

Licitaciones Eléctricas en Chile: presentación Comisión Economía Cámara de Diputados

1. Dado que el capital, insumos y tecnologías de generación de energía son transables en su mayor parte, los precios de la energía eléctrica deberían converger bajo mercados competitivos. Las distorsiones artificiales en los precios sólo hacen más lento este ajuste, pero no lo eliminan.

2. Bajo un escenario de equilibrio competitivo, nadie regala la energía – independientemente de si es productor o importador de insumos energéticos - y todos obtienen una rentabilidad normal en su negocio. Los precios internacionales de los insumos de energía muestran una alta correlación debido a su elevado grado de sustitución.

3. Al corto plazo, los altos precios del petróleo y sus sustitutos junto a los ajustes en la matriz eléctrica chilena por el corte de gas natural argentino explican CMg sobre US\$ 300 por MWh; sin embargo, una vez que los ajustes se producen, los precios deberían volver a niveles de equilibrio (como referencia, 1983-2008 Precio Nudo de US\$ 45 por MWh y barril de petróleo a US\$ 38).

4. ¿Comparar los precios de la energía eléctrica con Estados Unidos? Este es un mercado competitivo al que debería converger Chile. No se asume un modelo; son transacciones reales.

5. Si Chile se mantiene con precios de la energía permanentemente más altos que aquellos de mercados competitivos, entonces se afecta negativamente su desarrollo. Las inversiones en generación eléctrica requieren retornos normales sobre el capital; el exceso de rentabilidad es innecesario y sólo daña las perspectivas del país. Transfiere riqueza, no crea riqueza.

6. El estado actual de las licitaciones del SIC permite una potencial transferencia neta de riqueza del consumidor al generador, sin justificación de eficiencia económica y para los próximos 10 a 15 años (2010 +), de **US\$ 1.680 mm anuales**, equivalentes a aproximadamente un **1% del PIB**.

7. En el SIC, el resultado agregado de las 3 licitaciones -actualizado a febrero 2009- es de US\$ 82,6 por MWh de energía, estando el 75% de la energía contratada indexada al CPI de Estados Unidos y un 25% al precio del carbón, GNL o diesel (Systep Ingeniería y Diseños). La autoridad estimó el valor de la energía de las licitaciones en US\$ 77 por MWh para enero 2009. En igual mes, y para equivalentes insumos, el precio medio ponderado de las transacciones de energía en USA fue de US\$ 57 por MWh. **La diferencia, un sobreprecio de US\$ 20 por MWh que afecte a todo el consumo eléctrico en Chile – regulado y no regulado - significaría una transferencia neta del consumidor al generador de US\$ 1.120 mm anuales. Además, en Chile y no en USA, existe un cobro adicional por potencia, que medido en términos de energía, llevaría a un aumento en el sobreprecio en cerca de US\$ 10 por MWh, o US\$**

560 mm adicionales anuales. Desde que comenzaron las transacciones mayoristas de energía en USA en 2001, el precio medio ponderado fue de US\$ 51 por MWh entre 2001 y 2007, en US\$ de 2008. El año 2008 los principales siete centros transaccionales promediaron US\$ 75 por MWh. Las licitaciones chilenas generan precios **permanentemente más altos que este histórico 2008** (US\$ 100 el barril).

8. La matriz americana (2000 a 2007) muestra un estable 50% de generación mediante carbón, alrededor de 19% en gas natural, 20% en energía nuclear y algo menos de 7% en hidroelectricidad, quedando el resto en otras fuentes menores. En el caso del SIC, de los 14.719 MW de potencia en evaluación en el SEIA, un 48% es en base a carbón y un 28% es hidráulico. En el SING, de 2.333 MW de potencia en evaluación en el SEIA, un 76% es en base a carbón. De la potencia instalada actual del país de 13.136 MW, un 38% es hidráulico y el saldo es térmico. En el SIC, los tres mayores operadores generan alrededor del 92% de la energía total (47% Endesa y filiales, 24% Colbun y 21% AES Gener- Guacolda). En el SING, los también tres mayores operadores generan cerca del 87% de la energía del sistema (55% Suez Tractebel – Codelco, 21% Endesa – Southern Cross y 11% AES Gener).

9. Los mayores problemas de las licitaciones han sido los siguientes:

- la obligatoriedad de éstas y su falta de flexibilidad, no pudiendo suspenderse por períodos largos, quedando prácticamente entregadas las distribuidoras al reducido sector generador.
- las distribuidoras promedian el costo de su energía entre todas ellas – bajo un promedio con más o menos 5% -, no existiendo así mayor incentivo individual para exigir menores precios.
- de alguna manera, las condiciones y plazos de las licitaciones quedaron diseñados para ser cumplidos mayormente por actuales operadores, no atrayendo así terceros nuevos operadores.
- los precios máximos definidos en las bandas de precio se incrementaron cuando hubo procesos desiertos, en vez de postergar las licitaciones por plazos prudentes. Incluso esos precios máximos han estado muy influidos por consideraciones de costos marginales de corto plazo, cuando en realidad se estaba licitando contratos de largo plazo, hasta por 15 años.
- la histórica influencia de los precios de clientes libres sobre los regulados se eliminó e invirtió.
- el resultado final es el de una colusión implícita entre los pocos generadores, donde las distribuidoras no tienen grados de libertad ni incentivos para reducir costos por energía, generando así precios que no se condicen con condiciones competitivas. El precio máximo de la banda actúa como una fuerte señal y como son pocos los operadores actuales y esperados, en que existe una baja probabilidad que los otros cubran toda la demanda de las distribuidoras por ellos mismos, la respuesta natural es subir los precios más allá de sus costos de largo plazo. Por falta de actores

que compitan, existe una alta probabilidad a que el precio alto sea aceptado.

10. Para dar una señal de seriedad, la última licitación del SIC (tercera) debería ser declarada desierta, autorizando a las distribuidoras a postergar la licitación o a definitivamente suspender, contratando cada una individualmente cuando sea conveniente. Las inversiones implícitas en las ofertas se van a hacer igualmente, por cuanto son rentables bajo condiciones normales de precios. No existe aquí un problema eventual de falta de inversiones. A mayor plazo, se deberá evaluar la modificación del DFL 4 que como está puede costar US\$ 1.680 mm anuales al país, así como revisar las restricciones para invertir en generación y temas de **competencia (DL 211)**.

Manuel Cruzat Valdés
Valparaíso, 14 de abril de 2009