

Generación eléctrica privada en Costa Rica

LEINER VARGAS

La generación privada de energía eléctrica no es un hecho nuevo y tiene raíces históricas muy particulares en Costa Rica. Se trató de un esfuerzo por atraer inversión al segmento de generación en determinados momentos en que el país requería aumentar su inversión en fuentes renovables y no se contaba -al menos en el discurso del Gobierno y en forma oficial- con recursos financieros para financiar toda la expansión eléctrica en energía renovable para el país. La legislación creada desarrolló un nicho para la generación hidroeléctrica de pequeña escala y, posteriormente, para la generación eólica y, más recientemente, a través de los proyectos *bot*, para otras opciones como, por ejemplo, la cogeneración en los ingenios azucareros.

Muchas de estas opciones ya eran desarrolladas en pequeña escala por empresas para el autoconsumo y, con la legislación de principios de los noventa -leyes 7.200 y 8.520 y otras reformas posteriores-, se generó el espacio competitivo para la producción para el mercado, en este caso para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad (Ice) como único comprador o monopsonio de mercado¹. De esta forma, la creación del nicho de generación privada se limitó a las fuentes renovables y, además, fijó montos límite de escala de los proyectos: primero a 15 MGH y luego a límites de conjunto inferiores a 50 MGH de capacidad de generación. Siempre dejando afuera la fuente térmica, que quedó solamente para la generación de parte del sector público, particularmente del Ice.

Mucho de lo que sucedió en este proceso de inicios de los años noventa -conflictos sobre concesiones, precios no acordes con las condiciones del mercado, uso privilegiado de unas fuentes más caras que otras en el despacho eléctrico y otros-, fue provocado por la inexistencia de legislación apropiada en otras áreas, como la del recurso hídrico, que efectivamente estaba a cargo del antiguo Servicio Nacional de Electricidad, por lo que, con los cambios regulatorios y la creación de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, así como con los cambios en el Ministerio de Ambiente y Energía (Minaet), se produjo un vacío legal sobre quién y cómo regular el tema ya no solo de concesiones de agua sino también de las normas tarifarias que regían los contratos entre el Ice y los cogeneradores privados de electricidad.

Con la reciente aprobación en segundo debate legislativo de la *Ley marco de concesión para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica* se resuelve por lo menos dos temas centrales. Primero, el de la definición del ente y los principios regulatorios de las tarifas que rigen el precio de la energía comprada por el Ice a los privados; y, segundo, se define claramente al Minaet como el ente que determinará la entrega de concesiones de agua para la generación de energía hidroeléctrica. Si bien el proyecto es polémico, la *Ley* pone punto final a un vacío legal que hacía peligrar el ingreso al sistema eléctrico de proyectos que, si bien ya habían estado en el sistema, no tenían concesión de aguas que les permitiese seguir operando (el cuadro 1 muestra la situación del sector en el año 2007).

Entonces, es importante preguntarnos: ¿es bueno o malo el resultado?, ¿hasta dónde la energía hidroeléctrica en pequeña escala puede fomentarse? y ¿qué cuencas deberán ser más o menos intervenidas? Este tema queda pendiente en una ley marco de aguas que aún no cuenta con un visto bueno del Congreso, pero que sin duda deberá definir un derrotero claro para el futuro desarrollo del país. Una de las principales cuestiones es si será o no posible intervenir cuencas que se encuentran ligadas a *clusters* de turismo, a uso protegido como reservas y parques y, sobre todo, a lugares donde exista conflicto para uso agrícola o para actividades alternativas. Se trata, entonces, de un tema no resuelto. Al menos sabemos que el Minaet deberá plantearse un mapeo y una zonificación que garantice que tengamos suficiente energía, pero, al mismo tiempo, logremos preservar las fuentes y el uso del agua para otras actividades, incluyendo el valor mismo de mantener los ríos en su estado natural.

En general, en este tema la principal preocupación es que la legislación se ha venido construyendo a retazos,

El autor, economista, es profesor e investigador en la Universidad Nacional (lvargas@una.ac.cr).

¹ A diferencia del monopolio, donde existe un único vendedor en el mercado, el monopsonio se caracteriza por ser una situación donde solamente existe un comprador, a pesar de la existencia de muchos posibles vendedores. En el caso del sector eléctrico costarricense, la inexistencia de apertura de mercado y la regulación existente garantizan que solamente el Ice pueda comprar en ese mercado; aunque con la interconexión eléctrica nueva, Siepac, se podrá vender no solamente al Ice sino también a otros participantes del mercado regional centroamericano.

por medio de pequeños avances, algunas veces retrocesos que no dan un marco regulatorio apropiado. Entonces, este proceso de cambio institucional no necesariamente avanza en la dirección de integrar una matriz energética sustentable a largo plazo, sino que va resolviendo en el corto plazo una serie de obstáculos, pero, al mismo tiempo, se genera un patrón institucional que puede alterar las posibilidades futuras de desarrollo del sector mismo o de otros sectores relacionados, particularmente el de los bienes y servicios ambientales.

Cuadro 1. Situación del sector eléctrico en Costa Rica al 31-12-2007.

Generación			Transmisión		Distribución		
Capacidad instalada	MW	%	Líneas de transmisión	Km	Ventas SEN	GWh	%
Ice	1.692,27	77,56	Circuito simple		CNFL	3.239	39,66
Bot Miravalles	29,55	1,35	Voltaje		Ice	3.244	39,73
Bot el general	42,00	1,92	138 KV	211	Jasec	473	5,79
Bot La Joya	51,00	2,34	230 KV	693,4	ESPH	482	5,90
CNFL	88,00	4,03	Circuito doble		Coopesca	302	3,70
Zares-Río Azul	3,70	0,17	Voltaje		Coopegua-nacaste	294	3,60
Jasec	24,67	1,13	138 KV	494,7	Coopesantos	112	1,37
ESPH	19,85	0,91	230 KV	314	Coopelfaro	20	0,24
Coopesca	25,50	1,17					
Privados	205,48	9,42					
Total	2.182,02	100		1.713,10		8.166	100

Fuente: Grupo Ice, 2007. Datos relevantes del sector electricidad. Extraído el 20 de marzo de 2009 desde http://www.grupoice.com/esp/ele/planinf/docum/datosgenerales_ele_dic2007.pdf

Una contradicción importante en el entorno del mercado y el tema institucional atinente es la existencia de un tratado marco que se sustenta en lo que podríamos llamar un enfoque de apertura del mercado y un entorno local que sigue considerando, esencialmente, un esquema de arquitectura de mercado y estructura suya muy acordes con las características de un sistema basado en costo medio y administración pública del mercado. Tenemos, entonces, una orientación centroamericana que se intenta acercar a incentivos de corto plazo en lo que se llamaría precio marginal y un sistema de precios interno que se guía por costo medio. Esta contradicción puede generar incentivos perversos para exportar o importar energía, debido a que las normas y regulaciones de mercado son distintas.

Otra pregunta de peso en este campo es si continuaremos con una visión de autorregulación o responsabilidad social empresarial en la temática del ambiente o se intentará un modelo de internalización de externalidades con otro sentido; es decir, si se considerará positivamente aquellos bienes o servicios ambientales positivamente o negativamente afectados con la actividad energética relacionada. El tema no solamente involucra una preocupación por acercar los precios de mercado a los costos sociales y ambientales, producto de que para algunas fuentes de energía su huella ecológica o su matriz de contaminación es mayor, sino que también permitiría premiar fuentes y procesos alternativos, tales como el ahorro energético, con valores positivos en el ambiente, además del costo de oportunidad propio reflejado en los precios del mercado.

El debate, hasta el presente, ha sido sobre incorporar actores privados, empresas, municipalidades, cooperativas en un nicho de producción o generación que garantice aumentar la oferta de recursos e inversión y el desarrollo de proyectos en pequeña escala. Sin embargo, con la firma del convenio de Siepac y la integración del mercado de energía a escala centroamericana se viene una nueva fase en el proceso de reforma institucional. Las alternativas son claras; una opción sería integrarse con un modelo institucional esencialmente público, como el que hay actualmente, donde existe un monopsonio en la compra y un oligopsonio en la venta de energía, o re-adequarse mediante una reforma institucional profunda a las modalidades de mercados semi o abiertos, generando condiciones para una participación del sector privado en todos los segmentos de la industria o, por lo menos, en aquellos donde existe posibilidades de crear competencia. Esta modalidad, que fue rechazada en el marco de la reforma que se conoció como *combo del Ice*, podría revivirse en las actuales circunstancias.

En mi criterio, la mejora institucional debe venir por una mayor transparencia en materia de asignación de precios y de la incorporación de las externalidades positivas y negativas dentro de dichos precios de mercado. Esto significa mejorar sustantivamente los mecanismos regulatorios y fortalecer la institucionalidad del despacho

eléctrico, que debería consolidarse como una organización distinta a la empresa que compra y vende energía. De igual forma, creo importante que se reconozca diferentes servicios que brindan los distintos proyectos, de tal manera que se pague no solamente por energía y potencia sino también por otros factores de calidad asociados. La segmentación del Ice en empresas regionales de generación, a pesar de mantenerse como corporación, podría favorecer una mejora en la asignación de recursos y un fortalecimiento de la democracia económica, en tanto los beneficios de generación deben de procurar llevarse a aquellos lugares donde se está explotando el recurso. Este planteamiento de reforma democrática de la empresa y del sector podría reducir sustancialmente la oposición local a los proyectos, dado que garantizaría que los beneficios de la generación fueran distribuidos en forma mucho más transparente entre las comunidades que poseen el recurso. El fortalecimiento del pago por servicios ambientales debe ser fundamental en el Ice, algo que ayudará a empujar este tipo de relación sistémica entre las actividades energéticas y el ambiente.



Costa Rica

Gino Biamonte