Newsletter sobre el mercado de la energía en Chile, Colombia, México y Perú

Noviembre de 2025

Ofrecemos las principales novedades legales y de mercado para el sector energético en Chile, Colombia, México y Perú. Equipos dedicados a Energía en estos países abordan temas de interés para 'sponsors', desarrolladores, financiadores y otros interesados en el sector, tales como proyectos de ley, resúmenes de nuevas normas, jurisprudencia relevante y tendencias en el mercado.

Mapa regulatorio de esquemas de pagos por diferencias en Latinoamérica

Los mecanismos de pago por diferencias se consolidan en Latinoamérica como herramientas clave para impulsar proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, proporcionando mayor certidumbre a los ingresos y facilitando su financiación. Aunque cada país ha seguido su propio enfoque, Chile, Perú y Colombia han desarrollado esquemas que, con distintos grados de madurez y alcance, buscan promover tecnologías limpias y garantizar condiciones estables para su integración al mercado energético.

Sin duda, uno de los principales aspectos para el desarrollo de un proyecto de generación de energía eléctrica, especialmente de fuentes no convencionales o renovables, es lograr un **flujo de ingresos** que cuente con la mayor certidumbre posible. Esto, no solo para la viabilidad misma del proyecto y sus inversiones asociadas, sino también para obtener mejores condiciones de financiación y consecución de recursos para su ejecución. En ese contexto, el respaldo típico de los flujos del proyecto de generación es un **contrato de compraventa de energía a largo plazo** (**PPA**, por sus siglas en inglés) a partir del cual, dependiendo de la modalidad de PPA aplicable, el promotor del proyecto podrá tener certeza sobre los potenciales ingresos del proyecto.

Así las cosas, en diferentes jurisdicciones se ha optado por implementar mecanismos complementarios a la contratación a largo plazo que promuevan **el desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales**, como el pago por diferencias o subastas de primas, cuyo desarrollo más destacado y referente ha sido en el Reino Unido. En esta jurisdicción se implementó el mecanismo mediante los contratos por diferencia que son adjudicados en subastas periódicas a proyectos de generación que reúnan ciertas características. Los desarrolladores que son adjudicatarios suscriben un contrato a un plazo determinado con la entidad privada, pero de propiedad estatal, ***low carbon contracts company***. En este contrato se establece la obligación de pago a los generadores en caso de que el valor de la energía entregada por el proyecto al mercado sea inferior al precio adjudicado.

En ese contexto, en **Latinoamérica** se han generado desarrollos de esquemas similares para promover la implantación de proyectos principalmente de fuentes renovables, con algunas similitudes en las jurisdicciones, pero un enfoque particular frente a las fuentes de generación que buscan ser promovidas.

Aspecto	Chile	Perú	Colombia
Existencia de mecanismo de pago por diferencias	Parcialmente	Sí	Sí
Fuentes de generación que pueden optar por el mecanismo	Pequeños medios de generación (hasta 9 MW)	Fuentes no convencionales de generación de energía	Fuentes no convencionales de generación de energía, inicialmente energía eólica costa afuera y térmica
Mecanismo de asignación de pagos por diferencias	Precio regulado	Asignación competitiva o administrada	Asignación competitiva o administrada
Regulador responsable	Comisión Nacional de Energía	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)	Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Colombia

El pasado 31 de julio de 2025, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia emitió la Resolución 40337, mediante la cual "se definen los lineamientos generales para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pago por diferencias, que promueva la contratación de energía a largo plazo a partir de fuentes no convencionales de energía y se establecen las reglas mínimas para la primera ronda de adjudicaciones". En ese orden de ideas, la resolución establece los parámetros para que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y un administrador designado por el Ministerio definan las particularidades aplicables al mecanismo de pago por diferencia, el cual priorizará los proyectos de energía eólica costa afuera y de geotermia.

En todo caso, la asignación del mecanismo se podrá realizar mediante asignación competitiva o administrada, según sea definido por el Ministerio en su análisis de conveniencia, y su vigencia será de, por lo menos, 10 años a partir de la fecha de puesta en operación de la respectiva planta de generación nueva en el sistema. En este mecanismo, se compensa la diferencia entre un precio fijo establecido para un proyecto de generación y el precio de referencia del mercado mayorista. En tal sentido, si el precio del mercado baja del precio fijo, el generador recibe el excedente, mientras que, si el precio del mercado sube, es el generador quien paga esa diferencia a la demanda nacional.

El Ministerio, la CREG y la Unidad de Planeación Minero Energética cuentan con plazo hasta el 31 de julio de 2026 para adoptar las medidas necesarias para actualizar la normativa necesaria para que los proyectos que puedan calificar al mecanismo de pago por diferencias se integren adecuadamente al mercado.

Perú

En relación con los mecanismos de contratación a largo plazo para la promoción del desarrollo de proyectos de fuentes no convencionales o renovables, el Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento (desde el año 2008) establecieron que el OSINERGMIN se encargara de subastar la asignación de primas a cada proyecto de generación con recursos energéticos renovables (RER), de acuerdo con las pautas fijadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Las inversiones

que concurran a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

Cabe señalar que la prima RER es el monto anual que se requiere para que el adjudicatario de la subasta reciba un ingreso garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias (costos marginales) determinadas por el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (COES).

La diferencia, para cubrir las tarifas establecidas para las RER, es obtenida como aportes de los usuarios (demanda) a través de recargos en el peaje por conexión. Los respectivos generadores reciben esta diferencia vía las transferencias que efectuará el COES, según el procedimiento correspondiente. OSINERGMIN establece anualmente el recargo esperado en el peaje por conexión, en el cual se incluirá la liquidación del recargo del año anterior.

En el marco de las subastas RER, varios oferentes de una determinada tecnología RER compiten entre sí por la asignación de una prima RER que complementará los respectivos costos marginales, con la finalidad de suministrar la energía adjudicada al SEIN. Al final, la compañía ganadora de la subasta, organizada por OSINERGMIN, suscribe con el Estado peruano, representado por el MINEM, un contrato para el suministro de electricidad por un periodo de 20 años a más, al precio firme adjudicado en la subasta.

Es importante resaltar que, a la fecha, se han efectuado 4 subastas *on-grid* (la última se convocó en el año 2015) y 1 subasta *off-grid* (2013) en el Perú. No se tiene prevista la realización de ninguna más.

Sin perjuicio de ello, una fórmula alternativa que se ha venido utilizando recientemente para la ejecución de nuevos proyectos RER es la celebración de los denominados “PPAs virtuales”. En este acuerdo, el comprador (normalmente un generador convencional) no recibe físicamente la energía generada por una central del vendedor (generador RER). Se trata de un acuerdo financiero para la compra y venta de una cantidad específica de energía RER o energía verde, la cual luego es asignada a los clientes libres del comprador (normalmente). Esta fórmula contractual privada ha permitido en la actualidad que muchos nuevos proyectos renovables sean financiados y finalmente ejecutados, permitiendo la diversificación de la matriz energética del Perú.

Chile

En Chile, bajo la denominación de pequeños medios de generación distribuida (PMGD), se incluyen instalaciones de generación eléctrica de hasta 9 MW conectadas a la red de media tensión de una empresa distribuidora, ya sea en un alimentador o directamente en la subestación. Estas fuentes de generación pueden inyectar sus excedentes de energía a la red eléctrica nacional y pueden utilizar energías renovables como la solar, eólica o hidroeléctrica. La energía excedente se puede vender a la distribuidora eléctrica, ya sea a un precio marginal o a un precio estabilizado.

Su funcionamiento y conexión se rigen principalmente por el Decreto Supremo N°88 del Ministerio de Energía y la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO). Cuando estos medios de generación optan por el precio estabilizado, tienen derecho a recibir una remuneración fija según el decreto correspondiente, asegurando un ingreso estable en el tiempo.

Este mecanismo ha fomentado una gran inversión en el mercado eléctrico chileno, hasta el punto de que cerca del 20% de la energía consumida durante el horario solar proviene de estas fuentes de generación. Al estar ubicadas cerca de los centros de consumo, contribuyen a la disminución de pérdidas de electricidad y, bien administradas, podrían mejorar sustancialmente la calidad y continuidad del servicio.

Gracias a este incentivo, se ha producido un notable desarrollo de la industria de energía solar en Chile, donde más del 40% de la energía total del sistema proviene de fuentes renovables, siendo los PMGD un porcentaje relevante de ese segmento.

Adicionalmente, la ley establece incentivos para proyectos de energía renovable no convencional mediante el reconocimiento de certificados que emiten estas empresas y que se negocian en el mercado. La ley exige que el 20% de la energía consumida cuente con este tipo de certificados. Sin embargo, debido a la alta penetración de fuentes renovables (sobre el 40%), actualmente estos certificados carecen de valor. Esto no es un problema de la ley en sí, sino que el mercado ha operado por encima de las expectativas de la regulación, lo que significa que los certificados ya no funcionan como un incentivo para la inversión.

En conclusión, a diferencia de Perú o Colombia, donde se han implementado mercados por diferencias, en Chile el marco de incentivos legales para fuentes de energía renovable ha estado basado principalmente en los certificados ERNC (ahora obsoletos debido al alto crecimiento del segmento) y en el precio estabilizado ofrecido a las fuentes de generación de menos de 9 MW. Esto ha sido clave para la expansión del sector.

Proyectos normativos

Chile

Ingresan a Contraloría los cambios reglamentarios DS 88 y DS 125 sobre pequeños medios de generación y la operación del sistema eléctrico

Los proyectos de modificación reglamentaria DS 88 y DS 125, mencionados en las newsletters de mayo y de julio, han sido ingresados a la Contraloría General de la República para su toma de razón.

Estas modificaciones apuntan a ajustar el marco regulatorio del sector energético, incluyendo cambios en los procedimientos de conexión y operación para medios de generación, así como en las condiciones para el desarrollo de proyectos renovables y la interacción con el sistema eléctrico nacional. Según las mencionadas newsletters, se busca actualizar criterios técnicos y administrativos que impactan tanto a grandes actores como a pequeños medios de generación, quienes han manifestado preocupación por las implicancias económicas y operativas.

Se estima que la aprobación no ocurrirá antes de enero de 2026, con la posibilidad de que se postergue aún más. De hecho, parte del mercado anticipa que la discusión podría trasladarse al próximo gobierno, que asumirá en marzo de 2026.

Aunque la regulación propuesta ha generado críticas en diversos ámbitos, algunos sectores se consideran especialmente afectados, como los pequeños generadores, que esperan poder dialogar sobre estos cambios con la nueva administración

Finaliza la consulta pública sobre el estudio “Determinación del Precio de la Potencia de Punta”

El proceso de consulta pública que tenía como objeto recabar observaciones y comentarios respecto al estudio "Determinación de los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta del SEN y de los SSMM" finalizó el 10 de octubre de 2025. Este estudio, elaborado por la Comisión en cumplimiento del artículo 49° del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, busca establecer una herramienta para determinar y actualizar el precio

básico de la potencia de punta en el sistema eléctrico nacional y proponer una fórmula de indexación de dicho precio entre fijaciones sucesivas.

El informe, elaborado por encargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile, responde a la obligación legal de actualizar periódicamente los costos de referencia para la instalación de unidades de generación de potencia de punta, tanto en el sistema eléctrico nacional (SEN) como en los sistemas medianos (SSMM). El contexto que motiva este estudio es la transformación de la matriz energética chilena, caracterizada por una mayor penetración de energías renovables variables, la necesidad de flexibilidad operativa y la aparición de nuevas tecnologías de almacenamiento.

El documento describe que el estudio debe considerar distintas alternativas tecnológicas para proveer potencia de punta, incluyendo tanto tecnologías convencionales como renovables y sistemas de almacenamiento. Entre las alternativas analizadas se encuentran:

- **Turbinas a gas en ciclo simple o abierto (TG CA):** se consideran modelos heavy duty y aeroderivativos, operando con diésel, gas natural o en modo dual. Se destaca su disponibilidad, tiempos de arranque bajos y flexibilidad de ubicación, así como la influencia de la infraestructura de gas y los costos asociados al combustible.

- **Grupos motor-generador (GMG):** motores diésel o a gas natural, adecuados para potencias menores, especialmente en sistemas medianos. Se resalta su eficiencia, flexibilidad de combustibles y bajos costos de inversión en pequeña escala.

- **Centrales renovables con capacidad de regulación:** se incluyen hidroeléctricas de embalse, centrales termosolares con acumulación de sales fundidas y centrales geotérmicas. El informe señala que estas tecnologías pueden aportar flexibilidad, aunque enfrentan restricciones ambientales, sociales o de recurso.

- **Centrales renovables con capacidad de almacenamiento:** se analizan sistemas híbridos (solar fotovoltaica + BESS, eólica + BESS, hidráulica de pasada + BESS), que permiten gestionar la variabilidad renovable y entregar potencia firme en horas punta. También se consideran sistemas de almacenamiento *stand-alone* (BESS), que consisten en instalaciones de baterías independientes diseñadas para entregar potencia de punta durante varias horas.

- **Almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PHS):** se menciona como alternativa, aunque actualmente no existen instalaciones de este tipo en Chile.

El informe detalla que, para cada alternativa, se realiza una descripción técnica, se identifican los principales componentes y se cuantifican los requerimientos de espacio, equipamiento y obras civiles. Además, se presentan los costos de inversión y operación asociados a cada tecnología y se describen las partidas de costos incluidas en los presupuestos (equipamiento principal, obras civiles, montaje, ingeniería, sistemas auxiliares, etc.).

El documento también aborda aspectos logísticos y territoriales relevantes para la instalación de las unidades de punta, como la disponibilidad de combustibles, acceso a recursos renovables, restricciones ambientales y de planificación territorial, y distancias a infraestructuras clave (gasoductos, puertos y centros de distribución de combustibles).

Finalmente, el informe incluye fórmulas y metodologías para la actualización de los costos de desarrollo de las distintas tecnologías, considerando la evolución de los precios internacionales, el tipo de cambio, el IPC y otros índices relevantes. Se adjuntan anexos con planos, metodologías de cálculo, planillas de costos y referencias normativas.

Colombia

Establecida una modalidad de licencia ambiental especial para proyectos eólicos

Mediante el Decreto 1186 de 2025, se establece una modalidad de licencia ambiental especial para proyectos de generación energética eólica, que producen entre 10 MW y 100 MW. Con esta nueva licencia se pretende agilizar y facilitar el desarrollo de parques eólicos en el territorio nacional, al disminuir los tiempos de evaluación ambiental por parte de la entidad encargada.

La nueva licencia incorpora nuevos criterios de evaluación como localización, diseño y operación para mitigar el impacto ambiental de los proyectos desde la formulación de los mismos. Asimismo, establece una distancia mínima a centros poblados, junto con la implementación de tecnologías silenciosas y seguras. Igualmente, impulsa el uso de nuevas tecnologías que reduzcan la afectación a los ecosistemas y migraciones de aves.

Por último, establece un procedimiento técnico para la elaboración de estudios de impacto social y ambiental de los proyectos en el que se exige la incorporación de planes de manejo y compensación de los impactos ambientales y en las comunidades del territorio.

El Gobierno nacional radicó ante la Cámara de Representantes el Proyecto de Ley 432, que establece mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético

El proyecto de ley pretende la modificación de las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales regulan las condiciones generales de la prestación de los servicios públicos en Colombia y, en particular, la operación del sector eléctrico. El proyecto, que está siendo debatido en el Congreso, busca generar mecanismos para estabilizar y bajar la tarifa a los usuarios. Igualmente, busca reformar las calidades de los miembros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para que personas de otros grupos y gremios de la sociedad participen en la toma de decisiones dentro de este agente regulador.

Asimismo, en materia tarifaria en el proyecto de ley se propone la revisión del cargo por confiabilidad y los saldos de la opción tarifaria.

Perú

Se propone declarar de necesidad pública e interés nacional la creación de la central solar fotovoltaica en el distrito de Mazan, provincia de Maynas y departamento de Loreto

Con fecha 23 de septiembre fue presentado ante el Congreso de la República el Proyecto de Ley N° 12548/2025-CR, el cual propone declarar de necesidad pública e interés nacional la construcción de una central solar fotovoltaica en el distrito de Mazán, provincia de Maynas, departamento de Loreto. De esta forma, el proyecto de ley tiene como finalidad garantizar e impulsar el uso eficiente de los recursos energéticos renovables.

Al respecto, se ha identificado que el distrito de Mazán presenta niveles de radiación solar promedio superiores a 5 kWh/m²/día, además de la disponibilidad de terrenos adecuados. Todo ello convierte a esta localidad en un espacio óptimo para la instalación de un sistema fotovoltaico

con capacidad de generación de 2 MWp, almacenamiento en baterías de 3 MWh y respaldo térmico.

Más allá de su contribución a la diversificación de la matriz energética del país, se espera que este proyecto impulse la producción agrícola, la pesca, el comercio y el turismo, promoviendo el desarrollo local y regional.

El proyecto aún se encuentra en la Comisión de Energía y Minas del Congreso, pendiente de ser debatido y aprobado para su posterior puesta en agenda para el debate en el Pleno del Congreso.

Se propone aprobar los parámetros técnicos para el aporte de inercia sintética en la generación eléctrica

Con fecha 20 de octubre, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 157-2025-OS/CD, el Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba los parámetros técnicos para el aporte de inercia sintética en la generación eléctrica con el fin de recibir comentarios antes de su aprobación definitiva. Esta medida se enmarca en lo dispuesto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 173-2024-OS/CD.

Como se informó anteriormente, la Resolución N° 173-2024-OS/CD —publicada el 8 de octubre de 2024— aprobó el Procedimiento Técnico N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (PR-20) del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). En dicha norma se incorporó la obligación de que todas las centrales de generación que entren en servicio o en puesta en operación comercial a partir del 1 de enero de 2028 estén en la capacidad de emular inercia sintética.

Este proyecto de resolución tiene la finalidad de viabilizar la obligación establecida en el PR-20, que encargó al COES presentar ante el OSINERGMIN, antes del 30 de junio de 2025, una propuesta debidamente sustentada en un informe que contenga: (i) el porcentaje de la contribución de potencia nominal, (ii) el tiempo para iniciar la referida contribución y (iii) el periodo mínimo de contribución, a fin de emular la inercia sintética para las centrales de generación que la requieran.

En ese sentido, el informe técnico propone que las unidades de generación contribuyan con: (i) un 6% de contribución de su potencia nominal, entregado en un tiempo no mayor a 1 segundo desde el inicio de la contribución; (ii) un tiempo máximo de 0,15 segundos desde el inicio del evento y (iii) el período mínimo de aporte de 8 segundos desde el inicio de la contribución, activado a partir de una banda muerta de ± 0,1 Hz respecto de la frecuencia nominal del sistema. Estos valores buscan asegurar una respuesta rápida y efectiva ante perturbaciones de frecuencia, reforzándose así la estabilidad del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN).

Cabe destacar que el plazo para presentar comentarios sobre este proyecto de resolución culminó el día 10 de noviembre de 2025.

Se publicó un proyecto de decreto supremo que aprueba el Reglamento de la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde en el Perú

El 2 de octubre de 2025, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) publicó la Resolución Ministerial N° 314-2025-MINEM/DM, mediante la cual dispuso la publicación del proyecto de Reglamento de la Ley Nº 31992, Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, la cual promueve el uso del hidrógeno verde como fuente de energía limpia. El proyecto normativo busca contribuir de manera efectiva al reforzamiento de la seguridad energética y a la mejora de la calidad de vida de

la población mediante el incremento del uso de fuentes energéticas nacionales abundantes y renovables.

Mediante este proyecto se establece cuáles son las entidades públicas encargadas del fomento del hidrógeno y sus competencias: (i) MINEM liderará la promoción y regulación técnica, (ii) OSINERGMIN supervisará aspectos técnicos y de seguridad, (iii) el Organismo de Evaluación y Fiscalización (OEFA) supervisará y fiscalizará el cumplimiento de las obligaciones ambientales, (iv) el Ministerio de Desarrollo Agrario y Riego (MIDAGRI) regulará la gestión de los recursos hídricos y (vi) el Instituto Nacional de Calidad (INACAL) certificará el origen y calidad del hidrógeno verde.

Asimismo, el proyecto normativo clasifica los proyectos de hidrógeno verde según su capacidad de producción o almacenamiento en “mini”, pequeña, mediana y gran escala. Se establece que todos los proyectos requerirán conformidad previa del MINEM y del OSINERGMIN para iniciar obras y operación. También se determina como requisito que el hidrógeno verde cuente con la certificación de origen, la cual deberá ser emitida por un organismo acreditado ante el INACAL. Finalmente, se determinó que, en los 12 meses siguientes a partir de la entrada en vigor del reglamento, el MINEM deberá aprobar reglamentos complementarios sobre seguridad y comercialización, entre otros.

Cabe destacar que el plazo para presentar comentarios sobre este proyecto de resolución culminó el día 18 de octubre de 2025.

Se publicó el proyecto de modificación al procedimiento para fijación de precios regulados

El 20 de octubre, mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 132-2025-OS/PRES, el OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de modificación del Anexo C.2 de la norma “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”, aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD. Dicho anexo establece el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento Corte y Reconexión”.

El proyecto normativo busca ajustar el plazo para la publicación de resoluciones tarifarias, garantizando así que, en el cálculo de la base tarifaria del siguiente periodo regulatorio, se incorporen los resultados de la liquidación del plan quinquenal de inversiones (PQI) correspondiente, y que, adicionalmente, se cuente con el tiempo suficiente para procesar y evaluar las opiniones y sugerencias formuladas en la etapa de prepublicación.

Con esta medida se busca optimizar el procedimiento de fijación tarifaria, asegurando una mayor solidez técnica mediante la incorporación de información clave como los resultados de la liquidación del PQI y el análisis detallado de observaciones.

Jurisprudencia administrativa

México

Pleno Regional emite jurisprudencia que define la manera en que las asociaciones civiles pueden acreditar su interés legítimo al promover juicio de amparo contra el Acuerdo A/018/2023 de la Comisión Reguladora de Energía

El 26 de septiembre de 2025, el Pleno Regional Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda

la República, emitió la jurisprudencia número PR.CRT. J/6 A (11a.). En ella analizó si basta que una asociación civil demuestre que su objeto social incluya la defensa de un medioambiente sano para acreditar el interés legítimo que le permita impugnar y solicitar la suspensión mediante juicio de amparo, del Acuerdo A/018/2023 de la Comisión Reguladora de Energía (por el que se actualizaron los criterios para determinar la cogeneración eficiente y los criterios de eficiencia y metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible). Este análisis se realizó antes de la publicación y entrada en vigor de la reforma a la Ley de Amparo publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de octubre de 2025.

De acuerdo con precedentes de la Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, el Pleno Regional sostuvo que, en asuntos relacionados con una posible afectación al derecho al medioambiente, se debe atender a los principios de prevención y precaución, *in dubio pro natura* y de acceso a la justicia ambiental, procurando que la medida cautelar sea un mecanismo que ayude a prevenir daños al medioambiente sano, por lo que la decisión que se adopte debe matizarse y flexibilizarse a través de formas de legitimación activa amplia que garanticen el acceso a la tutela jurisdiccional.

Así, el Pleno Regional concluyó que una asociación civil puede acreditar su interés legítimo para impugnar y solicitar la suspensión de la ejecución de acuerdos de carácter general como el Acuerdo A/018/2023 si demuestra tener como objeto social la protección y/o defensa del medioambiente. Lo anterior, al tratarse de un derecho fundamental difuso en beneficio de la colectividad, al ser dicho acuerdo una disposición de observancia general reclamada por atentar contra el derecho fundamental a un medioambiente sano, y al pertenecer la asociación civil reclamante a la colectividad beneficiada por tal derecho.

Tribunal Colegiado establece que los actos derivados de los contratos de suministro de energía eléctrica son de naturaleza mercantil

El 24 de octubre de 2025, el Quinto Tribunal Colegiado en Materia Civil del Primer Circuito emitió la tesis aislada número I.5o.C.206 C (11a.), por la que determinó que los actos derivados de los contratos de suministro de energía eléctrica, bajo la configuración de la Comisión Federal de Electricidad como empresa pública del Estado, de acuerdo con la reforma Constitucional del 31 de octubre de 2024, son de naturaleza mercantil.

Con la citada reforma constitucional, la Comisión Federal de Electricidad cambió su naturaleza para pasar de empresa productiva a ser empresa pública del Estado, dejando de perseguir el mandato de crear valor económico para incrementar los ingresos de la Nación, ahora buscando proveer electricidad al menor precio posible. Así, por regla general dicha comisión continúa operando bajo los principios de derecho privado y no de derecho público, de manera que los actos derivados del contrato de suministro de energía eléctrica son de naturaleza comercial, se rigen por el Código de Comercio y supletoriamente por el Código Civil Federal.

Tribunal Colegiado determina que la Comisión Federal de Electricidad y cualquier autoridad vinculada al cumplimiento de una sentencia de amparo tienen legitimación para promover recurso de queja contra determinaciones dictadas en la etapa de ejecución, siempre que impacten su esfera jurídica

El 7 de noviembre de 2025, el Segundo Tribunal Colegiado Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, con residencia en la Ciudad de México y jurisdicción en toda la República, emitió la jurisprudencia I.2o.A.E.6 K (11a.), por la que se estableció que las autoridades vinculadas al cumplimiento de sentencias de amparo sí tienen legitimación para interponer recursos de queja en contra de determinaciones emitidas en la etapa de ejecución, siempre que éstas les impongan cargas u obligaciones que afectan directamente su esfera jurídica.

Para ello, el Tribunal Colegiado retomó el análisis de la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la jurisprudencia número 2a./J. 137/2019 (10a.), en la que distinguió entre las figuras de autoridad responsable y autoridad vinculada al cumplimiento de sentencias de amparo. En ese sentido, el Tribunal Colegiado concluyó que, si la determinación judicial impone cargas a una autoridad vinculada al cumplimiento durante la etapa de ejecución de sentencia, entonces ésta está legitimada para promover el recurso de queja previsto en el artículo 97, fracción I, inciso e) de la Ley de Amparo.

Normas aprobadas relevantes

México

Se publica el nuevo Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico

El 3 de octubre de 2025 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley del Sector Eléctrico. Este nuevo ordenamiento jurídico tiene por objeto reglamentar las disposiciones de la Ley del Sector Eléctrico que regulan la planeación y el control operativo del sistema eléctrico nacional, la generación, el almacenamiento y la comercialización de energía eléctrica, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y las demás actividades del sector eléctrico.

Las disposiciones principales afectan las siguientes áreas:

- Planeación vinculante.
- Prevalencia del Estado.
- Generación de energía eléctrica.
- Otras actividades del sector eléctrico.

Para mayor detalle sobre el reglamento, pueden consultar esta publicación.

El nuevo Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos actualiza procedimientos e incorpora nuevas figuras regulatorias

El 3 de octubre de 2025 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley del Sector Hidrocarburos, que sustituye a los reglamentos que se encontraban vigentes en el sector desde 2014. Este nuevo ordenamiento jurídico tiene por objeto regular las actividades previstas en la Ley del Sector Hidrocarburos, como la exploración, extracción y las demás actividades de la industria de los hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. Dentro de los cambios, se redefinen las facultades de las autoridades competentes y se incorporan nuevas figuras como la formulación y el transvase.

Las disposiciones principales afectan a las siguientes áreas:

- Actividades de reconocimiento, exploración y extracción.
- Actividades de la industria de hidrocarburos.
- Disposiciones aplicables a la industria de hidrocarburos.

Para mayor detalle sobre el reglamento pueden consultar esta publicación.

Se publica el nuevo Reglamento de la Ley de Planeación y Transición Energética orientado a fortalecer la transición hacia energías limpias

El 3 de octubre de 2025 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley de Planeación y Transición Energética. Este nuevo ordenamiento jurídico tiene por objeto reglamentar las disposiciones de la Ley de Planeación y Transición Energética que regulan las bases para una planeación vinculante del sector energético nacional. Dicha planeación está orientada a fortalecer la transición hacia energías limpias, el aprovechamiento sustentable de los recursos energéticos, la reducción de emisiones contaminantes, y la justicia y soberanía energética, mediante instrumentos, programas y criterios técnicos que guíen las decisiones de política pública, inversión y regulación en el sector.

Los objetivos de este reglamento son: (i) establecer las bases para una planeación vinculante del sector energético nacional, (ii) fortalecer la transición hacia energías limpias y el aprovechamiento sustentable de los recursos energéticos, (iii) imponer obligaciones específicas en materia de energías renovables y (iv) promover la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera, contribuyendo al cumplimiento de los compromisos ambientales y climáticos del país.

Para mayor detalle sobre el reglamento pueden consultar esta publicación.

Se publica el nuevo Reglamento de la Ley de Biocombustibles que define las reglas para la producción, almacenamiento y distribución de biocombustibles

El 3 de octubre de 2025 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley de Biocombustibles. Este nuevo ordenamiento jurídico tiene por objeto reglamentar las disposiciones de la Ley de Biocombustibles que definen el marco jurídico para fomentar, regular y supervisar la producción, almacenamiento, transporte, distribución y uso de biocombustibles en México, promoviendo su desarrollo como parte de la transición energética y la reducción de emisiones contaminantes.

El reglamento define, entre otros conceptos relevantes los siguientes: (i) biocombustible, (ii) biodiesel, (iii) bioetanol, (iv) biogás, (v) biometano, (vi) bioturbosina y (vii) calor verde.

Para mayor detalle sobre el reglamento pueden consultar esta publicación.

Publicado el nuevo Reglamento de la Ley de Geotermia para el aprovechamiento responsable de los recursos geotérmicos

El 3 de octubre de 2025 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley de Geotermia. Este nuevo ordenamiento jurídico tiene por objeto reglamentar las disposiciones de la Ley de Geotermia que regulan la exploración, explotación y aprovechamiento sustentable de los recursos geotérmicos del subsuelo nacional, garantizando su uso racional para la generación de energía eléctrica y usos diversos.

La Secretaría de Energía debe garantizar que todo permiso o concesión energética sea coherente con la planeación vinculante del sector.

La Comisión Federal de Electricidad debe elaborar anualmente una cartera de proyectos geotérmicos para generación eléctrica, considerando factores técnicos, económicos y las necesidades del sistema eléctrico nacional, mientras la Secretaría de Energía impulsará colaboraciones público-privadas que fortalezcan la exploración geotérmica y fomenten inversiones en energías limpias.

Para mayor detalle sobre el reglamento pueden consultar esta publicación.

Se publica una nueva regulación sobre la identificación, visibilidad y trazabilidad de unidades de transporte y distribución de petrolíferos, petroquímicos y gas LP

El 23 de septiembre de 2025 la Comisión Nacional de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación el acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para el balizado (identificación visual de unidades de transporte de carga, pasaje y turismo, que consiste en colocar en los costados y otras partes del vehículo los caracteres alfanuméricos correspondientes a su número de placa), así como los requerimientos técnicos y de interoperabilidad que debe cumplir el sistema de posicionamiento global de las unidades vehiculares registradas en los permisos de transporte y distribución por medios distintos a ductos de petrolíferos, gas licuado de petróleo y petroquímicos.

El acuerdo es de aplicación general y obligatoria para las personas permisionarias que realicen actividades de transporte y distribución por medios distintos a ductos de petrolíferos, gas licuado de petróleo y petroquímicos, que cuenten con unidades vehiculares asociadas a sus permisos. En específico, tiene por objeto establecer los lineamientos técnicos que deben observarse para garantizar la visibilidad y trazabilidad de dichas unidades vehiculares, que incluyen requisitos para el balizado que identifique las actividades permisionadas y las características técnicas y de interoperabilidad que debe cumplir el GPS implementado en ellas.

Entre las obligaciones de las personas permisionarias se encuentran:

- Colocar y mantener visible, legible y en buen estado el balizado, que incluye el código QR en cada unidad.
- Notificar a la Comisión Nacional de Energía en un plazo máximo de 48 horas casos de incidente, robo, accidente o similar que afecte la integridad o funcionalidad del código QR o del sistema GPS.
- Mantener actualizada la información de unidades vehiculares autorizadas en cada permiso.
- Permitir y facilitar en todo momento la verificación física y documental del balizado, código QR y sistema GPS por parte de la autoridad.
- Abstenerse de usar el código QR en un permiso distinto al asignado.

Para mayor detalle sobre la regulación pueden consultar esta publicación.

Perú

Se aprueba modificación de la norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados

El pasado 28 de octubre se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Directoral N° 0192-2025-MINEM-DGE, mediante la cual se modifica el sub numeral 6.2.2. del numeral 6.2 del Título Sexto de la Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, que aprueba la norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTCOTR).

Entre las novedades se encuentra la obligación de las centrales de generación renovables y no renovables con potencia mayor a 10MW de prestar el servicio obligatorio y permanente de

regulación primaria de frecuencia. Asimismo, se determinó un plazo de adecuación a la norma de 24 meses para las centrales no convencionales (RER), exonerando de su cumplimiento a las centrales con contratos derivados de las subastas RER, hasta el vencimiento de sus contratos.

Cabe señalar que la norma entrará en vigor el día hábil siguiente a la publicación de la resolución de OSINERGMIN que apruebe los procedimientos técnicos respectivos, los cuales deberán ser presentados a más tardar el 27 de enero de 2026.

Noticias recientes y tendencias de mercado

Chile

Surge una controversia sobre los precios para traspasar a clientes regulados

En los últimos meses, ha surgido un debate en el sector eléctrico chileno a propósito de dos casos particulares: uno relacionado con una empresa de transmisión y otro concerniente a los cargos de energía que afectan a los clientes regulados. En ambos incidentes, se ha observado que los cobros no fueron correctamente ejecutados, resultando en un incremento adicional en las cuentas de energía. Este tema ha captado la atención pública y ha llevado a cambios en el liderazgo del sector energético.

Aún no se dispone de una evaluación clara sobre el impacto de estos errores en las cuentas de los consumidores, ni sobre cómo ellos pueden revertirse. Desde una perspectiva regulatoria, estos casos ilustran la complejidad del sistema tarifario chileno y sugieren una oportunidad para explorar mecanismos de tarificación más simples.

El sistema tarifario ha experimentado diversos cambios desde 2005, algunos bien recibidos. No obstante, usualmente no se ha considerado lo complejo que puede ser trasladar estas modificaciones a los usuarios finales. Existe un esquema de subsidios cruzados en el mercado eléctrico, lo que origina un sistema de cobros y pagos que involucra múltiples transferencias entre clientes, generadoras, transmisoras y distribuidoras.

Este complejo sistema hace que un error en los cálculos pueda afectar a todo el sector. Las reliquidaciones mensuales son comunes en Chile, reflejando la necesidad de ajustes constantes en el proceso de cobros. A menudo, las reformas añaden capas de complejidad, dificultando la comprensión sobre quiénes deben a quiénes.

En un sistema ideal, las empresas distribuidoras y los proveedores de clientes libres serían responsables de pagar al resto de la cadena de suministro. Sin embargo, el panorama actual se caracteriza por la dependencia en pagos provisionales que se superponen con cálculos definitivos pendientes.

En conclusión, el enfoque en la comprensión y simplificación del sistema tarifario chileno podría ofrecer beneficios al sector, facilitando la transparencia y el manejo preciso de las tarifas de energía.

Colombia

El administrador del mercado XM SA ESP (XM) reportó la entrada en operación de 5 proyectos de transmisión y 18 de generación en el tercer trimestre del año 2025

La empresa XM reportó que, durante 2025, ingresaron 18,78 MW de nuevas plantas de energía a la matriz energética. Dentro de estas nuevas plantas, 13,79 MW corresponden a energía fotovoltaica y 4,99 MW, a plantas de autogeneración térmica. Asimismo, de los cinco proyectos de transmisión que iniciaron su operación, tres corresponden el sistema interconectado nacional (SIN) y los restantes, a sistemas de transmisión regionales.

Se lleva a cabo la primera subasta eólica 'offshore'

A comienzos de noviembre de 2025 se llevó a cabo la primera subasta para la adjudicación de áreas para el desarrollo de proyectos eólicos *offshore*, liderada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en la cual se recibió una oferta por parte de un desarrollador a quien fue adjudicado el permiso de ocho años para el desarrollo del primer proyecto eólico costa afuera en Colombia.

México

Se publica el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico, la regulación sobre planeación vinculante y la convocatoria para proyectos prioritarios de generación eléctrica

El 17 de octubre de 2025, la Secretaría de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación los siguientes documentos relacionados con la planeación vinculante del sector eléctrico, así como el desarrollo de nuevos proyectos prioritarios.

- **Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PLADESE)**

  El PLADESE es el instrumento de planeación del sector energético emitido por la Secretaría de Energía con una visión de mediano y largo plazo para el desarrollo y modernización de la infraestructura del sector eléctrico, con una prospectiva de 15 años y actualización anual.

  Dentro de los principales elementos que contiene el PLADESE se encuentran:

  - Un diagnóstico del sector eléctrico (incluyendo la evolución del consumo final y la demanda eléctrica, así como la evolución de la capacidad y generación eléctrica).
  - Un escenario de planeación 2025-2039.
  - Programas y planes de inversión (incluyendo la instalación y retiro de centrales eléctricas, y programas de ampliación y modernización de las redes eléctricas).

  Para mayor detalle sobre el PLADESE, pueden consultar esta publicación.

- **Disposiciones administrativas de carácter general para la planeación vinculante en la actividad de generación de energía eléctrica**

Relacionado con el PLADESE estas disposiciones tienen por objeto establecer los criterios de planeación vinculante que debe considerar la Comisión Nacional de Energía para la evaluación y el otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica en términos de la Ley del Sector Eléctrico y su reglamento.

Los **siete criterios** para evaluar el cumplimiento de la planeación vinculante del sector eléctrico en el otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica son los siguientes:

1.	Contribución a la satisfacción de la demanda y accesibilidad de electricidad
2.	Confiabilidad, continuidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico nacional
3.	Eficiencia en el sector eléctrico
4.	Transición energética y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional
5.	Prevalencia
6.	Justicia energética
7.	Innovación y desarrollo tecnológico

Para mayor detalle sobre los criterios relacionados con la planeación vinculante, pueden consultar esta publicación.

- **Convocatoria para la atención prioritaria de solicitudes de permisos de generación eléctrica e interconexión al sistema eléctrico nacional alineados a la planeación vinculante**

  La convocatoria establece el mecanismo para la atención prioritaria de las solicitudes de permisos de generación eléctrica y de los estudios de interconexión ante el Centro Nacional de Control de Energía para el desarrollo de centrales eléctricas que son estratégicas y prioritarias en la planeación vinculante del sector eléctrico hasta el año 2030.

  En ese sentido, la convocatoria está dirigida a todos los particulares (con o sin trámites previos) interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación eléctrica con capacidad igual o mayor a 0.7 MW que pretendan interconectarse al sistema eléctrico nacional y que se encuentren alineados con los criterios y necesidades identificados en la planeación vinculante que se identifican en el anexo técnico de la convocatoria (gerencia de control regional, región de transmisión, subestación de interconexión, nivel de tensión y tipo de tecnología).

  Para mayor detalle sobre la convocatoria, pueden consultar esta publicación.

Publicada una modificación al calendario de la convocatoria para proyectos prioritarios de generación eléctrica

En seguimiento a la convocatoria para la atención prioritaria de solicitudes de permisos de generación eléctrica e interconexión al sistema eléctrico nacional, alineados a la planeación vinculante, el pasado 24 de octubre de 2025 la Secretaría de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación un acuerdo por el que se emite una modificación a dicha convocatoria.

En concreto, se modificó el numeral 6 de la convocatoria, denominado “Calendario para la determinación del otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica derivados de la convocatoria”, incluyendo la extensión del periodo de manifestación de interés de los particulares y solicitud de estudios de interconexión hasta el 31 de octubre de 2025.

Para mayor detalle sobre la modificación al calendario, pueden consultar esta publicación.

Perú

Las tarifas eléctricas del SEIN se redujeron en un 6.76% en octubre de 2025

Según informó OSINERGMIN, desde el 4 de octubre las tarifas eléctricas del SEIN registran una reducción promedio del 1.03% para usuarios residenciales y del 0,89% para usuarios comerciales e industriales. En la misma línea, se ha señalado una reducción promedio del 0,65% para los usuarios residenciales y del 0,39% en tarifas comerciales para los usuarios de sistemas eléctricos aislados.

Este reajuste tarifario responde a la aplicación de las fórmulas de actualización de los peajes de transmisión, del cargo fijo y del valor agregado de distribución (VAD). Estos registraron una variación por el índice de precios al por mayor (IPM), al tipo de cambio y los precios del cobre y aluminio.

Esta reducción se hace en cumplimiento con lo establecido por la normativa sobre la actualización de las tarifas eléctricas, que está a cargo de OSINERGMIN de manera mensual.

El BID aprueba crédito para aumentar el acceso a energía eléctrica en la Amazonía peruana

El Directorio Ejecutivo del BID aprobó una línea de crédito condicional para proyectos de inversión (CCLIP) de US$200 millones, junto con una primera operación de US$70 millones. Esta iniciativa busca impulsar la electrificación rural sostenible y productiva en la Amazonía peruana, como parte del programa regional Amazonía Siempre.

El programa beneficiará a más de 30.000 personas en 25 localidades de Loreto y Amazonas, incluyendo comunidades indígenas. Se instalarán minirredes híbridas que integran energía solar y baterías, facilitando el acceso a electricidad confiable y sostenible. Además, se ofrecerá capacitación sobre el uso eficiente y productivo de la energía.

La primera operación individual bajo la línea de crédito para proyectos de inversión de US$70 millones tiene un plazo de amortización de 17 años, un período de gracia de 6 años y medio, y una contrapartida local de US$18 millones.

Perú evalúa el uso de la energía nuclear para cubrir déficit eléctrico

En el marco del debate energético en Latinoamérica, Perú comienza a considerar la energía nuclear como alternativa para diversificar su matriz eléctrica, teniendo en cuenta que el país enfrenta desafíos crecientes ante el aumento de consumo y la expansión demográfica. Asimismo, en abril de este año el Congreso aprobó una ley que impulsa la generación eléctrica de origen nuclear y el uso de reactores modulares pequeños (SMR).

En esa línea, el 24 de octubre de 2025 el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) publicó el informe de análisis preliminar para incorporar la energía nuclear en la matriz energética del Perú, que propone incorporar esta nueva opción energética mediante SMR como solución innovadora y

sostenible. El análisis se centra en el caso de la región Loreto, particularmente Iquitos, donde resulta necesario contar con una fuente de energía confiable y segura como la generación eléctrica de origen nuclear.

En ese sentido, el informe detalla la evaluación técnica de un potencial SMR, la evaluación de los potenciales impactos al desarrollo nacional, los principios de funcionamiento de esta tecnología, los posibles requerimientos técnicos, y las infraestructuras y requisitos normativos necesarios. También presenta un análisis preliminar de la necesidad pública que sustenta su incorporación al SEIN.

El MINEM, a través de PROINVERSIÓN, impulsa 18 proyectos de transmisión eléctrica por más de US$ 934 millones

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) informó que ha encargado a PROINVERSIÓN la licitación de 18 proyectos de transmisión eléctrica del SEIN, incluidos en los Planes de Transmisión 2023–2032 y 2025–2034, con una inversión estimada superior a los US$ 934 millones. Estas obras se desarrollarán en diversas regiones del país y buscan fortalecer la calidad y seguridad del suministro eléctrico nacional.

Los proyectos se agruparán en cuatro bloques. El primero incluye obras en las regiones de Piura, Lambayeque, Junín y Ayacucho, y beneficiarán a más de 1,6 millones de personas. El segundo contempla intervenciones en Cusco, Puno, Madre de Dios, Ica y Lima, con impacto estimado en 1,8 millones de peruanos. Los grupos tres y cuatro comprenden diez proyectos adicionales en regiones como La Libertad, Piura, Lima, Junín, San Martín, Ucayali, Ica y Tacna, alcanzando a cerca de dos millones de personas.

Según el MINEM, estas licitaciones forman parte de una estrategia para incrementar la capacidad de transporte de electricidad, para atender con eficiencia y calidad el aumento de la demanda de energía eléctrica en las regiones, y dinamizar la economía local mediante infraestructura energética.

Contacta con nuestros profesionales

Chile

Diego Perales Roehrs
Of counsel · Administrativo - Energía
diego.perales@garrigues.com
Visita el perfil completo

Cristóbal Fainé Henríquez
Socio · Mercantil
cristobal.faine@garrigues.com
Visita el perfil completo

Carolina Palma Rivero
Asociada · Administrativo
carolina.palma@garrigues.com

Colombia

Adriana Espinosa
Socia · Administrativo - Energía
adriana.espinosa@garrigues.com
Visita el perfil completo

Julián Esteban Lozano
Asociado sénior · Administrativo - Energía
julian.esteban.lozano@garrigues.com
Visita el perfil completo

Angela María Gómez
Asociada · Administrativo - Energía
angela.maria.gomez@garrigues.com
Visita el perfil completo

Perú

Diego Harman
Socio · Mercantil
diego.harman@garrigues.com
Visita el perfil completo

Víctor Baca
Of counsel · Administrativo - Energía
victor.baca@garrigues.com
Visita el perfil completo

Giancarlo Vignolo
Asociado principal · Administrativo - Energía
giancarlo.vignolo@garrigues.com
Visita el perfil completo

México

José Antonio Postigo Uribe
Socio · Mercantil
jose.antonio.postigo@garrigues.com
Visita el perfil completo

Guillermo Villaseñor Tadeo
Socio · Mercantil
gillermo.villasenor@garrigues.com
Visita el perfil completo

Georgina Gutiérrez
Socia · Urbanismo y medioambiente
georgina.gutierrez@garrigues.com
Visita el perfil completo

Max Ernesto Hernández Ernult
Asociado principal · Mercantil
max.ernesto.hernandez@garrigues.com
Visita el perfil completo

Mauricio Alejandro León Alvarado
Asociado principal · Mercantil
mauricio.alejandro.leon@garrigues.com
Visita el perfil completo

Tania Elizabeth Trejo Galvez
Asociada sénior · Mercantil
tania.elizabeth.trejo@garrigues.com
Visita el perfil completo

José Enrique Cruz Lozano
Asociado sénior · Urbanismo y medioambiente
jose.enrique.cruz@garrigues.com
Visita el perfil completo

Malcolm Hemmer Rebolledo
Asociado sénior · Mercantil
malcolm.hemmer@garrigues.com
Visita el perfil completo

GARRIGUES

Isidora Goyenechea 3477, Piso 12
Las Condes - Santiago de Chile (Chile)
T +56 2 29419000
santiagodechile@garrigues.com

Avenida Calle 92 No. 11-51 Piso 4
Bogotá D.C. (Colombia)
T +57 601 326 69 99
bogota@garrigues.com

Paseo de las Palmas 525, Piso 6
Col. Lomas de Chapultepec Ciudad
de México, 11000 (México)
T +52 55 5029 8500
mexico@garrigues.com

Av. Antea 1090 Piso 2 Int 206 Col. Jurica,
Querétaro.76100 México
T +52 442 296 6400
mexico@garrigues.com

Torre Novo Piso 4 Desp. 401 José Clemente
Orozco 335, Col. Valle Oriente
66269 México
T +52 81 8153 3900
mexico@garrigues.com

Av. Víctor Andrés Belaúnde, 332 (Oficina 701)
San Isidro - Lima (Perú)
T +51 1 399 2600
lima@garrigues.com

Síguenos en:

© 2025 J&A Garrigues, S.L.P.| La información de esta página es de carácter general
y no constituye opinión profesional ni servicio de asesoramiento legal o fiscal.

garrigues.com