PUNTO de EQUILIBRIO

CENTRO DE INVESTIGACIÓN | UNIVERSIDAD DEL PACÍFICO

ESTRATEGIA EMPRESARIAL NEGOCIOS INTERNACIONALES

Distribución eléctrica en Lima Metropolitana: ¿monopolio chino? por José Luis Bonifaz

Autor

José Luis Bonifaz

bonifaz_jl@up.edu.pe

24 marzo, 2023

El Grupo Enel confirmó su salida del Perú en noviembre del 2022. En medio de una estrategia global para reducir deuda y optimizar su cartera de negocios, la compañía energética italiana anunció un plan de venta por US$ 21,590 millones, incluyendo sus activos en Perú.

Enel controla el 83.15% de Enel Distribución Perú, el 83.6% de Enel Generación Perú, el 96.5% de Enel Generación Piura, el 100% de Enel X Perú (estaciones de recarga para autos eléctricos) y el 100% de las acciones de Enel Green Power (proyectos de generación eléctrica renovable), siendo un actor muy importante en el mercado eléctrico del Perú.

En febrero del 2023, Bloomberg anunció que China Southern Power Grid Co., empresa estatal que construye y opera redes eléctricas en el mercado chino, estaría interesada en comprar las operaciones de distribución de Enel Perú por US$ 3,000 millones. Este sería uno de los acuerdos transfronterizos más grandes de un comprador chino este año.

De concretarse la adquisición, toda la distribución eléctrica de Lima Metropolitana quedará en manos de estatales chinas, parecido a lo que ocurrió en el siglo pasado con una estatal peruana. La adquisición de los activos de distribución de Enel en Perú ayudaría a impulsar la presencia de China Southern Power en Latinoamérica, después de que en 2018 compró una participación del 28% en la empresa de servicios públicos chilena Transelec S.A. (de Brookfield Infrastructure Partners) por alrededor de US$ 1,300 millones (al respecto, ver notas CeCo “State Grid y CGE: Lo que la FNE no puede ni debe hacer” y “Compra de CGE por State Grid: aprobación de la FNE y la necesidad del pronunciamiento de la SEC”).

En la actualidad, Enel Distribución Perú provee energía eléctrica a la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Las operaciones de generación y distribución de Enel en

Perú cuentan con más de 1.5 millones de clientes, según indica el sitio web de la empresa.

No obstante, las fuentes de Bloomberg puntualizaron que las concesiones están en curso y que no hay certeza de que China Southern Power proceda con una oferta real.

Un poco de historia

La situación del servicio de electricidad en 1990 en Perú, se caracterizó por tener un sistema muy precario, con una importante acumulación de deuda estatal y racionamientos del servicio por falta de mantenimiento o recursos. Esta situación provocó que el gobierno decidiera tomar medidas concretas para fomentar la inversión privada, y así restructurar la forma en que operaba el sector eléctrico en el país.

La privatización de Electrolima empezó el 22 mayo de 1992, con la inclusión de esa empresa en el proceso de promoción de inversión privada. La Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844, su Reglamento DS 009-93-EM y sus modificatorias DS 02-94-EM) estableció la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución. Por ello, se dividió Electrolima entre sus actividades de generación y distribución, creando una empresa generadora (EDEGEL) y varias empresas distribuidoras: 2 en Lima (EDELNOR y EDELSUR) y 2 en provincias (EDE Chancay y EDE Cañete).

Es así que, mediante la Resolución Suprema 165-93-PCM del 10 mayo 1993, se ratificó el acuerdo de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada “COPRI” (hoy Proinversión), y se autorizó a Electrolima a constituir EDELNOR y EDELSUR para la distribución de electricidad, y a constituir una generadora. El 1 de enero de 1994 empezaron las operaciones de EDELNOR y EDELSUR, mientras que las ventas del 60% de acciones de cada empresa a los operadores estratégicos se realizaron el 12 de julio de 1994, y la fecha de cierre para ambas fue el 18 de agosto del mismo año.

Si bien las bases de los concursos para la privatización de ambas distribuidoras (en adelante, “las Bases”) establecieron que cada postor precalificado sólo podía comprar una de las dos empresas, ninguno de los objetivos explícitos de la privatización, desde su concepción original, suponía la necesaria partición de la distribución eléctrica en Lima en 2 empresas. Es decir, los objetivos podían lograrse también con una sola empresa distribuidora bien administrada para toda la ciudad. El hecho que Electrolima brindase un servicio inadecuado para los habitantes de Lima no se explicaba porque el tamaño de la empresa fuese excesivamente grande, sino por tratarse de un operador ineficiente.

Para ser postor de EDELNOR y EDELSUR, se pedía el cumplimiento de indicadores técnicos y financieros, con el objetivo de asegurar que el inversionista tuviera características similares a dichas distribuidoras. Dentro de estos requisitos se solicitaba: (i) clientes por trabajador (370); (ii) energía facturada por trabajador (2.2 GWh); (iii) número de clientes (575 mil); (iv) energía facturada (2,575 GWh); (v) activo total (US$ 300 millones), y (vi) patrimonio neto (US$ 100 millones).

Es posible que la magnitud de estos indicadores haya sido una de las motivaciones para que el asesor de COPRI recomendase la partición en 2 empresas distribuidoras en Lima, pues al evitar cifras considerablemente mayores para estos indicadores se incentivaría un mayor número de postores potenciales.

Sin embargo, como durante el proceso se perfilaban fuerte sólo 2 consorcios, el Comité de Privatización, que quería más competencia, amplió el plazo para permitir que se formasen otros consorcios. Más aún, dentro de las estrategias a seguir, el referido Comité llegó incluso a evaluar la adjudicación de las 2 distribuidoras a un solo postor, lo que fue una clara muestra de que no estaba “escrito en piedra” que Lima tenía que contar con 2 operadores distintos -a pesar que ya se había decidido conformar las 2 empresas: EDELNOR y EDELSUR.

Finalmente, vencidos los plazos de postergación, el Comité continuó con el proceso de acuerdo al diseño original, y logró la precalificación de 4 consorcios postores: 2 de ellos presentaron ofertas por EDELNOR y 3 por EDELSUR (el cuarto postor desistió de presentar ofertas).

Por otra parte, es importante destacar que, si bien las Bases exigieron un compromiso de estabilidad accionaria, que significaba que el 60% del capital adquirido en cada empresa no podría ser vendido durante los primeros 5 años de su adquisición, luego de dicho período sí podría venderse. Esto permitía, que el operador de una de las empresas distribuidoras privatizadas podría comprar al menos una parte de la otra empresa privatizada.

Al respecto, la Ley de Concesiones Eléctricas sólo estableció la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, pero no dictaminó la separación de la distribución, dentro de una misma ciudad en varias empresas. De la misma manera, tampoco impidió que, si ya existía más de una empresa en una ciudad, el operador de ellas fuese el mismo, ni tampoco estableció una prohibición de integración entre empresas.

Finalmente, corresponde mencionar que en el Anexo 1 del Contrato de Compra-Venta del 60% de cada distribuidora, se establece que cada empresa distribuidora puede ampliar su zona de concesión (avisando previamente al Ministerio, naturalmente luego de la aprobación por parte de INDECOPI de la operación de compra que ello conllevaría), lo que permite -contractualmente- la integración de una distribuidora por la otra.

Con esta regulación, hoy la distribución eléctrica en Lima Metropolitana se divide en 2 empresas: ENEL en el norte de Lima y Luz del Sur en el sur de la ciudad.

La Venta de Luz del Sur en 2019

El INDECOPI, en septiembre del 2019, autorizó con condiciones, la compra de una participación de control (83.6%) en la distribuidora de energía peruana Luz del Sur, y su compañía relacionada en el área de generación, Inland Energy (propiedad de la estadounidense Sempra Energy International Holdings). El comprador fue China Yangtze Power International (CYPI), controlada por China Three Gorges Corporation.

La autorización de esta concentración se dio en el marco de la Ley N° 26876(Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico), la cual establece que todas las concentraciones de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa.

La transacción, que fue firmada entre las partes el 30 de septiembre de 2019, involucró un monto de US$ 3,590 millones. La operación generaba riesgos de carácter horizontal en el segmento de generación eléctrica, así como riesgos verticales en los mercados de generación y distribución. Para analizar sus efectos el INDECOPI tuvo que extender el plazo del procedimiento hasta el máximo legal permitido.

Dentro de las condiciones impuestas por el INDECOPI para la aprobación de esta operación, se estableció que Luz del Sur solo podrá abastecerse de energía de sus empresas vinculadas (es decir, integradas verticalmente con ella), realizando una licitación bajo la administración del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), o mediante un concurso transparente y competitivo que debe notificar.

No obstante, la empresa logró sustentar la inexistencia de riesgos horizontales en los mercados relevantes en el segmento de generación, así como también la inexistencia de riesgos verticales. En paralelo, CYPI a través de Luz del Sur, favorecería a sus empresas generadoras para la compra de energía. Ello tomando en cuenta que la distribuidora ya contaba con contratos de energía vigentes a largo plazo con compañías que no eran vinculadas.

Al aprobarse la operación, China Three Gorges estaba presente en Perú a través de la Central Hidroeléctrica Chaglla. Por lo tanto, con esta transacción no solo adquiere Luz del Sur, con operaciones en la zona sureste de Lima, sino también Inland Energy y nueve centrales hidroeléctricas, así como Tecsur, especializada en servicios de construcción e infraestructura eléctrica.

En las actividades de generación eléctrica, China Three Gorges tiene el 26.32% de las acciones de la Empresa de Generación Huallaga, que opera la central hidroeléctrica Chaglla de 460 megavatios (MW); el 74.56% de Hydro Global Perú, que está construyendo el proyecto hidroeléctrico San Gaban III de 209 MW, y a través de Luz del Sur tiene la central hidroeléctrica Santa Teresa (Cusco) de 98 MW y otro proyecto hidroeléctrico en el Cusco.

Impacto en la regulación del mercado de distribución eléctrica

China Three Gorges es dueño de Luz del Sur (empresa de distribución eléctrica que opera en la zona sur de Lima), y con el anuncio de Bloomberg China Southern Power Grid Co. podría ser dueña de ENEL. Si esto sucede, todo el sector de distribución eléctrica en Lima quedará controlada por empresas chinas. Mas problemático aún es que estas empresas estatales están vinculadas, ya que el dueño de ambas es el Estado chino. Entonces, de concretarse la venta de Enel comenzaría a operar un verdadero “monopolio chino” en la distribución eléctrica en Lima.

Así las cosas, cabe preguntarse si esto es un problema para la regulación del sector de distribución eléctrica en el Perú, o para las autoridades de competencia.

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), y su reglamento, constituyen el marco principal de la regulación en el sector de distribución eléctrica. En ellas se describe el método regulatorio a emplear, el cual consiste en calcular precios máximos de distribución, denominados Valor Agregado de Distribución (VAD), bajo el enfoque de empresa modelo eficiente. Posteriormente, sobre la base del cálculo del VAD básico, se procede a realizar el “chequeo de rentabilidad”.

Por eso, el método de regulación aplicado al sector de distribución eléctrica no depende del tamaño de la empresa regulada, pues siempre es posible idear una empresa (o dos) de las mismas características. Tanto es así, que en otros países como Chile, Inglaterra y Colombia, existe solo una gran empresa de distribución eléctrica por región y, en algunos casos, acompañada de una más pequeña.

De hecho, hasta la anterior fijación tarifaria, la tasa interna de retorno (TIR) se calculaba para un conjunto de empresas. Ahora, con la publicación del DL 1221, el cálculo de la TIR se hace para cada empresa que tenga un estudio individual del VAD. Si las tasas calculadas no difieren en más de 4 puntos porcentuales de la tasa de 12%, los VAD propuestos serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo (superior o inferior).

Recientemente se han realizado modificaciones a la LCE y su Reglamento, en los que se ha precisado que la fijación del VAD se realizará para cada Empresa de Distribución Eléctrica (“EDE”), a partir de un estudio de costos de la totalidad de sus

sistemas eléctricos por sector típico. Con ello, la regulación tarifaria estaría reflejando las particularidades de los sistemas de distribución de cada EDE, representando mejor la realidad de dichos sistemas.

En particular, se trata del cambio del régimen para las empresas con más de 50.000 usuarios. Esto es importante tomando en cuenta que el impacto de la compra analizada resultará nulo dado que actualmente la regulación se hace en base a los costos informados por cada empresa, validados por el regulador realizando una comparación entre ellas u otras fuentes de costos reales.

Asimismo, se debe señalar que hacer un estudio de “empresa modelo” puede tener un mayor costo y, si se hace un estudio por empresa, los costos regulatorios pueden ser más elevados. Sin embargo, la relación beneficio-costo del cambio normativo ha sido positivo, dada la experiencia de la fijación tarifaria del VAD en el 2018.

Se debe recalcar que, de acuerdo a la experiencia internacional, es posible concluir que el sistema de empresa modelo permite tarifar aun cuando no haya otras empresas con las cuales comparar. Ejemplo de ello ha sido el proceso tarifario del VAD en el período 2018-2022, en el cual el regulador ha aplicado el costo más eficiente a nivel nacional para cada una de las distribuidoras que presentaron sus estudios de costos. Además, se puede adecuar a las condiciones geográficas, técnicas y económicas específicas en que opera la empresa real.

Dado que los costos del VAD son calculados por cada empresa, la operación de compra no generaría riesgos. Con la nueva regulación es necesaria la presencia de otra empresa en Lima, ya que el regulador ahora debe validar la información no comparándola con otra empresa, sino con la información del propio mercado.

En definitiva, no se vislumbran problemas para OSINERGMIN para aplicar la metodología de Empresa Modelo Eficiente para el caso de la compra de ENEL por parte de la empresa estatal china. De hecho, OSINERGMIN deberá aplicar la misma metodología utilizada hasta ahora, tomando en cuenta luego de la compra, las posibles (in)eficiencias que se generen por esta acción.

Sin embargo, se deben vigilar de cerca las ventas a clientes libres y las compras de las distribuidoras a las generadoras. De hecho, tal como lo planteó INDECOPI antes, se deberá establecer una condición para que ambas distribuidoras adopten medidas que aseguren la competencia cuando, al vencimiento de sus contratos, requieran adquirir energía para clientes regulados (domicilios familiares y pequeños comercios, entre otros) y vender su energía a los clientes libres.