderancia de Endesa/Pehuenche en el mercado de clientes regulados, la alta variabilidad en las participaciones de mercado, comparable a la del mercado de LDI, es un indicio objetivo de un grado de competencia no despreciable.

La variabilidad en las participaciones de mercado tiene su contraparte real en múltiples negociaciones de contratos que tienen lugar entre los clientes no regulados y generadores y distribuidoras. Junto con una creciente internalización de las ventajas de explotar la competencia entre suministradores por parte de los clientes no regulados, se han ido perfeccionando los mecanismos de asignación de contratos de suministro y abriendo la posibilidad a cambios en los suministradores en cada asignación. Asimismo, grandes empresas (en cuanto a consumo eléctrico) que comienzan operaciones año a año van también negociando suministros a través de licitaciones cada vez más complejas y competitivas. Este tipo de información es la que presenta el Cuadro 6, donde se muestran las negociaciones de contratos de suministros de clientes no regulados entre 1994 y 1996. Adicionalmente, los precios contemplados en los contratos han ido crecientemente reduciendo los márgenes de comercialización. En efecto, los operadores del sector coinciden en señalar que, por efectos de la competencia, los precios de la energía han ido pasando de ser "precios de nudo más algo a precios de nudo menos algo"⁵, alcanzándose en la actualidad cifras de US\$ 0,030 por kWh (que se comparan con cifras de US\$ 0,035 por kWh hace no mucho tiempo atrás)⁶.

⁵ Gerente Comercial y de Operaciones de Colbún S.A., en entrevista a El Diario, Lunes 10 de junio de 1996.

⁶ Ibid.

Cuadro No. 6
Negociación de Contratos, 1994-1996

Clientes	Consumo	Generador	Modalidad	Fecha	Condición
	Anual (GWh)		Negociación	Negociación	
Actuales					
Can Can	20	Endesa	Cotización	1994	Continúa
El Indio	190	Chilgener	Cotización	1994	Continúa
Eka Nobel	187	Endesa	Licitación	1994	Ex Colbún
CMP	292	Endesa	Licitación	1995	Continúa
Cholguán	100	Endesa	Cotización	1995	Continúa
Los Pelambres	42	Endesa	Cotización	1995	Continúa
Cementos Bío Bío	76	Endesa	Cotización	1995	Continúa
Enami - Ventanas	205	Colbún	Licitación	1995	Ex Chilgener
Petrodow	40	Endesa	Licitación	1995	Continúa
Manganesos Atacama	56	Endesa	Cotización	1995	Continúa
Papeles Bío Bío	205	Endesa	Cotización	1995	Continúa
Occidental Chemical	160	Chilgener	Licitación	1995	Ex Endesa
El Teniente	150	Colbún	Cotización	1995	Continúa
Forestal y Papeles Concepción	112	Endesa	Licitación	1995	Ex Colbún
Nuevos Suministros					
Manto Verde	151	Chilgener	Licitación	1994	
Masisa	88	Endesa	Cotización	1995	
Andacollo	79	Chilgener	Licitación	1995	
Dos Amigos	31	Endesa	Licitación	1995	
Indura-Vidrios Lirquén	75	Endesa	Cotización	1995	
CMP Los Colorados	60	Endesa	Licitación	1995	
Cementos Bío Bío (Teno)	84	Colbún	Licitación	1995	
Fibranova - Andinos	84	Chilgener	Cotización	1995	
Valle Central	90	Pehuenche	Licitación	1996	
CMPC Bobadilla	326	Colbún	Licitación	1996	
Metro S.A.	150	Chilectra	Licitación	1996	
Enami - Paipote	70	Elecda	Licitación	1996	
Cemento Melón	210	Ila S.A.	Licitación	1996	
Pachón	740	En Proceso	Licitación	1996	
Los Pelambres	640	En Proceso	Licitación	1996	
Mínera Pascua	690	En Proceso	Licitación	1997	
Siderurgia AZA	220	En Proceso	Licitación	1997	

Fuente: Elaboración propia, en base a información de CNE.

La misma información contenida en el Cuadro 5, que compara al mercado de clientes no regulados con el de LDI en telecomunicaciones, permite inferir otra conclusión interesante: el mercado de LDI no sólo muestra un grado de variabilidad en las participaciones de mercado que es prácticamente el mismo que aquel observado en el mercado de clientes no regulados, sino que además el grado de concentración en aquel mercado no es muy diferente que en este último. En efecto, el índice de Herfindahl⁷ calculado para las participaciones promedios que muestra el Cuadro 5, alcanza un valor de 0.261 en el mercado de LDI y de 0.341 en el mercado de clientes no regulados⁸. Aunque ambos valores señalan una concentración relativamente alta, es bastante aceptado que ello no es un impedimento a la competencia en el mercado de LDI visto que todos los carriers tienen, de acuerdo a la legislación, las mismas posibilidades de acceso a los clientes. En el caso del mercado de clientes no regulados, la legislación también establece mecanismos que facilitan un acceso igualitario, en cuanto al uso de infraestructura de transmisión y subtransmisión. Por otra parte, la gran rotación de proveedores que indica la evidencia del Cuadro 6 señalaría que en la práctica los diferentes proveedores han sido capaces de llegar a sus clientes⁹.

En resumen, pese a que la concentración por el lado de la oferta en el mercado de clientes libres es alta, ella no es superior a la concentración que se observa en general en la industria, la que a su vez está absolutamente condicionada por la capacidad instalada de cada empresa: Endesa y Pehuenche juntas suman cerca de un 60% de generación y potencia en el SIC, así como una cifra similar en cuanto a ventas de energía¹⁰. Tampoco es muy diferente a la que se observa en un mercado tan competitivo como el de LDI. Asimismo, las participaciones promedio esconden una alta variabilidad, también comparable a la que se aprecia en LDI, lo cual sería un reflejo del gran dinamismo presente en el mercado producto de un proceso creciente de subasta de demandas por

⁷ El índice de Herfindahl mide la concentración de un mercado. Este se calcula como la suma de los cuadrados de las participaciones de mercado de las empresas, es decir mientras más cerca esté de 1 mayor es el nivel de concentración.

⁸ Considerando a Endesa y Pehuenche como empresas separadas.

⁹ Sobre este tema se profundizará más adelante.

¹⁰ No hay que olvidar que la utilización de la capacidad instalada de una central eléctrica no depende tanto de sus propias decisiones, sino del despacho que hace el CDEC.

parte de los clientes no regulados. Con ello, la tendencia reconocida por los propios operadores del mercado es hacia márgenes cada vez más reducidos en la comercialización de energía.

III.2. Las decisiones comerciales de Endesa y la competitividad del mercado

La regulación de la industria eléctrica y las características físicas de la misma, hacen de ella un sector muy peculiar. En particular, la imposibilidad de acumular electricidad en forma significativa le da sentido a una institución como el CDEC, que opera con el objeto de conseguir un funcionamiento óptimo del sistema mediante despachos que minimizan los costos de operación independientemente de los compromisos comerciales de las empresas dueñas de las centrales eléctricas. Ello hace, en definitiva, que la actividad física de generación eléctrica sea separable de la venta de energía y potencia por parte de las empresas generadoras. Aunque en general dichas empresas se cuidan de no comprometer ventas de energía y potencia que no puedan cubrir en condiciones climáticas adversas, la posibilidad de realizar transferencias entre generadores a través del CDEC les lleva a jugar, en cierta forma, un rol de distribuidores "mayoristas". La lucha por los contratos de suministro a clientes libres adquiere así un sentido económico, en cuanto las empresas generadoras intentan conseguir una demanda estable por un producto que, de otra forma, se vendería a un precio spot muy variable (el precio de transferencia en el CDEC)¹¹ o a precios regulados a las distribuidoras.

En este contexto, parece interesante analizar el portafolio de ventas de Endesa, tomando en cuenta su sesgo hacia la generación hidroeléctrica, y determinar si éste corresponde a una decisión predecible bajo el supuesto de que opera en un mercado competitivo en el segmento de los clientes libres. Se puede observar en el cuadro 7 que, en líneas generales, Endesa replica en cada mercado la participación que le corresponde en la generación, sin intentar concentrarse en alguno de los segmentos del mercado. Ello podría estar reflejando que Endesa no sigue un comportamiento monopólico como comercializador de electricidad .

¹¹ Este es el costo marginal de corto plazo, calculado por el mismo CDEC sobre la base de un polinomio universalmente aceptado que replica el mínimo costo de operación del sistema en cada instante.

Cuadro No. 7
Ventas de Energía en el Sistema Interconectado Central (Gwh)

Ventas a Distribuidores	1991	1992	1993	1994	1995
ENDESA	5,180.1	4,985.4	4,802.0	4,941.6	6,102.4
PEHUENCHE	745.6	1,534.1	1,635.0	1,794.5	2,075.6
COLBUN	415.3	480.9	945.0	1,557.2	1,778.3
CHILGENER	3,460.1	3,787.0	4,466.1	4,268.1	3,382.0
GUACOLDA					80.5
HGV		0.1	0.1	100.9	155.3
OTROS	137.6	191.6	224.8	255.8	271.3
TOTAL	9,938.7	10,979.1	12,073.0	12,918.1	13,845.4
Ventas Directas a Clientes No Regulados					
ENDESA	3,055.0	3,107.7	3,244.1	3,273.0	3,427.9
PEHUENCHE	18.9	36.6	46.5	138.4	33.0
COLBUN	164.6	314.5	346.2	354.5	146.2
CHILGENER	396.3	421.2	406.8	502.1	714.9
GUACOLDA					5.3
HGV	237.7	412.4	432.0	486.1	557.0
OTROS					
TOTAL	3,872.5	4,292.4	4,475.6	4,754.1	4,884.3
Ventas Totales					
ENDESA	8,235.1	8,093.1	8,046.1	8,214.6	9,530.3
PEHUENCHE	764.5	1,570.7	1,681.5	1,932.9	2,108.6
COLBUN	579.9	795.4	1,291.2	1,911.7	1,924.5
CHILGENER	3,856.4	4,208.2	4,872.9	4,770.2	4,096.9
GUACOLDA	-	-	-	-	85.8
HGV	237.7	412.5	432.1	587.0	712.3
OTROS	137.6	191.6	224.8	255.8	271.3
TOTAL	13,811.2	15,271.5	16,548.6	17,672.2	18,729.7
Transferencias CDEC (1)					
ENDESA	(1,497)	(1,750)	(1,429)	(1,431)	(2,478)
PEHUENCHE	734	1,423	1,397	1,500	1,195
COLBUN	2,293	2,515	2,210	1,312	1,645
CHILGENER	(1,529)	(2,188)	(2,179)	(1,381)	(518)
GUACOLDA					156
HGV (2)					
OTROS (2)					
TOTAL	-	-	-	-	-

Nota: (1) Los valores entre paréntesis indican que el generador fue un comprador neto ese año.

(2) No participa en el CDEC.

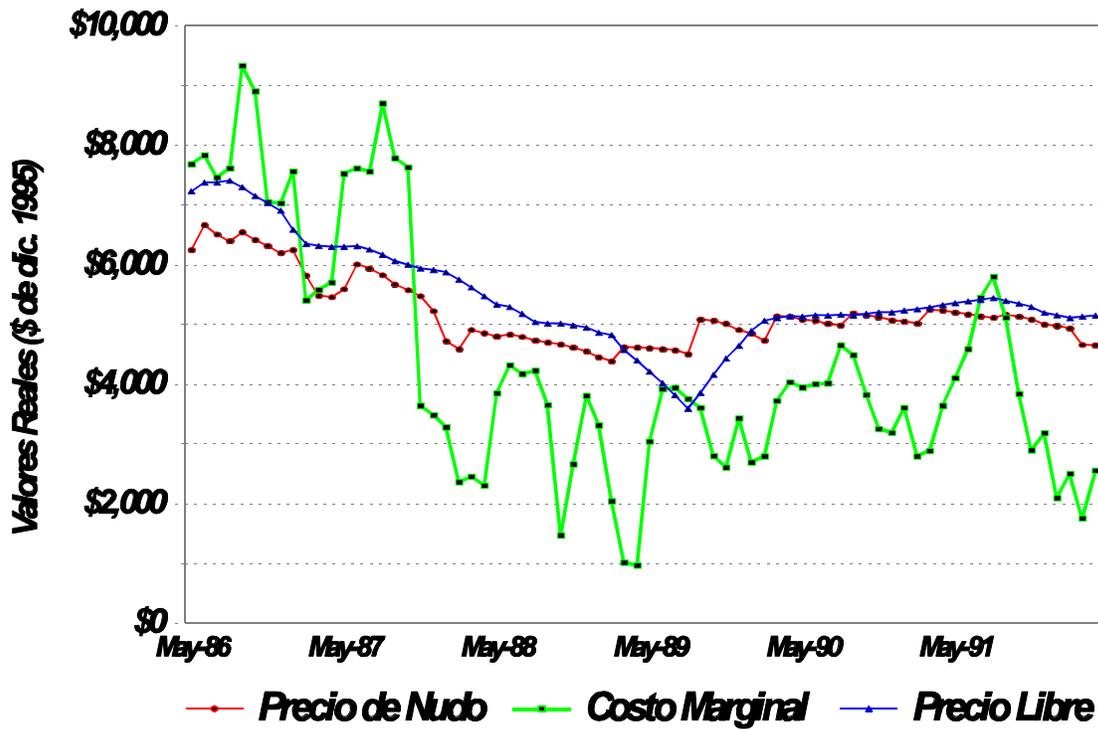
Fuente: CDEC-SIC

III.3. Comportamiento de los precios y competencia

Una evidencia crucial respecto del grado de competencia en un mercado es la forma en que se comportan los precios en ese mercado en relación a mercados competitivos o a algún patrón de referencia competitivo. En el caso de la generación eléctrica, existen tres precios relevantes: (i) el costo marginal de corto plazo, o precio spot en el CDEC, para las transferencias entre generadores; (ii) el precio de nudo o regulado, para las ventas de electricidad de generadores a distribuidoras; y (iii) el precio prevaleciente en el mercado de clientes no regulados. Los dos primeros precios son fijados administrativamente y no determinados por el mercado. Sin embargo, los criterios y polinomios matemáticos usados en su determinación cumplen dos requisitos: a) aplican conceptos de costo marginal (uno de corto plazo, otro de largo plazo) que intentan replicar cómo serían los precios en condiciones de una industria perfectamente competitiva y eficiente; y b) ambos conceptos de costo debieran estar relacionados si las metodologías son adecuadas y si las previsiones del futuro que se utilizan en el cálculo de los precios de nudo (cuatro años hacia adelante) no se equivocan sistemáticamente¹². En consecuencia, la forma en que se relacione el precio del mercado de clientes no regulados con los dos precios fijados puede darnos pistas del grado de competencia en ese mercado. En otras palabras, siendo el precio en el mercado de clientes no regulados el único que se determina libremente, su relación con los precios administrados que se suponen reflejan una situación competitiva para la industria como un todo, nos indicará cuán manipulados pueden estar los precios no regulados por algún agente con poder monopólico. Para estos efectos, a continuación se presentan una serie de tests de relaciones estadísticas entre los tres precios mencionados, cuyas trayectorias se muestran en el Gráfico 1.

¹² Para una descripción de las metodologías de cálculo de los precios de nudo y de los precios spot del CDEC, véase P. Leighton (1995) y la propia ley eléctrica.

Grafico 1
Precios y Costo Marginal
de la Electricidad



En general, se utiliza un modelo econométrico de series de tiempo, el que se estima con base en información mensual para el período 1986-1995, el más extenso disponible. El análisis estadístico busca revelar el tipo de estructuras dinámicas que caracterizan la evolución de los precios mencionados, para lo cual se utilizan técnicas de econometría dinámica --cointegración con corrección de errores--, las que se describen en el apéndice estadístico. Esta técnica permite distinguir claramente las relaciones de corto y largo plazo de las variables, así como su causalidad temporal, es decir, la forma en la cual éstas interactúan y se afectan en el tiempo.

En primer lugar, si algún agente del mercado (como Endesa, por ejemplo) manipulara en forma sistemática el precio libre, éste se desvincularía del precio de nudo (que es fijado por la

autoridad) más el costo de subtransmisión y transformación como sucedería en un caso de competencia. Por ello, el siguiente modelo estadístico nos permite señalar en qué medida nos alejamos de una situación de competencia:¹³

$$\text{Modelo I} \quad \text{Log } PL_t = \alpha + \beta \text{Log } PN_t + \epsilon_t$$

donde PN es el precio de nudo, PL el precio en el mercado libre y ϵ un shock aleatorio.

Cuando β toma un valor cercano a uno, los movimientos del precio libre obedecen a los movimientos en el precio de nudo (un aumento de 10% en el precio de nudo induce un aumento de 10% en el precio libre), lo que correspondería a un caso de competencia. Si, por el contrario, β se acerca a cero, ambos precios están dinámicamente desconectados, lo que sugiere capacidad por parte de algún agente (generador) de controlar el precio. Si el parámetro α está cerca de cero, por otro lado, significa que la distancia entre ambos precios es, en el largo plazo, despreciable.

La estimación de este modelo se aparta de la econometría clásica debido a que las variables presentan raíces unitarias en los niveles (Dickey y Fuller, 1981), lo que transforma este modelo en un problema de estimación con variables no-estacionarias. El apéndice 1 presenta un análisis formal siguiendo la metodología de Engle y Granger (1987).

El resultado de la estimación señala que el parámetro β tiene un valor de 0,94, lo que permite concluir que en el mercado de los clientes no regulados una parte sustancial (94%) de los cambios en el precio de nudo es transmitida a los precios libres en el largo plazo. Esta información es consistente con la evidencia del gráfico 1, que muestra que ambas variables se mueven en forma conjunta. El parámetro α , por su lado, es estadísticamente igual a cero, lo que es consistente con la noción que ambos precios se igualan en el largo plazo.

¹³ Baffes (1994) y Quiroz y Soto (1995) usan esta tecnología para estudiar desviaciones de la paridad del poder de compra y diferenciales a-sistemáticos de los precios de bienes transables, respectivamente.

En definitiva, la evidencia señala que el precio libre del mercado de clientes no regulados sigue de cerca al precio de nudo, que es el paradigma de competencia, y se tienden a igualar en el largo plazo¹⁴.

Una segunda hipótesis relevante se refiere a si son los cambios en el precio de nudo los que inducen cambios en el precio del mercado libre o si, alternativamente, los oferentes de electricidad han manejado el precio en el mercado libre para empujar hacia arriba el precio de nudo. Recordemos que existe una disposición que señala que cuando el precio libre está más de 10% por encima o por debajo del precio de nudo, éste se ajusta para alcanzar dicha cota. Aunque esta disposición sólo se ha aplicado en forma esporádica en el período (2 veces en 22 episodios de fijaciones de precios de nudo; una vez produciendo un alza y otra vez una baja del precio de nudo), los generadores podrían tratar de manejar el precio libre teniendo cuidado de no sobrepasar dicho límite, en cuyo caso su acción resultaría obvia para el regulador y podría ser sancionado. En ese escenario, cambios en el precio libre inducirían cambios en el precio de nudo, pero no viceversa. Esta hipótesis se puede probar estadísticamente utilizando la técnica de causalidad de Granger (1989), la que requiere determinar si el parámetro β en la siguiente ecuación es cero o no:

$$\text{Modelo II} \quad \Delta \text{Log} PL_t = \beta \Delta \text{Log} PN_{t-1} + \epsilon_t$$

donde Δ simboliza la tasa de crecimiento de la variable, por lo que el modelo II postula que el cambio en el precio libre en el período t depende del cambio en el precio de nudo en el período anterior (t-1). Usualmente se usa más de un período de rezago (t-1, t-2, t-3, etc) para que la estimación sea poco sensible al horizonte en el que se realiza el análisis.

El resultado de la estimación, presentado en el anexo estadístico, sugiere que no existe evidencia de causalidad desde el precio libre al precio de nudo con un 95% de confianza. Por el contrario, existe evidencia que señala que el precio de nudo sí causa, en un sentido econométrico al

¹⁴ En la jerga técnica, ambas series co-integran.

precio libre (al 99% de certidumbre). No parece ser el caso, entonces, que algún generador o un grupo de ellos, hubiera intentado manipular el precio libre para conseguir precios de nudo más altos.

La tercera hipótesis se deriva de considerar que es posible que la relación encontrada entre el precio de nudo y el precio libre sea espúrea, en el sentido que en realidad son los cambios en el costo marginal de producir electricidad los que afectan a ambas variables, y que la descripción que se ha entregando es una visión engañosa de la forma como se determinan los precios en ambos mercados¹⁵. Esta hipótesis puede ser corroborada empíricamente añadiendo al primer modelo el costo marginal de producción y re-estimando el parámetro β , de la siguiente forma:

$$\text{Modelo III} \quad \text{Log } PL_t = \alpha + \beta \text{Log } PN_t + \gamma \text{Log } CMg + \epsilon_t$$

donde CMg es el costo marginal de corto plazo (CDEC) y las otras variables han sido descritas más arriba.

El resultado empírico contenido en el apéndice muestra que el parámetro β (estimado en 0,97) continúa muy cercano a uno, lo que refleja ausencia de control monopólico y confirma los resultados previos. Por otro lado, el parámetro γ -estimado en 0,07- muestra la escasa participación que le cabe al costo marginal o precio spot en afectar al precio libre, más allá de su efecto en determinar el precio de nudo.

La cuarta hipótesis que puede ser verificada con esta base de datos, no dice relación con la capacidad de cobrar un precio monopólico en el mercado de clientes libres, sino con la determinación del precio de nudo. La pregunta es pertinente por cuanto si la autoridad ha fijado el precio de nudo "muy alto", un generador podría no tener necesidad de afectar el precio ya que el precio de nudo le proveería de rentas monopólicas.

¹⁵ Ver Granger y Newbold (1974).

En efecto, utilizando un modelo de cointegración es posible comprobar empíricamente hasta qué punto el método de fijación del precio de nudo por parte de la Comisión Nacional de Energía se aproxima al costo marginal de largo plazo del sistema eléctrico, definido éste como un promedio móvil de los costos marginales de corto plazo esperados en los próximos 48 meses. Siguiendo la nueva literatura econométrica¹⁶, podemos postular que si el precio de nudo está bien fijado, en el sentido que no se cometen errores sistemáticos en la predicción del costo de funcionamiento del sistema a futuro, éste no debería desviarse sistemáticamente del costo marginal de corto plazo. En términos empíricos, esto se traduce en que, en la siguiente regresión, el coeficiente asociado al costo marginal no sea significativamente distinto de cero y que ambas variables cointegren.

$$\text{Modelo IV} \quad \ln PN_t = \alpha + \beta \ln CMg_t + \epsilon_t$$

Los resultados señalan que las variables efectivamente cointegran con un 95% de confianza y que el parámetro β es estadísticamente distinto de cero; su estimación puntual es, sin embargo, distinta a uno (0.20), aunque el ajuste es razonable para un modelo que no incluye demasiada información como variables determinantes.

En resumen, de esta última regresión se desprende que dado que el precio de nudo y el precio spot (costo marginal de corto plazo) están cointegrados, en el largo plazo un generador no podrá obtener ventajas sistemáticas de vender a una distribuidora a precio de nudo (y, por extensión, a precio libre a un cliente no regulado), respecto de vender en el mercado spot, lo que indica que el precio de nudo refleja adecuadamente el costo marginal esperado de largo plazo de proveer electricidad.

¹⁶ ver Kaminsky (1988) y Soto (1996).

III.4. ¿Hay barreras de entrada al mercado de clientes no regulados?

Tal como se mencionó brevemente más arriba, un mercado concentrado no tiene por qué ser monopólico. La condición para que exista competencia es más bien que las barreras de entrada al negocio no sean importantes (lo cual es equivalente a decir que el mercado, si es servido por un sólo proveedor, es "desafiable"¹⁷). Las barreras de entrada al suministro de electricidad que se han planteado en el caso de los clientes no regulados son conceptualmente las mismas que se han aducido en general para todo el rubro de generación eléctrica, esto es, la existencia de un monopolio natural en la transmisión troncal (Transec) y la eventual concentración de derechos de agua en Endesa.

En trabajos recientes, Raineri (1996) y Morandé (1996) desvirtúan la importancia de estas barreras sobre la base de tres predicamentos:

- i) La regulación contempla el derecho a servidumbre sobre la red de transmisión troncal y establece en forma general los mecanismos para que se acuerden contratos por el uso de la misma; aunque esos mecanismos no son precisos y ha habido discrepancias en su interpretación, con los años se han establecido procedimientos cada vez más transparentes y objetivos. Además, se espera que un nuevo Reglamento Eléctrico dé un marco más preciso a esas negociaciones entre generadores y la empresa de transmisión.
- ii) El monopolio de la transmisión en alta tensión está siendo crecientemente desafiado, tanto por avances tecnológicos que le restan importancia estratégica a los costos hundidos¹⁸, como por el cambio radical que implica la llegada de gas natural a Chile, el que permitirá la instalación de centrales térmicas competitivas al lado de los principales centros de consumo. Este efecto se manifiesta en el cambio dramático que ha experimentado el plan de obras de

¹⁷ Véase Baumol, Panzar y Willig (1982).

¹⁸ Lo cual se evidencia en los intentos de Transec por asociarse con algunos generadores, distribuidoras y otras empresas independientes en tramos de transmisión donde ya estaba operando Transec.

la CNE en los últimos dos años, el que proyecta la postergación indefinida de varias centrales hidroeléctricas ante la llegada del gas natural. Esto mismo se traduce en que, aún cuando Endesa contara con derechos de agua significativos para el desarrollo de futuras centrales hidroeléctricas, no es claro por ahora que esos derechos vayan a ser usados en un futuro mediano y claramente ellos debieran haber bajado de precio.

- iii) Las proyecciones de alto crecimiento en la demanda eléctrica para los próximos diez años (7% anual), el que además reproduce un rápido crecimiento observado en los últimos ocho años, dan pie para pensar que la "torta" crece a un ritmo que estimula a las empresas existentes a expandirse y a otras nuevas a instalarse para capturar parte del crecimiento. Esto, más la mencionada incorporación del gas natural a la matriz energética del país, es lo que explica por qué el plan de obras de la CNE crecientemente incorpora nuevas centrales en sus proyecciones, de múltiples empresas, que llevarían a que en un plazo de 10 años, el grado de concentración en la generación se reduzca considerablemente. Con todo, lo relevante es el grado de sofisticación y dinamismo que puede alcanzar la oferta, desde el momento que las empresas generadoras en general tenderán a huir del modelo simple de monoabastecimiento y de estar ligadas a un sólo tipo de central, para ir a un esquema de mayor diversificación en las fuentes de abastecimiento. Colbún, por ejemplo, tiene contemplado la instalación de una central a gas de ciclo combinado cerca de Santiago, lo cual le dará un grado de independencia de sus centrales hidroeléctricas en la hoya del Maule. Chilgener, que también incorporará el gas natural en forma importante, tendrá centrales térmicas a carbón (a través de Guacolda y otras) más unas pequeñas centrales hidroeléctricas. El dinamismo no sólo se circunscribe a diversificar las fuentes de abastecimiento, sino que también a considerar la transmisión y la subtransmisión como parte del negocio, produciéndose un fenómeno de re-integración vertical. La línea de transmisión que está construyendo Colbún en 220 kV entre Talca y Alto Jahuel es un buen ejemplo en esta materia, lo mismo que las asociaciones ya mencionadas entre Transelec y empresas distribuidoras en la zona sur del país.

Las mismas consideraciones son válidas si nos circunscribimos al mercado de clientes no regulados. Más aún, la evidencia presentada con anterioridad señala dos cosas respecto de barreras de entrada. Primero, que el grado de concentración es variable, lo cual refleja un intenso esfuerzo de todos los generadores por ganar subastas de demandas de suministro de grandes clientes: si el esfuerzo existe, es porque es eventualmente recompensado, y si es recompensado, es porque es factible de llegar a los clientes no regulados; luego, el acceso a ellos (por ejemplo, a través de Transelec) no sería una barrera de entrada relevante. Y segundo, los operadores comerciales coinciden en que los márgenes de comercialización se han ido estrechando, en tanto que la evidencia agregada de precios señala una convergencia de los precios libres a los precios de nudo. Esto sólo puede ocurrir porque se está profundizando la competencia en el mercado, lo que a su vez sólo puede ocurrir si las barreras de entrada no son significativas.

III.5. Homogeneidad del servicio y competencia

La electricidad es un bien muy homogéneo, casi un "commodity", desde un punto de vista intrínseco. Todos los generadores tienen, en la práctica y si cumplen un conjunto mínimo de especificaciones técnicas, la capacidad para producir el mismo bien. Tanto así que la filosofía misma del despacho conjunto de las generadoras (un pool de productores) se basa en esta premisa: la electricidad que retira un cliente en Santiago, aunque haya sido comprada comercialmente a Endesa, no ha sido producida necesariamente por Endesa sino que pudo haber sido inyectada al sistema por cualquier generador. La literatura reconoce que la demanda que enfrenta un productor determinado por su producto es más elástica respecto del precio mientras más parecido es su producto en relación a la competencia. Si el bien es un commodity, la elasticidad de ese productor es infinita y las posibilidades de monopolizar el mercado de ese producto se desvanecen¹⁹. Desde esta perspectiva, la competencia entre generadores debiera estar garantizada.

¹⁹ Nótese que se está hablando de una elasticidad respecto al precio del producto que vende este oferente relativo al precio del producto similar (o igual) que vende su competidor.

Sin embargo, cuando se trata de vender electricidad a un cliente determinado en un punto geográfico específico, el bien pasa a ser un compuesto del commodity básico (el suministro) más una serie de servicios conexos que, en mayor o menor grado, son indisolubles del bien básico. Por de pronto, para poder ofrecer el commodity, es necesario tener una vía de acceso al cliente (transmisión y subtransmisión). También, no se trataría de ofrecer sólo el commodity en el vacío, sino que además hay que ofrecer una cierta seguridad en el suministro. Esto, más otros servicios que pudieran añadirse (respaldo, servicio técnico en emergencias, esmerada atención al cliente, etc.), constituyen elementos que pueden potencialmente alejarnos del commodity y acercarnos a un servicio a secas, el servicio de suministro eléctrico, en cuya función de producción está incorporado el commodity. Dada la regulación vigente, el que este servicio de suministro eléctrico pueda insertarse dentro de un mercado competitivo dependerá en forma crucial de dos cosas: de la manera económica en que los generadores pueden combinar los distintos insumos de la función de producción del servicio (especialmente de aquellos componentes que no son el commodity); y de la manera en que los clientes planteen sus demandas por ese servicio.

Respecto de lo primero, el derecho de acceso de todos los generadores a la red de transmisión de Transelec y el perfeccionamiento en su aplicación a través del tiempo, más la declinación de la importancia económica de las economías de escala en subtransmisión (y en transmisión también con la llegada de gas natural), hacen pensar que, para una proporción muy importante del mercado de los clientes no regulados, la función de producción del servicio de suministro eléctrico se acerca a una función de producción con coeficientes fijos similar para todos los generadores. Esta proporción es aquella que antes denominamos de "ventas directas" y que constituye el 77% del total de ventas de energía en el mercado de clientes no regulados. En el caso de aquellos clientes libres más inmersos en zonas urbanas, la situación es menos clara toda vez que las instalaciones de subtransmisión de las empresas distribuidoras pueden dar ventajas naturales a las distribuidoras. En el caso de Chilectra en particular sus instalaciones de subtransmisión representarían un grado mayor de respaldo y seguridad de suministro (es un anillo de subtransmisión con varios alimentadores), lo cual podría considerarse, junto a otros servicios de atención al cliente, una razón valedera para diferenciar el producto. Por otro lado, esto involucra un costo mayor de inversión,

aunque es un costo hundido. Ambos aspectos explicarían la preponderancia de Chilectra en el suministro a clientes no regulados en su área de concesión, pero debemos conceder que esta es una materia que requiere mayor estudio.²⁰ Con todo, este segmento abarca sólo un 15% del mercado de clientes no regulados.

En relación a la manera en que los clientes plantean su demanda, se está observando en forma creciente la configuración de lo que podríamos llamar la "solución eléctrica" a los requerimientos del cliente. Este, en el proceso de licitación de contrato de suministro, plantea en las bases de la licitación un conjunto detallado de especificidades técnicas que deben ser tomadas en cuenta en las propuestas y deja grados de libertad al oferente (generador, distribuidora) para que busque la función de producción más económica (lo que incluye las condiciones financieras de la venta). Un caso llamativo en este sentido es el de Los Pelambres, empresa minera en la Cordillera de Los Andes a la altura de Los Vilos. Dicha empresa requiere contratar un consumo de energía de 640 GWh por año y una potencia de 110 MW entre 1998 y 2004, y de 960 GWh por año y 160 MW, después del 2004, para lo cual llamó recientemente a una licitación privada a varios generadores. Las especificaciones técnicas contemplaban una alta exigencia de calidad del servicio (fallas) y una "solución eléctrica" que puede tomar tres formas distintas en cuanto a la transmisión: suministro desde la subestación San Isidro (para lo cual requeriría procurarse su propia transmisión en una distancia geográfica de unos 200 kms.); y suministro en Chacay (donde están las faenas), caso para el que el oferente (generador) debe optar entre tirar una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV desde San Isidro hasta Chacay, directa, o bien agregar una tercera línea en 220 kV interconectada a las que existen de Transelec entre San Isidro y Los Vilos, y de ahí sacar una línea de 220 kV en doble circuito hasta Chacay. Nótese que en este último caso, el tramo San Isidro Los Vilos cuenta con la ventaja de la interconexión con Transelec, por lo que no se necesita doble circuito²¹, economía de

²⁰ Es interesante destacar que la eventual decisión de Metro S.A. de contratar su suministro con Colbún es un desafío a esta preponderancia de Chilectra.

²¹ Esta es la economía de escala resultante de la norma de respaldo de suministro de $n - 1$. Es decir, la interconexión permite respaldar la línea nueva con las $n - 1$ existentes (en este caso, 2 líneas de 220 kV).

escala que está disponible para todos los generadores. Pero es también un camino "más largo" para llegar a Chacay.

Con todo, el diseño de "soluciones eléctricas" no parece estar desvirtuando la competencia en el mercado de grandes clientes, a pesar de que aleja al bien en cuestión del concepto de commodity; al revés, ha promovido la competencia porque ha resaltado el poder de los clientes, dándole en algunos casos incluso ribetes de poderes monopsónicos.

IV. Conclusiones

La categoría de "mercado de clientes no regulados" obedece a un segmento particular de la industria eléctrica creado por la propia legislación con el propósito de fomentar la competencia en dicha industria. Este segmento posee gran importancia en el funcionamiento del sector pues, de los tres segmentos productivos (generación, transmisión, y distribución) es probablemente en aquel donde la competencia tiene un mayor potencial. En los otros dos segmentos se presume que es posible que existan empresas operando con esquemas cercanos al monopolio natural regulado.

En términos del suministro de clientes no regulados, Endesa y Pehuenche concentran cerca del 55% del mercado, cifra que es menor que su participación en la producción total de energía eléctrica, la que alcanza a 60%. Por otro lado, la importante participación de Chilectra en este mercado (cerca de 15% del total de ventas) se explica por la existencia de un gran número de empresas industriales localizadas en su área de concesión (Santiago), que es el principal centro de consumo del país.

El gran dinamismo en este segmento de consumidores de electricidad se refleja tanto en el número y la magnitud de los cambios en las participaciones de mercado de los distintos oferentes a través del tiempo y en la rotación que se observa en los suministradores de clientes relevantes. Entre 1991 y 1995 la participación de mercado de Endesa cayó en casi un 9% de las ventas totales, en tanto que se verificó un aumento considerable en las participaciones de Chilgener-Guacolda,

Hidroeléctrica Guardia Vieja y Chilectra. Este comportamiento es muy similar al que se observa en otros mercados con características estructurales parecidas a la industria eléctrica (alta intensidad de capital, imposibilidad de usar stocks para controlar la oferta, y un bien relativamente homogéneo) a los cuales se le considera altamente competitivos, como es el caso de las telecomunicaciones de larga distancia internacional (LDI). En otras palabras, a pesar de la preponderancia de Endesa/Pehuenche en el mercado de clientes no regulados, la alta variabilidad en las participaciones de mercado, comparable a la del mercado de LDI, es un indicio objetivo de un grado de competencia no despreciable. Esta competitividad es resultado, en gran medida, de la regulación del sector que, al igual que en el caso de los *LDI*, facilita un acceso igualitario en el uso de infraestructura de transmisión y subtransmisión.

La competitividad del sector eléctrico de clientes no regulados se refleja, además, por la presencia de múltiples negociaciones de contratos que tienen lugar entre los clientes no regulados y generadores y distribuidoras. Los grandes consumidores de electricidad han comenzado a negociar contratos a través de licitaciones cada vez más complejas y competitivas. Crecientemente, los precios contemplados en dichos contratos han implicado reducciones significativas en los márgenes de comercialización.

En resumen, pese a que la concentración por el lado de la oferta en el mercado de clientes libres es alta, ella no es superior a la concentración que se observa en general en la industria, la que a su vez está absolutamente condicionada por la capacidad instalada de cada empresa.

Estas conclusiones se ven refrendadas en el mercado por el comportamiento de los precios: el precio de nudo (que corresponde al costo marginal de largo plazo), el precio spot (el costo marginal de corto plazo), y el precio prevaleciente en el mercado de clientes no regulados (precio libre). Los dos primeros precios son fijados administrativamente y no determinados por el mercado, y se calculan como si prevaleciera una industria perfectamente competitiva.

El análisis econométrico muestra, en primer lugar, que el precio de nudo evoluciona muy cercanamente al precio del mercado de clientes no regulados, lo que es evidencia que ningún generador ha podido manipular en forma sistemática la demanda en el mercado. Si así fuese ambos precios se habrían desvinculado, lo que es estadísticamente rechazado por los datos. El hecho que el precio libre haya alcanzado los límites de la banda de ajuste del precio de nudo sólo en dos ocasiones (de 22 fijaciones de precios) reafirma la conclusión.

En segundo lugar, la evidencia empírica sugiere que los generadores no han podido afectar, en forma sistemática, el precio libre en períodos cortos de tiempo. Ello se refleja en que ha sido el precio de nudo el que ha causado el precio libre y no viceversa, como sucedería si algún generador intentase manipular el precio libre para conseguir precios de nudo más altos.

Adicionalmente, la evidencia empírica sugiere que la autoridad no ha fijado el precio de nudo sistemáticamente por encima del costo marginal de corto plazo esperado y que, por ello, dicho precio proveería muy pocas posibilidades de obtener rentas anormalmente altas a los generadores.

La parte final del estudio discute la existencia de barreras de entrada al mercado de clientes no-regulados las que, si bien podrían no afectar la competencia actual en el mercado, pudiesen inhibir la competitividad del sector a futuro. Los trabajos revisados (Raineri, 1996 y Morandé, 1996) desvirtúan la importancia de estas barreras en el sector sobre la base de tres predicamentos. Primero, el que la regulación contemple el derecho a servidumbre sobre la red de transmisión troncal y establezca en forma general los mecanismos para que se acuerden contratos por el uso de la misma. Segundo, el monopolio de la transmisión en alta tensión está siendo crecientemente desafiado, tanto por avances tecnológicos que le restan importancia estratégica a los costos hundidos, como por el cambio radical que implica la llegada de gas natural a Chile, el que permitirá la instalación de centrales térmicas competitivas al lado de los principales centros de consumo. En este sentido, el que Endesa posea una parte significativa de los derechos de agua no se convierte en una barrera de importancia para la entrada de oferentes al mercado. Tercero, las proyecciones de alto crecimiento en la demanda eléctrica para los próximos diez años (7% anual) estimularán a las empresas

existentes a expandirse y a otras nuevas a instalarse en el mercado, lo que producirá una diversificación natural de proveedores.

La evidencia empírica corrobora estas consideraciones; primero, porque el grado de concentración de la industria es variable, lo cual refleja ausencia de barreras de entrada y, segundo, porque los márgenes de comercialización se han ido estrechando, lo que refleja que se está profundizando la competencia en el mercado de manera significativa.

Por último, la adición de servicios complementarios al suministro eléctrico, aunque le da mayor heterogeneidad al bien comercializado, no ha implicado un obstáculo significativo a la competencia en el mercado de clientes no regulados por cuanto la forma de producción de estos servicios contempla insumos que están disponibles para cualquier oferente de forma equitativa. Al contrario, la presión de los productores por atraer clientes no regulados ha llevado a éstos a internalizar rápidamente las ventajas de la competencia.

Apéndice Técnico

Se obtuvo información respecto del costo marginal del sistema, el precio de nudo (incluido el costo de la potencia) y el precio libre de la CNE y Chilectra. La información se encuentra en frecuencia mensual y no ha sido desestacionalizada debido a la evidencia reciente sobre el efecto adverso de métodos de desestacionalización sobre las propiedades dinámicas de las series de tiempo (Olekalns, 1994). No obstante, en las estimaciones se ha puesto énfasis en incluir un número suficiente de rezagos para evitar el problema de estacionalidad.

1. Tests de Estacionariedad

A partir de los trabajos de Nelson y Plosser (1982), Granger (1981) y otros, la econometría moderna de series de tiempo ha puesto en tela de juicio el supuesto implícito de estacionariedad de la econometría clásica, al mostrar que cuando las series son integradas (o no estacionarias) éstas no pueden ser representadas como estacionarias respecto de una tendencia determinística sino que con tendencia estocástica.²² Una consecuencia importante de la no estacionariedad de las series es que en una regresión con variables integradas los residuos no son estacionarios y, en general, los parámetros estimados no poseen una distribución conocida, lo que invalida los tests estándares de hipótesis. Por ello, se ha vuelto rutinario testear el orden de integración de las series previo a la estimación de un modelo con series temporales. En el caso que las series tengan una raíz unitaria resultan necesario realizar el análisis en primeras diferencias.

En este estudio se ha escogido un test paramétrico -el de Dickey y Fuller (1981) aumentado- para este ejercicio, a pesar de que existe evidencia de Monte Carlo que su poder es bajo frente a tests no paramétricos (como la razón de varianzas) en presencia de quiebres estructurales discretos (León y Soto, 1994). No obstante en muestras de alrededor de 100 observaciones -como en este caso- el test de Dickey-Fuller es en general igualmente potente que otros tests. El método consiste en

²² En una serie integrada los momentos que le describen no son independiente del tiempo.

determinar si el parámetro θ en la siguiente regresión es significativamente distinto de cero (en cuyo caso la variable es estacionaria):

$$\Delta \text{Ln}x_t = \alpha + \theta \text{Ln}x_{t-1} + \sum_{i=1}^p \text{T}' \Delta \text{Ln}x_{t-i} + \mu_t \quad (5)$$

donde la suma de valores rezagados elimina el potencial problema de autocorrelación de residuos y $\mu_t \rightarrow N(0, \sigma^2)$. El test de hipótesis no tiene distribución asintóticamente normal sino que tiene distribución DF, la cual está truncada por la derecha y presenta fuerte kurtosis. El cuadro A.1 presenta los resultados de los tests de raíces unitarias aplicados al cost marginal y los precios expresados en moneda constante de diciembre de 1987.

Cuadro A.1
Tests de Raíces Unitarias
1986:5-1995:12

Variable	Test ADF	Variable	Test ADF
Ln Precio Libre	-1.21	Δ Ln Precio Libre	-4.81
Ln Precio de Nudo	-1.53	Δ Ln Precio de Nudo	-5.94
Ln Costo Marginal	-2.04	Δ Ln Costo Marginal	-8.68

Nota: los valores críticos para rechazar la hipótesis nula de que existe al menos una raíz unitaria son -2.59 y -2.91 al 10% y 5%, respectivamente. Todas las regresiones incluyen doce rezagos de la variable dependiente para corregir por autocorrelación.

Como se puede ver en la columna 1 del cuadro, en todas los caso no es posible rechazar la hipótesis nula que su representación de media móvil presente una raíz unitaria, i.e., que sean integradas. Cuando se aplica el test a las primeras diferencias de las series -ver columna 4- es posible rechazar la hipótesis nula en todos los casos a altos niveles de significancia, lo cual sugiere que existe solo una raíz unitaria y que se debe modelar las variables como integradas de primer orden, I(1).

2. *Análisis de Cointegración*

De acuerdo a la evidencia anterior, las series resultan ser claramente no-estacionarias; no obstante, es posible que una combinación lineal de variables integradas de orden (p) presenten un residuo que sea integrado de un orden menor a p (Engle y Granger, 1987). En este caso, es posible que las series *cointegren* dando pie a un residuo integrado de orden cero, i.e, estacionario. En general en tal caso aunque la distribución de los parámetros de una regresión en los *niveles* de las series continúa siendo desconocida, al menos los estadígrafos basados en los residuos (como el R^2 y los tests de autocorrelación) no están distorsionados. Mas allá de sus propiedades estadísticas, la importancia de un modelo que cointegra es que el vector de cointegración describe la relación de largo plazo de las variables, por cuanto un residuo estacionario nos asegura que las variables no pueden diferir sistemáticamente entre sí en el largo plazo.

Existe un número relativamente elevado de tests de cointegración los cuales difieren en términos de poder y aplicabilidad en muestras pequeñas o en sistemas de ecuaciones. En este trabajo ocupamos el más completo de ellos -el de Johansen (1988)- por cuanto es capaz de entregarnos una estimación exacta en muestras de tamaño conveniente. El más común de los tests, el de Dickey-Fuller aplicado a los residuos del modelo de cointegración, presenta problemas derivado de la simultaneidad en la determinación de las variables (Hargreaves, 1994).²³

²³ Otros tests, como el multivariado de Johansen (1988) o el de tres etapas de Engle y Yoo (1987), resultan superiores si el modelo elegido es el correcto o cuando la muestra *para el problema en cuestión* es larga. En nuestro caso, la modelación teórica y la complejidad del problema hacen dudoso el suponer que se cuenta con la especificación correcta. Adicionalmente, es discutible hasta que punto la muestra de 68 trimestres de que se dispone es suficientemente "larga" como para describir el problema adecuadamente desde el punto de vista estadístico; basta pensar que si un shock se disipa en 8 períodos -lo que no es bastante rápido en el contexto de series integradas- en una muestra de 68 observaciones habrán sólo 8 muestras "independientes" para estimar el modelo. Ver Inder (1993) y Hargreaves (1994).

Cuadro A.2
Análisis de Cointegración
(1986:05 1995:12)

Modelo	Valor Propio	Razon de Verosimilitud	Valor Crítico al 5%	Valor Crítico al 1%	Vectores de Cointegración?
I	0.259	37.68	19.96	24.60	Ninguno **
	0.042	4.71	9.24	12.97	A lo más 1
III	0.290	56.61	42.44	48.45	Ninguno**
	0.129	21.66	25.32	30.45	A lo más 1
	0.071	7.55	12.25	16.26	A lo más 2
IV	0.203	24.43	15.41	20.04	Ninguno**
	0.013	1.29	3.76	6.65	A lo más 1

Nota: (**) señala que se rechaza la hipótesis nula al 5%(1%) de significancia.

Como se puede ver, los tres modelos econométricos estimados cointegran y en cada uno de ellos habría a lo más 1 vector de cointegración. Si hubiese 2 vectores de cointegración se entiende que las variables son independientes, en tanto que si hubiese ninguno, entonces se entendería que las variables no cointegran. El hecho que cointegren justifica el análisis econométrico descrito y la interpretación de resultados.

El cuadro A.3 presenta los resultados de las estimaciones de los modelos de cointegración consistentes con los resultados del cuadro de cointegración. Es posible notar que los modelos de cointegración presenta un buen ajuste a los datos (medido por el \check{R}^2 ajustado), cuando se considera que la información mensual suele contener bastante ruido. En el caso del modelo 4, que presenta un coeficiente de ajuste de 52%, es posible que el período de estimación (10 años) podría ser relativamente corto para intentar revelar efectos que podrían tomar un largo horizonte para reflejarse cabalmente. Movimientos en el costo marginal de corto plazo podrían deberse mayormente a inversiones que toman algún tiempo en madurar.

Cuadro A.3
Modelos de Cointegración y Causalidad por Parejas
(1986:05 1995:12)

(a) Modelos de Cointegración

Modelo	Variable Dependiente Precio Libre	Variables Independientes		Constante	R ² Ajustado
		Precio Nudo Marginal	Costo		
I	1	0.937 (8.44)	-	0.564 (0.59)	0.747
III	1	0.974 (10.38)	0.074 (2.88)	-0.32 (-0.49)	0.744
IV	-	1	0.20 (10.88)	6.91 (45.54)	0.518

Nota: La variable dependiente en el último modelo es el precio de nudo.

(b) Test de Causalidad de Granger

Hipótesis Nula	Test de Rezagos	Probabilidad
Precio de Nudo causa Precio Libre	3.22	0.8%
Precio Libre causa Precio de Nudo	1.16	32.1%

Referencias

- Baffes, J. (1994): "Does comovement among exchange rates imply market inefficiency?", *Economic Letters*, vol 44, p. 273-280.
- Baumol, W; J. Panzar; y R. Willig (1982): *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, Harcourt, Brace, & Jovanovic, New York.
- Dickey, D. and W. Fuller (1981): "Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root", *Econometrica*, vol. 49, pp. 1057-1072.
- Engle, R. and C. Granger (1987): "Co-Integration and Error-Correction: Representation, Estimation, and Testing", *Econometrica*, vol. 35, pp. 251-276.
- Granger, C.W.J. (1981): "Some properties of time series data and their use in econometric model specification", *Journal of Econometrics*, vol. 16, pp. 121-130.
- Granger, C.W.J. (1989): "Further Developments in a Concept of Causality", *Journal of Econometrics*, vol. 17.
- Granger, C.W.J y P. Newbold (1974): "Spurious Regressions in Econometrics", *Journal of Econometrics*, vol. 2, pp. 111-120.
- Hargreaves, (1994): *Non-Stationarity Time Series Analysis and Cointegration*, (ed). Oxford University Press.
- Inder, B. (1993): "Estimating Long Run Relationships in Economics: A Comparison of Different Approaches", *Journal of Econometrics*, vol. 57, pp. 53-68.
- Kaminsky, G. (1988): "The Real Exchange Rate since Floating: Market Fundamentals or Bubbles", mimeo, University of California, San Diego.
- Leighton, P. (1995): "Estudio sobre el comportamiento de las empresas eléctricas en Chile", mimeo CEPAL.
- León, J. and R. Soto (1994): "Testing for Unit-Roots under Structural Breaks: a Montecarlo Investigation", mimeo.
- Morandé, F. (1996): "Incentivos a la discriminación en la industria eléctrica", mimeo.
- Olekalns, N. (1994): "Testing for Unit Roots in Seasonally Adjusted Data", *Economic Letters*, vol. 45, pp. 273-279.

Quiroz, J. and R.Soto (1995): "International Price Signals in Agricultural Markets: Do Governments care?", Documento de Investigación #94, Programa de Postgrado en Economía, ILADES-Georgetown University.

Raineri, R. (1996): "Relevancia de las barreras de entrada a la industria de generación eléctrica", mimeo.

Soto, R. (1996): "El Tipo de Cambio Real de Equilibrio: Un Modelo de Series de Tiempo No Lineal", por aparecer en F. Morande y R. Vergara (eds.) *Análisis Empírico del Tipo de Cambio en Chile*.