

Reglas para migrar esquemas legados de autoabastecimiento y cogeneración, y nueva metodología de cargos de transmisión

Ciudad de México, a 22 de junio de 2026

El 18 de junio de 2026, la Secretaría de Energía publicó los lineamientos para la migración voluntaria y expedita de permisos de autoabastecimiento y cogeneración otorgados bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (la "LSPEE") hacia las figuras previstas en la Ley del Sector Eléctrico (la "LSE").¹

Ese mismo día, la Comisión Nacional de Energía publicó una nueva metodología para determinar el cargo por el servicio de transmisión aplicable a permisionarios con centrales de generación que cuenten con contratos de interconexión y convenios de transmisión celebrados al amparo de la LSPEE.²

Los dos instrumentos deben leerse juntos. Los lineamientos abren una ruta para que proyectos legados y centros de carga asociados migren al nuevo régimen. La metodología de transmisión, por su parte, cambia la forma en que se calculará el cargo de transmisión para ciertos proyectos que permanezcan bajo el régimen legado.

La migración es voluntaria. No migrar no cancela automáticamente el permiso ni los contratos existentes. Sin embargo, la nueva metodología puede cambiar determinados aspectos económicos de los proyectos que decidan permanecer bajo el esquema legado. En la práctica, esto obliga a generadores, *offtakers*, bancos y financiadores a revisar sus proyectos y contratos con mayor detalle.

¹ https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5790937&fecha=18/06/2026#gsc.tab=0

² https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5790939&fecha=18/06/2026#gsc.tab=0

1. ¿Qué cambia y por qué importa?

Los lineamientos crean un procedimiento especial para migrar permisos de autoabastecimiento y cogeneración (junto con los contratos de interconexión y convenios de transmisión legados) y centros de carga asociados, a figuras previstas en la LSE.

Las centrales pueden migrar, dependiendo del caso, hacia autoconsumo, generación para el Mercado Eléctrico Mayorista o esquemas de cogeneración bajo el nuevo régimen. Los centros de carga, por su parte, pueden migrar para recibir suministro calificado o suministro básico.

En paralelo, la nueva metodología de transmisión sustituye las metodologías administrativas anteriores aplicables a los permisionarios legados tanto convencionales como renovables. Bajo la nueva metodología, el cargo de transmisión se determinará con base en importes asociados a liquidaciones y cargos del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo transmisión, distribución, operación del Centro Nacional de Control de Energía y servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Esto no significa que todos los proyectos tendrán el mismo impacto económico ni que exista una tarifa única o un porcentaje general de incremento. Significa que la forma de calcular el cargo cambia y que cada proyecto tendrá que medir el efecto con base en su propia información, aunque la expectativa es que sí haya un aumento en costos respecto de lo que actualmente aplica en el esquema legado.

En términos prácticos, la autoridad no elimina de inmediato los esquemas legados de autoabastecimiento y cogeneración. Más bien, crea una ruta de salida hacia el nuevo régimen y, al mismo tiempo, actualiza el costo de transmisión (y otros conceptos) aplicable a ciertos proyectos que permanezcan bajo el régimen anterior.

La señal es clara: los esquemas legados pueden continuar hasta su vencimiento, pero su permanencia no necesariamente conservará la misma economía que tuvieron históricamente.

2. Migrar no es sólo actualizar un permiso

Migrar implica sustituir la base regulatoria y contractual del proyecto.

Cuando se otorga un permiso bajo la LSE como resultado del procedimiento de migración, el permiso legado se renuncia y acaba. Además, al concluir el procedimiento se terminan anticipadamente los contratos y convenios vinculados a la figura legada (i.e., contrato de interconexión y convenios de transmisión).



En la práctica, esto implica nuevos contratos de interconexión o conexión, registros de activos físicos, representación por participantes del mercado, contratación de suministro calificado para ciertos centros de carga, ajustes a contratos de abastecimiento de energía eléctrica (mediante nuevos contratos de cobertura eléctrica, servicios de autoconsumo, entre otros). Por eso, la migración debe tratarse como un proceso de transición del proyecto completo, no como un trámite aislado del generador.

3. Beneficios que puede ofrecer la migración

Los lineamientos incluyen ciertos beneficios relevantes para quienes entren al procedimiento.

El procedimiento se tramita a través de una ventanilla de migraciones y bajo un proceso coordinado entre autoridades e instituciones del sector. Para el permiso de generación que se otorgue como resultado de la migración, no aplican ciertos criterios de planeación vinculante que serían relevantes para nuevos proyectos, al tratarse de permisos previamente otorgados y vigentes.

Además, si la figura legada tiene contrato de interconexión, no deberían requerirse estudios adicionales de interconexión, obras de refuerzo adicionales ni pagos asociados a esas obras, siempre que la migración se mantenga dentro de los parámetros permitidos, incluyendo, mantener la misma capacidad autorizada de generación/interconexión.

Para centrales en operación, el nuevo permiso puede otorgarse por el resto de la vigencia del contrato legado y, en ciertos casos, adicionarse hasta por 15 años, sin exceder 30 años en total, sujeto a la presentación de un programa de modernización.

La instalación de sistemas de almacenamiento no es obligatoria para migrar. Su integración es opcional y, si se solicita como parte de la migración, debe cumplir con los requisitos aplicables.

Estos beneficios pueden ser importantes, pero no eliminan la necesidad de revisar el caso concreto. Migrar puede ser conveniente para ciertos proyectos y no serlo para otros.

4. ¿Qué pasa si no se migra?

No migrar no termina automáticamente el permiso legado ni los contratos de interconexión y convenios de transmisión celebrados bajo el régimen anterior. En principio, esos instrumentos pueden seguir vigentes hasta su vencimiento.

El punto importante a analizar es el aspecto económico. La nueva metodología de transmisión puede cambiar los cargos regulados aplicables a permisionarios que se queden bajo el régimen legado. Por lo tanto, aunque el proyecto conserve su estructura legal, su costo de operación puede cambiar.

No hay, en los instrumentos publicados, una tabla que diga cuánto aumentará o disminuirá el costo para cada proyecto. Tampoco hay un porcentaje general aplicable a todos. Lo que sí hace la metodología es sustituir las metodologías anteriores y vincular el cargo de transmisión a importes determinados en liquidaciones y cargos regulados del Mercado Eléctrico Mayorista (presumiblemente mayores que los del esquema legado).

Por eso, para conocer el impacto real, cada proyecto tendrá que comparar su costo actual bajo el convenio de transmisión legado contra el cargo que resultaría de aplicar la nueva metodología.

Ese ejercicio requiere información concreta: contrato de interconexión, convenio de transmisión, facturación histórica, energía entregada o porteada, puntos de carga, nivel de tensión, datos de liquidación o supuestos razonables, y la forma en que el contrato comercial entre generadores y *offtakers* asigna esos cargos entre las partes.

La conclusión práctica es sencilla: no se puede afirmar, sólo con la publicación de la metodología, que todos los proyectos pagarán una cantidad determinada. Pero sí se puede afirmar que la conveniencia de permanecer bajo el régimen legado debe revisarse caso por caso.

5. Fechas clave y tratamiento transitorio

Para efectos prácticos, los lineamientos tienen dos fechas iniciales relevantes para cualquier proyecto que esté evaluando migrar.

La manifestación de interés debe presentarse **entre el 19 de junio y el 18 de septiembre de 2026.**

La solicitud de migración debe presentarse **entre el 21 de septiembre y el 16 de octubre de 2026.**

Estas dos fechas son las más importantes para la toma de decisión inicial. Sin manifestación de interés y solicitud presentadas en tiempo, el proyecto no queda encaminado dentro del procedimiento expedito (aunque se mantenga el derecho de migrar por la vía ordinaria).

A partir de ahí, el calendario deja de ser único. Los lineamientos distinguen entre distintas modalidades de migración. No es lo mismo la migración de una central eléctrica o una migración conjunta de central y centros de carga, que la migración de usuarios finales a suministro calificado o a suministro básico. Cada modalidad tiene etapas y consecuencias distintas.

También debe considerarse que la **nueva metodología de transmisión entra en vigor el 19 de octubre de 2026**. Sin embargo, aquellos permisionarios que inicien el procedimiento de migración podrían conservar temporalmente el tratamiento anterior de transmisión durante el periodo comprendido entre el 19 de octubre de 2026 y lo que suceda primero entre (x) el 6 de octubre de 2028 y (y) la fecha en que se complete el procedimiento de migración y entre en operación en el Mercado Eléctrico Mayorista. Para ello, deben contar con contrato de interconexión y convenio de transmisión bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica con vigencia posterior al 6 de octubre de 2028, y presentar en tiempo la manifestación de interés y la solicitud de migración.

Durante ese periodo de transición, dichos permisionarios continuarían operando conforme a sus instrumentos vigentes y pagando el cargo de transmisión conforme a la metodología anterior.

Por eso, el tratamiento transitorio puede ser valioso, pero no necesariamente resuelve el impacto económico en el largo plazo para determinados proyectos. Por lo tanto, cualquier decisión (sobre migrar o no migrar) debe ir acompañada de un análisis individual del proyecto y una ruta realista para concluir la migración (si esa fuera la estrategia a adoptar).

6. Impacto para generadores, *offtakers* y bancos

Para los generadores, la pregunta principal será si conviene migrar, permanecer bajo el régimen legado, o iniciar la migración dentro de la ventana prevista. El análisis debe considerar la vigencia remanente del permiso y de los contratos de interconexión legados, los términos y condiciones de cualquier contrato de abastecimiento de energía eléctrica en vigor con socios autoabastecidos o establecimientos asociados a la cogeneración existentes, el impacto esperado del nuevo cargo de transmisión, la posibilidad de extender la vida regulatoria del proyecto, el estado técnico de la central y los requisitos para operar bajo el nuevo régimen.

Para los *offtakers*, el impacto dependerá en buena medida de sus contratos con generadores. Si el contrato permite trasladar cargos de transmisión, el *offtaker* podría ver reflejado un mayor costo. Si el contrato tiene precio fijo o limita el traslado de cargos, el impacto podría quedar del lado del generador.

Bajo cualquier análisis, se deberán tomar en cuenta las cláusulas de cambio en ley y fuerza mayor establecidas en los contratos entre generadores y *offtakers*.

Para bancos y financiadores, la migración implica la terminación del permiso legado, la emisión de un nuevo permiso, la terminación anticipada de contratos y convenios vinculados, nuevos contratos de interconexión o conexión y posibles cambios en la estructura de ingresos o costos del proyecto. En financiamientos de este tipo de proyectos, esos eventos afectan obligaciones de no hacer, permisos materiales, documentos del proyecto, contratos en garantía, supuestos del modelo financiero, restricciones a modificaciones, eventos de cambio material adverso, obligaciones de información, eventos de incumplimiento o requisitos de aprobación previa.

7. Posibles medios de defensa y consideraciones litigiosas

Sin perjuicio de que cada caso deberá analizarse con base en sus permisos, contratos y afectación concreta, podrían existir argumentos para cuestionar la legalidad y, en su caso, la constitucionalidad de la nueva metodología de transmisión. El resultado de una eventual impugnación no puede anticiparse y dependerá, en buena medida, del criterio que adopten los tribunales frente al nuevo marco constitucional del sector eléctrico.

En principio, podrían considerarse dos vías: el juicio contencioso administrativo federal, para plantear argumentos de legalidad ante el Tribunal Federal de Justicia Administrativa, y el juicio de amparo indirecto, para plantear argumentos de constitucionalidad y legalidad ante los juzgados especializados competentes.

Bajo una primera lectura, si la metodología se impugna como una disposición general autoaplicativa, el plazo sería de **30 días hábiles**. Tanto en el caso del juicio contencioso administrativo como en el caso del juicio de amparo indirecto, el plazo correría a partir de la entrada en vigor de la metodología. **Dado que la metodología prevé su entrada en vigor el 19 de octubre de 2026, esa fecha deberá tomarse como referencia para calendarizar cualquier estrategia de defensa**, sin perjuicio de que el cómputo específico deba confirmarse según la vía elegida y la forma en que se plantee la impugnación.

Las posibles líneas de análisis podrían centrarse en cuatro temas: primero, si la metodología respeta el régimen transitorio aplicable a permisos, contratos y actos administrativos otorgados bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; segundo, si la autoridad actuó dentro del margen legal para actualizar metodologías de transmisión o si introdujo un cambio estructural al régimen económico de los contratos legados; tercero, si la aplicación de componentes vinculados a liquidaciones y cargos del sistema a relaciones jurídicas nacidas bajo el régimen anterior genera problemas de seguridad jurídica, proporcionalidad o confianza legítima; y cuarto,

si el régimen transitorio y el tratamiento diferenciado entre proyectos generan cuestionamientos adicionales en materia de igualdad, competencia o impacto sobre proyectos renovables y de cogeneración eficiente.

Debe considerarse que existen riesgos procesales relevantes. El nuevo marco constitucional del sector eléctrico podría llevar a que los tribunales otorguen mayor deferencia a la autoridad regulatoria. Además, las reglas aplicables a la suspensión en amparo se han vuelto más estrictas, por lo que no debe asumirse que una impugnación necesariamente suspenderá los efectos de la metodología. En cualquier caso, los efectos de una eventual suspensión dependerán del medio de defensa, del acto reclamado y de la situación específica de la empresa promovente.

Por lo anterior, cualquier estrategia litigiosa deberá evaluarse caso por caso, considerando no sólo la solidez de los argumentos jurídicos, sino también el impacto comercial, regulatorio y reputacional de una impugnación.

8. ¿Qué deberían hacer ahora?

Los participantes deberían revisar, como mínimo, lo siguiente:

Primero, hacer un análisis económico comparativo. No basta con revisar la norma. Hay que estimar el costo actual y compararlo contra el posible costo bajo la nueva metodología.

Segundo, revisar los contratos comerciales entre generadores y *offtakers* para saber quién asume el impacto. En algunos casos el costo podrá trasladarse, en otros, puede quedar absorbido por una de las partes. Además, conviene revisar las cláusulas de cambio en ley y fuerza mayor para analizar supuestos de ajuste de precio y/o exención de responsabilidad.

Tercero, revisar la viabilidad técnica y regulatoria de migrar. No todos los proyectos estarán en la misma posición para cumplir requisitos de medición, representación en mercado o reconfiguración de centros de carga.

Cuarto, revisar la documentación con acreedores antes de iniciar cualquier migración. En proyectos financiados, la ruta de migración debe coordinarse con los acreedores y, cuando corresponda, documentarse mediante autorizaciones, consentimientos, etc.

* * *

Este documento es un resumen con fines de divulgación exclusivamente. No constituye opinión alguna ni podrá ser utilizado ni citado sin nuestra autorización previa y por escrito. No asumimos responsabilidad alguna por el contenido, alcance o uso de este documento. Para cualquier comentario respecto al mismo, favor de dirigirse con cualquier socio de nuestra firma.

