

Proyectos mixtos de CFE: el reto de hacerlos bancables

*Guillermo I. García Alcocer**

En la discusión sobre los proyectos mixtos para nueva generación eléctrica, el punto de partida debe ser claro: el modelo puede funcionar, pero requiere ajustes importantes. Si el objetivo es atraer inversión privada sin renunciar al papel rector del Estado, el diseño debe responder a la lógica del financiamiento de infraestructura. De lo contrario, los proyectos difícilmente serán bancables.

El modelo forma parte de una estrategia que contempla tres modalidades de desarrollo de nueva capacidad: proyectos privados puros, productores de largo plazo y proyectos de inversión mixta. En estos últimos, la Comisión Federal de Electricidad debe mantener al menos 54% del capital social del proyecto.

Ese número de origen político —54%— se ha convertido en el eje del diseño regulatorio. En la ley el requisito era más flexible, pues hablaba de participación directa o indirecta del Estado. Fue en el reglamento donde se estableció que CFE debe mantener la mayoría del capital social del proyecto mixto, algo que debe materializarse después de la entrada en operación comercial.

El capital privado no invierte en porcentajes; invierte en proyectos bancables.

El problema central es financiero: ¿pueden estructurarse estos proyectos de forma atractiva para inversionistas? Con costos estimados de 1.7 millones de dólares por MW para renovables con almacenamiento, un programa de 6,000 MW implicaría una inversión de 10.2 mil millones de dólares. Bajo una estructura típica (70% deuda, 30% capital), la aportación de CFE rondaría 1.6 mil millones de dólares.

La pregunta clave desde el punto de vista de CFE no es técnica, sino fiscal: hoy no es evidente que CFE tenga espacio financiero para cumplir ese rol sin presionar su balance.

Por otro lado, para que el modelo funcione desde el punto de vista de la inversión privada, al menos siete condiciones deben cumplirse.

Primero, el plazo. Proyectos de generación requieren horizontes de 20 a 25 años. El PPA con CFE para cerca del 70% de la energía es un elemento positivo, dado su historial de cumplimiento.

Segundo, garantía de pago. Se necesita un flujo previsible. Un fideicomiso de ingresos permitiría priorizar el servicio de deuda y luego el retorno al capital.

Tercero, estructura financiera. El esquema debe ser de *project finance*, con alto apalancamiento. Sin ello, no habrá financiamiento institucional.

Cuarto, valuación de aportaciones. El esquema prevé que CFE pueda aportar activos en especie como permisos, terrenos o infraestructura. Sin embargo, bajo normas contables internacionales muchos de esos intangibles no pueden registrarse fácilmente como capital.

Quinto, gobierno corporativo. Con participación minoritaria, el inversionista privado requerirá reglas claras en decisiones clave como deuda o desinversión. Esto debe definirse en acuerdos de accionistas.

Sexto, operación y régimen laboral. La participación de CFE en operación puede afectar eficiencia. Además, la aplicación del contrato colectivo del sindicato (SUTERM) podría elevar costos y reducir productividad.

Séptimo, exposición al mercado. El esquema plantea vender 70% de la energía a CFE y 30% a terceros, aunque esta última sería comercializada por la propia CFE. Este diseño responde a un objetivo contable —evitar consolidación de deuda en el balance de CFE—, pero introduce una tensión: limita el control efectivo y reduce el apetito de inversionistas que buscan exposición real al mercado.

En síntesis, los proyectos mixtos pueden convertirse en una herramienta útil para ampliar la capacidad eléctrica del país. Pero su éxito dependerá de resolver la estructura financiera, el gobierno corporativo, el esquema operativo y el régimen laboral.

De lo contrario, atraerán principalmente empresas interesadas en construir plantas, pero no inversionistas comprometidos con operarlas eficientemente.

En infraestructura energética, los proyectos no se financian con buenas intenciones.

Se financian con contratos bien diseñados, no con mayoría accionaria.

**Profesor del ITAM, Co-Coordinador de la Unidad de Energía de COMEXI y ex Comisionado Presidente de la Comisión Reguladora de Energía.*