

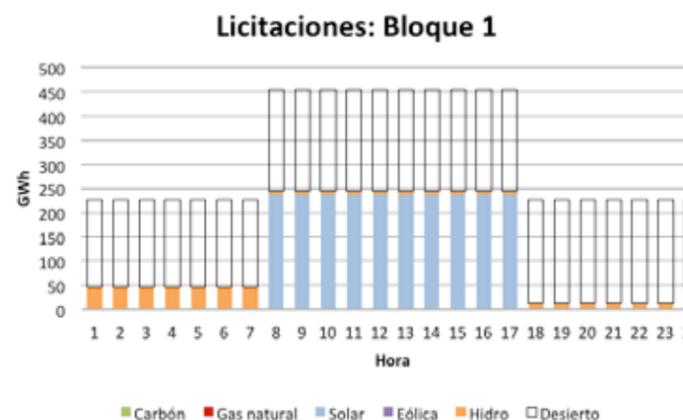
Licitaciones eléctricas e inversiones en energías renovables.

Por Evangelina Dardati* y Ramiro de Elejalde**

Con el fin de asegurar el suministro eléctrico e incentivar la inversión, desde 2005 funciona en Chile un sistema de licitación de energía eléctrica de largo plazo para el suministro a clientes regulados (consumo residencial y empresas pequeñas). Las empresas distribuidoras licitan suministros de energía con una antelación mínima de tres años para cubrir su demanda esperada hasta por 15 años. Cada licitación se divide en bloques que difieren en el año que comienza el suministro, el monto anual a suministrar y la distribuidora que lo licita. Las generadoras, a su vez, presentan sus ofertas sobre las cantidades que están dispuestas a ofrecer a los distintos precios y la producción agregada (sumando la producción en cada bloque) que están dispuestos a ofrecer. La adjudicación se realiza en base a un algoritmo que busca minimizar los precios pagados por las distribuidoras mientras que las generadoras reciben el precio fijado en su oferta.

En los últimos años, el sistema de licitaciones ha recibido distintas críticas por el aumento de los precios pagados en las licitaciones. En este sentido, los datos son contundentes: las distribuidoras pagaron 68,4 us\$/ MWh en las licitaciones de 2006, 98,9 us\$/MWh en el año 2010 y 135,9 us\$/MWh en el año 2013. Hay distintas explicaciones sobre estos números: razones climáticas como la sequía del período 2010-2013, aumento de precios de los insumos, aumento de las barreras a la entrada por oposición de grupos ciudadanos, trabas administrativas, políticas y judiciales, y problemas de competencia que pueden llevar a los incumbentes a retrasar las inversiones de manera estratégica. Como se ve, existe una importante controversia sobre las causas principales del aumento de los precios que exceden el análisis en este artículo.

En respuesta a este aumento de precios, el gobierno presentó la ley 20.805 que modifica algunas características de este proceso con el fin de incentivar la participación de nuevas empresas en las licitaciones. El diagnóstico subyacente del gobierno es que existe un problema de competencia en generación que puede ser corregido en parte, con un cambio en el diseño de las licitaciones. En el proceso de licitación 2013/03 segundo llamado, que se adjudicó en diciem-



bre de 2014 ya se incorporaron algunos de los cambios permitidos por la ley para incentivar la participación de nuevas empresas, y en particular de energías renovables intermitentes. El principal cambio se refiere a que antes las licitaciones se hacían por 24 horas, mientras que el último proceso de licitación estipuló la creación de tres franjas horarias: de 23:00 a 7:59hs, de 8:00 a 17:59hs y de 18:00 a 22:59hs. Así, se facilita que tecnologías cuya producción depende de la hora del día, principalmente la solar, puedan ofrecer energía, sin tener que comprar en el mercado spot en los momentos del tiempo en que no pueden producir.

En la licitación 2013/03 segundo llamado, los bloques 1 y 2 se licitaron utilizando las tres franjas horarias mientras que los bloques 3 y 4 se licitaron de la forma tradicional. Esta modificación de la ley trajo resultados interesantes.

En primer lugar, nuevas empresas de generación con renovables se adjudicaron distintos contratos: Empresa Eléctrica Carén S.A., Norvind S.A. y San Juan S.A. de LAP Latin America Power, Chungungo S.A. y Pelumpén S.A. de SunEdison Chile, SPV P4 S.A. de Juwi, Energías Renovables de Chile, Santiago Solar S.A., Empresa Eléctrica ERNC1, Energía Cerro El Morado S.A., Acciona Energía Chile SpA y Abengoa Chile S.A. Segundo, el precio promedio pagado por las distribuidoras fue de 108,4 us\$/MWh, un precio alto, pero quiebra la tendencia creciente de los años anteriores. Tercero, como se puede observar en los gráficos 1 y 2 empresas con

proyectos de generación solar se adjudicaron casi la totalidad de los contratos en la franja de 8:00 a 17:59 de los bloques 1 y 2. En dichos bloques, las franjas 23:00 a 7:59 y 18:00 a 22:59 se adjudicaron a empresas con generación hídrica de pasada o eólica. Sin embargo, 80% del suministro licitado en dichas franjas se declaró desierto. Por último, en los bloques 3 y 4 donde los contratos no se dividieron por franjas horarias, la empresa Abengoa con proyectos de generación solar se adjudicó contratos por 864 GWh anuales. Este caso es muy interesante porque Abengoa respaldó su propuesta con un proyecto de generación solar con almacenamiento de energía térmica en sales fundidas. Esta innovación tecnológica ayuda a resolver el problema más relevante de las energías renovables: la intermitencia. Todavía es temprano para conocer la eficacia de dicha tecnología, pero es un caso que se debiera seguir de cerca.

Para poder realizar un análisis costo/beneficio de la ley aún hay interrogantes. Tal como lo explicamos anteriormente, la adjudicación de contratos a proyectos solares aumentó considerablemente. El correcto funcionamiento de las licitaciones requiere que no exista posibilidad de poder de mercado y un mercado muy concentrado puede generar dudas sobre un comportamiento estratégico por parte de las empresas. El hecho que en esta última licitación firmas pequeñas hayan entrado es algo positivo que ayuda a disminuir la concentración en el mercado.

Ahora bien, la primera pregunta que surge es si la incorporación de franjas horarias es la política correcta para promover el uso de energías renovables. Recordemos que ya existe en Chile la ley 20.257 que fomenta el uso de energías renovables mediante un sistema de cuotas y transferencias entre empresas.

Además no es claro que la incorporación de los sub-bloques horarios minimice los costos del sistema. Es decir, sabemos que los costos en cada franja serán los más bajos, pero en el período de 24 horas no es claro que este sea el caso. Consideremos, por ejemplo, una carbonera que vende energía en dos de las franjas horarias. El hecho de no haber ganado la licitación en la franja central puede generar que sus costos para las otras dos franjas sean mayores, aumentando el costo promedio de la electricidad. Este aumento de costos puede generar incrementos en las tarifas eléctricas. Es decir, el hecho que las energías renovables sean intermitentes genera una externalidad negativa al resto del sistema. Queda analizar si el beneficio de la menor contaminación que produce es mayor o menor al costo que la intermitencia genera.

Finalmente, cabe destacar que no existe una amplia literatura sobre los efectos de las licitaciones por franjas horarias dado que es una política relativamente nueva, tanto en Chile como en otros países. Por ello muchos resultados son todavía difíciles de prever y es necesaria más investigación. ■

*Phd de Universidad de Texas en Austin y Académica FEN UAH.

**Doctor en Economía, Universidad Carlos III de Madrid, España y Académico FEN UAH.