

PREGUNTAS FRECUENTES REGULACIÓN

1. ¿Cómo funciona el esquema regulatorio en el negocio de generación de electricidad en Colombia?

La generación es una actividad de libre competencia, de manera que se permite la participación de diferentes agentes económicos quienes deben estar integrados dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para adherirse al Mercado Mayorista de Energía. Cualquier agente generador debe cumplir con la normatividad vigente enmarcada en las leyes 142 y 143 de 1994.

El Ministerio de Minas y Energía, rector de política, se apoya en la información sectorial de la UPME para la formulación de la política pública. No obstante, es importante tener en cuenta que la expansión del parque generador es descentralizada y los planes de expansión elaborados por la UPME son de carácter indicativo.

La CREG, como ente regulador, es el encargado de desarrollar las reglas para el adecuado funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía tales como la competencia, Cargo por Confiabilidad, contratos de energía, transacciones internacionales, garantías, servicios complementarios, plantas menores (generación con capacidad menor a 20 MW).

2. ¿Cómo funciona el esquema regulatorio en el negocio de transmisión de electricidad en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala?

- Colombia

La actividad de transmisión es un monopolio natural regulado y la planeación de la transmisión está a cargo de la UPME quien, a través de convocatorias, escoge los inversionistas que realizarán los proyectos de expansión bajo el criterio del Valor Presente Neto utilizando una tasa de descuento definida por el regulador. El Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente asignado en la convocatoria, cubre todos los costos incurridos por el transmisor seleccionado.

- Perú

La actividad de transmisión es considerada un monopolio natural y la red es de libre uso a terceros. Proinversión es la entidad encargada de efectuar las licitaciones para la construcción de las instalaciones contenidas en el Plan de Transmisión mientras que COES

Planifica el desarrollo de la transmisión del denominado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SEIN, el cual se compone de:

- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) cuya concesión y construcción resultan de un proceso de licitación pública
 - Sistema Complementario de Transmisión (SCT) cuya construcción resulta de la iniciativa propia de agentes o aprobaciones de OSINERGMIN mediante el plan de inversiones
 - Sistema Principal de Transmisión (SPT) que consta de aquellas obras que iniciaron operación antes de la entrada en vigor de la Ley N° 28832 y hacen parte del conjunto de un sistema interconectado
 - Sistema Secundario de Transmisión (SST) que consta de aquellas obras que iniciaron operación antes de la entrada en vigor de la Ley N° 28832 y se usan para transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal
- Brasil:

Las concesionarias de transporte son responsables por el mantenimiento y disponibilidad de sus instalaciones, las cuales son operadas por el Operador Nacional del Sistema ONS. De acuerdo con las leyes N° 9074 de 1995 y N° 9648 de 1998, el acceso a la red por cualquier agente es libre, y los agentes pagan el costo de transporte.

La planificación de la expansión del sistema de transmisión es centralizada y a cargo de la Empresa de Pesquisa Energética EPE. Las nuevas obras para la expansión de la Red Básica son licitadas por medio de una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos en las concesiones existentes son autorizados por la ANEEL, quien establece las condiciones generales para obtener acceso al sistema de transmisión (incluidos los contratos de conexión y uso del sistema). Finalmente, las condiciones de acceso se consolidan en el informe de acceso emitido por ONS.

- Guatemala:

El transporte de electricidad es libre uso por terceros, sin embargo, cuando se requiere utilizar bienes de dominio público y el uso de estos bienes implica la participación en el transporte de electricidad, se requiere de una autorización por parte del Ministerio de Energía y Minas.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE está a cargo de los procesos de licitación para los procesos de ampliación del sistema de transporte de alta tensión y de la definición de las tarifas de transmisión sujetas a regulación.

3. ¿Cómo funciona el esquema regulatorio en el negocio de distribución y comercialización de electricidad Colombia?

- Distribución:

La distribución de electricidad en Colombia se realiza en diferentes niveles de tensión, o voltajes que se clasifican en dos grupos:

- Sistema de distribución local – SDL: comprende baja tensión (menor a 1 Kv) y media tensión (mayor o igual a 1 kV y menor a 57,5 Kv).
- Sistema de transmisión regional: transporte de energía en alta tensión (mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 Kv).

El distribuidor (operador de red - OR) no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados. Más bien, los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. En tal sentido, su remuneración es determinada, por la CREG, a través de un ingreso regulado.

- Comercialización:

En Colombia la actividad de comercialización corresponde a la compra de energía eléctrica en el Mercado Mayorista de Energía y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados. Los usuarios regulados son aquellos cuya potencia se encuentre en un nivel inferior a los 0,1 MW o el consumo mensual sea menor a 55 MWh/mes de consumo. El regulador ha establecido que aquellos usuarios regulados deben estar protegidos en materia de precio y condiciones de prestación de servicio.

El mercado de comercialización de energía eléctrica no tiene barreras de entrada para ningún nivel de consumo y puede desarrollarse en forma combinada con otras actividades, según lo dispuesto por la regulación y la ley, o de manera independiente.

El comercializador que atiende el mercado regulado, el cual generalmente coincide con el distribuidor comercializador, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales

desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, y un margen. De esta manera, el comercializador está encargado de facturar la totalidad de los costos de las etapas del servicio a los clientes regulados según se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

4. ¿Cómo funciona el esquema regulatorio en el negocio de transporte de gas natural Colombia y Perú?

- Colombia:

El transporte de gas natural se considera como un servicio abierto, en el cual no se requieren de concesiones para la construcción de gasoductos. Sin embargo, por el monto de las inversiones requeridas y la naturaleza del servicio se constituye como un monopolio natural.

El esquema regulatorio que aplica al servicio de transporte de gas natural busca garantizar el acceso a la infraestructura por parte de los consumidores y la remuneración de las inversiones y costos de la actividad por medio de una tarifa eficiente.

Por otra parte, la Unidad de Planeación de Minero Energética (UPME) desarrolla el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, en el cual se identifican los proyectos de transporte requeridos para asegurar el abastecimiento a largo plazo de gas natural en el país. En este sentido, los transportadores podrán desarrollar estos proyectos bajo un mecanismo de Ingreso Anual Esperado, el cual se le garantiza recibir por 20 años.

- Perú:

La actividad de transporte de gas natural por red de ductos se caracteriza por ser un monopolio natural. Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de gas natural, de acuerdo con un contrato de concesión que otorga con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dicte el Ministerio de Energía y Minas.

El Estado peruano, mediante la Ley N° 27133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural) y su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 040-99-EM, definió el procedimiento para la determinación de las tarifas de transporte de GN por red de ductos, asignándole a Osinergmin la responsabilidad de regular las Tarifas de Transporte en la Red Principal cada dos años, así como también el cargo por Garantía de Red Principal (GRP).

5. ¿Cómo funciona el esquema regulatorio en el negocio de distribución de gas natural Colombia y Perú?

- Colombia:

La distribución de gas natural se considera como un monopolio natural y no requiere de concesiones para la construcción de redes.

El servicio de distribución se encuentra regulado, tanto en aspectos operativos y de calidad, como en aspectos tarifarios. Para iniciar a prestar el servicio requiere que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) haya establecido tarifas reguladas para el mercado que se está atendiendo. Las tarifas se aprueban para un mercado y no para una empresa en particular, por lo que cualquier agente que quiera prestar el servicio en un mismo mercado deberá aplicar la tarifa aprobada.

- Perú:

La distribución de gas natural a los usuarios mediante las redes de ductos o tuberías instaladas se caracteriza por ser un monopolio natural.

La normatividad de la actividad de distribución y comercialización se basa en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221 de 1993.

Mediante el D.S. N° 056–93–EM, de noviembre de 1993, se aprobó el Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos. Posteriormente, con la expedición de la Ley N° 27116 en mayo de 1999, que creó la Comisión de Tarifas de Energía; la Ley N° 27133 de septiembre de 1999, de Promoción del desarrollo de la industria del gas natural, y otras disposiciones.

Mediante el D.S. N° 040–2008–EM, se aprobó un texto único ordenado, en el que se consolidan las modificaciones del Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos. Este reglamento contiene ocho títulos, ciento veintinueve artículos, cuatro disposiciones transitorias, cinco disposiciones complementarias y dos anexos. A continuación, se listan las temáticas relevantes que el reglamento establece:

- Procedimientos para otorgar concesiones.
- Procedimientos para fijar las tarifas.
- Condiciones para la aplicación del mecanismo de promoción de conexiones residenciales
- Normas de seguridad

- Normas sobre protección del ambiente
- Disposiciones sobre la autoridad competente de regulación
- Normas vinculadas a la fiscalización

6. ¿Cómo funciona el esquema de remuneración en el negocio de generación de electricidad en Colombia?

En Colombia, un agente generador puede obtener ingresos a través de:

- Contratos de corto plazo, a través de la Bolsa de Energía donde diariamente oferta precios y declara disponibilidades de su energía
- Contratos de largo plazo de carácter financiero, cuyos precios serán acordados con la contraparte.
- La participación en el esquema de expansión del parque generador denominado Cargo por Confiabilidad, que se basa en remunerar la Energía Firme que los generadores pueden entregar al sistema bajo condiciones de hidrología crítica. Con este Cargo, el generador asegura un ingreso a las nuevas plantas y/o unidades de generación por un plazo de hasta veinte años, adicional al que perciben por la venta de su energía a través de los contratos y la Bolsa de Energía.
- Mecanismo de contratos de largo plazo. Para participar en esta subasta debe superar una calificación dada por el Ministerio de Minas y Energía

7. ¿Cómo funciona el esquema de remuneración en el negocio de transmisión de electricidad en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala?

- Colombia:

El transportador recibe ingresos por sus activos, dependiendo de si es o no un activo existente:

- Activo existente a 31 de diciembre de 1999: Recibe un ingreso determinado de manera administrada bajo la metodología de valor de reposición a nuevo (VNR) que remunera la inversión y los gastos AOM.
- Activo adjudicado bajo el mecanismo de convocatoria pública: Este mecanismo que comenzó a aplicarse a partir de 1999, remunera al desarrollador del proyecto de transmisión mediante un Ingreso Anual por 25 años que cubre todos los costos incurridos por el transmisor seleccionado en la convocatoria incluidos los costos AOM. A partir del año 26, el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes. Adicional a la remuneración de activos

eléctricos, el transportador recibe remuneración por la inversión en activos no eléctricos y los terrenos.

De acuerdo con la Resolución CREG 083 de 2008 la tasa de retorno empleada para remunerar los activos de transmisión es del 11.50% en pesos constantes antes de impuestos. Esta tasa es definida por el regulador y busca reflejar el WACC de la actividad de transmisión.

Con base en la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso del STN (Resolución CREG 011 de 2009), los comercializadores pagan un “cargo estampilla” que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Este cargo es asumido por la demanda en la tarifa de energía. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN.

- Perú:

La expansión de transmisión se realiza mediante un esquema de concesión basado en el pago de un ingreso fijo anual realizado al ganador a cambio de comprometerse a realizar la operación y mantenimiento de las redes por un periodo de 30 años.

- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión se rigen por lo dispuesto en la Ley 28832 y se remuneran de acuerdo con la Base Tarifaria que incluye la remuneración de las inversiones que se mantiene constante durante el período de licitación de 30 años y se actualiza a una tasa del 12% real anual y los costos eficientes de operación y mantenimiento.

- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión

De acuerdo con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, por estas instalaciones el transmisor recibe una remuneración correspondiente al costo medio anual el cual incluye el costo de la inversión que se remunera con base en lo definido en el Plan de Inversiones correspondiente y el costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones. Si este último no se encuentra incluido en los Contratos de Concesión SCT, es determinado por OSINERGMIN cada 6 años como un porcentaje del Costo de Inversión.

- Instalaciones del Sistema Principal

De acuerdo con lo definido en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) de 1992, estos activos de transmisión se remuneran a través de las tarifas reguladas mediante la metodología de valor nuevo de reemplazo considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas, equivalente al 12%. Por su parte, los costos de operación y mantenimiento se determinan para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen

procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a todas las instalaciones de la esta.

- **Instalaciones del Sistema Secundario**

De acuerdo con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se establece un costo Medio anual equivalente al ingreso anual por concepto de Peaje e Ingreso Tarifario, el cual se actualiza en cada fijación tarifaria de acuerdo con las fórmulas de actualización establecidas por OSINERGMIN.

- Brasil:

El sistema de transmisión que integra el SIN es operado por el Operador Nacional del Sistema ONS y cada agente de transmisión debe suscribir acuerdos específicos con el ONS. Los servicios públicos relacionados con el sistema de transmisión se rigen por las políticas tarifarias de ANEEL, que básicamente consisten en la estipulación por parte de ANEEL de un ingreso anual permitido (RAP por sus siglas en portugués) para ser percibido por cada concesionario o permisionario por medio de la Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión que debe pagar cada agente que accede a la red de transmisión.

Para determinar esta tarifa, ANEEL considera los resultados de las subastas públicas de transmisión aplicables realizadas por el gobierno y el RAP a ser pagados a los agentes de transmisión a partir de la fecha de inicio de operación de sus respectivas instalaciones.

Los contratos de concesión de transmisión son generalmente celebrados por treinta años de vigencia

- Guatemala:

La regulación contempla dos opciones para la remuneración:

- Corresponde a un canon cuando el ministerio licita un proyecto. En el contrato se pactan los precios como ingreso anual. Para los proyectos grandes la remuneración se da por fases.
- El precio por el uso de las redes de transporte (peaje) es libre en tanto sea pactado mediante contratos entre las partes interesadas. Para todas las transacciones que se deriven del mercado de oportunidad, el peaje por el uso de las redes de transmisión está regulado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE.

8. ¿Cómo funciona el esquema de remuneración en el negocio de distribución y comercialización de electricidad Colombia?

- Distribución:

La CREG fija para cada OR unos ingresos y un cargo por uso de sus redes de distribución, el cual se expresa en \$/kWh. Este cargo lo deben pagar los usuarios por cada unidad de energía consumida.

De acuerdo a lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018, los ingresos del Operador de Red se determinan mediante un ingreso máximo (Revenue Cap) en el cual se remuneran las inversiones (incluye la rentabilidad de la inversión en los activos utilizados y la recuperación del capital invertido) y los gastos para la prestación del servicio, así como incentivos (positivos o negativos) asociados con la calidad del servicio prestado y la eficiencia alcanzada por el OR en ejecución de inversiones y gastos de AOM.

El valor de las inversiones lo determina la CREG a partir de la metodología de costo de reposición depreciado, la cual considera la antigüedad general de los activos del sistema, la reducción del valor de estos por su uso, las nuevas inversiones realizadas por los OR, y los activos que salen de operación. Con esta nueva metodología, las empresas deben presentar a la Comisión unos planes de inversión en expansión del sistema, reposición de activos, mejoramiento de la calidad del servicio, incorporación de nuevas tecnologías y reducción de pérdidas, los cuales son aprobados por la CREG con base en criterios de eficiencia y son objeto de seguimiento permanente.

- Comercialización:

La actividad de comercialización minorista se remunera mediante un cargo de comercialización que se aplica en la tarifa del usuario final. Este cargo remunera los costos fijos de la actividad como la lectura de medidores, facturación, reparto de facturas, atención al cliente. La gestión de la compra de la energía para los usuarios finales la realiza el comercializador y su costo se traslada al usuario, previo una comparación con el precio promedio del mercado denominado Mc.

9. ¿Cómo funciona el esquema de remuneración en el negocio de transporte de gas natural Colombia y Perú?

- Colombia

La actual metodología tarifaria de remuneración de la actividad de transporte de gas natural en Colombia está vigente desde agosto de 2010 y está contenida en la Resolución CREG 126 de 2010, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Las tarifas que por el servicio de transporte de gas hoy cobran los transportadores están regidas por dicha metodología.

Para cada transportador y para cada tramo de gasoducto, mediante resolución, la CREG define los cargos regulados que remuneran los costos de inversión (pareja de cargos fijos y variables) y gastos de AOM. Estos cargos son actualizados anualmente, por medio de índice macroeconómicos.

A los usuarios que tengan contratado el servicio de transporte de gas natural, se les genera una factura mensual cuyo valor depende de la capacidad de transporte contratada, el gas natural transportado en el periodo y los tramos de gasoductos utilizados.

Actualmente se encuentra en firme una nueva metodología de remuneración, Resolución CREG 175 de 2021, que reemplazará la contenida en la Resolución CREG 126 de 2010 a partir de septiembre de 2022.

- Perú

Las Tarifas de Transporte de la Red Principal de Camisea se fijaron con la Resolución N° 033-2014-OS/CD. Dichas tarifas son aplicables en el periodo comprendido entre el 1° de mayo de 2014 hasta el final del Período de Recuperación, de acuerdo con el Contrato BOOT de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate.

El marco normativo define dos tipos de tarifas reguladas: una aplicable a los generadores eléctricos, la cual es equivalente a la Tarifa Base y la otra aplicable a cualquier otro usuario del gasoducto. Esta última tarifa considera como demanda la proyección de los transportes de gas natural a lo largo de la vida útil del gasoducto y es actualizada a la tasa de descuento señalada en las normas correspondientes. A la fecha la Tarifa Base es igual a la Tarifa Regulada debido a que ya se ha alcanzado la capacidad garantizada.

A partir del 1° de mayo de 2009, se aplica un factor de uso de la red de transporte (FU) igual a 0,9; lo cual generó que los costos de transporte por servicio firme e interrumpible sean diferentes a partir de dicha fecha. Por ello mediante Resolución N° 100-2009-OS/CD se precisó que los concesionarios de distribución deberán trasladar a sus clientes el costo medio de transporte (CMT).

10. ¿Cómo funciona el esquema de remuneración en el negocio de distribución de gas natural Colombia y Perú?

- Colombia:

La metodología de remuneración de la actividad de distribución de gas natural se expidió mediante la Resolución CREG 202 de 2013, sin embargo, algunas partes de esta resolución y los cargos aprobados fueron derogados mediante la Resolución CREG 093 de 2016. Durante dos años se llevó a cabo una discusión para la definición de los apartes derogados de la resolución 202 de 2013, los cuales se establecieron mediante la Resolución CREG 090 de 2018, 132 de 2018 y 011 de 2020.

En su gran mayoría, las tarifas que por el servicio de distribución de gas hoy se cobra a los usuarios están establecidas bajo la metodología de la Resolución CREG 011 de 2003.

Para cada mercado de distribución, mediante resolución, la CREG define los cargos regulados que remuneran los costos de inversión y gastos de AOM (cargo fijo y variable). Estos cargos son actualizados mensualmente, por medio de índice macroeconómicos.

Actualmente se encuentra en curso el proceso de aprobación de cargos regulados, basados en la Resolución CREG 202 de 2013, 090 de 2018, 132 de 2018 y 011 de 2020, los cuales se espera se estén aplicando a finales de 2022.

- Perú:

El esquema de regulación de la distribución de GN por red de ductos trata de ajustar los ingresos tarifarios a los costos regulados de la empresa concesionaria y, con ello, busca garantizar el equilibrio económico-financiero de la empresa.

El proceso de fijación de tarifas en la distribución de GN se realiza cada cuatro años y comprende dos etapas: en la primera se determina el nivel que permite garantizar el equilibrio económico y financiero de la empresa regulada, mientras que en la segunda se realiza la asignación del nivel de las tarifas a cada una de las categorías tarifarias que se han definido.

El nivel de las tarifas se determina mediante el establecimiento de una empresa modelo eficiente o empresa de referencia, que permite que las tarifas de distribución de GN remuneren los costos eficientes de la empresa.

El costo medio del servicio de distribución se determina como el cociente de la suma de los valores presentes de la anualidad de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, así como del valor presente de la demanda.

Una vez obtenido el costo medio por la construcción de una empresa modelo, se determinan las tarifas de distribución de GN, aplicables a cada tipo de consumidor.

Cabe mencionar que en la Cláusula 14 del Contrato BOOT de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región Ica, firmado entre Contugas (concesionaria de la distribución del gas natural en Ica) y el Estado, se establecieron las tarifas iniciales de distribución de gas natural, los cargos por acometida y el derecho de conexión aplicables en la región por un periodo de 8 años, plazo que se cumple en 2022.

11. ¿Cuál es el estatus actual de la tarifa en Codensa?

Con la Resolución CREG 189 de 2019 y 122 de 2020, se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Codensa, de acuerdo con la metodología de remuneración de distribución definida en la Resolución CREG 015 de 2018, a partir de julio de 2020.

De acuerdo con la Resolución CREG 215 de 2021, la tasa de retorno empleada para remunerar los activos de distribución es de 12,09% a partir del año 2022.

12. ¿Cuál es el estatus actual de la tarifa en TGI?

Actualmente TGI aplica los cargos regulados aprobados bajo la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010, para cada tramo de gasoducto.

Los cargos regulados vigentes de TGI están contenidos en la Resolución CREG 003 de 2018 y 106 de 2018.

Los cargos pueden ser consultados en el siguiente enlace:

<https://beo.tgi.com.co/Other/CargoServicios#gsc.tab=0>

Actualmente se encuentra en firme una nueva metodología de remuneración, Resolución CREG 175 de 2021, que reemplazará la contenida en la Resolución CREG 126 de 2010 a partir de septiembre de 2022.

13. ¿Cuál es el estatus actual de la tarifa en Cálidda?

Las Tarifas Únicas de Distribución (TUD) se han establecido por 4 años y están vigentes del 7 de mayo de 2018 hasta el 06 de mayo de 2022. Se aprobaron TDU para nueve categorías tarifarias, según el rango de consumo o características de los usuarios finales, conforme con lo dispuesto por las Resoluciones Osinergmin N° 055-2018-OS/CD, N° 098-2018-OS/CD y N° 160-2019-OS/CD.

Actualmente, se está finalizando el proceso de fijación de las nuevas TUD, las cuales se espera comiencen su vigencia en julio de 2022 y por 4 años.

14. ¿Cuál es la diferencia que existe respecto a los activos de transmisión de electricidad y que está atada al riesgo regulatorio?

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) elabora el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, el cual identifica las obras de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) o Sistema de Transmisión Regional (STR) requeridas y que deben ser ejecutadas a través de convocatorias públicas.

En las convocatorias públicas las obras son adjudicadas al proponente con el mínimo costo, y se le garantiza el ingreso esperado de la oferta por un periodo de 25 años, desde la fecha de puesta en operación del proyecto.

Todos aquellos activos de transmisión que no son ejecutados y operados como resultado de una convocatoria pública, son remunerados de acuerdo con la metodología vigente (Resolución CREG 011 de 2009) la cual es revisada cada cinco años, pudiendo modificar el ingreso que recibe el transportador.

15. ¿Cuáles son los riesgos regulatorios en cada uno de los segmentos mencionados y en cada uno de los países donde tenemos presencia?

País	Servicio	Actividad	Riesgo
Colombia	Energía Eléctrica	Generación	<ul style="list-style-type: none"> Implementación de medidas que generen inestabilidad regulatoria o produzcan el decrecimiento del mercado. Intensificación comportamiento bajista de los precios de energía de corto plazo.
		Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> Para los activos que no se encuentran dentro del periodo de remuneración de las convocatorias públicas, modificación en la metodología tarifaria de manera tal

			que no remunere totalmente la inversión o los gastos AOM
		Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación en la metodología tarifaria de manera tal que no remunere totalmente la inversión o los gastos AOM
		Comercialización	<ul style="list-style-type: none"> • Implementación de medidas que disminuyan la competencia en el mercado
	Gas Natural	Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación en la metodología tarifaria de manera tal que no remunere totalmente la inversión o los gastos AOM • Permitir que otros agentes de la cadena ejecuten infraestructura de transporte
		Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación en la metodología tarifaria de manera tal que no remunere totalmente la inversión o los gastos AOM
Perú	Gas Natural	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación en la metodología tarifaria de manera tal que no remunere totalmente la inversión o los gastos AOM
Guatemala	Energía Eléctrica	Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación en la metodología tarifaria de manera tal que no remunere totalmente la inversión o los gastos AOM

16. ¿Quién es el regulador tanto en energía eléctrica y/o de gas natural en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala? ¿Cuál es la injerencia del regulador en cada caso?

- Colombia: Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG
- Perú: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin
- Brasil: Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL
- Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE y Dirección General de Hidrocarburos - DGH

17. ¿Qué impactos tendrá la OCDE respecto a la regulación en Colombia?

Con el ingreso en la OCDE, Colombia toma la buena práctica de implementar el análisis del impacto de las normas y resoluciones tanto antes de la expedición donde se incorpora la participación de los agentes, como para la evaluación de la normativa tiempo después de su expedición. Adicionalmente, Colombia incorporará dentro de su regulación procesos de consulta pública para toda nueva regulación que incluyan las buenas prácticas de la OCDE.

18. ¿Cuál es la metodología en el cálculo de WACC y en que segmentos de negocio se calcula?

El WACC es el costo medio ponderado del capital que teniendo en cuenta todas las fuentes de recursos de la empresa, ya sean propias o ajenas, calcula un porcentaje que permite traer el valor actual de los ingresos y costos esperados de un proyecto de inversión para valorar el mismo. Esta tasa es utilizada para remunerar los proyectos de inversión de las actividades reguladas, a saber: transmisión/transporte de gas y distribución de energía eléctrica y gas.

Para Colombia, la metodología de cálculo del WACC se encuentra en la Resolución CREG 004 de 2021.