

## LOS RIESGOS VELADOS EN LA ADQUISICIÓN DE LAS 13 PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE IBERDROLA

Un análisis sobre la adquisición de las 13 plantas de generación de Iberdrola por 5,943 millones de dólares

*Abraham Vela y Víctor Gómez Ayala\**

27 de abril de 2023

TEXTO ORIGINAL PUBLICADO EN [ANIMAL POLÍTICO](#). FUE REPLICADO CON PERMISO DE LOS AUTORES PARA FINES DIDÁCTICOS NO LUCRATIVOS.

### INTRODUCCIÓN

El pasado 4 de abril el Gobierno Federal y la empresa española Iberdrola anunciaron un acuerdo para la venta de 13 centrales de generación de electricidad. El gobierno mexicano divulgó la operación como una nueva “nacionalización”, forzando un paralelismo con lo ocurrido en el sexenio del expresidente Adolfo López Mateos. Por su parte, la empresa privada emitió un comunicado en el que afirmó que existía un acuerdo para la venta de estas plantas con el fondo Mexico Infrastructure Partners (MIP), el cual contaba con el apoyo financiero del Fondo Nacional de Infraestructura (FONADIN) y del gobierno mexicano.

La información disponible públicamente sobre esta transacción se ha dado a conocer paulatinamente en las últimas dos semanas, sin que se haya divulgado de forma enteramente transparente. Por esta razón, tanto los mercados como los analistas, no hemos tenido acceso preciso a las características de la operación de compra de Iberdrola por parte del Estado mexicano. Sin embargo, la naturaleza de la transacción que se ha hecho pública y el uso de recursos públicos que ello implica hacen que su análisis resulte por demás relevante.

En las siguientes dos secciones trataremos de brindar un marco conceptual de análisis para entender los elementos críticos en torno a la operación. Primero, con un breviarío del marco legal vigente de la industria eléctrica, que se torna indispensable para entender la naturaleza de los proyectos involucrados y las perspectivas sobre los riesgos regulatorios inherentes a su operación. Segundo, con una explicación del anuncio que hizo la semana pasada la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para entender la forma en que se usarán recursos públicos y privados para gestionar la compraventa, lo que resulta crítico para evaluar el riesgo al que están expuestos los ciudadanos de a pie.

### EL MARCO LEGAL VIGENTE DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Pese a que se trata de un elemento clave en los criterios para evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión, la diversidad de cambios y anuncios con relación a la industria eléctrica en los últimos 4 años nos han distraído la atención con respecto al riesgo institucional y político que afecta directamente su ejecución.

La razón por la cual es relevante entender la naturaleza de los factores institucionales y políticos que afectan la ejecución de un proyecto se debe a que inciden directamente sobre su rentabilidad, ya que contribuye a determinar el flujo de ingresos y gastos que se generan durante su vida operativa una vez que se ejecuta la inversión en el activo físico. Particularmente para la industria eléctrica en México, dicha incertidumbre no se limita a un análisis del nivel de estos flujos, sino que puede incidir directamente sobre su ocurrencia.

De forma simplificada, un proyecto de generación de electricidad en México está articulado por tres elementos eje: 1) el tipo de permiso que autoriza su operación por parte de los agentes reguladores del Estado; 2) el modelo de contrato que rige la compraventa de energía y capacidad entre el generador y el comprador, y 3) la estructura de financiamiento que se utiliza para pagar por la inversión en el capital inicial.

Con respecto al tipo de permiso, dentro del marco legal vigente en la industria coexisten prácticamente dos variantes en plantas activas de generación eléctrica. Los que se heredaron de la legislación previa a la reforma energética de 2013 y aquellos que se concedieron bajo la legislación actual. La primera se refiere a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) que se publicó en 1975 y que fue abrogada en 2014. La segunda, a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), que desde agosto de 2014 constituye la base de la legislación secundaria que norma a la industria.

Lo que distingue a ambas legislaciones es el papel que tiene la Comisión Federal de Electricidad (CFE), como empresa del Estado mexicano, en los diferentes eslabones de la cadena productiva de la industria, específicamente en temas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Cada una, a su vez, es reglamentaria de diferentes artículos de la Constitución que reservan ciertas actividades de forma exclusiva al Estado a través de la CFE y que, en el caso de la LIE, liberan otras a la participación de empresas privadas.

Todo esto es relevante porque en el marco de la LSPEE existían permisos para actividades de la industria eléctrica que no se consideraban parte del servicio público. Estos permisos se añadieron con la reforma legal de 1992 y se referían a actividades de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica. Pero quizás lo más relevante aquí es que se diseñaron como mecanismos para abrir ciertas actividades del sector a la participación de empresas privadas. Por lo tanto, cuando escuchamos términos como autoabastecimiento o producción independiente de energía (PIE), en realidad estamos atestiguando una referencia a una planta de generación eléctrica cuyo permiso de operación se originó bajo el marco legal en que

regía la LSPEE como ley reglamentaria de los artículos correspondientes de la Constitución.

Por otro lado, la LIE es una legislación que parte de una reforma constitucional, es decir, surge a partir de un proceso legislativo que modifica el texto de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales y se convierte en la ley secundaria para reglamentarlos. De ahí que el marco que deriva de la reforma de 2013 es nuevo tanto a nivel legal como constitucional. Por diferentes razones políticas, jurídicas y económicas, se dio continuidad a los permisos vigentes que se habían emitido bajo la LSPEE y, aunque es relativamente claro advertirlo ex post, se omitió la necesidad de crear esquemas para la migración de ese modelo al nuevo marco normativo.

Bajo la LIE los permisos de generación se abrieron a la participación privada, desterrando la distinción que hacía la legislación previa con respecto al servicio público. Bajo este marco legal aparecieron nuevos conceptos para referirse a los participantes del recién creado mercado eléctrico mayorista (MEM). Así, se contemplaron a las centrales generadoras de energía eléctrica y los procedimientos para comercializar energía en el sistema.<sup>1</sup> Lo cual se complementa con las reglas de despacho para determinar el orden en el que diferentes generadores inyectan la energía que producen al sistema y el precio al que se cotiza dicha energía.

Para entender la complejidad de la operación entre el Gobierno Federal e Iberdrola a nivel de los permisos, de las 13 centrales de generación involucradas en la operación, 10 operan como PIE, 2 más como autoabastos y 1 bajo los permisos de la LIE. Es decir, 12 obtuvieron sus permisos bajo la legislación previa y extendieron su operación después de la reforma de 2013 por la forma en que están estructurados sus contratos de compraventa de energía. La última planta, a la que le fue otorgada su permiso en el marco de la LIE, enfrenta la incertidumbre legal derivada de la

---

<sup>1</sup> La participación en el mercado está sujeta a diversos criterios técnicos, lo que ocasiona que en la práctica existan ciertas excepciones, una de ellas es la forma en que el usuario calificado puede participar en el mercado pero dicha explicación detallada escapa del alcance de este texto.

reforma energética de 2022 que, al no ser una reforma a nivel constitucional, fue suspendida por la propia Suprema Corte, ya que es violatoria de diferentes principios que marca la propia Constitución en materia eléctrica pero también de competencia económica.

Esto nos lleva directamente al segundo concepto que es preciso entender: el modelo de contrato para la compraventa de energía. Como señalamos previamente, los esquemas de permiso de la LSPEE estuvieron motivados en darle cierta apertura al sector, pero distinguiéndose claramente de la CFE, que tenía el monopolio legal, otorgado por la Constitución, para operar en el segmento de generación. Tanto los PIE como los autobastos eran excepciones, de ahí la forma en que se estructuraron sus contratos de compraventa de energía.

Como señala el texto de la LSPEE en su artículo 36, el modelo de Producción Independiente de Energía se estipuló para generar energía eléctrica exclusivamente para su venta a la CFE. Bajo este esquema, que se regía por un criterio de largo plazo, la CFE podría dejar de erogar recursos propios para la inversión en la construcción de ciertas centrales, pero también se ataba a una relación duradera con un generador privado a través de contratos que, en la práctica, resultaron muy rígidos con respecto a las variaciones en los precios de los insumos de generación, fundamentalmente combustibles fósiles.

En tanto, el esquema de autoabasto, como refiere el mismo artículo, permitió que la energía eléctrica producida bajo éste fuera destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales. Esto es, un grupo de socios, entre los cuáles figuraba el titular de una planta de generación de electricidad, integraban una sociedad para que el resto de los socios le compraran energía al generador. Bajo esta modalidad, como las tareas de transmisión estaban reservadas para la CFE, se diseñó regulación complementaria para que los socios recibieran su

energía y capacidad, en su caso, a través de la infraestructura de la CFE. Esto detonó más retos regulatorios con relación a las tarifas de transporte de energía. La duración de los contratos de compraventa de energía entre los socios estaba ligada a la estructura del permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por ello muchos continuaron su operación después de la reforma de 2013.

Finalmente están los contratos de compraventa de energía que se enmarcan en los permisos otorgados bajo la LIE. Aunque esto abrió el abanico de posibilidades de muchas formas, nos concentraremos en tres alternativas para una central eléctrica bajo este esquema.<sup>2</sup> De forma por demás simplificada, recordemos que en el marco legal vigente de la industria eléctrica opera el MEM, un mercado en el que hay participantes que ofrecen la energía que producen (generadores), otros que la comercializan para venderla a los usuarios finales, ya sean básicos o calificados (suministradores) y quienes la pueden comprar directamente sin intermediarios (usuarios calificados participantes del mercado, es decir consumidores finales que tienen un registro de la CRE y un contrato de participación de mercado del CENACE).

Los generadores son las plantas que producen su energía y que pueden ofertar en el MEM de forma directa como participante del mercado.<sup>3</sup> Por su parte, los suministradores son quienes participan en el MEM y tienen permiso para comercializar la energía en modalidades de suministro básico, suministro calificado y suministro de último recurso. A su vez, existen excepciones, como los usuarios calificados que pueden adquirir su energía directamente del MEM, pero en principio lo deben hacer a través de un suministrador de servicios calificados.

De ahí se derivan las tres opciones que comentábamos previamente para una planta que opera con un permiso otorgado bajo la LIE, como es una entre las 13 del acuerdo entre Iberdrola y el Gobierno Federal. La primera opción consiste en

<sup>2</sup> Entre las alternativas aquí enunciadas algunas están contempladas en el marco legal de la LIE pero en la práctica no se usan o solo se usan en casos muy específicos.

<sup>3</sup> Hay otros casos, como algunas centrales (no generadores) que pueden ser representadas por Suministradores.

ofrecer su energía a través de un suministrador calificado privado, que a su vez firma otros contratos para entregar la energía a los consumidores finales. La segunda es a través de CFE Calificados, una filial de la CFE que compra electricidad en el MEM con el fin de dar servicio eléctrico a usuarios finales que tienen permisos ante la CRE (usuarios calificados). La tercera es participando directamente en el MEM bajo las reglas de despacho económico pero que vende energía al precio del mercado sin ningún contrato de cobertura (planta *merchant*). Según el caso, se firman los contratos de compraventa en línea con la vigencia del permiso base.

Una vez que abarcamos el ámbito del permiso y el contrato relacionados con las centrales, podemos cerrar esta sección discutiendo los esquemas de financiamiento. Esto es, la forma en que se estructuran los instrumentos financieros que van a aportar los recursos para pagar el capital inicial del proyecto, que será clave a su vez para determinar sus flujos.

Si partimos de las 10 plantas que operan bajo el permiso de PIE, es necesario recordar que fueron permisos diseñados para que las plantas generaran energía para venta exclusiva a la CFE. Para ello, la CFE implementó un modelo de financiamiento conocido como Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS). Este modelo implica que se usen recursos públicos, aportados por la CFE o directamente por el Gobierno Federal, para financiar los proyectos mediante un esquema de pagos cuando la central entra en operación. Por la forma en que están diseñados implicaba la emisión de deuda, de tal forma que el propio gobierno eventualmente cubrirá el costo de las centrales a cambio de negociaciones sobre las tarifas, los rendimientos sobre el proyecto, la entrega exclusiva de la energía, derechos sobre la infraestructura, o una combinación de éstas.

De acuerdo con la Auditoría Superior de la Federación, “en esta modalidad las obras o los

proyectos son propiedad de las empresas privadas o sociales, las cuales se encargan de la amortización y operación; las dependencias o entidades públicas asumen el compromiso de adquirir los bienes o servicios generados por estas empresas, por los cuales efectúan dos pagos, uno fijo por capacidad instalada y otro variable en función de la cantidad de bienes o servicios que les sean proporcionados una vez que la obra está en operación. En dicho esquema se prevé que ante alguna contingencia que impida la realización del proyecto, la entidad pública debe adquirir el proyecto en su totalidad.”<sup>4</sup>

Con respecto a los 2 autoabastos heredados de la LSPEE y el contrato de LIE, los esquemas de financiamiento pueden ser más diversos. Al ser operaciones entre privados, pueden financiarse a través de recursos de entidades financieras privadas, como los bancos comerciales, pero también otros vehículos para que participen diferentes inversionistas institucionales o privados. Lo que hay que destacar en este caso es que no son centrales de generación que necesariamente se financiaron con recursos públicos, por lo que no es adecuado enmarcarlas en el mismo análisis que las que se rigen por un permiso de PIE.

En síntesis, la adquisición de las 13 plantas que hizo el Gobierno Federal contempla 3 modalidades de permiso (2 de la legislación derogada y 1 de la vigente); al menos 3 variantes de contratos de compraventa de energía (10 en exclusiva con CFE, 2 entre un grupo de socios y 1 con diferentes alternativas entre los participantes del MEM), y al menos dos tipos de financiamiento (10 con deuda pública documentada en PIDIREGAS y 2 con vehículos privados). Lo más controvertido en este caso es lo que esto implica para la certidumbre institucional de la operación.

Como indicamos, la reforma energética de 2013 no previó mecanismos para la migración de los permisos vigentes bajo la LSPEE a los permisos vigentes bajo la LIE una vez que sus dichos permisos y sus contratos de compraventa de energía

---

<sup>4</sup> Ver <https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2000i/ir2000/Tomos/Tomo3/SHCP2.htm>

expiraran y tuvieran que ser negociados bajo el marco normativo vigente. De tal forma que esa incertidumbre legal para las 12 plantas (10 PIE y 2 autoabastos) irá apareciendo a medida que se cumplan dichos plazos.

A lo anterior hay que sumar los factores de riesgo político que se añaden a raíz de la reforma de 2022 que está suspendida. No podemos olvidar que la administración federal impulsó esta reforma para cambiar las reglas del despacho del MEM y que también canceló las subastas de energía de largo plazo. Lo que, entre otras cosas, persigue cambiar algunas disposiciones de la LIE para que CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFESSB), la filial de CFE que suministra la energía a los hogares, comercios y pequeñas industrias del país,<sup>5</sup> pueda adquirir energía sin recurrir a las subastas y con acuerdos con las centrales generadoras, como si fuera un suministrador calificado.

Hay diferentes razones técnicas y económicas por las que la legislación actual prohíbe esos acuerdos y hace la distinción entre CFE Calificados y CFESSB. La mayoría tienen que ver con temas de competencia económica en el sector, que incentiven el desarrollo y uso de nuevas tecnologías, pero también con riesgos relacionados con la captura de rentas. Eso último se debe a que la operación de esta filial de la CFE puede favorecer la ocurrencia de subsidios cruzados desde las centrales eficientes hacia las más ineficientes, obviamente con cargo al erario y a favor de quienes operan estas últimas.

Es con base en este contexto de incertidumbre institucional y política alrededor de la operación que podemos pasar a la transacción financiera en sí misma. No olvidemos que estamos hablando del uso de recursos públicos tanto para aportar una parte del capital como para levantar recursos destinados al financiamiento. Como dicha operación recurrirá a más recursos públicos, o puede comprometer la rentabilidad del ahorro para el retiro de las personas trabajadoras, resultaba imprescindible mapear los catalizadores de incertidumbre a los que están expuestos.

---

<sup>5</sup> De los 50 millones de usuarios, 40 millones son hogares, pero otros 10 millones cuyo ingreso y demanda es superior a las de los hogares son pequeñas industrias, comercios, etcétera.

---

## PUNTUALIZACIONES SOBRE LA OPERACIÓN FINANCIERA

El anuncio hecho por la SHCP la semana pasada aportó detalles adicionales respecto del memorándum de entendimiento entre Iberdrola y el Gobierno Federal. Al respecto, resulta conveniente hacer diversas puntualizaciones desde el punto de vista económico-financiero.

En primera instancia, hay que recordar que el perfil de todo proyecto de inversión involucra la erogación de recursos en el presente y el futuro inmediato para la adquisición de un activo en el presente o construir un bien raíz o una planta, con la expectativa de que en el futuro el proyecto generará una serie de ingresos o beneficios futuros. En la jerga financiera se dice que un proyecto de inversión es rentable cuando el valor presente neto de la inversión es positivo, o cuando su tasa interna de retorno es mayor que los rendimientos que se obtendrían si los recursos invertidos se destinan a un uso alternativo, o cuando esos mismos recursos tienen un valor mayor que cualquier uso alternativo.

Para ilustrar, considere a un emprendedor que desea poner una tortillería. Para ello, recurre a algún tortillero que renta un local y que tiene una máquina para hacer tortillas y le hace una oferta por 30,000 pesos. El comprador le informa al tortillero que sólo cuenta con 16,000 pesos (enganche) y que irá al banco a pedir un crédito por los 14,000 pesos faltantes. Es decir, se estaría endeudando por esta última cantidad. El dueño de la tortillería acepta la oferta. Claro está que, en este ejemplo, el comprador espera que la tortillería le genere ingresos suficientes para cubrir el pago de intereses sobre el crédito, pagar la renta del local, y cubrir otros gastos de operación como mantenimiento, gas, luz, agua, el salario de algún asistente, los servicios de consultoría de un contador, pagos a proveedores privados de insumos como la masa, pagar impuestos sobre sus utilidades, entre otros. Lo importante es la utilidad neta después de



impuestos y no la utilidad de operación. Todo lo anterior es un negocio rentable si el valor descontado de los recursos invertidos (30,000 pesos) es positivo considerando los flujos de ingresos netos, utilidades netas o beneficios esperados en el futuro, o si la tasa interna de rendimiento del proyecto es lo suficientemente alta para recuperar la inversión en un determinado horizonte de tiempo.

El costo estimado por la SHCP (o a quien haya contratado para ello) de la adquisición de las 13 plantas de generación de Iberdrola es de 5,943 millones de dólares. Para ello, la SHCP aportará 45 mil millones de pesos al Fondo Nacional de Infraestructura (FONADIN), el cual será destinado a capital por FONADIN para contar con 51% del valor del capital de riesgo (enganche), lo que le permitirá a ese fondo público, en su calidad de accionista mayoritario, tener el control de los activos y del vehículo financiero establecido para dicha operación (crédito).<sup>6</sup>

Esta operación entre la SHCP y el FONADIN no está exenta de análisis. La información proporcionada sugiere que Hacienda usará su espacio presupuestal para hacer la aportación, es decir, al nivel del balance del Gobierno Federal esto se registra como un gasto. Por ende, para que este gasto no se traduzca en un mayor déficit para el Gobierno Federal, que tenga que financiar con la emisión de más deuda, se requiere una de tres alternativas: que se usen ingresos extraordinarios para financiarla (en caso de que se materialicen), que se recorten gastos de otros rubros, o una combinación de ambas que dé la cantidad de 45 mil millones de pesos.

Continuando con el comunicado de prensa de la SHCP y las declaraciones del titular de la SHCP en la conferencia matutina del presidente, la compra requiere un financiamiento adicional por 65 mil millones de pesos, los cuales serían captados a través de un vehículo financiero sobre el cual FONADIN tendrá el control. Lo más probable es que

el vehículo financiero sea la emisión de Certificados de Capital de Desarrollo (mejor conocidos como CKDs). FONADIN está facultado legalmente para operar con este tipo de instrumentos estructurados. Una parte de estos certificados serían adquiridos por la banca de desarrollo (Banobras, Nacional Financiera y Bancomext), lo cual necesariamente implica un mayor endeudamiento de la banca de fomento. Por ley, este endeudamiento está garantizado por el Gobierno Federal. Esto es deuda de la banca de desarrollo y un pasivo contingente del Gobierno Federal.

También se señaló que los grandes bancos se han ofrecido a participar en la operación brindando financiamiento, presumiblemente a través de la adquisición de parte de los certificados emitidos mediante el instrumento estructurado. Un punto que llama la atención es que el secretario de Hacienda mencionó en la conferencia matutina que además de la banca de desarrollo y los bancos comerciales, también participarían los inversionistas institucionales. La SHCP no ha revelado con cuánto participará cada uno de estos inversionistas en el financiamiento que será captado mediante la colocación del vehículo. Al respecto, es pertinente destacar que el principal inversionista institucional del país son las Siefores (las sociedades de inversión de los fondos de ahorro para el retiro) de las Administradoras de Fondos para el Retiro (Afores). Otros inversionistas institucionales, pero de mucho menor tamaño que los recursos invertidos por las Siefores, son los fondos de capital privado, los intermediarios bursátiles y las bolsas institucionales de valores.

Como quiera que sea, la experiencia que se ha tenido en México con una mayoría de estos instrumentos estructurados es que los rendimientos obtenidos a la fecha han sido bajos, mucho menores a los presentados originalmente a los inversionistas en los denominados prospectos de proyectos de inversión.

---

<sup>6</sup> De acuerdo con información de la SHCP, al cierre de 2022, el FONADIN contaba con fondos por 56 mil millones de pesos, por lo que parte de los recursos que ya tiene podrían estar involucrados en la transacción, aunque ello impactaría las mediciones de deuda del sector público. Ver [aquí](#).

Estos instrumentos estructurados son típicamente gestionados por lo que se conoce como administradores o gestores de fondos de inversión. Estos administradores de fondos son los encargados de “armar” el vehículo que permitirá obtener de los inversionistas antes señalados los 65 mil millones de pesos necesarios para la adquisición de las 13 plantas de Iberdrola. El comunicado de la Secretaría de Hacienda del día de ayer señala que el gestor y arquitecto para la implementación del vehículo de financiamiento es Mexican Infrastructure Partners (MIP), quienes se harán acreedores a una comisión por actuar como gestores del vehículo. Su director General Ejecutivo es un prestigiado exfuncionario de administraciones pasadas en la SHCP, Mario Gabriel Budebo.

La SHCP menciona que MIP es el administrador de fondos de infraestructura y energía más grande de Latinoamérica. Una empresa 100% mexicana que administra inversiones por cerca de 4,000 millones de dólares que cuenta con amplia experiencia trabajando con FONADIN y que será el encargado de la operación del vehículo (contratos y pagos) en nombre de los inversionistas. A este respecto, destaca que, de llevarse a cabo esta operación, las inversiones administradas por MIP ascenderían a más de 7,250 millones de dólares, un incremento de 80 por ciento en los recursos administrados. Si proyectos de 4,000 millones de dólares han sido un buen negocio para MIP, pues administrar 3,250 millones de dólares adicionales a lo largo de una operación de financiamiento por 10 años, representa sin duda el “negocio de su vida” para este administrador, aún y cuando parte de las tareas típicas de la gestión del vehículo sean llevadas a cabo por FONADIN.

Las autoridades también afirmaron que a partir del 1 de enero de 2023 los flujos de las plantas se acumularán en favor del estado. Estos flujos, en principio, no tienen otro propósito que pagar a los inversionistas que participen en el vehículo el financiamiento otorgado a través de este. Pero esto está por verse en los próximos 10 años, sobre todo si las plantas serán operadas bajo un esquema de arrendamiento u otro similar por la Comisión Federal de Electricidad.

Por su parte, en tanto se cierre la compra, es decir, cuando se extingan las obligaciones o pasivos contingentes derivadas del vehículo, Iberdrola recibirá una tasa de interés anual de 3.6% anual. Esto podría entenderse como una tasa razonable, pero si se considera la posibilidad de que se trata de una tasa cuyo rendimiento estará en dólares y se tiene la expectativa de un descenso de las tasas de interés en esa moneda, el efecto neto para el erario ya no se advierte invariablemente positivo.

---

## CONCLUSIONES

Conocer la forma en que se plantea estructurar la operación de compra, y cómo se exponen los recursos públicos a ésta, resulta crucial para evaluar la operación desde una perspectiva de bienestar social. Esto es, no solo se trata de analizar si resultará rentable para los inversionistas que financien el 65% que no aporta el Gobierno Federal, o si la CFE podrá obtener mayores utilidades por obtener una mayor participación de mercado en el segmento de generación. También resulta fundamental entender la forma en que se apalancan los recursos de las personas que pagan impuestos y de quienes, indirectamente, podrían financiar parte de la operación con los recursos de su ahorro para el retiro. Porque a todas estas personas se les someterá al riesgo de rentabilidad de la inversión, uno que estará fuertemente condicionado por factores económicos y financieros, pero también reforzado por incertidumbre regulatoria, institucional y política que fue potenciada por el propio Gobierno Federal.

Adicionalmente, la discusión sobre el mejor uso de recursos públicos no deja de ser relevante. Una de las razones para promover la participación del sector privado en la industria eléctrica consiste en expandir la restricción presupuestal del sector sin que ello signifique incrementar la deuda pública. Por lo tanto, no debemos perder de vista que estos recursos, siendo escasos, tienen un costo de oportunidad. Primero por la infraestructura pública que se podría financiar con ellos en ámbitos reservados al Estado, pero también por otras tareas que son responsabilidad presupuestal del gobierno como la política de gasto social.

Para concluir, es importante considerar que, adicionalmente, esta operación tiene lugar en un contexto en el cual la Consejería Jurídica de la Presidencia ha sometido a la consideración del H. Congreso de la Unión una “Reforma Administrativa”, que añade a todos los riesgos previamente comentados, uno más sobre los derechos contractuales de los inversionistas privados. Siendo así, el riesgo de contraparte al que estarían expuestos aquellos inversionistas que participen en el vehículo, entre quienes estarán las propias personas que trabajan y ahorran para su retiro, no será menor. Un eslabón más que se suma a la cadena de incertidumbre que pesa sobre esta transacción.

---

\*ABRAHAM VELA (@AbrahamVelaDib) ES DOCTOR EN ECONOMÍA, UCLA. PREVIAMENTE TRABAJÓ EN EL BANCO DE MÉXICO, IMF, SHCP, CONSAR, BIS, BANCO NACIONAL DE HUNGRÍA. PROFESOR DE ASIGNATURA EN MACROECONOMÍA Y POLÍTICA MONETARIA.

VÍCTOR GÓMEZ AYALA (@Victor\_Ayala) ES MAESTRO EN ECONOMÍA, UPENN. DIRECTOR DE INTELIGENCIA DE DATOS EN LA FUNDACIÓN RAFAEL DONDÉ, SE ESPECIALIZA EN ANÁLISIS DE POLÍTICA FISCAL Y ENERGÉTICA. PROFESOR DE ASIGNATURA EN MACROECONOMÍA EN EL ITAM. EXPERTO [MÉXICO, ¿CÓMO VAMOS?](#)