

DESAFÍOS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ

Lima 9 abril | Los intercambios físicos de energía en el Perú son administrados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual inyecta primero al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) la energía producida por las generadoras más eficientes con el objetivo de construir una curva de oferta de energía eléctrica eficiente. Las empresas de transmisión se encargan del transporte de la energía hacia las subestaciones reductoras de voltaje para luego ser transportada por las distribuidoras o despachada a los clientes libres¹. Si la energía es derivada a las distribuidoras, se transportan principalmente a los clientes regulados², aunque las distribuidoras también pueden abastecer a los clientes libres. Los intercambios monetarios se definen de acuerdo con el tipo de mercado: libre y regulado, donde la primera, se refiere a la comercialización entre generadoras, distribuidoras y clientes libres, y la segunda, a la comercialización entre generadoras, distribuidoras y clientes regulados. Por otro lado, en el mercado *spot* (mercado de corto plazo), participan generadores, distribuidores y usuarios libres con las condiciones establecidas por el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad³; los precios se determinan en función a los costos marginales de corto plazo, siendo este además un indicador importante del precio de la energía para futuros contratos entre generadoras y clientes libres.

Entre las principales distorsiones que presenta el sector se encuentran las inflexibilidades operativas, producto del cálculo del costo marginal, y la sobre oferta de energía, que ha conducido a la evolución a la baja del precio *spot*. El cálculo del costo marginal ha generado polémica en cuanto a la clasificación del gas natural como un costo fijo para las empresas termoeléctricas, debido a que estas cuentan con contratos *take or pay*, por lo que no se consideran dentro del cómputo del costo marginal; con ello, las térmicas han declarado un costo marginal menor al de las centrales hidroeléctricas y debido a ello el COES ha despachado primero la energía de las térmicas, en perjuicio de las hidroeléctricas.

Adicionalmente, el mercado energético presenta un exceso de oferta en la generación eléctrica, presionando a la baja los precios en el mercado *spot*. El precio del mercado *spot* ha mantenido una tendencia a la baja, ubicándose en menos de 8.5 USD/MWh en promedio entre enero y septiembre de 2019, explicado tanto por la sobreoferta de energía y como también por la distorsión en el cálculo del costo marginal. En el mes de abril de 2020, debido a la contracción de la demanda eléctrica tras la paralización de muchos sectores económicos por la declaratoria del Estado de Emergencia Nacional ante el brote del COVID-19, el costo marginal⁴ marcó un mínimo histórico de 3.37 USD/MWh, situando el precio *spot* en 1.15 cts S/ por kWh⁵; durante el segundo semestre del año se observó una recuperación de la demanda, con lo cual el costo marginal cerró en 9.55 USD/MWh, superando en 24.8% al nivel registrado en diciembre 2019 (7.65 USD/MWh).

Según estimaciones de empresas generadoras y la Sociedad Peruana de Energías Renovables, el fin de la sobreoferta habría terminado en 2022, teniendo en consideración la ejecución de importantes proyectos de inversión, principalmente del rubro minero; asimismo, el costo marginal se habría incrementado a más de 150 USD/MWh, según proyecciones del SEIN. Sin embargo, debido a la contracción de la economía y el retraso de varios proyectos mineros a raíz de la declaratoria del Estado de Emergencia, es de esperar que se prolongue la sobreoferta eléctrica en la industria y por ende el precio *spot* se mantenga a la baja. No obstante, hoy existe una mayor incertidumbre sobre la evolución de los precios del mercado *spot* en el mediano plazo dada la publicación del proyecto por Osinergmin⁶ (marzo 2021) sobre el procedimiento técnico para la declaratoria de precios de gas natural en la generación eléctrica, que de acuerdo con la Sociedad Nacional de Industrias (SNI), basados en estudios de consultoría, esta nueva regulación conllevaría a un incremento de las tarifas de electricidad en un +28% para los hogares y un +55% para las industrias entre los años 2021 y 2030.

Por otro lado, la evolución a la baja del precio *spot* ha conllevado a la sobrecontratación de las distribuidoras, producto de la migración excesiva de clientes regulados al mercado libre, incentivados por la distorsión de los precios.

¹ Clientes con una demanda máxima anual superior a 2,500 kW. Suelen ser importantes complejos mineros, comerciales e industriales.

² Clientes con una demanda máxima anual inferior a 200 kW. Suelen ser los hogares.

³ El Reglamento fue aprobado mediante DS N° 026-2016-EM y entró en vigor a partir del 01 de enero de 2018.

⁴ Como referencia la barra Santa Rosa 220 kV.

⁵ Osinergmin, Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Electricidad – N° 17 junio 2020.

⁶ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

Ante ello, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) creó la Comisión de Reforma del Sector Eléctrico (CRSE)⁷ con la finalidad de efectuar una reforma eléctrica integral, por lo que es necesario mencionar que el sector eléctrico peruano se enfrenta a una serie de retos muy significativos y complejos; la situación de sobreoferta y los precios deprimidos del mercado *spot* han causado además un freno en las inversiones de plantas de generación, por lo que el fin de la sobreoferta podría conllevar al uso de fuentes energéticas caras y contaminantes para poder cubrir la demanda eléctrica, incrementando así el precio de la energía (hasta 700% de acuerdo con declaraciones del gerente general de la Sociedad Peruana de Energías Renovables), además de la caída en el *ranking* de competitividad mundial, la cual a su vez se traduciría en menores inversiones y un menor crecimiento económico, esto sin considerar el proyecto recientemente publicado por el Osinergmin que incrementaría también las tarifas de electricidad. Resulta, por tanto, indispensable que la reforma del sistema eléctrico tenga una visión de largo plazo pues las regulaciones de corto plazo sólo podrían agravar las existentes distorsiones del mercado; asimismo, se priorice en conjunto la libertad de los consumidores y la competitividad del mercado.

⁷ El CRSE se creó mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM, con un plazo de vigencia de 24 meses contados a partir del 11 de julio de 2019. Está encabezada por el titular del Viceministerio de Electricidad, en la que también están involucrados OSINERGMIN y el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).