

Financiarización de la industria eléctrica: la primera

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO

LA JORNADA, DOMINGO 12 DE ABRIL 2015

La financiarización supone una gran transformación de la vida económica en todos los ámbitos desde los años 70. Es una extensión gradual e irreversible de las actividades financieras a casi todos los ámbitos de la vida social. Releo autores que han caracterizado este proceso: Greta Krippner, Gerald Epstein, Gerard Dumenil y Dominique Levy, entre otros. Recientemente Costas Lapavitsas, Juan Carlos Paineira, Makoto Itoh, Gary A Dymski, Paulo L. dos Santos, Demophanes Papadatos, Nuray Ergünes, compilados por Lapavitsas y Carlos Morera en una edición Clacso-UNAM.

Su lectura me permite lanzar una hipótesis: la financiarización llegó a la electricidad en México. La lógica de actividades, actores e instituciones financieras va a permear, invadir y subordinar las actividades del tradicional servicio público de electricidad. Dominará la búsqueda de rentabilidad, en generación y transmisión competitivas, en distribución, suministro y control regulados. Nueva arquitectura institucional, derivada de cambios –regresivos en mi opinión– de 25, 27 y 28 constitucionales. Se inspira –dicen algunos– en el modelo PJM. El de la coordinación del movimiento de la electricidad al por mayor en la totalidad o partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pensilvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

Se guiará –dicen otros– por la conceptualización, la lógica y la práctica financieras, incluso por la especulación, sugieren quienes no pueden ser calificados de opositores al modelo. Lo muestran 25 comentarios que hasta ayer consignaba la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer) en su consulta sobre las Bases del Mercado publicadas el 24 de febrero. Lo eléctrico será guiado por ese modelo y probablemente –me adelanto– por los motivos, las instituciones y las élites financieras.

La urgencia política del caso obliga a vivir cortos momentos de preparación de lo que –con buena dosis de humor– algunos llaman nuevo monstruo: el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), mecanismo social en el que se podrán realizar –reza el artículo 96 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE)– transacciones de compraventa de energía eléctrica; de servicios conexos como reservas operativas y rodantes, regulación de frecuencia y de voltaje y arranque de emergencia; de potencia o cualquier producto que garantice suficiencia de recursos para satisfacer la demanda; de los productos anteriores, vía importación y exportación; de Derechos financieros de Transmisión (DFT); de Certificados de energías limpias (CEL) o, en su caso, Certificados de Emisiones Contaminantes (CEC); de los demás productos, derechos de cobro y penalizaciones necesarios para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional. Podrán participar generadores, comercializadores, suministradores, comercializadores no suministradores (especuladores) usuarios calificados (inicialmente demandas mayores a tres megavatios). Oficialmente el MEM se iniciará a partir de agosto con la asignación de los Derechos financieros de transmisión legados (heredados de la legislación anterior), y en septiembre con las tres pruebas de primera etapa: 1) Mercado del día en adelante y Mercado de tiempo real para energía y Servicios conexos; 2) Subastas de largo plazo para potencia, energía limpia y Certificados de energía limpia; 3) Subastas de derechos financieros de transmisión (DFT). Productos en mercados con productos. Contratos de cobertura en subastas. Muy simple, aparentemente, si no hay cambios, en agosto se asignarán los DFT, derechos y obligaciones de cobrar o pagar la diferencia que resulte del valor de los componentes de congestión marginal de los precios marginales locales entre un nodo de origen y un nodo de destino.

Se trata de comparar los diferenciales de costos incurridos para dar un aumento de potencia que garantice el suministro demandado. Se comparan precios marginales de nodos de origen y destino. Normalmente distintos. De aquí que –en esa lógica– la energía del nodo de precio menor debería fluir hacia el nodo de precio mayor. Incluso para bajar precios. Pero lástima, eso no siempre es posible por la congestión de líneas. Con los DFT el poseedor podrá recibir o pagar una contraprestación vinculada a esa diferencia de precios nodales, para garantizar en principio la transmisión y el suministro demandado.

En septiembre comienzan las pruebas del mercado de energía –día adelanto y tiempo real– para preparar su apertura oficial el primero de enero de 2016. También las pruebas de subastas de largo plazo (10 años) de potencia, energía limpia y Certificados de energía limpia. Asimismo las pruebas de subastas de DFT, que operarán a partir de noviembre, y en octubre las pruebas de Subastas de potencia, que también operarán a partir de noviembre.

Déjenme terminar hoy en esta primera entrega sobre el MEM con dos citas de personeros de compañías eléctricas internacionales, interesadas el MEM. El documento de las Bases del Mercado Eléctrico, dice uno, es muy sofisticado y, en algunos aspectos, complejo. Parece inspirado, dice otro, en la experiencia estadounidense PJM. Incluye todos los productos sofisticados de ese modelo. Su orientación, asegura, no nos parece adecuada para el mercado mexicano, puede poner en peligro el desarrollo del sistema, se centra en modelos de corto plazo para mercados ya estabilizados con crecimiento muy reducido, que concentran el esfuerzo en el corto plazo y en el trading. Eso dicen. Ya veremos más. De veras.

antoniorn@economia.unam.mx