|  |
| --- |
| **AIR DE ALTO IMPACTO CON ANÁLISIS EN LA COMPETENCIA** |

|  |  |
| --- | --- |
| **Dependencia:**  CRE – Comisión Reguladora de Energía. | **Título de la regulación:**  Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural |
| **Punto de contacto:**  **Nombre:** Miguel Ángel Granados Cruz  **Cargo:** Director General de Integración Regulatoria.  **Teléfono:** 5283 1500 Ext. 1567  **Correo electrónico:** mgranados@cre.gob.mx | **Fecha de recepción:**  **Fecha de envío:**  22/07/22 |

|  |  |
| --- | --- |
| **¿DESEA QUE LA MIR Y EL ANTEPROYECTO NO SE PUBLIQUEN EN EL PORTAL?** | |
| **Confidencialidad de la MIR**  **Indique si la regulación propuesta requiere la no publicidad a la que se refiere el artículo 69-K de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (en caso de responder afirmativamente, proporcione la justificación correspondiente):**  **Justificación:** no aplica. |

|  |  |
| --- | --- |
| **CALIDAD REGULATORIA** | |
| **Indique el (los) supuesto (s) de calidad para la emisión de regulación en términos del artículo 3 del Acuerdo de Calidad Regulatoria.**  **Es un instrumento que se deriva de una obligación específica establecida en alguna ley, reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal:**  Sí  **Es un instrumento que se deriva de un compromiso internacional:**  No  **Es un instrumento que representa beneficios notoriamente superiores a sus costos en términos de la competitividad y eficiencia de los mercados:**  Sí  **Se trata de un anteproyecto que será expedido por el Titular del Ejecutivo Federal, por lo que no es aplicable el Acuerdo de Calidad Regulatoria:**  No  **Brinde la justificación por la que el (los) supuesto (s) de calidad anteriormente señalado (s) es (son) aplicable (s) al anteproyecto:**  Los artículos 82 de la Ley de Hidrocarburos (LH)1 y el 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento)2 establecen que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) expedirá las Disposiciones Administrativas de Carácter General para establecer la metodología de determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas para el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural, las cuales deben considerar las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y proteger los intereses de los usuarios, constituyendo mecanismos que promuevan la demanda y el uso racional de los bienes y servicios.  Por otra parte, el anteproyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural (Anteproyecto) se encuentra en el supuesto de la fracción V que considera el Artículo Tercero del Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (Acuerdo).  Dicha fracción hace referencia a “los beneficios aportados por el acto administrativo de carácter general, en términos de competitividad y funcionamiento eficiente de los mercados, entre otros, sean superiores a los costos de su cumplimiento por parte de los particulares”. Al respecto, de acuerdo con la información presentada en los numerales 11, 12 y 13 del Análisis de Impacto Regulatorio, el Anteproyecto sustenta que los beneficios son superiores a los costos, tal y como determina el artículo 8 de la Ley General de Mejora Regulatoria.3  Respecto al Artículo Quinto del Acuerdo que establece que “para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el Anteproyecto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogarán o derogarán y que se refieran a la misma materia o sector económico regulado”, se indica que el Anteproyecto, al actualizar la regulación concerniente a la aprobación de tarifas de la actividad de distribución por medio de ducto de gas natural, considera la eliminación de 9 (nueve) trámites y 17 (diecisiete) acciones regulatorias, la simplificación de 1 (un) trámite, la modificación de 2 (dos) trámites, la creación de 5 (cinco) trámites y 36 (treinta y seis) acciones regulatorias, de las cuales 26 (veintiséis) acciones regulatorias no presentan costos cuantificables y finalmente, 1 (una) acción regulatoria que se mantienen para aquellos Permisionarios de distribución por ducto de gas natural (Distribuidores) que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria, respecto al marco tarifario de dicha actividad considerado en la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas), publicada el 28 de diciembre de 2007, en el Diario Oficial de la Federación (DOF)4 y en la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad), publicada en el DOF el 3 de junio de 1996.5  Por otro lado, en relación con dicho Artículo Quinto, de tal manera que la Comisión Reguladora de Energía vigile que efectivamente exista una reducción en el costo de cumplimiento de la regulación para los particulares, se agrega en los Anexos de este formulario una nota que cuantifica la disminución en los costos de cumplimiento (ver Anexo 1. Cumplimiento de Acuerdo Presidencial).  De manera adicional, el Anteproyecto también se encuentra en el supuesto de la fracción II que considera el Artículo Tercero del Acuerdo. Dicha fracción hace referencia a “con la expedición del acto administrativo de carácter general, la dependencia u organismo descentralizado cumpla con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal”.  Referencias:  1 Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf>  2 Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota\_detalle.php?codigo=5366672&fecha=31/10/2014  3 Ley General de Mejora Regulatoria, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de mayo de 2018. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGMR_180518.pdf>  4 Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de Gas Natural DIRGAS-001-2007, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2007. Disponible en:  <http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5011883&fecha=28/12/2007>  5 Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad), publicado en el DOF el 3 de junio de 1996. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota\_detalle.php?codigo=4887123&fecha=03/06/1996 |

|  |  |
| --- | --- |
| **I.- DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS GENERALES DE LA REGULACIÓN** | |
| 1. Describa los objetivos generales de la regulación propuesta.  El objetivo general del Anteproyecto consiste en actualizar el esquema regulatorio sobre la determinación de las tarifas para la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto, a fin de que se propicie que las actividades reguladas se lleven a cabo bajo principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad; se protejan los intereses de los usuarios; se consideren las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, y se promueva la demanda y el uso racional de los bienes y servicios correspondientes, asimismo, reducir las barreras a la entrada, al disminuir la carga administrativa que enfrentan los Distribuidores en la determinación de sus tarifas y al establecer mecanismos que incentiven la competencia y acceso a la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto. Asimismo, el Anteproyecto tiene por objetivo disminuir, de manera general, el costo de cumplimiento en materia tarifaria respecto a este tipo de Distribuidores. Al respecto, el Anteproyecto tiene por objeto crear un nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria de “Control de Rentabilidad Máxima” diferente al esquema actual de “Costos Eficientes y Precio Máximo”, con el fin de, garantizar cubrir los costos de operación y mantenimiento y obtener una rentabilidad razonable, e incluir los incentivos que permitan fomentar la competencia en el sector y maximizar la penetración del gas natural en el mercado mexicano, en sustitución de otros combustibles con mayores precios e implicaciones negativas al medio ambiente, los cuales consideren costos eficientes aplicables a los sectores residencial, de servicios e industrial, a nivel nacional.  El Anteproyecto establece un esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual considera que el Distribuidor puede solicitar la aprobación de las tarifas máximas que requiera para su planeación a largo plazo, las cuales serán reguladas por medio de la rentabilidad. Es decir, es un esquema en el cual las tarifas máximas que solicite el Distribuidor no podrán conllevar una rentabilidad mayor a la determinada como eficiente por parte de la Comisión conforme a las condiciones del mercado.  Este nuevo esquema de “Control de Rentabilidad Máxima” será de adhesión obligatoria para todos los permisionarios que soliciten autorización de tarifas máximas con posterioridad a la entrada en vigor de estas disposiciones y aplicará también para aquellos que manifiesten su interés por migrarse a este nuevo esquema.  A continuación, se establecen los siguientes objetivos específicos:   * Establecer un Límite de Rentabilidad Máxima (LRM) para el inicio de la vigencia de esta regulación de 10.7419%, el cual se podrá actualizar cada 5 años conforme a las condiciones del mercado y de los indicadores macroeconómicos y deberá ser observado por parte de los Distribuidores por ducto de gas natural que se encuentren bajo el nuevo esquema regulatorio tarifario, a efecto de establecer sus tarifas máximas. * Simplificar la solicitud de autorización de tarifas máximas aplicables CRE-19-001-A para los Distribuidores apegados al nuevo esquema regulatorio tarifario, reduciendo los requisitos y los documentos a presentar. Al respecto, actualmente se debe presentar un plan de negocios, el cual considera diversa información de índole económica y técnica, un modelo tarifario, una propuesta de tarifas máximas, diversos anexos y documentos probatorios. No obstante, con el Anteproyecto sólo se deberá presentar la propuesta de tarifas máximas con la memoria de cálculo con la información a partir de la cual se calculó dicha propuesta, junto con su periodo regulatorio, así como información correspondiente a cada grupo tarifario, así como un ejercicio de facturación.   Es de mencionar que lo anterior, se llevará a cabo mediante la modificación de la ficha del trámite correspondiente, a efecto de añadir una modalidad al trámite que precise lo correspondiente para aquellos Distribuidores apegados al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.   * Establecer un incentivo a la expansión para los Distribuidores apegados al nuevo esquema regulatorio tarifario, consistente en incrementar la tasa de rentabilidad de aquellos Distribuidores que demuestren la penetración de gas natural a usuarios residenciales, siendo mayor cuando la expansión se realice donde no exista infraestructura de gas natural y donde se observe una menor densidad de viviendas y población, con un menor número potencial de usuarios. * Eliminar (entiéndase por no aplicar) para los Distribuidores que se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”, los siguientes 9 (nueve) trámites y 17 (diecisiete) acciones regulatorias, considerados en la Directiva de Tarifas:   Trámite 9. (CRE-19-004-A) Modificación de títulos de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural.  Trámite 10. (CRE-19-028-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Trámite 11. (CRE-19-031-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Trámite 12. (CRE-19-033-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas.  Trámite 13. (CRE-19-034-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias.  Trámite 14. (CRE-19-035-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural.  Trámite 15. (CRE-19-012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual.  Trámite 16. (CRE-19-030-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Trámite 17. (CRE-19-032-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  Acción Regulatoria (AR) 11. El numeral 3.2 de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas) establece, que los Permisionarios deberán observar los límites máximos de cada tarifa y sus correspondientes cargos determinados de acuerdo a la Directiva de Tarifas.  AR 12. El numeral 3.7. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios deberán desglosar en su facturación cada uno de los cargos aplicables a los diferentes servicios.  AR 13. El numeral 5.4. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios deben definir el periodo pico del sistema, el cual deben estar relacionados con los periodos y duración históricos de la demanda máxima del sistema y con los datos del perfil de carga estimado por grupo tarifario.  AR 14. El numeral 5.6. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios desarrollarán una metodología detallada para calcular la utilización máxima diaria de la capacidad en el periodo pico del sistema.  AR 15. El numeral 5.8. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios deben considerar en los perfiles de carga la simplificación de su aplicación, la utilización histórica y las estimaciones de los flujos anuales para los diferentes grupos tarifarios.  AR 16. El numeral 7.4. de la Directiva de Tarifas establece que cuando los Permisionarios propongan tarifas máximas iniciales distintas para diferentes áreas de sus sistemas, por causas distintas a las que se describen en esta sección, deberán justificarlas en función de las diferencias en los costos y someterlas a la aprobación de la Comisión.  AR 17. El numeral 8.3. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios que presten el servicio de distribución con comercialización estarán obligados a reservar capacidad de transporte y capacidad de almacenamiento y garantizar la capacidad diaria máxima requerida en su sistema de distribución considerando el periodo pico de dicho sistema.  AR 18. El numeral 9.2. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios deberán ofrecer servicios en base interrumpible cuando las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible o cuando cuellos de botellas en el sistema puedan resolverse mediante servicios en base interrumpible.  AR. 19. El numeral 21.1 de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deben publicar sus tarifas máximas y los cargos aprobados por la Comisión en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el Permisionario.  AR. 20. El numeral 25.4. de la Directiva de Tarifas establece que las disposiciones de este apartado Tercero no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Distribuidor y los Usuarios en conformidad con el artículo 65, fracción II, del Reglamento de Gas Natural. En ese caso, los Distribuidores deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar a la Comisión sobre los términos pactados en dicho acuerdo.  AR 21. El numeral 27.2. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios deberán prestar el servicio de distribución a través de ofrecer una conexión estándar a todos los usuarios.  AR 22. El numeral 28.4. de la Directiva de Tarifas que cuando los Permisionarios no cuenten oportunamente con la información de los costos en que incurran por la adquisición de gas o la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento, para determinar el PMC deberán estimar dicho precio a efecto de poder hacer los cobros respectivos, y realizarán el ajuste que corresponda en la facturación del periodo siguiente.  AR 23. El numeral 30.1. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios podrán proponer esquemas alternativos para determinar el PMA que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de precios del gas en beneficio de los usuarios.  AR 24. El numeral 36.1 de la Directiva de Tarifas que establece que los Permisionarios podrán ofrecer los servicios de transporte, distribución y almacenamiento con base en tarifas y cargos convencionales, y estas deberán ser inferiores a las tarifas máximas aprobadas por la Comisión para el servicio correspondiente.  AR 25. El numeral 36.5. de la Directiva de Tarifas establece que los Permisionarios sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios, los cuales deberán presentarse ante la Comisión.  AR 26. El numeral 38.2. de la Directiva de Tarifas establece los casos en que la Comisión determine que las tarifas y otros cargos aplicados por un Permisionario son mayores que las tarifas máximas y cargos máximos aprobados, el Permisionario deberá reintegrar a los usuarios el monto cobrado en exceso más los intereses correspondientes, en un plazo no mayor de tres meses a partir de la fecha en que la Comisión le notifique de este requerimiento.  AR 27. El numeral 6.1 de la Directiva de Contabilidad establece que los Permisionarios deberán llevar registros y controles que sirvan como base para preparar información técnica, económica y financiera requerida por la Comisión bajo criterios homogéneos de obtención, registro, acumulación, clasificación y reparto.  No se omite señalar que lo anterior se llevara a cabo mediante la modificación de las fichas de los trámites correspondientes, a efecto de precisar que no aplican para aquellos Distribuidores que se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.   * Modificar para los Distribuidores que se encuentren bajo el esquema regulatorio tarifario, 2 (dos) trámites considerado actualmente en la Directiva de Tarifas:   Tramite 7**.** (CRE-19-029-A) Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural  Trámite 8. (CRE-19-012-F) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Estados Financieros Dictaminados.   * Crear los siguientes 5 (cinco) trámite y 36 (treinta y seis) acciones regulatorias para los Distribuidores se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.   Trámite 1. Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.  Trámite 2. Solicitud de Incentivo a la Expansión para actividades de distribución por ductos de gas natural.  Trámite 3. Solicitud de ajuste por Índice de Inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Trámite 4. Solicitud de ajuste por Índice de Inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  Trámite 6.Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Los trámites bajo las Homoclaves CRE-19-030-A, CRE-19-032-A, CRE-19-028-A si bien existen y están inscritos en el Registro Federal de Trámites y Servicio (RFTS) de la CONAMER; esta Comisión considera que al tratarse de un nuevo esquema regulatorio en el que se encontrarán los Distribuidores que se encuentren bajo el esquema de “Control de Rentabilidad Máxima” es oportuna la creación de los trámites 3, 4 y 6 antes referidos.  AR 1. La disposición 7.1. del Anteproyecto establece la ecuación que utilizará la Comisión para determinar el Límite de Rentabilidad Máxima.  AR 2. La disposición 8.6 del Anteproyecto establece la metodología para determinar el Índice a la Expansión.  AR 3. La disposición 10.1. del Anteproyecto establece la metodología para determinar el flujo neto para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima.  AR 4. La disposición 10.2. del Anteproyecto establece la metodología para determinar el costo anual de la inversión necesario para determinar el flujo neto.  AR 5. La fracción V de la disposición 11.4 del Anteproyecto establece que el Distribuidor deberá publicar sus Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.  AR 6. La disposición 16.2. del Anteproyecto establece las características para que el distribuidor pueda ofrecer Tarifas Convencionales.  AR 7. La disposición 16.3. del Anteproyecto establece la obligación de que, en los contratos de tarifas convencionales, se deberá indicar la tarifa máxima que hubiese aplicado.  AR 8. La disposición 6.1 del Anexo II del Anteproyecto establece que los activos deben ser reportados conforme a las NIF.  AR 9. La disposición 6.2 del Anexo II del Anteproyecto establece la fórmula para el cálculo de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.  AR 10. La disposición 7.3 del Anexo II del Anteproyecto establece la vida útil de los activos para la determinación de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.  AR 28. La disposición 4.6 del Anteproyecto establece el plazo que tiene el Distribuidor para presentar su solicitud de autorización de tarifas máximas.  AR 29. La disposición 4.8 del Anteproyecto establece la determinación de tarifas de oficio por incumplimiento por parte del Distribuidor.    AR 30. La disposición 5.3. del Anteproyecto establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su proyecto a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión.  AR 31. La disposición 6.2 del Anteproyecto establece los criterios para la determinación de los ajustes compensatorios. La disposición  AR 32. La disposición 6.3 del Anteproyecto establece la metodología de aplicación para el ajuste compensatorio a la Tarifa Máxima aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización.  AR 33. La disposición 7.2 del Anteproyecto establece la aprobación y publicación del Límite de Rentabilidad Máxima.  AR 34. La disposición 8.1 del Anteproyecto establece los mecanismos para la determinación del Incentivo a la Expansión.  AR 35. La disposición 8.7 del Anteproyecto establece la determinación de los parámetros del Incentivo a la Expansión.  AR 36. La disposición 9.6 del Anteproyecto establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su solicitud a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión.  AR 37. La disposición 10.5 del Anteproyecto establece los periodos en que la Comisión supervisará la Tasa de Rentabilidad de los Distribuidores.  AR 38. La disposición 10.7 del Anteproyecto establece el mecanismo de supervisión a las transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, y su ajuste los Costos OMAV e Impuestos.  AR 39. La disposición 11.1 del Anteproyecto estable los periodos de supervisión para la regulación con control de rentabilidad.  AR 40. La disposición 11.2 del Anteproyecto establece los mecanismos de supervisión que aplicará la Comisión.  AR 41. La disposición 11.4 fracción I del Anteproyecto estable los plazos de notificación para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Máxima, cuando se supere el Límite de Rentabilidad Máxima.  AR 42. La disposición 11.6 del Anteproyecto establece la fórmula del mecanismo de ajuste cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al .  AR 43. La disposición 11.7 del Anteproyecto establece la determinación de tarifas de oficio por incumplimiento por parte del Distribuidor en caso de obtener una Tasa de Rentabilidad Mayor en dos ocasiones consecutivas.  AR 44. La disposición 12.5 del Anteproyecto establece la determinación de los ajustes anuales por el Índice de Inflación sobre la Lista de Tarifas Máximas.  AR 45. La disposición 13.1 del Anteproyecto establece el mecanismo para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas. aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Tarifas de Distribución con Comercialización.  AR 46. La disposición 13.2 del Anteproyecto establece la metodología de actualización para aplicable al Cargo por Conexión Estándar, Conexión No Estándar, Reconexión y Desconexión.  AR. 47 La disposición 13.3 del Anteproyecto establece los criterios de resolución para la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas.  AR 48. La disposición 4.2 del Anexo II del Anteproyecto establece el reconocimiento de los Activos Fijos.  AR 49. La disposición 4.5 del Anexo II del Anteproyecto estable el reconocimiento de las adaptaciones.  AR 50. La disposición 7.3 del Anexo II del Anteproyecto establece la atribución que tiene la Comisión para revisar las vidas útiles probables y remanentes.  AR 51. La disposición 10.1 del Anexo II del Anteproyecto establece las bases en que se debe presentar la información contable.  AR 52. La disposición 10.5 del Anexo II del Anteproyecto establece las características de la presentación de los Balanza de Comprobación (BC).  AR. 53 La disposición 10.8 del Anexo II del Anteproyecto establece la estructura de los estados financieros.  Acciones Regulatorias del Anteproyecto que se mantienen en relación a la regulación vigente:  AR 54. La disposición 16.2. del Anteproyecto y el numeral 36.1. de la Directiva de Tarifas establece que, si el permisionario presta el servicio bajo tarifas convencionales, éstas no podrán ser superiores a la tarifa máxima regulada.  **Referencias**:   * La información económica contiene las inversiones, la estructura de capital, los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (Costos OMA). * La información técnica contiene el número de usuarios, la capacidad máxima, el volumen a conducir y longitud del sistema. * El modelo tarifario es la determinación de la contraprestación que se cobra a los usuarios a fin de obtener un flujo de ingresos durante un período regulado. Mediante dicho ingreso se recuperan los costos asociados a la prestación del servicio, los impuestos y una rentabilidad razonable. * La propuesta de tarifas máximas es el pliego tarifario establecido a cada grupo sea Residencia, Comercial (de Servicios) e Industrial que estima abarcar el Distribuidor. |
|  |
| **2. Describa la problemática o situación que da origen a la intervención gubernamental a través de la regulación propuesta.**  De acuerdo con el documento “Prospectiva de Gas Natural 2018 – 2032”,1 para el año 2017, la demanda nacional de combustible para el sector residencial y de servicios fue de 253,303.78 Miles de Barriles Día (MBD), compuesta por Gas Licuado de Petróleo (GLP) con 141,924.67 MBD (56.03%), leña con 89,130.05 MBD (35.19%) y gas natural con 22,249.06 MBD (8.78%).  De acuerdo con dicho documento, la demanda de gas natural nacional para el 2017 fue de 7,611.9 Millones de Pies Cúbicos Día (MMPCD), que equivale a 1,355,732.67 MBD donde el 50.77% está destinado al sector eléctrico, 26.43% al sector petrolero, 21.08% al sector industrial, 1.65% al sector residencial y servicios y 0.07% al sector de autotransporte y exportación.  Por su parte, de acuerdo con el documento “Prospectiva de Gas L.P. 2018 – 2032”,2 la demanda nacional de GLP, para el año 2017, fue de 282.8 MBD donde el sector residencial ocupó el 57.50%, seguido del sector servicios con el 15.03% y sector autotransporte e industrial con 14.57% y 11.00%, respectivamente y el sector agropecuario con 1.17%, por último, el sector petrolero con 0.74%.  Al respecto, la Secretaria de Energía (SENER), en el documento “Prospectiva de Gas Natural 2018 – 2032”,determinó que la penetración del gas natural en los sectores residencial y de servicios dependen en gran medida de la existencia de infraestructura de distribución.  Por otro lado, mediante el “Informe de Labores 2020”3 de la Comisión se establece que, al cierre de 2020, se contaba con 76 (setenta y seis) Distribuidores, con un suministro total de usuarios de 3,790,683.37 del cual sólo 2 (dos) Distribuidores tienen aproximadamente el 40% del total de los usuarios (1,468,663.50 usuarios), brindando evidencia respecto a las condiciones de competencia de este sector.  Este débil incremento de la demanda y oferta de gas natural para usuarios de bajo consumo evidencia la existencia de condiciones que han limitado el incremento del uso del Gas Natural en hogares y negocios, a pesar de las ventajas ambientales y económicas de dicho hidrocarburo. En este sentido, existen barreras de índole administrativo y económico para los distribuidores que incrementan los riesgos a que estos se exponen en la planeación del desarrollo y crecimiento de sus redes de distribución.  Asimismo, se ha observado que el precio del GLP es mayor al precio de gas natural, lo cual es de especial interés en virtud de que son combustibles con un alto grado de sustitución. Al respecto, considerando un consumo promedio mensual de 1 GJ, y con base en información de las tarifas aprobadas y reportes de comercialización a octubre 2021, la diferencia de costo entre una factura promedio de GLP ($17.05 pesos/GJ/d) y una factura promedio de gas natural ($12.46 pesos/GJ/d) para el sector residencial es de 5.45 pesos/GJ/d. Con base en este diferencial, existe un ahorro potencial, traído a valor presente en un horizonte de 30 (treinta) años, de $37,840,143.01 pesos, es decir, $1,261,38.10 pesos promedio anual. Para mayor referencia, ver pestaña 6 del documento “Anexo 2. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio”.  Además, desde el punto de vista técnico - ambiental, el gas natural es el combustible con menor impacto ambiental debido a que está compuesto mayormente por metano (C1), siendo la composición más baja de la cadena del carbono, mientras que el GLP se conforma de una mezcla de propano (C3) y butano (C4) derivado del 60% de la extracción del gas natural y petróleo y 40% del proceso de refinamiento de petróleo, por lo que su combustión genera una mayor huella de carbono7 en relación al gas natural.  Por otra parte, la regulación vigente cuenta con barreras de entrada, derivadas de los altos costos de cumplimiento para la aprobación de las tarifas máximas, lo cual es un requisito para poder iniciar operaciones, según lo establecido en el artículo 81 del Reglamento.4 El costo administrativo para la aprobación de las tarifas máximas consiste en 961,597.17 pesos, el cual considera un pago por aprovechamiento de 351,853.17 pesos, conforme a Oficio 349-B-0865 expedido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de fecha 09 de marzo de 2021. Es de mencionar que, en la mayoría de las ocasiones, los Distribuidores se ven en la necesidad de contratar firmas especializadas para la elaboración del plan de negocios, cuyo costo ronda los 1,950,000 pesos, según información entregada por los Distribuidores de gas natural a la Comisión.    Adicionalmente, actualmente no se observan incentivos a la entrada de nuevos competidores en la Distribución de gas natural y barreras de entrada administrativas y económicas generadas por el hecho de que la regulación vigente no contempla las especificidades del mercado energético actual, en el cual la liberación del mercado del gas L.P. y la comercialización del gas natural incentivan la competencia entre energéticos, por lo que de persistir dichas barreras se estaría en presencia de fallas de mercado que limitan el acceso de la población a los beneficios del uso de gas natural  Por último, es necesario actualizar los lineamientos contables que deben observar los Distribuidores por ducto de gas natural, en virtud de que, actualmente, se utilizan los criterios establecidos en la Directiva de Contabilidad,6 documento publicado en el DOF en 1996, que no son consistentes en su totalidad con la evolución del mercado de distribución por ducto de gas natural ni permitirían que la Comisión pueda supervisar el cumplimiento del Anteproyecto por parte de los Distribuidores por ducto de gas natural.  **Referencias:**   * 1. Secretaria de Energía (México 2017). *Prospectiva de Gas Natural 2018 - 2032*. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN\_18\_32\_F.pdf   2. Secretaria de Energía (México 2017). *Prospectiva de Gas L. P. 2018 - 2032*. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGLP\_18\_32\_F.pdf   3. Comisión Reguladora de Energía. (2020). *Informe de Labores 2020*. Disponible en: uhttps://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/645067/Informe\_de\_Labores\_2020\_-\_VF\_junio\_21.pdf   4. Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicada en el DOF el 31 de octubre de 2010. Disponible en: <http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366672&fecha=31/10/2014>   5. SHCP. (2021.) Oficio 349-B-210, publicado en marzo 2021. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/633013/Oficio\_No.\_349-B 086\_UPINT\_SHCP\_Cuotas\_autorizadas\_para\_aprovechamientos\_2021.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/633013/Oficio_No._349-B%20086_UPINT_SHCP_Cuotas_autorizadas_para_aprovechamientos_2021.pdf)   6. Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad), publicado en el DOF el 3 de junio de 1996. Disponible en: <http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4887123&fecha=03/06/1996>   7. La huella de carbono es la suma de las emisiones de gases de efecto invernadero de un producto o servicio. Es una medida de la contribución de dicho producto o servicio al calentamiento global, también llamado cambio climático |
|  |

|  |
| --- |
| **3. Indique el tipo de ordenamiento jurídico propuesto.**  El tipo de ordenamiento jurídico propuesto consiste en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural que permitirá la estimación de precios, tarifas y contraprestaciones para los Distribuidores.  **Asimismo, señale si existen disposiciones jurídicas vigentes directamente aplicables a la problemática materia del anteproyecto. Enumérelas y explique por qué son insuficientes para atender la problemática identificada.**  **Disposiciones jurídicas vigentes**  Actualmente se encuentra vigente la Directiva de Tarifas, donde la metodología de regulación se basa en un esquema de “Costos Eficientes y Precio Máximo” aplicable a quienes realicen actividades reguladas de transporte, almacenamiento y distribución por ducto de gas natural. No obstante, es necesario sustituir dicho esquema para la distribución por ducto de gas a un esquema de regulación de “Control de Rentabilidad Máxima”, que proporcione incentivos al crecimiento del sector y disminuya las obligaciones de los Distribuidores que generan costos excesivos de regulación y barreras a la entrada.  Por otro lado, existe la Directiva de Contabilidad que tiene como principales objetivos establecer los criterios y lineamientos contables homogéneos para el cálculo de precios y tarifas en la industria de gas natural y la evaluación del desempeño de las empresas reguladas. Al respecto, el Anteproyecto integra el contenido de la Directiva de Contabilidad, actualizando los criterios a la práctica de la industria y a la metodología de “Control de Rentabilidad Máxima”, acorde a la nueva realidad del sector de distribución de gas natural. |

|  |
| --- |
| **II.- IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS A LA REGULACIÓN** |
| **4. Señale y compare las alternativas con que se podría resolver la problemática que fueron evaluadas, incluyendo la opción de no emitir la regulación. Asimismo, indique para cada una de las alternativas consideradas una estimación de los costos y beneficios que implicaría su instrumentación.**  **Alternativa 1:** no emitir regulación.  De no emitir ninguna regulación, seguiría vigente lo establecido en la Directiva de Tarifas1 y la Directiva de Contabilidad2 para el sector de distribución por ducto de gas natural, por lo que, no se generarán los incentivos adecuados para incrementar la penetración del servicio de gas natural a los sectores residenciales. En ese sentido, lo anterior no permitiría que los usuarios accedan a fuentes de suministro más económicas y menos contaminantes.  Por otro lado, seguirían existiendo restricciones a la competencia, derivado de la existencia de barreras a la entrada a nuevos inversionistas por el alto costo de cumplimiento para la aprobación de tarifas máxima iniciales, las cuales son un requisito indispensable para el inicio de operaciones.  Asimismo, de manera general, los costos de cumplimiento para los Distribuidores por ducto de gas natural seguirían ascendiendo, considerando el cumplimiento de 12 trámites que incluye pago de aprovechamiento y entrega de requisitos y 17 (diecisiete) acciones regulatorias, por 4,249,923.12 pesos por permisionario.  **Alternativa 2:** esquema autorregulatorio.  Esta alternativa regulatoria implica dejar sin efecto lo establecido en la Directiva de Tarifas1 y la Directiva de Contabilidad,2 sin dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 82 de la LH4 y 77 del Reglamento5 que establecen que la Comisión debe expedir las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables a las actividades reguladas.  Por otro lado, en virtud de que los Distribuidores no contarían con los incentivos para autorregularse, este tipo de esquema implicaría un efecto negativo dada la evolución de la industria del gas natural en México, ya que, al no existir reglas que protejan los intereses de los usuarios ni promuevan la competencia en el sector, se podría provocar que los precios que actualmente observan respecto al servicio sean mayores y un detrimento en la calidad del servicio, así como evitar la sustitución de GLP por un combustible menos contaminante, como es el caso del gas natural. Los costos calculados para el esquema autorregulatorio son aquellos beneficios que se dejarían de observar al dejar a discrecionalidad del Distribuidor la regulación en materia tarifaria, en este caso aquellos por mayor penetración de gas natural y por un menor costo de contaminación, dado que este esquema implicaría una desaceleración de la penetración de gas natural y sustitución de gas GLP. El VPN de los costos de este esquema ascienden a 115,950,778.91 pesos (Ver pestaña 8 del anexo 2).  Dicho esquema impactaría negativamente a los costos de los permisionarios al realizarse bajo condiciones discrecionales y el permisionario no contaría con incentivos para maximizar la eficiencia de estas ante la libertad que implica la determinación de sus niveles de ingresos tarifarios en un mercado que tiende a ser un monopolio natural. Si bien este esquema permitiría un crecimiento de la red de distribución, este se daría afectando negativamente al usuario final a través de tarifas altas e ineficientes.  **Alternativa 3:** esquema voluntario.  Un esquema de este tipo implicaría un cumplimiento voluntario de la regulación tarifaria vigente por parte de los Distribuidores, es decir, los Distribuidores tendrían facultades para decidir cumplir o no la regulación vigente. Como consecuencia de ello, se podría estar en presencia de mercados no competitivos, pudiéndose materializar situaciones como tarifas excesivamente altas, ingresos extraordinarios, rentas monopólicas, ofertas insuficientes, baja productividad, calidad y servicio deficientes e inversión limitada, entre otras.  Lo anterior, se debe a que el mercado de distribución por ducto de gas natural no cuenta con condiciones de competencia efectiva, lo que implica que no hay mecanismos privados que fomenten comportamientos competitivos, y por lo tanto no sea fomentada la competencia económica del sector, conllevando a efectos negativos en la economía mexicana y a los intereses de los usuarios finales.  Los costos calculados para el esquema voluntario son aquellos beneficios que se dejarían de observar al dejar a discrecionalidad del Distribuidor la regulación en materia tarifaria, en este caso aquellos por mayor penetración de gas natural y por un menor costo de contaminación, dado que este esquema implicaría una desaceleración de la penetración de gas natural y sustitución de gas GLP. El VPN de los costos de este esquema ascienden a 115,950,778.91 pesos (Ver pestaña 9 del anexo 2).  **Referencias:**   1. Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de Gas Natural DIR- GAS-001-2007, publicada en el DOF el 28 de diciembre de 2007. Disponible en: <http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5011883&fecha=28/12/2007> 2. Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996, publicada en el DOF el 3 de junio de 1996. Disponible en: <http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4887123&fecha=03/06/1996> 3. Comisión Reguladora de Energía. *Informe de Labores 2016 – 2017*. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/276001/Informe_de_Labores_2016_-_2017_de_la_CRE.pdf> 4. Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_151116.pdf> 5. Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicada en el DOF el 31 de octubre de 2014. Disponible en: <http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366672&fecha=31/10/2014> |

**5. Justifique las razones por las que la regulación propuesta es considerada la mejor opción para atender la problemática señalada.**

El Anteproyecto es considerado la mejor opción para atender la problemática en virtud de los siguientes argumentos:

* Baja penetración de gas natural a nivel nacional para el sector residencial, respecto a la penetración de GLP.

El Anteproyecto propone un mecanismo para que los Distribuidores tengan el incentivo para incursionar en mercados nuevos, así como para la entrada de nuevos competidores. Al respecto, se establece un esquema que les permita obtener una mayor rentabilidad cuando la prestación del servicio conlleve un mayor riesgo y que, a su vez, sea justificado por la expansión del tamaño de las redes de distribución.

* Concentración de poder económico en pocos participantes del mercado.

El Anteproyecto, al disminuir las barreras a la entrada que implica todo el procedimiento de aprobación de tarifas máximas, incluyendo los costos administrativos y financieros que deben incurrir los interesados en prestar el servicio de distribución de gas natural, permitirá fomentar la competencia económica en el mercado de distribución por ducto de gas natural; además, contar con todo el territorio como zona de distribución única y un conjunto de incentivos para la expansión de los sistemas de distribución, se promueve la competencia, eliminando las posibles concentraciones que derivó la regulación vigente.

* Combustible sustituto con un precio más alto y mayores implicaciones negativas al medio ambiente.

Al consistir el Anteproyecto básicamente en un mecanismo que incentiva la expansión de las redes de distribución por ducto de gas natural, permitirá que un gran número de usuarios pueda tener a su disposición, como fuente de suministro alternativo, un combustible de menor precio y con menos implicaciones negativas al medio ambiente.

* Alto costo administrativo para los Distribuidores.

El Anteproyecto considera la reducción de la carga administrativa para los Distribuidores por ducto de gas natural, al considerar eliminación de 9 (nueve) trámites y 17 (diecisiete) acciones regulatorias, la simplificación de 1 (un) trámite, la modificación de 2 (dos) trámites, la creación de 5 (cinco) trámites y 36 (treinta y seis) acciones regulatorias, de las cuales 26 (veintiséis) acciones regulatorias no presentan costos cuantificables y finalmente, 1 (una) acción regulatoria que se mantienen para aquellos Distribuidores que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto; esto, en comparación con el marco tarifario vigente para dicha actividad considerado en la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas), publicada el 28 de diciembre de 2007, en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y en la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad), publicada en el DOF el 3 de junio de 1996. Al respecto, el Anteproyecto establece que sus beneficios son mayores a sus costos.

De manera adicional, el esquema metodológico considerado en el Anteproyecto está alineado con el artículo 82 de la LH1 el cual establece que las contraprestaciones, precios y tarifas que emita la Comisión deben generar certidumbre al Distribuidor mediante una estimación de costos eficiente, obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, así como protección a los usuarios, donde se garantice el acceso al servicio en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad.

Al respecto, el esquema propuesto garantiza que los Distribuidores planifiquen sus actividades y su expansión a partir de una rentabilidad esperada respecto a la prestación del servicio. No obstante, en caso de existir una rentabilidad desmedida, dicho esquema considera mecanismos de ajuste para las tarifas máximas y reintegros de los usuarios por montos excesivos.

Las tarifas máximas son ajustadas en el caso de que la rentabilidad exceda el LRM establecido por la Comisión. La estimación del LRM será transparente y segura, brindando certidumbre a los Distribuidores, toda vez que toma en cuenta parámetros internacionales como la rentabilidad promedio estimada por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) de los Estados Unidos de América

para la actividad de transporte por ducto de gas natural; el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte, el riesgo que implica invertir en México con el propósito de contar con un valor equilibrado de las condiciones del mercado en el largo plazo y que al mismo tiempo considere las condiciones de estabilidad macroeconómica prevalecientes en los últimos años en México. No obstante, la Comisión revisará cada 5 (cinco) años el Costo de Capital a fin de evaluar su actualización bajo los criterios definidos en el Anexo de las DACG.

**Referencias:**

1. Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014. Disponible en: <http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366672&fecha=31/10/2014>

|  |
| --- |
| **6. Describa la forma en que la problemática se encuentra regulada en otros países y/o las buenas prácticas internacionales en esa materia**   1. **Regulación Chilena**   En 1981, se llevó a cabo la primera licitación para distribuir gas natural en la región de Magallanes (al sur de Chile) con el fin de ser usado como combustible para calefacción, en respuesta a las bajas temperaturas de la zona, pero debido a los altos costos que representaba suministrar gas natural a la región, parte del precio del gas debía ser subsidiado; por lo cual, para incentivar la inversión en otras regiones del país, en 1989, el regulador chileno (Comisión Nacional de Energía, CNE) emitió la regulación tarifaria por Control de Rentabilidad, la cual fue catalogada como pro-inversión y pro-usuarios, debido a la flexibilidad que ésta brindaba para que los inversionistas pudieran planear a largo plazo sin sacrificar la competitividad que el precio del gas natural tiene respecto al del GLP.  No obstante, debido a la escasez del gas natural y a la poca infraestructura que había para llevar gas natural a diferentes regiones, la entrada de nuevos participantes se vio limitada y los beneficios de dicha regulación no se pudieron apreciar en el corto plazo; sin embargo, como respuesta a esta problemática, se construyó un gasoducto cuya principal función era la de importar gas natural de Argentina. Cabe mencionar que el ducto inició operaciones en 1997 y gracias a esto y a la flexibilidad que brinda la regulación tarifaria, entre 1997 y 2004, 5 (cinco) nuevas empresas decidieron entrar en la distribución de gas natural.  Si bien el gasoducto ayudó a la regulación a detonar la participación de nuevas empresas en la actividad de distribución de gas natural, Chile se hizo dependiente de las importaciones de Argentina, lo cual fue un problema cuando, entre 2004 y 2008, Argentina decidió limitar el suministro de gas natural a Chile. Es importante señalar que, a pesar de estos escenarios de estrés geopolítico, la regulación empleada por la CNE permitió que la penetración del gas natural en el país continuara aumentando, manteniendo la competitividad del precio del gas natural respecto al del GLP.1 Lo anterior con base en la flexibilidad de planeación que la regulación tarifaria les brindaba a las empresas.  Por último, al igual que en México, el gas natural en Chile compite directamente en los hogares con el GLP, cuyo precio es más caro que el del gas natural. Sin embargo, la regulación tarifaria que aprobó Chile, al brindar mayor flexibilidad a los Distribuidores en la planeación, permitió que el precio del gas natural pudiera mantener siempre su competitividad respecto al GLP, independientemente a la escasez o problemas geopolíticos que pudieron haber encarecido el precio el gas natural.  En resumen, se presentan las siguientes cifras:   * 1. Desde que empezó la actividad de distribución de gas natural en Chile (1981) hasta 2017, el número de usuarios residenciales se han incrementado en 3286.36%.2   2. Asimismo, a partir del año en que se aprobó la regulación tarifaria (1989) hasta 2017, los usuarios residenciales se han incrementado en 1860.53%.   3. Desde 1998 hasta 2017, es decir, a partir del desarrollo del gasoducto de importación, los usuarios han incrementado 855.13%.3   4. Un análisis de la competitividad de distribución de gas natural respecto al GLP para usuarios residenciales en la zona metropolitana de Santiago, en la cual se ubican cerca del 75% de los usuarios actuales, indica que, entre 2004 (año en el que limitaron las importaciones de gas) y 2017, la competitividad promedio del gas natural se ha mantenido.4  1. **Regulación Australiana**   El sector de gas natural en Australia pertenecía al Estado hasta la década de los 90, años en la que se comenzó a entrar el sector privado. Lo anterior, debido a que se detectaron deficiencias en la infraestructura, barreras regulatorias y una separación de los mercados estatales en los cuales los consumidores estaban obligados a comprar energía a un oferente monopolista. Algunos de los beneficios a corto plazo que se vieron con la privatización fueron los siguientes:5, 6  • Antes de 1997, no existía ningún gasoducto que interconectara las fuentes de suministro. A partir de la entrada del sector privado y hasta 2006, se construyeron 6,800 km en gasoductos.  • En 1997, en la zona de Victoria, que es el mercado de gas más desarrollado de Australia, había un sólo productor (Esso/BHP), pero de 1998 a 2006, se sumaron 3 nuevos productores al mercado (Santos, Woodside, OSI).  • La electricidad generada a partir de gas natural duplicó su capacidad producida en los primeros 8 años a la entrada del sector privado.  • Se duplicó la inversión en exploración y desarrollo pasando de $600 millones de dólares a $1,307 millones de dólares (de 1997 a 2006).  Debido al rápido crecimiento que presentó el mercado de gas natural en Australia, el gobierno australiano estableció en 2006 el Grupo de Implementación de Reformas Energéticas, con el objetivo de desarrollar acuerdos de implementación para futuras reformas energéticas que aseguraran el desarrollo de mercados energéticos más transparentes y eficientes. Por lo cual, en 2006, se publicó el Plan Nacional para el Desarrollo del Mercado Nacional de Gas, en el cual se establecían las políticas capaces de entregar beneficios en términos de transparencias y reducción a las barreras de entrada en el mercado de gas.  Como resultado de estas reformas, en noviembre de 2006, el Gobierno Australiano anunció las *National Gas Rules* (NGR) que es el conjunto de leyes en las que se establecen la metodología para la regulación del mercado de gas natural en el país.  En las NGR, el Regulador de Energía Australiano (la AER) estableció una tasa de rendimiento objetiva permitida para periodos de cinco años que le permite a los Distribuidores operar con costos eficientes, así como los impuestos asociados.7  Cabe mencionar que, la AER utiliza un enfoque de incentivos en el cual, aquellos Distribuidores que mantengan sus costos por debajo de los pronósticos, obtienen un porcentaje extra de beneficios. De esta forma, los Distribuidores se ven beneficiados por ser más eficientes y el hecho de que los costos eficientes se mantengan bajos también beneficia a los consumidores.  De esta manera, el regulador australiano fomenta la eficiencia de la industria que al final se ve reflejada en un beneficio para los usuarios finales, quienes cada vez tienen que pagar costos menores por la compra de gas natural. El objetivo de este incentivo es que, poco a poco, el nivel de costos por la prestación del servicio vaya disminuyendo hasta alcanzar el nivel que represente un mercado eficiente.  Algunos resultados de la implementación de esta regulación en Australia son los siguientes:8   * 1. La red de gasoductos pasó de 6,800 Km en 2006 a 77,000 Km en 2017.   2. La reducción en los costos de distribución (80% del total de los costos de conexión) se ha traducido en una reducción anual promedio de 3.4% en las facturas de los usuarios residenciales para el año 2016.   3. Los precios de mercado del gas disminuyeron, en promedio, 3% en el 2016, alcanzando los niveles más bajos en los últimos 4 (cuatro) años.   4. Las facturas residenciales han disminuido aproximadamente 5.6% al año. La AER pronostica que, entre 2015 y 2020, las facturas de clientes residenciales disminuyan cerca del 25%.  1. **Regulación Colombiana**   El servicio público de gas en Colombia inició en la década de los 70 y se impulsó en 1997 con la primera conexión otorgada por el Ministerio de Energía a la firma de Gases del Caribe S.A. para distribuir gas natural en Barranquilla. Luego de un largo período de bajo crecimiento debido a la escasez de infraestructura que permitiera interconectar las zonas más aisladas del país, en 1986 se inició el programa “Gas para el cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.  A inicios de la década de los 90, el Gobierno Nacional observó que la oferta de energía en el país seguía parámetros de ineficiencia económica debido a la incoherencia en la estructura de precios, limitación de fuentes energéticas, numerosos problemas institucionales y la carencia de recursos financieros. En 1991, el 60% del consumo energético de la industria lo componían derivados del petróleo y carbón, por lo que el gas natural no tenía una participación relevante en la industria. Por otra parte, el 62% del consumo residencial se abastecía con leña. Este problema se debía principalmente a que Colombia tenía una estructura de consumo de energía que es atípica con respecto al patrón existente en otros países: en el sector residencial, se usaba la energía eléctrica con fines de cocción, mientras que energéticos más económicos y mucho más eficientes, como el gas natural sólo representaban una pequeña porción.9  Además de esto, los precios de los energéticos tenían una estructura inadecuada, ya que todos los energéticos (excepto el carbón) tenían precios inferiores a su costo económico, lo que suponía subsidios al consumidor. En el caso del gas natural, los subsidios representaban entre el 40% y el 50% de los costos económicos.  En respuesta a las problemáticas antes mencionadas, el gobierno en 1991 definió en el Plan de Gas y el Programa para la Masificación del Consumo de Gas, las acciones necesarias para promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país, mediante la sustitución de recursos energéticos de alto costo por gas natural y GLP en los sectores industrial, comercial, residencial y termoeléctrico. En el año 1994, se expidió la Ley 142 que definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Ámbito en el cual se define el gas combustible (Gas Natural y GLP) como un servicio público y se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización del gas natural.  En la Ley 142 de 1994, el Gobierno Nacional atribuyó a la CREG la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de gas combustible, las cuales estarían orientadas por el criterio de eficiencia económica. Entre 1997 y 1998, se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima.  El criterio de eficiencia económica procura que las tarifas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que los Distribuidores se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia.10 Por último, en la Resolución 011 de 2003, la CREG estableció los criterios generales para la aprobación de ingresos correspondientes a las actividades de distribución y transporte de gas natural, así como la fórmula para determinar el costo de prestación del servicio público domiciliario de gas.  La CREG autoriza la lista de tarifas, aplicada con base en los cargos por uso que ella misma aprueba a partir de cálculos de costos de mediano plazo. Estos costos se calculan a partir de la inversión inicial, el costo de capital invertido, los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (Costos OMA) y la demanda de volumen del mercado correspondiente. En cuanto a los costos OMA, la CREG sólo reconoce aquellos costos de los Distribuidores relacionados con la actividad de distribución de gas que considera eficientes.  Algunos resultados obtenidos a partir del año 2003 (año que entró en vigencia la regulación tarifaria) son:11   * 1. De 2003 a 2016, el número de Distribuidores creció 61% al pasar de 23 a 37 Distribuidores; los usuarios conectados residenciales pasaron de 2,158,967 a 8,468,703 (397%); los comerciales crecieron 698% y los industriales crecieron un 260% al pasar de 1,822 a 4,738.   2. La red de gasoductos creció 141%, al pasar de 5,268 km en 2003 a 7,456 km en 2016.   3. De 2003 a 2016, la población con gas natural pasó de 22% a 64%.   4. Del 2012 al 2016, se conectaron 183 nuevos municipios, lo que significa que 1 de cada 4 municipios que no contaba con el servicio se conectó al gas natural.   5. De 2003 a 2016, la demanda de gas natural pasó de 563 a 962 millones de pies cúbicos (70%).   **Consideraciones**  Con base en los tres casos de estudios presentados, se puede observar que el caso de Chile es el que más se ha visto beneficiado con la regulación tarifaria, ya que ha mantenido el crecimiento anual de conexión de usuarios residenciales en 4%. Lo anterior, independientemente de los problemas que ha enfrentado el mercado, por ejemplo, la escasez de gas natural en 2004 derivada de la decisión de Argentina respecto a cortar el suministro de gas natural a Chile, lo cual derivó en la construcción de terminales de Gas Natural Licuado (GNL); no obstante, si bien el GNL es más caro que el gas natural – 230% más caro con base en datos consultados el 22 de octubre de 201812 –, el precio del gas natural al público ha mantenido, en promedio, su competitividad respecto al GLP, es decir, los usuarios residenciales no se han visto afectados.  Es de mencionar que si consideramos que, para el caso de México, la penetración de gas natural para el sector residencial se ha mantenido por debajo del 10%, y gran parte del gas natural es importado (dependencia de las importaciones), se puede observar similitud con el caso de Chile; no obstante, la infraestructura de gas natural (kilómetros de ducto) en México es casi 50 veces mayor a la que tenía Chile cuando publicó su regulación tarifaria13, 14. Por lo anterior, es posible observar que la regulación tarifaria considerada por el Anteproyecto está alineada con las mejores prácticas internacionales, por lo que brindaría certeza respecto a su aplicación y beneficios, debido a que está enfocada en promover la inversión para conectar más usuarios y así, poder asegurar un servicio de calidad.  **Referencias:**   1. Portal de estadísticas de hidrocarburos de la CNE. Disponible en: <https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/> 2. Datos obtenidos de los siguientes links: http://www.agnchile.cl/wp-content/uploads/2017/11/Estudio-Galetovic-y-Sanhueza-enero-2015\_Optimizar3.pdf y http://energiaabierta.cl/hidrocarburos/ 3. Portal energía abierta. Disponible en: http://energiaabierta.cl/hidrocarburos/ 4. Portal de estadísticas de hidrocarburos de la CNE. Disponible en: https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/ 5. State of the Energy Market 2007. Disponible en: <https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%202007.pdf> 6. Energy Reform Implementation Group. *The Gas Market in Australia*... Disponible en: <https://www.energy.gov.au/sites/g/files/net3411/f/energy-imp-reform-group-gas-markets-imped-efficient-development-2006.pdf> 7. National Gas Rules versión 40. Disponible en: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-09/NGR%20-%20v40.pdf> 8. State of the Energy Markets, May 2017. Disponible en: <https://www.aer.gov.au/system/files/State%20of%20the%20energy%20market%2C%20May%202017%20%28A4%20format%29_1.pdf> 9. Las cifras aquí presentadas fueron tomadas del Programa para la Masificación del Consumo de Gas. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/2571.pdf> 10. Artículo 87 de la Ley 142 de 1994. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/670382/LEY142DE1994.pdf/68f0c21d-fd78-4242-b812-a6ce94730bf> 11. Información obtenida de los informes del sector de gas natural 2010 y 2017. Disponibles en: http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202017.pdf y <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas/2010.pdf> 12. Precios consultados el 22/10/2018: GNL 10.920 USD/MMBTU <https://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/lng-japan-korea-marker-platts-swap.html>, precio de gas natural 3.309 USD/MMBTU <https://www.cmegroup.com/trading/energy/natural-gas/natural-gas.html> 13. Principales gasoductos en Chile <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno02/gasmarket/3.2.htm>   Red de gasoductos. <https://www.gob.mx/sener/articulos/para-el-2019-el-incremento-de-la-red-de-gasoductos-sera-del-66-por-ciento-respecto-al-2012-con-una-longitud-de-18-mil-800-kilometros-pjc?idiom=es> |
| **III.- IMPACTO DE LA REGULACION** |
| **7. ¿La regulación propuesta contiene disposiciones en materia de salud humana, animal o vegetal, seguridad, trabajo, medio ambiente o protección a los consumidores?**  **Disposiciones en materia:** No aplica. |

|  |
| --- |
| **8. ¿La regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites?:**  **Creación de trámites:**  Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.  Solicitud de Incentivo a la Expansión para actividades de distribución por ductos de gas natural  Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Simplificación de trámite (para aquellos Distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto):**    (CRE-19-001-A) Solicitud de aprobación de tarifas iniciales para actividades permisionadas de gas natural.  **Modificación de trámite:**  (CRE-19-029-A) Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  (CRE-19-012-F) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Estados Financieros  **Modificación de trámites (se dejan sin efectos estos trámites para aquellos Distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto):**  (CRE-19-004-A) Modificación de títulos de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural.  (CRE-19-028-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  (CRE-19-031-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  (CRE-19-033-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas.  (CRE-19-034-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias.  (CRE-19-035-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural.  (CRE-19-012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual.  (CRE-19-030-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  (CRE-19-032-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  **Acción:** crea.  **Vigencia:** no aplica.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Manifestación respecto al inicio de procedimiento de aplicación del mecanismo de ajuste.   **Nombre del trámite:** Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **SÍ** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** no aplica.  **Acción:** crea.  **Vigencia:** anual.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que se modifica la diversa por la que se expidieron las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * El Incentivo a la Expansión aplicable, conforme al método descrito en el Anexo III de las DACG de Tarifas de Distribución * Periodo de aplicación del Incentivo a la Expansión * La memoria de cálculo del IE que incluya los estados donde se ubica el sistema, incremento del año sujeto a supervisión en el número de UFBC y longitud de la red, conforme al método establecido en el Anexo III de las DACG de Tarifas de Distribución. * Soporte documental que avale el incremento del año sujeto a supervisión respecto al número de UFBC y longitud de la red * Descripción esquemática general del Sistema de Distribución, en formato kmz, que incluya el sistema desarrollado, los puntos de interconexión al sistema de transporte u otro de distribución, y los estados y municipios que abarca la cobertura de la red.   **Nombre del trámite:** Solicitud de Incentivo a la Expansión para actividades de distribución por ductos de gas natural  **Población que impacta:** distribuidores que **SÍ** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:**  negativa.  **Plazo:** anual, en el último día hábil del mes de mayo.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** no aplica  **Acción:** crea.  **Vigencia:** correspondiente al periodo regulatorio respectivo.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Memoria de cálculo. * Lista de Tarifas Máximas actualizadas por inflación. * El periodo de actualización, aplicable de forma anual   El presente trámite existe y está inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicio (RFTS) de la CONAMER bajo la Homoclave CRE-19-030-A; no obstante, se considera una "Creación de trámite", a razón de establecer a cuáles de los Distribuidores les aplica el trámite, es decir, estos sólo aplicarán para aquellos Distribuidores por ducto de gas natural que SÍ migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **SÍ** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** afirmativa.  **Plazo:** conforme al esquema del Distribuidor.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** no aplica  **Acción:** crea.  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Información que acredite el ajuste de inflación. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad.   El presente trámite existe y está inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicio (RFTS) de la CONAMER bajo la Homoclave CRE-19-032-A, no obstante, se considera una "Creación de trámite", a razón de establecer a cuáles de los Distribuidores les aplica el trámite, es decir, estos sólo aplicarán para aquellos Distribuidores por ducto de gas natural que SÍ migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  **Población que impacta:** distribuidores que **SÍ** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** no aplica.  **Acción:** crea.  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Comprobante de pago de aprovechamiento respecto al costo establecido por la Comisión para atender la solicitud del Distribuidor. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión. * Definición de los grupos tarifarios, con sus respectivos rangos de volumen. * Esquema de la facturación. * Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, considerando los rangos de volumen para los Grupos Tarifarios aplicables expresados en GJ/mes. * Definición de los cargos que componen la lista de tarifas, con la especificación de unidades Pesos por Unidad, periodicidad de las tarifas (días, meses, evento, por mencionar algunos). El monto a cobrar deberá ser reportado con números enteros y cuatro decimales. * Pliego tarifario.   El presente trámite existe y está inscrito en el Registro Federal de Trámites y Servicio (RFTS) de la CONAMER bajo la Homoclave CRE-19-028-A, no obstante, se considera una "Creación de trámite", a razón de establecer a cuáles de los Distribuidores les aplica el trámite, es decir, estos sólo aplicarán para aquellos Distribuidores por ducto de gas natural que SÍ migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **SÍ** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** no aplica.  **Acción:** simplifica  **Vigencia:** por la vigencia del permiso correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la Oficialía de Partes Electrónica (OPE), con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Dentro de los requisitos establecidos en la regulación vigente, se encuentran:   * Comprobante de pago de aprovechamiento respecto al costo establecido por la Comisión para atender la solicitud del Distribuidor. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la DIRECTIVA de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad). * Monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para la prestación del servicio de distribución. * Plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones. * Proporción de las afectaciones por la inflación en México, y por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio, dictaminadas por un agente externo; con la inclusión de las variables macroeconómicas, como Índice de inflación (INPC), *Consumer Price Index* (CPI) y tipo de cambio. * Identificación de las subcuentas en las que se registren los costos fijos y los costos variables. * Definición de:   + Los grupos tarifarios.   + Número de usuarios para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + Proyecciones de utilización anual de la capacidad para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + Proyecciones del flujo de gas a conducir por grupo tarifario durante el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes. * Reporte de la capacidad operativa que se pretenda reservar a través de contratos. * Esquema de la facturación. * Periodicidad de la facturación. * Información histórica de los cinco años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos. * Información histórica de los cinco años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa a:   + Volumen conducido total.   + Volumen conducido en el periodo pico del sistema.   + Utilización de la capacidad.   + Número de usuarios. * Requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender: * Proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:   + Los costos de operación y mantenimiento.   + Los gastos generales de administración y ventas. * Depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Distribuidores en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria. * La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas. * La estimación de otras contribuciones a cargo del Distribuidor necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos. * El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:   + La rentabilidad esperada.   + El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión.   + El costo del capital contable.   + En su caso, el costo de las acciones preferenciales.   + El costo de otros instrumentos financieros. * Kilómetros de tubería asociados al sistema indicando la tubería asociada a una expansión del sistema. * Definición de los cargos que componen la lista de tarifas, con la especificación de unidades Pesos por Unidad, periodicidad de las tarifas (días, meses, evento, por mencionar algunos). El monto a cobrar deberá ser reportado con números enteros y cuatro decimales. * El modelo y la memoria de cálculo empleados en el requerimiento de ingresos y en la derivación de las tarifas máximas iniciales deberá presentarse en formatos impresos y electrónicos. * Pliego tarifario.   Con el Anteproyecto, para el caso de los Distribuidores por ducto de gas natural que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, dichos requisitos se simplifican de tal manera que únicamente queden los siguientes:   * Comprobante de pago de aprovechamiento respecto al costo establecido por la Comisión para atender la solicitud del Distribuidor. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión. * Definición de los grupos tarifarios, con sus respectivos rangos de volumen. * Esquema de la facturación. * Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, considerando los rangos de volumen para los Grupos Tarifarios aplicables expresados en GJ/mes. * Definición de los cargos que componen la lista de tarifas, con la especificación de unidades Pesos por Unidad, periodicidad de las tarifas (días, meses, evento, por mencionar algunos). El monto a cobrar deberá ser reportado con números enteros y cuatro decimales. * Pliego tarifario.   **Nombre del trámite:** Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades de distribución de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores por ducto de gas natural.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** cada periodo regulatorio.  **Tipo**: obligación.  **Homoclave:** CRE-19-001-A  **Acción:** modificación  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Dentro de los requisitos establecidos en la regulación vigente, se encuentran:   * Comprobante de pago de derechos. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Plan de negocios que considere:   + El valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la Directiva de Contabilidad y utilizando las normas de información financiera para la reexpresión de costos y la revaluación de activos aplicables en México.   + El monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para operar en términos adecuados de seguridad y eficiencia, planeadas para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, identificando las inversiones en reposición de activos y nuevas instalaciones.   + El plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones y otros gastos inherentes a la prestación del servicio para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, incluyendo la evolución de la estructura de capital propuesta.   + La identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por:     - La inflación en México.     - La inflación en Estados Unidos de América.     - Las variaciones en el tipo de cambio.   + La identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y la forma en que asignará cada rubro que compone dicho requerimiento a los cargos por capacidad y por uso.   + Las proyecciones de utilización anual de la capacidad por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los 3 (tres) años subsecuentes.   + Las proyecciones del flujo de gas a conducir por grupo tarifario durante el periodo de cinco años y los 3 (tres) años subsecuentes.   + El número proyectado de usuarios desglosado por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los 3 (tres) años subsecuentes.   + La información histórica de los cinco años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos, en su caso.   + La información histórica de los cinco años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa al volumen conducido total, al volumen conducido en el periodo pico del sistema, la utilización de la capacidad y el número de usuarios, en su caso.   + Los criterios y metodologías utilizados en la desagregación y la asignación de activos, costos y gastos comunes, tomando como base los factores que dan origen a los costos y gastos, tales como:     - Las unidades de gas que se estima conducir para cada grupo tarifario.     - El número de usuarios por grupo tarifario.     - El factor de carga.     - La distancia entre trayectos del sistema.     - El costo relativo del servicio específico comparado con el requerimiento de ingresos total.     - El requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender:       * La proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:         + Los costos de operación y mantenimiento.         + Los gastos generales de administración y ventas.       * La depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Distribuidores en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria.       * La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas.       * La estimación de otras contribuciones a cargo del Distribuidor necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos.       * El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:         + a) La rentabilidad esperada.         + b) El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión.         + c) El costo del capital contable.         + d) En su caso, el costo de las acciones preferenciales.         + e) El costo de otros instrumentos financieros.       * El modelo y la memoria de cálculo empleados en el requerimiento de ingresos y en la derivación de las tarifas máximas.   Con el Anteproyecto, adicional a los nuevos requisitos establecidos en la Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades de distribución de gas natural, el distribuidor deberá proporcionar.   * + - La Lista de Tarifas Máximas en Base Interrumpible, en caso de contar con el 100% (cien por ciento) de Capacidad Reservada.     - Soporte documental del 100% (cien por ciento) de la Capacidad Reservada del sistema amparado en el Permiso, en caso de aplicar lo establecido en la fracción II de la disposición inmediata anterior.   **Nombre del trámite:** Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-029-A  **Acción:** modifica.  **Vigencia:** anual.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que se modifica la diversa por la que se expidieron las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Dentro de los requisitos establecidos en la regulación vigente, se encuentran:   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados, de acuerdo a lo establecido en la NIF C-13 o memorias de cálculo, incluyendo la descripción de los parámetros utilizados. * Información que permita conocer:   + Ingresos diferenciados por tarifas convencionales y tarifas máximas, e indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de usuarios.   + Ingresos percibidos por conexiones (estándar y no estándar), reconexiones y desconexiones, diferenciando por tarifas convencionales y otros cargos regulados, e indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los grupos tarifarios y el número de servicios correspondiente.   + Ingresos percibidos por penalizaciones, indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los grupos tarifarios y el número de usuarios correspondiente. * Balanza de comprobación, al cierre del ejercicio fiscal.   Con el Anteproyecto, además de lo establecido en la regulación vigente se requiere, para el caso de los Distribuidores por ducto de gas natural que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”: Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas, en caso de que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas.  **Nombre del trámite:** Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: presentación de estados financieros dictaminados e información financiera.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:**  no aplica.  **Plazo:** anual, en el último día hábil del mes de mayo.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-012-F  **Acción:** baja.  **Vigencia:** quinquenal.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Se elimina el trámite para los Distribuidores que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual implica los siguientes requisitos:   * Comprobante de pago de derechos. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Plan de negocios que considere:   + El valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la Directiva de Contabilidad y utilizando las normas de información financiera para la reexpresión de costos y la revaluación de activos aplicables en México.   + El monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para operar en términos adecuados de seguridad y eficiencia, planeadas para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, identificando las inversiones en reposición de activos y nuevas instalaciones.   + El plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones y otros gastos inherentes a la prestación del servicio para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, incluyendo la evolución de la estructura de capital propuesta.   + La identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por:     - La inflación en México.     - La inflación en Estados Unidos de América.     - Las variaciones en el tipo de cambio.   + La identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y la forma en que asignará cada rubro que compone dicho requerimiento a los cargos por capacidad y por uso.   + Las proyecciones de utilización anual de la capacidad por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + Las proyecciones del flujo de gas a conducir por grupo tarifario durante el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + El número proyectado de usuarios desglosado por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + La información histórica de los cinco años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos, en su caso.   + La información histórica de los cinco años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa al volumen conducido total, al volumen conducido en el periodo pico del sistema, la utilización de la capacidad y el número de usuarios, en su caso.   + Los criterios y metodologías utilizados en la desagregación y la asignación de activos, costos y gastos comunes, tomando como base los factores que dan origen a los costos y gastos, tales como:     - Las unidades de gas que se estima conducir para cada grupo tarifario.     - El número de usuarios por grupo tarifario.     - El factor de carga.     - La distancia entre trayectos del sistema.     - El costo relativo del servicio específico comparado con el requerimiento de ingresos total.     - El requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender:       * La proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:         + Los costos de operación y mantenimiento.         + Los gastos generales de administración y ventas.       * La depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Distribuidores en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria.       * La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas.       * La estimación de otras contribuciones a cargo del Distribuidor necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos.       * El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:         + a) La rentabilidad esperada.         + b) El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión.         + c) El costo del capital contable.         + d) En su caso, el costo de las acciones preferenciales.         + e) El costo de otros instrumentos financieros.       * El modelo y la memoria de cálculo empleados en el requerimiento de ingresos y en la derivación de las tarifas máximas.   **Nombre del trámite:** Modificación de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** 6 meses antes de culminar el quinquenio.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-004-A  **Acción:** baja  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Se elimina el trámite para los Distribuidores que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual implica los siguientes requisitos:   * Comprobante de pago de derechos. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Plan de negocios que considere:   + El valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la Directiva de Contabilidad y utilizando las normas de información financiera para la reexpresión de costos y la revaluación de activos aplicables en México.   + El monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para operar en términos adecuados de seguridad y eficiencia, planeadas para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, identificando las inversiones en reposición de activos y nuevas instalaciones.   + El plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones y otros gastos inherentes a la prestación del servicio para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, incluyendo la evolución de la estructura de capital propuesta.   + La identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por:     - La inflación en México.     - La inflación en Estados Unidos de América.     - Las variaciones en el tipo de cambio.   + La identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y la forma en que asignará cada rubro que compone dicho requerimiento a los cargos por capacidad y por uso.   + Las proyecciones de utilización anual de la capacidad por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + Las proyecciones del flujo de gas a conducir por grupo tarifario durante el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + El número proyectado de usuarios desglosado por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + La información histórica de los cinco años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos, en su caso.   + La información histórica de los cinco años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa al volumen conducido total, al volumen conducido en el periodo pico del sistema, la utilización de la capacidad y el número de usuarios, en su caso.   + Los criterios y metodologías utilizados en la desagregación y la asignación de activos, costos y gastos comunes, tomando como base los factores que dan origen a los costos y gastos, tales como:     - Las unidades de gas que se estima conducir para cada grupo tarifario.     - El número de usuarios por grupo tarifario.     - El factor de carga.     - La distancia entre trayectos del sistema.     - El costo relativo del servicio específico comparado con el requerimiento de ingresos total.     - El requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender:       * La proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:         + Los costos de operación y mantenimiento.         + Los gastos generales de administración y ventas.       * La depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Distribuidores en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria.       * La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas.       * La estimación de otras contribuciones a cargo del Distribuidor necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos.       * El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:         + a) La rentabilidad esperada.         + b) El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión.         + c) El costo del capital contable.         + d) En su caso, el costo de las acciones preferenciales.         + e) El costo de otros instrumentos financieros.       * El modelo y la memoria de cálculo empleados en el requerimiento de ingresos y en la derivación de las tarifas máximas.   **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-028-A.  **Acción:** baja  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Se elimina el trámite para los Distribuidores que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual implica los siguientes requisitos:   * Comprobante de pago de derechos. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Plan de negocios que considere:   + El valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la Directiva de Contabilidad y utilizando las normas de información financiera para la reexpresión de costos y la revaluación de activos aplicables en México.   + El monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para operar en términos adecuados de seguridad y eficiencia, planeadas para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, identificando las inversiones en reposición de activos y nuevas instalaciones.   + El plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones y otros gastos inherentes a la prestación del servicio para el periodo de cinco años y los cinco años posteriores, incluyendo la evolución de la estructura de capital propuesta.   + La identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por:     - La inflación en México.     - La inflación en Estados Unidos de América.     - Las variaciones en el tipo de cambio.   + La identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y la forma en que asignará cada rubro que compone dicho requerimiento a los cargos por capacidad y por uso.   + Las proyecciones de utilización anual de la capacidad por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + Las proyecciones del flujo de gas a conducir por grupo tarifario durante el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + El número proyectado de usuarios desglosado por grupo tarifario para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes.   + La información histórica de los cinco años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos, en su caso.   + La información histórica de los cinco años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa al volumen conducido total, al volumen conducido en el periodo pico del sistema, la utilización de la capacidad y el número de usuarios, en su caso.   + Los criterios y metodologías utilizados en la desagregación y la asignación de activos, costos y gastos comunes, tomando como base los factores que dan origen a los costos y gastos, tales como:     - Las unidades de gas que se estima conducir para cada grupo tarifario.     - El número de usuarios por grupo tarifario.     - El factor de carga.     - La distancia entre trayectos del sistema.     - El costo relativo del servicio específico comparado con el requerimiento de ingresos total.     - El requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los tres años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender:       * La proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:         + Los costos de operación y mantenimiento.         + Los gastos generales de administración y ventas.       * La depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los Distribuidores en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria.       * La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas.       * La estimación de otras contribuciones a cargo del Distribuidor necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos.       * El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:         + a) La rentabilidad esperada.         + b) El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión.         + c) El costo del capital contable.         + d) En su caso, el costo de las acciones preferenciales.         + e) El costo de otros instrumentos financieros.       * El modelo y la memoria de cálculo empleados en el requerimiento de ingresos y en la derivación de las tarifas máximas.   **Nombre del trámite:** Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19.031-A  **Acción:** baja  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Se elimina el trámite para los Distribuidores que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual implica los siguientes requisitos:   * Información que acredite el ajuste de inflación. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad.   **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-033-A  **Acción:** baja  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Se elimina el trámite para los Distribuidores que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual implica los siguientes requisitos:   * Información que acredite el ajuste de inflación. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad.   **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-035-A  **Acción:** baja  **Vigencia:** no aplica.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**  Se elimina el trámite para los Distribuidores que migren al esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”, el cual implica los siguientes requisitos:   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad.   **Nombre del trámite:** Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** no aplica.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-035-A  **Acción:** baja  **Vigencia:** anual.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que se modifica la diversa por la que se expidieron las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. Documentos que acrediten su personalidad. * Las tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión, desglosados por grupo tarifario; Las publicaciones de la Lista de Tarifas Máximas en el Diario Oficial de la Federación que demuestre la vigencia de las mismas; Las tarifas convencionales y otros cargos convencionales aplicados a cada grupo tarifario, sin perjuicio de las demás obligaciones que establece el Reglamento; * Los ingresos derivados de las tarifas máximas y de las tarifas convencionales, distinguiendo en cada caso los ingresos por concepto de cada uno de los cargos que componen dichas tarifas; * Los ingresos derivados de los cargos por: * Conexión; * Conexión estándar; * Desconexión; * Reconexión; * Servicio; * Gas combustible, y * Otros que haya aprobado la Comisión al Distribuidor; * La capacidad reservada por los usuarios desglosada por grupo tarifario, distinguiendo la capacidad relacionada con las tarifas convencionales y con las tarifas máximas; * Las unidades de energía contenida entregadas a los usuarios por grupo tarifario, distinguiendo los volúmenes relacionados con las tarifas convencionales y con las tarifas máximas; * El número de usuarios por grupo tarifario; * Los costos trasladables transferidos a los usuarios, en su caso; Los ingresos por la aplicación de penalizaciones, en su caso; y * El monto de las inversiones realizadas.   **Nombre del trámite:** Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:**  negativa.  **Plazo:** anual, en el último día hábil del mes de abril.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19. 012.H  **Acción:** baja  **Vigencia:** correspondiente al periodo regulatorio respectivo.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad. * Memoria de cálculo. * Proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio, dictaminadas por un agente externo; con la inclusión de las variables macroeconómicas, como INPC, CPI y Tipo de cambio. * Lista de Tarifas Máximas actualizadas por inflación.   **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** afirmativa.  **Plazo:** conforme al esquema del Distribuidor.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-030-A  **Acción:** baja  **Vigencia:** quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.  **Medio de presentación:** escrito libre por medio de la OPE, con fundamento de la RES/194/2014 Resolución por la que la Comisión modifica la diversa de la RES/342/2012 a través de la cual la Comisión expidió las reglas generales para el funcionamiento de la OPE de la Comisión.  **Requisitos:**   * Información que acredite el ajuste de inflación. * Nombre, denominación o razón social de quien o quienes promuevan, en su caso de su representante legal; domicilio para recibir notificaciones y nombre o nombres de las personas autorizadas para recibirlas; la petición que se formula; los hechos o razones que dan motivo a la petición; el órgano administrativo a que se dirigen, y lugar y fecha de su emisión. * Documentos que acrediten su personalidad.   **Nombre del trámite:** Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  **Población que impacta:** distribuidores que **NO** se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”.  **Ficta:** negativa.  **Plazo:** por evento.  **Tipo:** obligación.  **Homoclave:** CRE-19-032-A |

|  |
| --- |
| **9. Seleccione las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites y a aquellas que restrinjan la competencia o promuevan la eficiencia en el mercado, que correspondan a la propuesta:**   * + - * 1. **Tipo:** otros (\*\*)   **Acciones:** disposición 4.6. Establece el plazo que tiene el Distribuidor para presentar su solicitud de autorización de tarifas máximas.  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se garantizan reglas claras y transparentes para los Distribuidores de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite “Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución de gas natural” debido a que es uno de los criterios establecidos en el Anteproyecto.  **2. Tipo:** otros**.**  **Acciones:** disposición 4.8. Establece la determinación de oficio por parte de la Comisión de la Lista de Tarifas Máximas y otros cargos regulados en caso de que el Distribuidor no cumpla con los plazos establecidos en el Anteproyecto.  **Justificación:** la presente disposición tiene por objeto indicar que el Distribuidor es responsable de considerar los tiempos de aprobación por parte de la Comisión, a efecto de que éste no tenga afectaciones respecto a su operación**.**  **Nota:** no es cuantificable debido a que dicha acción no conlleva que el Distribuidor lleve a cabo acciones adicionales ante la Comisión  **3. Tipo:** otros.  **Acciones:** disposición 5.3. Establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su proyecto a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión.  **Justificación:** la presente disposición tiene por objeto indicar que el Distribuidor es responsable de considerar los tiempos de aprobación por parte de la Comisión, a efecto de que éste no tenga afectaciones respecto a su operación.  **Nota**: no es cuantificable debido a que los costos que deriven durante el proceso de aprobación de la lista de tarifas serán atribuibles e independientes de los requisitos o acciones de la Comisión.  .  **4. Tipo:** otros.  **Acciones:** disposición 6.2 Establece los requisitos para que la Comisión aplique ajustes compensatorios  **Justificación:** la presente disposición tiene por objeto indicar los requisitos a cumplir para que la Comisión aplique ajustes compensatorios  **Nota**: no es cuantificable debido a que los costos que deriven durante el proceso de aprobación de la lista de tarifas serán atribuibles e independientes de los requisitos o acciones de la Comisión.  **5. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 6.3. Establece la metodología para la aplicación del ajuste compensatorio  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor garantizando la no discriminación entre los Distribuidores.  **Nota**: no es cuantificable debido a que los costos que deriven durante el proceso de aprobación de la lista de tarifas serán atribuibles e independientes de los requisitos o acciones de la Comisión.  **6. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 7.1. Establece la fórmula del Límite de Rentabilidad Máxima.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor garantizando la no discriminación entre los Distribuidores.  **7. Tipo:** otros.  **Acciones:** disposición 7.2. Establece que el LRM al que se sujetarán los Distribuidores será establecido por medio de un Acuerdo.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor garantizando la no discriminación entre los Distribuidores.  **Nota:** no es cuantificable debido a que dicha acción no conlleva que el Distribuidor lleve a cabo acciones adicionales ante la Comisión.  **8. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 8.1. Establece los mecanismos para la determinación del Incentivo a la Expansión  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se da certidumbre a los usuarios y al propio Distribuidor del cálculo del Incentivo a la Expansión  **Nota:** no es cuantificable debido a que dicha acción no conlleva que el Distribuidor lleve a cabo acciones adicionales ante la Comisión.  **9. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 8.6. Establece la metodología para el cálculo del Incentivo a la Expansión  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se da certidumbre a los usuarios y al propio Distribuidor del cálculo del Incentivo a la Expansión  **10. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 8.7. Establece los intervalos para la determinación de los parámetros para el cálculo del Incentivo a la Expansión  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se da certidumbre a los usuarios y al propio Distribuidor del cálculo del Incentivo a la Expansión  **Nota:** no es cuantificable debido a que dicha acción no conlleva que el Distribuidor lleve a cabo acciones adicionales ante la Comisión  **11. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 9.6. Establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su solicitud  **Justificación:** la presente disposición tiene por objeto indicar que el Distribuidor es responsable de considerar los tiempos de aprobación por parte de la Comisión, a efecto de que éste no tenga afectaciones respecto a su operación.  **Nota:** no es cuantificable debido a que los costos que deriven durante el proceso de aprobación de la lista de tarifas serán atribuibles e independientes de los requisitos o acciones de la Comisión.  **12. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 10.1. Establece la fórmula para el cálculo del flujo neto.  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se da certidumbre a los usuarios y al propio Distribuidor del cálculo del flujo neto, con la cual, determinará su tasa de rentabilidad.  **13. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 10.2. Establece el mecanismo para el cálculo del costo anual de la inversión.  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se da certidumbre a los usuarios y al propio Distribuidor del cálculo de costo anual de la inversión, con la cual, determinará su tasa de rentabilidad.  **14. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 10.5. Establece el mecanismo de supervisión de la Tasa de Rentabilidad Máxima  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se establece los mecanismos de supervisión.  **Nota:** No es cuantificable debido a que dicha acción no conlleva que el Distribuidor lleve a cabo acciones adicionales ante la Comisión.  **15. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 10.7. Establece el mecanismo de supervisión a las transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, y su ajuste los Costos OMAV e Impuestos.  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se establece los mecanismos de supervisión y promueve la correcta clasificación de costos.  **Nota:** no es cuantificable debido a que dicha acción no conlleva que el Distribuidor lleve a cabo acciones adicionales ante la Comisión.  **16. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 11.1 Establece los periodos de supervisión para la regulación con control de rentabilidad  **Justificación:** la presente disposición establece los periodos de supervisión para la regulación con control de rentabilidad que se le aplicarán a los Distribuidores  **Nota**: no cuantificable debido a que el costo depende de la aplicación del propio mecanismo, además, el Distribuidor no realiza acciones adicionales para su cumplimiento  **17. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 11.2. Establece mecanismos de supervisión que aplicaran para los Distribuidores  **Justificación:** la presente disposición da los mecanismos que se supervisarán anualmente  **Nota**: no cuantificable debido a que el costo depende de la aplicación del propio mecanismo, además, el Distribuidor no realiza acciones adicionales para su cumplimiento  **18. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 11.4 fracción I. Establece que la Comisión contará con 20 (veinte) días hábiles para notificar al Distribuidor sobre el procedimiento de ajuste a Lista de Tarifas Máximas y otros cargos regulados.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre a los Distribuidores en caso de que este último rebase el límite máximo de rentabilidad.  **Nota**: no cuantificable debido a que el costo depende de la aplicación del propio mecanismo, además, el Distribuidor no realiza acciones adicionales para su cumplimiento.  **19. Tipo:** otros.  **Acciones:** disposición 11.4 fracción V. Establece la obligación al Distribuidor para publicar su Lista de Tarifas Máximas y otros cargos regulados, una vez aprobado por la Comisión.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre a los usuarios al poder visualizar la tarifa aprobada por la Comisión.  **20. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 11.6. Establece la fórmula del mecanismo de ajuste.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor que incurrió en una rentabilidad superior al Límite de Rentabilidad Máxima al establecer puntualmente la metodología a la que se sujetará mercado.  **Nota**: no cuantificable debido a que el costo depende de la aplicación del propio mecanismo, además, el Distribuidor no realiza acciones adicionales para su cumplimiento.  **21. Tipo:** otros.  **Acciones:** disposición 11.7. Establece la determinación de tarifas de oficio por incumplimiento por parte del Distribuidor en caso de obtener una Tasa de Rentabilidad mayor en dos ocasiones consecutivas.  **Justificación:** la presente disposición tiene por objeto indicar el procedimiento de determinación de tarifas a seguir cuando el Distribuidor incurrió en la reiteración de sobrepasar el Límite de Rentabilidad Máxima.  **Nota:** no cuantificable debido a que el costo depende de la aplicación del propio mecanismo, además, el Distribuidor no realiza acciones adicionales para su cumplimiento.  **22. Tipo: otros**  **Acciones:** disposición 12.5. Establece el derecho a solicitar el ajuste por el índice de inflación y otros cargos regulados.  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se garantizan reglas claras y transparentes para los Distribuidores de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite “Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural”, debido a que uno de los criterios establecidos en el Anteproyecto.  **23. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos  **Acciones:** disposición 13.1. Establece la fórmula de actualización de la Lista de Tarifas Máximas.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor, así como igualdad de condiciones a todos los Distribuidores al establecer puntualmente la metodología a la que se sujetará el mercado.  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite “Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural”, debido a que es uno de los criterios establecidos en el Anteproyecto.  **24. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos (\*\*).  **Acciones:** disposición 13.2. Establece la fórmula de actualización de los otros cargos regulados.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor, así como igualdad de condiciones a todos los Distribuidores al establecer puntualmente la metodología a la que se sujetará el mercado.  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite “Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural”, debido a que es uno de los criterios establecidos en el Anteproyecto.  **25. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos (\*\*).  **Acciones:** disposición 13.3. Establece los criterios para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas y otros cargos regulados.  **Justificación:** la presente disposición da certidumbre al Distribuidor, así como igualdad de condiciones a todos los Distribuidores al establecer los criterios a los que se sujetará el mercado.  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite “Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural” ya que se detallan los criterios para la aplicación del trámite.  **26. Tipo:** establece requisitos.  **Acciones:** disposición 16.1. Establece que los Distribuidores sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios.  **Justificación:** la presente disposición protege los intereses de los usuarios al garantizar que no existen tratos discriminatorios.  **27. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** disposición 16.2. Establece los requisitos que deberán seguir los Distribuidores al ofrecer Tarifas Convencionales  **Justificación:** la presente disposición protege los intereses de los usuarios que firman contratos convencionales, al garantizar que estos nunca serán mayores a las tarifas máximas reguladas.  **28. Tipo:** establece requisitos.  **Acciones:** disposición 16.3. Establece la obligación de que, en los contratos de tarifas convencionales, se deberá indicar la tarifa máxima aplicable de no haberse pactado una Tarifa Convencional.  **Justificación:** la presente disposición da seguridad al usuario al establecer la condición de que las tarifas convencionales no podrán estar por encima de la tarifa máxima regulada, garantizando tarifas eficientes y competitivas.  **29. Tipo: establece o modifica estándares técnicos. (\*\*)**  **Acciones:** Anexo II numeral 4.2 del Anteproyecto. Establece que toda la información financiera estar reconocida a costos de adquisición.  **Justificación:** la presente disposición tiene por fin utilizar estándares claros y de aplicación general para todos los Distribuidores  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite del envío de información financiera, debido a que es uno de los requisitos "Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados..."  **30. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos. (\*\*)  **Acciones:** Anexo II numeral 4.5 del Anteproyecto. Establece el reconocimiento de los costos en componentes  **Justificación:** la presente disposición tiene por fin utilizar estándares claros y de aplicación general para todos los Distribuidores  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite del envío de información financiera, debido a que es uno de los requisitos "Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados..."  **31. Tipo:** Establece requisitos.  **Acciones:** Anexo II numeral 6.1 del Anteproyecto. Establece la obligación de que los activos deben estar conforme las NIF y valuarse a su costo de adquisición.  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se garantizan reglas claras y transparentes para los Distribuidores de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.  **32. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** Anexo II numeral 6.2 del Anteproyecto. Establece la fórmula para el cálculo de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.  **Justificación**: la presente disposición da certeza a los usuarios y Distribuidores para el cálculo de la depreciación de los activos que derivará en tarifas eficientes.  **33. Tipo:** Establece requisitos.  **Acciones:** Anexo II numeral 7.1 del Anteproyecto. Establece los años de vida útil que se tomarán como parámetros para el cálculo de la depreciación de los activos  **Justificación:** la presente disposición se hace necesaria ya que se garantizan reglas claras y transparentes para los Distribuidores de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.  **Nota:** el costo de cumplimiento forma parte del Trámite del envío de información financiera, debido a que es uno de los requisitos "Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados..."  **34. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos.  **Acciones:** Anexo II numeral 7.3 del Anteproyecto. Establece la vida útil de los activos para la determinación de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.  **Justificación**: la presente disposición se hace necesaria ya que se garantizan reglas claras y transparentes para los Distribuidores de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.  **35. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos. (\*\*)  **Acciones:** Anexo II numeral 10.1 del Anteproyecto. Establece que toda la información financiera deberá estar homologada de acuerdo a las mejores prácticas y de acuerdo a las Normas de Información Financiera.  **Justificación:** la presente disposición tiene por fin utilizar estándares claros y de aplicación general para todos los Distribuidores  **Nota**: el costo de cumplimiento forma parte del Trámite del envío de información financiera, debido a que es uno de los requisitos "Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados..."  **36. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos. (\*\*)  **Acciones:** Anexo II numeral 10.5 del Anteproyecto. Establece los requisitos para la presentación de la Balanza de Comprobación (BC)  **Justificación:** la presente disposición tiene por fin utilizar estándares claros y de aplicación general para todos los Distribuidores  **Nota**: el costo de cumplimiento forma parte del Trámite del envío de información financiera, debido a que es uno de los requisitos "Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados..."  **37. Tipo:** establece o modifica estándares técnicos. (\*\*)  **Acciones:** Anexo II numeral 10.8 del Anteproyecto. Establece el catálogo de cuentas que se utilizara para la presentación de Información financiera.  **Justificación:** la presente disposición tiene por fin utilizar estándares claros y de aplicación general para todos los Distribuidores  **Nota**: el costo de cumplimiento forma parte del Trámite del envío de información financiera, debido a que es uno de los requisitos "Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados..."  (\*\*) Establece las acciones regulatorias que forman parte de los requisitos incluidos en los trámites, motivo por el cual, no se considera para la estimación de los costos de cumplimiento, |

|  |
| --- |
| **10. Acciones Regulatorias que restringen o promueven la competencia o eficiencia del mercado:**   * **Indique la acción seleccionada de la lista de verificación de Impacto Competitivo:**   La acción seleccionada consistió en *“Establece procedimientos de obtención de licencias, permisos o autorizaciones como requisito para iniciar operaciones, o bien iniciar alguna actividad adicional”.* Al respecto, se considera que el Anteproyecto se encuentra en dicho supuesto, en virtud de que la aprobación de las tarifas máximas es un requisito para el inicio de operaciones contar con la determinación de las tarifas máximas reguladas, de conformidad con el artículo 81 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento), que establece lo siguiente:    *“Artículo 81.- Para el otorgamiento de los permisos sujetos a la obligación de acceso abierto no se requerirá contar con la aprobación de las contraprestaciones, precios o tarifas reguladas. Sin perjuicio de lo anterior, la aprobación de dichas contraprestaciones, precios o tarifas será un requisito previo al inicio de operaciones […]”*   * **Indique la Acción o mecanismo regulatorio que considera podría restringir o promover la competencia y el(os) artículo(s) de la propuesta regulatoria aplicables:**   La disposición 4.6 del Anteproyecto determina 90 (noventa) días hábiles para la resolución de la lista de tarifas máximas reguladas, en consistencia con los artículos 81 y 83 del Reglamento. Esto puede restringir la competencia en virtud de que la aprobación de las tarifas máximas es un requisito para el inicio de operaciones, de conformidad con el artículo 81 del Reglamento.   * **Artículos aplicables**   Disposición 4.6 del Anteproyecto.   * **Describa cómo esta acción puede restringir (limitar) o promover la competencia o eficiencia del mercado**   Al consistir la aprobación de las tarifas máxima en un requisito para el inicio de operaciones, la entrada de nuevos competidores al mercado de distribución de gas natural se ve afectada.   * **Justifique la necesidad de inclusión de la acción**   El presente requisito es una obligación contenida en el artículo 81 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. Además, si se permitiera el inicio de operaciones sin la necesidad de contar con las tarifas aprobadas, se generaría incertidumbre a los usuarios ya que estos no tendrían claridad de qué precio estaría aplicando para el servicio que están recibiendo.   * **¿Se consideró alguna otra alternativa regulatoria respecto de la acción o mecanismo regulatorio que se analiza? Señale cuál fue ésta y justifique porqué es mejor la alternativa elegida**   No se consideró una alternativa, en razón de que el Reglamento así lo considera. |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **11. Proporcione la estimación de los costos que supone la regulación para cada particular, grupo de particulares o industria** | | |
| **Costo Unitario $:**  495,987.46 | **Años:**  30 | **Costos totales:**  No aplica. Ver anexo 9. |
| **Describa de manera general los costos que implica la regulación propuesta:**  Los costos del Anteproyecto son aquellos relacionados con el cumplimiento de los siguientes 6 (seis) trámites y 36 (treinta y seis) acciones regulatorias:  Modificación del trámite (CRE-19-029-A ) Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural  Modificación del trámite (CRE-19-012-F) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos Modalidad: Estados Financieros.  Creación del trámite. Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.  Creación del trámite. Solicitud de Incentivo a la Expansión para actividades de distribución por ductos de gas natural  Creación del trámite. Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.  Creación del trámite. Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.  Creación del trámite. Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural  Respecto a las Acciones Regulatorias, el Anteproyecto contiene 36 (treinta y seis) acciones regulatorias, de las cuales 10 (diez) presentan costos no cuantificables y 1 (una) se mantienen en relación a la regulación vigente, mismas que se enuncian a continuación:  Acciones Regulatorias que se crean:  La disposición 7.1. del Anteproyecto establece la ecuación que utilizará la Comisión para determinar el límite de rentabilidad máxima.  La disposición 8.6 del Anteproyecto establece la metodología para determinar el Índice a la Expansión.  La disposición 10.1. del Anteproyecto establece la metodología para determinar el flujo neto para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima.  La disposición 10.2. del Anteproyecto establece la metodología para determinar el costo anual de la inversión necesario para determinar el flujo neto.  La fracción V de la disposición 11.4 del Anteproyecto establece que el Distribuidor deberá publicar sus Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.  La disposición 16.2. del Anteproyecto establece las características para que el distribuidor pueda ofrecer Tarifas Convencionales.  La disposición 16.3. del Anteproyecto establece la obligación de que, en los contratos de tarifas convencionales, se deberá indicar la tarifa máxima que hubiese aplicado.  La disposición 6.1 del Anexo II del Anteproyecto establece que los activos deben ser reportados conforme a las NIF  La disposición 6.2 del Anexo II del Anteproyecto establece la fórmula para el cálculo de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.  La disposición 7.3 del Anexo II del Anteproyecto establece la vida útil de los activos para la determinación de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.  Acciones Regulatorias que se crean y sus costos no son cuantificables:  La disposición 4.6 del Anteproyecto establece el plazo que tiene el Distribuidor para presentar su solicitud de autorización de tarifas máximas  La disposición 4.8 del Anteproyecto establece la determinación de tarifas de oficio por incumplimiento por parte del Distribuidor  La disposición 5.3. del Anteproyecto establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su proyecto a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión.  La disposición 6.2 del Anteproyecto establece los criterios para la determinación de los ajustes compensatorios  La disposición 6.3 del Anteproyecto establece la metodología de aplicación para el ajuste compensatorio a la Tarifa Máxima aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización  La disposición 7.2 del Anteproyecto establece la aprobación y publicación del Límite de Rentabilidad Máxima  La disposición 8.1 del Anteproyecto establece los mecanismos para la determinación del Incentivo a la Expansión  La disposición 8.7 del Anteproyecto establece la determinación de los parámetros del Incentivo a la Expansión.  La disposición 9.6 del Anteproyecto establece la obligación del Distribuidor a sujetar el desarrollo de su solicitud a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión  La disposición 10.5 del Anteproyecto establece los periodos en que la Comisión supervisará la Tasa de Rentabilidad de los Distribuidores.  La disposición 10.7 del Anteproyecto establece el mecanismo de supervisión a las transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, y su ajuste los Costos OMAV e Impuestos  La disposición 11.1 del Anteproyecto estable los periodos de supervisión para la regulación con control de rentabilidad  La disposición 11.2 del Anteproyecto establece los mecanismos de supervisión que aplicará la Comisión.  La disposición 11.4 fracción I del Anteproyecto estable los plazos de notificación para la determinación de la Tasa de rentabilidad Máxima, cuando se supere el límite de rentabilidad máxima  La disposición 11.6 del Anteproyecto establece la fórmula del mecanismo de ajuste cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al .  La disposición 11.7 del Anteproyecto establece la determinación de tarifas de oficio por incumplimiento por parte del Distribuidor en caso de obtener una Tasa de Rentabilidad mayor en dos ocasiones consecutivas  La disposición 12.5 del Anteproyecto establece la determinación de los ajustes anuales por el índice de inflación sobre la lista de Tarifas Máximas.  La disposición 13.1 del Anteproyecto establece el mecanismo para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas. aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Tarifas de Distribución con Comercialización.  La disposición 13.2del Anteproyecto establece la metodología de actualización para aplicable al Cargo por Conexión Estándar, Conexión No Estándar, Reconexión y Desconexión.  La disposición 13.3 del Anteproyecto establece los criterios de resolución para la solicitud de actualización.  La disposición 4.2 del Anexo II del Anteproyecto establece el reconocimiento de los Activos Fijos.  La disposición 4.5 del Anexo II del Anteproyecto estable el reconocimiento de las adaptaciones.  La disposición 7.3 del Anexo II del Anteproyecto establece la atribución que tiene la Comisión para revisar las vidas útiles probables y remanentes.  La disposición 10.1 del Anexo II del Anteproyecto establece las bases en que se debe presentar la información contable.  La disposición 10.5 del Anexo II del Anteproyecto establece las características de la presentación de los Balanza de Comprobación (BC)  La disposición 10.8 del Anexo II del Anteproyecto establece la estructura de los estados financieros.  Acciones Regulatorias que no genera costos de cumplimiento debido a que son los mismos que la regulación vigente:  La disposición 16.2. del Anteproyecto y el numeral 36.2. de la Directiva de Tarifas establece que, si el Distribuidor presta el servicio bajo tarifas convencionales, éstas no podrán ser superiores a la tarifa máxima regulada.  Es de mencionar que el Anteproyecto no contempla que un Distribuidor lleve a cabo todos los trámites en un mismo año, debido a que los trámites cuentan con periodicidad de presentación distinta.  Por su parte, las acciones regulatorias son aplicables para todos los Distribuidores anualmente, sin embargo, la estimación de cumplimiento a lo largo de horizonte económico (30 [treinta] años) estará determinado por la estrategia comercial de cada Distribuidor, así como las acciones que lleve a cabo ante la Comisión. | | |
| **Proporcione la estimación monetizada de los costos que implica la regulación:**  Los costos para los 7 (siete) trámites se consideraron de la siguiente manera:   * Modificación del trámite CRE-19-029-A Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.   Se determinó una disminución en el costo del trámite en razón de modificar requisitos documentales. Dicha disminución se estimó considerando la diferencia entre el costo vigente del trámite y el costo que resultaría, en caso de implementarse el Anteproyecto. Por lo anterior, el costo consiste en 20,324.80 pesos. Para mayor referencia ver la pestaña 2 del “Anexo 9. Costeo de trámites”.   * Modificación de trámite CRE-19-012-F mediante la inclusión de un mayor número de requisitos a ser reportadas para las actividades permisionadas de distribución de gas natural.   Se determinó el incremento en el costo del trámite en razón de integrar requisitos documentales. Dicho incremento se estimó considerando la diferencia entre el costo vigente del trámite y el costo que resultaría, en caso de implementarse el Anteproyecto. Por lo anterior, el costo consiste en 76,218.00 pesos. Para mayor referencia ver la pestaña 2 del “Anexo 9. Costeo de trámites”.   * Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.   Se determinó el costo de trámite, derivado de los requisitos documentales; además, el mismo no establece pago de aprovechamiento. Por lo anterior, el costo consiste en 30,487.20 pesos.   * Solicitud de Incentivo a la Expansión para actividades de distribución por ductos de gas natural   Se determinó el costo de trámite, derivado de los requisitos documentales; además, el mismo no establece pago de aprovechamiento. Por lo anterior, el costo consiste en 25,406.00 pesos.   * Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.   Se determinó el costo del trámite de acuerdo al costeo del trámite con Homoclave CRE-19-030-A debido a que los requisitos documentales son los mismos a los establecidos en la regulación vigente. Por lo anterior, el costo consiste en 25,406.00 pesos.   * Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.   Se determinó el costo del trámite de acuerdo al costeo del trámite con Homoclave CRE-19-032-A debido a que los requisitos documentales son los mismos a los establecidos en la regulación vigente. Por lo anterior, el costo consiste en 20,324.80 pesos.   * Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural   Se determinó el costo del trámite de acuerdo al costeo del trámite con Homoclave CRE-19-029-A debido a que los requisitos documentales son los mismos a los establecidos en la regulación vigente. Por lo anterior, el costo consiste en 275.844.47 pesos.   * De las 36 (treinta y seis) acciones regulatorias que se crean, únicamente 10 (diez) generan costos de cumplimiento.   Se determinó el costo de las acciones regulatorias, derivado de las acciones que debe ejercer el Distribuidor para cumplir con lo establecido en el Anteproyecto. Por lo anterior, el costo consiste en 21,976.19 pesos   * Finalmente, se establecen 1 acción regulatoria que no generan costos de cumplimiento adicionales a lo establecidos bajo la regulación vigente.   De manera adicional, se presentan los supuestos para la estimación del Valor Presente (VP) de los costos:   * Variables financieras definidas como las variables requeridas para la estimación de valor presente, entre las que se encuentran: * Tasa de descuento social: es la tasa de interés que reflejar el costo de oportunidad de recibir o posponer cualquier beneficio obtenido por una inversión pública. Se consideró una tasa de 10.00% consistente con lo establecido en la regulación vigente de acuerdo a la Tasa Social de Descuento (TSD) autorizada por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, utilizada para la evaluación socioeconómica de los programas y proyectos de inversión, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013. * Crecimiento promedio anual: se determina como el promedio de los últimos 9 (nueve) años de los permisos de distribución por medio de ducto de gas natural otorgados por la Comisión, resultando un promedio de 4 (cuatro) permisos de manera anual. Como resultado de ello, se estima recibir 131 solicitudes de tarifas máximas de nuevos Distribuidores en los 30 (treinta) años. * Se establecieron periodos regulatorios constantes a 5 (cinco) años para todos los Distribuidores que migren a la propuesta regulatoria. * Se estableció que todos los Distribuidores que migran al esquema propuesto en el Anteproyecto, presentarán una vez al año su solicitud de ajuste por inflación.   Se determinó el costo unitario como la suma de los costos identificados (495,987.46 pesos). Para mayor referencia, ver la pestaña 2 del “Anexo 9. Costeo de trámites”.  En cuanto al costo agregado, no se determinó debido a que el impacto del Anteproyecto se estimó mediante la diferencia entre los Valores Presentes de los costos de cumplimiento que implican los trámites en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto, sujetos a un horizonte de 30 (treinta) años. Esto, a fin de estimar el ahorro que tendría el sector y debido a que el comportamiento por parte de los Distribuidores, en cada esquema, sería completamente diferente en cuanto a la cantidad de veces que presenten los trámites correspondientes.    Para mayor referencia, se incluye el archivo “Anexo 1. Cumplimiento de Acuerdo Presidencial”, sobre los costos de la propuesta regulatoria, el “Anexo 8. Análisis Costo-Beneficio” y el “Anexo 9. Costeo de trámites”.  **Referencias**  STPS (2021). Estadísticas del sector. Es el salario diario promedio asociado a trabajadores asegurados en el IMSS por sector de actividad económica. Secretaría del Trabajo y Previsión Social. México 2021. Disponible en: http://www.stps.gob.mx/bp/secciones/conoce/areas\_atencion/areas\_atencion/web/302\_0121.xls  CFE. (2021). Informe anual 2020. Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: <https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf>  INEGI. (2021). Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE). Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/>  CFE. (2021). Comisión Federal de Electricidad. Tarifa DAC, Cuotas Aplicables. México CFE. Disponible en: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Tarifas/TarifaDAC.aspx>  Office Depot. (2021). Consulta de varios artículos de Papelería. Oficce Depot 2021. Disponible en: <https://www.officedepot.com.mx/>  IFT. (2021). Costo de paquete de internet empresarial de TELMEX. Disponible en: <https://contrata.telmex.com/pyme-lineas-nuevas-oferta> y <https://rpc.ift.org.mx/vrpc>  Oficio No. 349-B-086, por medio del cual la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autoriza a la Comisión los aprovechamientos para el ejercicio fiscal de 2021 (numeral 95).  Resolución por lo que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios de aplicación de la Directiva sobre la determinación de las tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 en relación al costo de capital para el transporte de gas natural por ducto – RES/233/2013. | | |
| **Costo Total (Valor Presente) $:**  No aplica. Ver anexo 8.  **Agente Económicos:**  Permisionarios de distribución por ductos de gas natural | **Indique el grupo económico o industria afectados:**  Permisionarios de distribución por ductos de gas natural | |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **12. Proporcione la estimación de los beneficios que supone la regulación para cada particular, grupo de particulares o industria:** | | | |
| **Beneficio Anual $:**  3,126,508.74 pesos | **Años:**  30 | | **Agente Económico:**  Permisionarios de distribución por ductos de gas natural , Ver anexo 9 |
| **Indique el grupo o industria de beneficiados:**  Los Permisionarios del sector de distribución por medio de ductos de gas natural | | | |
| **Describa de manera general los beneficios que implica la regulación propuesta:**  El beneficio generado por la entrada en vigor del presente Anteproyecto, se determina al dejar sin efecto lo establecido en la Directiva de Tarifas, en relación a la eliminación de 9 (nueve) trámites y simplificación de 1 (un) trámite que representaba barreras a la entrada de los inversionistas, así como la eliminación de 17 (diecisiete) acciones regulatorias emanadas de la regulación vigente, siendo los siguientes:   * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.004-A) Modificación de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.028-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.031-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.033-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.034-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.035-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por duetos de gas natural. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19.012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos Modalidad: Informe anual. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19-030-A) Solicitud de ajuste anual por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. * Se deja sin efectos el trámite para los Distribuidores que SÍ se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”: (CRE-19-030-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.   Se dejan sin efecto las siguientes 17 (diecisiete) acciones regulatorias para los Distribuidores que SÍ migren al nuevo esquema: mismas que se mencionan a continuación:   * El numeral 3.2 de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas) establece, que los Distribuidores deberán observar los límites máximos de cada tarifa y sus correspondientes cargos determinados de acuerdo a la Directiva de Tarifas. * El numeral 3.7. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deberán desglosar en su facturación cada uno de los cargos aplicables a los diferentes servicios. * El numeral 5.4. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deben definir el periodo pico del sistema, el cual deben estar relacionados con los periodos y duración históricos de la demanda máxima del sistema y con los datos del perfil de carga estimado por grupo tarifario. * El numeral 5.6. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores desarrollarán una metodología detallada para calcular la utilización máxima diaria de la capacidad en el periodo pico del sistema. * El numeral 5.8. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deben considerar en los perfiles de carga la simplificación de su aplicación, la utilización histórica y las estimaciones de los flujos anuales para los diferentes grupos tarifarios. * El numeral 7.4. de la Directiva de Tarifas establece que cuando los Distribuidores propongan tarifas máximas iniciales distintas para diferentes áreas de sus sistemas, por causas distintas a las que se describen en esta sección, deberán justificarlas en función de las diferencias en los costos y someterlas a la aprobación de la Comisión. * El numeral 8.3. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores que presten el servicio de distribución con comercialización estarán obligados a reservar capacidad de transporte y capacidad de almacenamiento y garantizar la capacidad diaria máxima requerida en su sistema de distribución considerando el periodo pico de dicho sistema. * El numeral 9.2. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deberán ofrecer servicios en base interrumpible cuando las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible o cuando cuellos de botellas en el sistema puedan resolverse mediante servicios en base interrumpible. * El numeral 21.1 de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deben publicar sus tarifas máximas y los cargos aprobados por la Comisión en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el Distribuidor. * El numeral 25.4. de la Directiva de Tarifas establece que las disposiciones de este apartado Tercero no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Distribuidor y los Usuarios en conformidad con el artículo 65, fracción II, del Reglamento de Gas Natural. En ese caso, los Distribuidores deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar a la Comisión sobre los términos pactados en dicho acuerdo. * El numeral 27.2. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores deberán prestar el servicio de distribución a través de ofrecer una conexión estándar a todos los Usuarios. * El numeral 28.4. de la Directiva de Tarifas que cuando los Distribuidores no cuenten oportunamente con la información de los costos en que incurran por la adquisición de gas o la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento, para determinar el PMC deberán estimar dicho precio a efecto de poder hacer los cobros respectivos, y realizarán el ajuste que corresponda en la facturación del periodo siguiente. * El numeral 30.1. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores podrán proponer esquemas alternativos para determinar el PMA que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de precios del gas en beneficio de los Usuarios. * El numeral 36.1 de la Directiva de Tarifas que establece que los Distribuidores podrán ofrecer los servicios de transporte, distribución y almacenamiento con base en tarifas y cargos convencionales, y estas deberán ser inferiores a las tarifas máximas aprobadas por la Comisión para el servicio correspondiente. * El numeral 36.5. de la Directiva de Tarifas establece que los Distribuidores sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios, los cuales deberán presentarse ante la Comisión. * El numeral 38.2. de la Directiva de Tarifas establece los casos en que la Comisión determine que las tarifas y otros cargos aplicados por un Distribuidor son mayores que las tarifas máximas y cargos máximos aprobados, el Distribuidor deberá reintegrar a los Usuarios el monto cobrado en exceso más los intereses correspondientes, en un plazo no mayor de tres meses a partir de la fecha en que la Comisión le notifique de este requerimiento. * El numeral 6.1 de la Directiva de Contabilidad establece que los Distribuidores deberán llevar registros y controles que sirvan como base para preparar información técnica, económica y financiera requerida por la Comisión bajo criterios homogéneos de obtención, registro, acumulación, clasificación y reparto. | | | |
| **Proporcione la estimación monetaria de los beneficios que implica la regulación:**  Los beneficios consisten en la eliminación de los trámites siguientes:   * (CRE-19-004-A) Modificación de títulos de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 1,132,412.65 pesos.   * (CRE-19-028-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 961,597.17 pesos.   * (CRE-19-031-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 457,308.00 pesos.   * (CRE-19-033-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ducto de gas natural.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 30,487.20 pesos.   * (CRE-19-034-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 30,487.20 pesos.   * (CRE-19-035-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ducto de gas natural.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 121,948.80 pesos   * (CRE-19-012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 65,039.36 pesos   * (CRE-19-030-A) Solicitud de ajuste anual por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 30,487.20 pesos.   * CRE-19-032-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.   Se determinó el beneficio por la modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica el trámite actual, es decir, este sólo aplicará para aquellos Distribuidores que no se encentre bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 30,487.20 pesos.  Además, de la simplificación del trámite siguiente:   * (CRE-19-001-A) Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución de gas natural. Simplificación del trámite.   Se determinó una reducción de 20 (veinte requisitos de la regulación vigente a 9 (nueve) requisitos con la regulación propuesta, lo que implica una reducción del 71.3%, por tanto, se simplifica el costo del trámite de 961,597.17 pesos a 275,844.47 pesos, que resulta de 685,752.70 pesos.  En relación a las Acciones Regulatorias, se obtiene un beneficio que consiste en:   * La eliminación de 17 (diecisiete) acciones regulatorias con costo que pertenecen a la regulación vigente:   Se determinó el beneficio por la eliminación de 17 (diecisiete) acciones regulatorias provenientes de la regulación vigente, aplicable para aquellos Distribuidores que no migren al esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. Al respecto, el ahorro consiste en 76,488.72 pesos.  Se determinó el beneficio unitario como la suma de los ahorros derivado de los trámites indicados (3,622,496.20 pesos). Para mayor referencia, ver la pestaña 1 del “Anexo 9. Costeo de trámites”.  En cuanto al beneficio agregado, no se determinó debido a que el impacto del Anteproyecto se estimó mediante la diferencia entre los Valores Presentes de los costos de cumplimiento que implican los trámites en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto, sujetos a un horizonte de 30 (treinta) años. Esto, a fin de estimar el “ahorro” que tendría el sector y debido a que el comportamiento por parte de los Distribuidores, en cada esquema, sería completamente diferente en cuanto a cantidad de veces que presenten los trámites correspondientes.  Adicionalmente, para obtener el beneficio se comparan los costos menores de la regulación propuesta respecto de la regulación vigente, con lo que obtendremos el ahorro obtenido por permisionario de 3,126,508.74 pesos. Cabe mencionar que no todos los permisionarios realizarán los trámites establecidos, ya que su realización depende de los planes y estrategias de los mismos.  Para mayor referencia, se incluye el archivo “Anexo 1. Cumplimiento de Acuerdo Presidencial”, sobre los costos de la propuesta regulatoria, el “Anexo 8. Análisis Costo-Beneficio” y el “Anexo 9. Costeo de trámites”.  **Referencias**  STPS (2021). Estadísticas del sector. Es el salario diario promedio asociado a trabajadores asegurados en el IMSS por sector de actividad económica. Secretaría del Trabajo y Previsión Social. México 2021. Disponible en: http://www.stps.gob.mx/bp/secciones/conoce/areas\_atencion/areas\_atencion/web/302\_0121.xls  CFE. (2021). Informe anual 2020. Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: <https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/3/2021-05-06-1/assets/documentos/CFE_Informe_Anual_2020.pdf>  INEGI. (2021). Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE). Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Disponible en: <https://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/>  CFE. (2021). Comisión Federal de Electricidad. Tarifa DAC, Cuotas Aplicables. México CFE. Disponible en: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRECasa/Tarifas/TarifaDAC.aspx>  Office Depot. (2021). Consulta de varios artículos de Papelería. Oficce Depot 2021. Disponible en: <https://www.officedepot.com.mx/>  IFT. (2021). Costo de paquete de internet empresarial de TELMEX. Disponible en: <https://contrata.telmex.com/pyme-lineas-nuevas-oferta> y <https://rpc.ift.org.mx/vrpc>  Oficio No. 349-B-086, por medio del cual la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autoriza a la Comisión los aprovechamientos para el ejercicio fiscal de 2021 (numeral 95).  Resolución por lo que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios de aplicación de la Directiva sobre la determinación de las tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 en relación al costo de capital para el transporte de gas natural por ducto – RES/233/2013. | | | |
| **Beneficio Total $:**  **No aplica. Ver anexo 9.** | | **Beneficio Unitarios $:**  3,126,508.74 | |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Beneficio Anual $:**  No aplica. Ver anexo 9. | **Años:**  30 | | **Agente Económico:**  Usuarios de distribución por ducto de gas natural |
| **Indique el grupo o industria de beneficiados:**  Sector residencial. | | | |
| **Describa de manera general los beneficios que implica la regulación propuesta:**  Con la entrada en vigor del Anteproyecto, se considera también una mayor penetración de gas natural derivado del desplazamiento del GLP. Al respecto, se identifica un beneficio derivado de la diferencia del precio entre el GLP (17.05 pesos/GJ/d) y el gas natural (12.46 pesos/GJ/d), así como la expansión de infraestructura de gas natural por los incentivos generados por la entrada en vigor del Anteproyecto, se determina un beneficio para el sector residencial por tener acceso a un combustible con menor precio, para un horizonte de 30 (treinta) años.  A continuación, se detallan los supuestos para la estimación del beneficio generado por el ahorro que presenta tener acceso a un combustible con menor precio:   * Factura promedio de los precios máximos establecidos del 7 al 13 de noviembre de 2021 de GLP y gas natural,1 se determinó con base en el consumo promedio mensual de 1 GJ, y la información de las tarifas aprobadas y reportes de comercialización a agosto de 2021, siendo 17.05 pesos/GJ/d y 12.46 pesos/GJ/d, respectivamente. * Sumatoria de las tasas de crecimiento promedio anuales para el sector residencial y servicios de gas natural siendo de 2.12% de 2014 a 2020, de acuerdo con el documento “Prospectiva de Gas Natural 2018-2032. * Factor de incidencia multiplicativo de la demanda de gas natural el cual representa el 0.20%. Se determinó la tendencia mediante las tasas de crecimiento promedio anuales de 2006 a 2020. Con ello, se determinó que el factor de incidencia constante es de 0.20%. * Demanda actual del sector de gas natural (residencial y servicios) es de 148,754.68 MMpcd y a GJ/d es de 54,295,456.74.2 * Se determinó un Efecto en la Regulación de 1.57% el cual se obtuvo mediante el factor de incidencia del porcentaje del incremento de los usuarios residenciales con respecto al crecimiento constante de la demanda de energía del sector en el corto plazo. * Tasa de inflación, siendo la elevación sostenida de los precios de los bienes y servicios. Se establece como el 4.06% considerando el promedio móvil de los últimos 10 (diez) años | | | |
| **Proporcione la estimación monetaria de los beneficios que implica la regulación:**  Se determinó una tasa de crecimiento para la demanda de gas natural, a partir de la sumatoria de la tasa de crecimiento promedio anual de 2014 a 2020 considerando la promulgación de la Reforma Energética la cual equivale a 2.12% para el sector residencial y servicios, con base en lo anterior, se determinó un factor de incidencia constante el cual multiplica anualmente en 0.20%. Derivado de la estimación de mayor penetración de gas natural del impacto regulatorio, se determinó un efecto en la regulación el cual equivale a 1.57% el cual tiene incidencia en el corto plazo. Al respecto, mediante la determinación de la tasa de incremento de la demanda de gas natural, se obtuvo el costo del incremento de la demanda de gas natural.  Posteriormente, se estimó el costo del incremento de la demanda del GLP y gas natural mediante la multiplicación del precio por la demanda, y de esta forma, se obtuvo el Valor Presente de cada uno de los mercados (GLP y gas natural).  El beneficio se estableció como la diferencia de los Valores Presentes por el costo en el incremento de la demanda de GLP y gas natural, inducido por la regulación propuesta, tal como se observa a continuación:  Para mayor referencia, se incluye el archivo “Anexo 8. Análisis Costo-Beneficio”.  **Referencias**  1/ SENER. “Prospectiva de Gas Natural 2017-2032". Disponible en:  https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva\_de\_Gas\_Natural\_2017.pdf | | | |
| **Beneficio Total (Valor Presente) $:**  $ 37,840,143.01 | | **Beneficio Unitarios $:**  No aplica. Ver anexo 8. | |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Beneficio Anual $:**  No aplica. Ver anexo 8. | **Años:**  30 | | **Agente Económico:**  Sociedad en general |
| **Indique el grupo o industria de beneficiados:**  Población en general | | | |
| **Describa de manera general los beneficios que implica la regulación propuesta:**  Los combustibles extraídos de recursos renovables son altamente utilizados por el ser humano para la generación de energía por su fácil acceso y bajos costos de inversión y operación, en relación a la obtención de energía por otros medios. No obstante, la extracción, transformación y usos de los combustibles fósiles tienen un alto impacto ambiental como la implementación de tecnologías que dañan al ambiente y procesos de transformación y combustión con altos niveles de contaminación. A continuación, se presentan algunos beneficios de la utilización del gas natural:   * Por su composición química produce 11% menos de CO2 (dióxido de carbono) que el GLP, 25% menos CO2 que los productos petroquímicos y 40% menos CO2 que la combustión del carbón por unidad de energía producida, resultando un beneficio la emisión de menor CO2, debido a que se atribuye que el 65% de su generación proviene de la influencia de la actividad humana. * Cuenta con una mayor relación hidrógeno/carbono en comparación con la de otros combustibles fósiles, provocando que en su combustión se emita menos CO2 por unidad de energía producida, que resulta un beneficio debido a que se reduce la emisión de gases de efecto invernadero. * Presenta ausencia de partículas y compuestos corrosivos de azufre que facilitan la recuperación del calor residual y, por tanto, las eficacias de su utilización. Además, su transporte y distribución mediante tuberías enterradas hacen que su impacto sobre el paisaje sea mínimo. * Finalmente, por su rendimiento y baja emisión de contaminantes es apropiado para la generación de electricidad y cogeneración, uso de calderas y hornos industriales, automoción, climatización y otros usos en los sectores de servicio y residencial. | | | |
| **Proporcione la estimación monetaria de los beneficios que implica la regulación:**  A continuación, se describe la disminución en costo que genera la sustitución de GLP por gas natural, derivado de menores emisiones de CO2, con base en la información de la *Environmental Protection Agency3* que establece un costo de 51 dólares por tonelada de CO2 (que equivale a 1,033.884 pesos por tonelada de CO2).  Primeramente, se determina la demanda incremental de gas natural por la aplicación del Anteproyecto, obtenida al restar la tasa de crecimiento para la demanda actual de gas natural (2.12%) y el crecimiento en la demanda por la aplicación del Anteproyecto.  Posteriormente, se convierte dicha demanda en términos de emisiones de CO2 para cada uno de los combustibles (GLP y gas natural). Al respecto, se tomaron los factores de emisión de GLP y gas natural publicados por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático5 de 57,755.93 kg CO2/TJ (Tera Joule) y 65,082.90 kg CO2/TJ, respectivamente.  Finalmente, se obtiene el beneficio de sustituir GLP por gas natural, en términos de las diferencias de las emisiones de CO2 de cada uno de los combustibles, considerando el costo de 36 dólares, resultando en:  Para mayor referencia, se incluye el archivo “Anexo 8. Análisis Costo-Beneficio”. | | | |
| **Beneficio Total (Valor Presente) $:**  $ 88,055,473.16 | | **Beneficio Unitarios $:**  No aplica. Ver anexo 8. | |
| **Referencias**   1. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (2014). Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México. Disponible en:   <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf>   1. Consulta de la página web: <http://servicios.laverdad.es/extras/medioambiente06/suscr/nec21.htm> 2. Environmental Protection Agency. (febrero 2021). “Technical Support Document: Social Cost of Carbon, Methane, and Nitrous Oxide Interim Estimates under Executive Order 13990”. Disponible en línea: https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/02/TechnicalSupportDocument\_SocialCostofCarbonMethaneNitrousOxide.pdf?source=email 3. Se calculó con el tipo de cambio promedio mensual publicado en el DOF para el mes de febrero 2021. 4. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, “Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México”. Disponible en:   https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC\_2014\_FE\_tipos\_combustibles\_fosiles.pdf | | | |

|  |
| --- |
| **13. Justifique que los beneficios de la regulación son superiores a sus costos.**  Se comparó el costo de cumplimiento de la regulación vigente con aquél del Anteproyecto, por medio de un Valor Presente (VP) con un horizonte económico de 30 (treinta) años, consistente con la vigencia de los permisos de distribución por ducto de gas natural, a fin de determinar el impacto del Anteproyecto.  Los supuestos para la estimación del VP del costo de cumplimiento para la regulación vigente y el Anteproyecto son:   * Variables financieras definidas como las variables requeridas para la estimación de valor presente, entre las que se encuentran: * Tasa de descuento: es la tasa de interés que reflejar el costo de oportunidad de recibir o posponer cualquier beneficio obtenido por una inversión pública. Se consideró una tasa de 10.00% consistente con lo establecido en la regulación vigente de acuerdo a la Tasa Social de Descuento (TSD) autorizada por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, utilizada para la evaluación socioeconómica de los programas y proyectos de inversión, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013. * Crecimiento promedio anual: se determina como el promedio de los últimos 9 (nueve) años de los permisos de distribución por medio de ducto de gas natural otorgados por la Comisión, resultando un promedio de 4 (cuatro) permisos de manera anual. Como resultado de ello, se estima recibir 131 (ciento treinta y uno) solicitudes de tarifas máximas de nuevos Distribuidores en los 30 (treinta) años. * Se establecieron periodos regulatorios constantes a 5 (cinco) años para todos los Distribuidores se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”. * Se estableció que todos los Distribuidores que se encuentren bajo el esquema regulatorio de “Control de Rentabilidad Máxima”, presentaran una vez al año su solicitud de ajuste por inflación * Las acciones regulatorias son aplicables para todos los Distribuidores anualmente, sin embargo, la estimación de cumplimiento a lo largo de horizonte económico (30 [treinta] años) estará determinado por el mecanismo que este incurriendo el Distribuidor.   La diferencia entre los Valores Presentes de la regulación vigente y el Anteproyecto, sin considerar el beneficio potencial por ahorro en gasto de combustible por parte de los usuarios, puede observarse en la ecuación.  Por lo tanto, se obtiene un ahorro.  Con base en lo anterior, es posible observar que el Anteproyecto genera una reducción en el costo de cumplimiento del 63.8%.  Adicionalmente, considerando los beneficios por menor costo por combustible y menor costo por contaminación del gas natural, el ahorro se incrementa en los siguientes términos:  ) pesos |

|  |
| --- |
| **14. ¿La propuesta de regulación contempla esquemas que impactan de manera diferenciada a sectores, industria o agentes económicos? (Por ejemplo, a las micro, pequeñas y medianas empresas):**  El Anteproyecto no considera esquemas que impactan de manera diferenciada a sectores, industria o agentes económicos, es decir, la regulación no establece obligaciones en función de si el particular pertenece a ciertos sectores o industria, o se trata de algún agente económico particular El anteproyecto se orienta en general a todos los permisionarios de la actividad de Distribución de gas natural sin distinción alguna, dado que la propuesta determina un Límite de Rentabilidad que será de observancia general y la cual no podrá ser excedida por ningún permisionario. No obstante, el anteproyecto incluye un Incentivo a la Expansión que se otorgará a aquellos permisionarios que desarrollen y expandan su servicio a Usuarios Finales de Bajo Consumo, como una medida de promover la inversión en redes de distribución a la población, así como una medida para disminuir las barreras de entrada a nuevas regiones y para nuevos participantes del mercado. Este incentivo, si bien presenta una diferenciación positiva de los permisionarios, esta dependerá enteramente del desempeño de cada uno de ellos, así como de los esfuerzos realizados por llegar a un mayor número de usuarios, por otra parte, si el permisionario no expande sus redes no recibe ningún tipo de penalización. |

|  |
| --- |
| **IV.- CUMPLIMIENTO Y APLICACIÓN DE LA PROPUESTA** |
| **15. Describa la forma y/o los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación (incluya recursos públicos).**    La implementación de la regulación propuesta está garantizada a través de los recursos propios de la Comisión autorizados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para los distintas Unidades Responsables de la Comisión, en 2021 dicho monto asciende a $253,346,972.00 pesos. Por su cuenta a la Unidad de Hidrocarburos, responsable de la implementación de esta regulación, se le autorizó un presupuesto de $83,940,086.00 pesos destinado principalmente para remuneraciones. Asimismo, la Comisión cuenta con diferentes herramientas digitales desarrolladas para la recepción ya administración de las distintas solicitudes de trámites y cumplimiento de obligaciones cuyo uso no implica un costo adicional para la Comisión dado que ya son implementados actualmente.  Para la implementación del Anteproyecto, el proceso y los recursos a utilizar serán los siguientes:   1. Recepción en la OPE de la información anual, correspondiente a solicitud de tarifas máximas, solicitud de ajuste por inflación, manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas, entrega de obligaciones sobre información financiera y solicitud del incentivo a la expansión para las actividades permisionadas de distribución de gas natural. 2. Visualización por el equipo de la Comisión de la información mediante la plataforma vía Titán. 3. Evaluación y análisis de la información presentada, emisión de Acuerdo y/o Resolución, según sea el caso, y emitida a ciclo de revisión a través del sistema de gestión KMIS. 4. Visualización al Órgano de Gobierno de la Comisión y notificación al promovente vía Titán.   Por último, la implementación de esta regulación es técnica, jurídica y económicamente factible, ya que se fundamenta en un esquema confiable, transparente y replicable generando certidumbre tanto a los Distribuidores como a los usuarios, por lo que existen los incentivos entre ambas partes para hacer que dichas disposiciones se implementen y se lleven a la práctica, sin que la Comisión deba orientar recursos adicionales para hacer que se cumpla la regulación.  **16. Describa los esquemas de verificación y vigilancia, así como las sanciones que asegurarán el cumplimiento de la regulación**  La propuesta regulatoria descrita en expansión el Anteproyecto establece los siguientes esquemas de verificación y vigilancia que permiten el cumplimiento de la regulación, que se detallan a continuación:   1. **Acción de verificación de la publicación de tarifas máximas:** 2. Disposiciones– 11.4 fracción V. obligación de publicar las tarifas máximas 3. Descripción – Obligación a los Distribuidores de publicar las tarifas máximas aprobadas por la Comisión en el Boletín Electrónico, de igual forma se incluye el Transitorio Undécimo que establece que mientras no se ponga en operación el Boletín Electrónico se debe continuar publicando en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y los periódicos de mayor circulación en la localidad. 4. Medio de verificación – Dentro de las obligaciones de la Comisión, se encuentra la validación y revisión de los medios electrónicos (DOF y Boletín Electrónico) donde se verifique que la lista de tarifas publicadas corresponde a las aprobadas por la Comisión. 5. **Acción de verificación de que la lista de tarifa refleja las inversiones y costos proyectados conforme a las NIF:** 6. Disposiciones – Anexo II. Catálogo de Cuenta establece el reconocimiento de los activos conforme a las NIF y su valuación de acuerdo a su costo de adquisición. 7. Descripción – Obligación a los Distribuidores de entregar los Estados Financieros Dictaminados con la descripción establecida en el Anexo II conforme a las NIF. 8. Medio de verificación – Revisión por parte de la Comisión de los Estados Financieros Dictaminados ingresados por el Distribuidor donde se compruebe la correcta clasificación de los activos que forman parte de la Base de Activos Regulada, así como validación de los Costos OMA de Operación, Mantenimiento y Administración propuestos. 9. **Acción de verificar que la información financiera sea congruente con la información estadística:** 10. Disposiciones – 14.1 sobre la entrega de información financiera para la supervisión anual. 11. Descripción – Obligación a los Distribuidores de entregar la información financiera como los Estados Financieros Dictaminados e informe de precios con periodicidad anual. 12. Medio de supervisión – Revisión y análisis de la información financiera ingresada por el Distribuidor, a fin de que sea consistente con el crecimiento de red y usuarios establecidos en la información estadística. 13. **Acción de vigilar que el Distribuidor no exceda el Límite de Rentabilidad Máxima:** 14. Disposiciones – Apartado cuarto sobre la supervisión anual. 15. Descripción – Obligación a los Distribuidores de entregar la información financiera (Estados Financieros Dictaminados e informe de precios) e información estadística (capacidad, crecimientos en red y usuarios) con periodicidad anual. 16. Medio de supervisión – Revisión y análisis de la información financiera ingresada por el Distribuidor, a razón de validar que se encuentra dentro del Límite de Rentabilidad Máxima establecido por la Comisión. 17. **Acción de vigilar los contratos convencionales establecido entre las partes:** 18. Disposición – 16.1, 16.2 y 16.3 sobre Tarifas Convencionales 19. Descripción – Los contratos objeto de tarifas convencionales establecidos entre las partes (Distribuidores o Distribuidor – Usuario) deben contener la tarifa máxima aprobada por la Comisión que hubiese resultado si la misma no hubiese sido establecida mediante un acuerdo entre las partes. Además, el contrato debe ser finito y no podrá ser extendido sin el previo consentimiento del usuario. 20. Medio de vigilancia – A través de la obligación de establecer la tarifa máxima en los contratos de Tarifas Convencionales, se garantiza que las partes cuentan con la información completa para establecer el acuerdo. 21. **Acción de aplicar el mecanismo de ajuste cuando el Distribuidor excede el Límite de Rentabilidad Máxima:** 22. Disposiciones– Disposiciones 10.4, 10.5 y 11.4 sobre el mecanismo de ajuste. 23. Descripción – Cuando en el proceso de supervisión anual se determina que la rentabilidad efectiva obtenida por el Distribuidor es superior al LRM, se aplicará un mecanismo de ajuste, buscando con ellos dos cosas: reparar el daño a los usuarios por el cobro de tarifas excesivas y buscar incentivar a los Distribuidores en no exceder el límite de rentabilidad, es decir, promover la eficiencia a través de reducción de costos, así como garantizar la ejecución de la proyección de sus inversiones.   Medio de verificación – A través de la determinación del exceso de rentabilidad del Distribuidor y posterior aplicación del mecanismo de ajuste. |

|  |  |
| --- | --- |
| **V.- EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA** | |
| **17. Describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación.**  De acuerdo con los reportes de información periódica que los Distribuidores entregarán a la Comisión en cumplimiento a la normatividad aplicable, así como en la información estadística que obre en archivos de la Comisión, así como aquella de origen público, la Comisión podrá evaluar el logro de la presente regulación a través de los siguientes indicadores:   * Número de Distribuidores: dicho indicador se actualizará de manera anual. Tiene como fin evaluar el objetivo del Anteproyecto relacionado con las barreras a la entrada. * Número de usuarios por Distribuidor: dicho indicador se actualizará de manera anual. Tiene como fin evaluar el objetivo del Anteproyecto relacionado con la competencia en el sector. * Número de Distribuidores a los cuales se aplicaron las medidas de penalización por superar el LRM: dicho indicador se actualizará de manera anual. Tiene como fin determinar el cumplimiento y efectividad de los incentivos de los Distribuidores a mantenerse dentro del LRM en beneficio de la competencia y de los usuarios del servicio. * Porcentaje de gas natural en la demanda nacional de combustible para el sector residencial y de servicios: dicho indicador se actualizará de manera trianual. Tiene como fin evaluar el objetivo del Anteproyecto relacionado con la penetración del gas natural en la demanda nacional de combustibles. * Inversión en el sector de distribución por ducto de gas natural: dicho indicador se actualizará de manera anual. Tiene como fin evaluar el objetivo del Anteproyecto relacionado con la penetración del gas natural en la demanda nacional de combustibles. * Longitud de redes de distribución por ducto de gas natural: dicho indicador se actualizará de manera anual. Tiene como fin evaluar el objetivo del Anteproyecto relacionado con la penetración del gas natural en la demanda nacional de combustibles.   Es importante señalar que, para la generación de los indicadores antes descritos, la Comisión no solicitará información adicional, ya que toda estará contenida en las obligaciones atendidas por el Distribuidor con periodicidad anual, en los archivos de la Comisión, así como en fuentes de datos públicos. |

|  |
| --- |
| **VI.- CONSULTA PÚBLICA** |

|  |
| --- |
| **18. ¿Se consultó a las partes y/o grupos interesados para la elaboración de la regulación?**  **Mecanismo mediante el cual se realizó la consulta.**  Se realizaron grupos de trabajo dentro del área con los expertos en materia técnica de la Dirección de Gas Natural y Petróleo, así como con los equipos del Comisionado Ponente donde se socializó la regulación propuesta. De estos grupos se recibieron comentarios, sugerencias y dudas referentes al anteproyecto, las cuales enriquecieron el análisis y de los que concluyó en modificaciones y adecuaciones del documento.  Asimismo, se compartió el proyecto con la Secretaría de Energía como dependencia rectora de la política pública en materia energética nacional del cual se recibieron comentarios y sugerencias.  **Señale el nombre del particular o el grupo interesado**  Dirección General de Gas Natural y Petróleo de la CRE, oficina del Comisionado Ponente, Secretaría de Energía  **Describa brevemente la opinión del particular o grupo interesado**  Se recibieron comentarios de las áreas adscritas a la Comisión, así como de la Secretaría de Energía en materia metodológica del Anteproyecto, de las implicaciones de su implementación para el mercado de gas natural, así como los efectos para los usuarios finales. |
| **Mecanismo mediante el cual se realizó la consulta.**  A través del portal de Internet de la CONAMER, en cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 73 de la Ley General de Mejora Regulatoria, se presentó una versión previa del Anteproyecto a los particulares en el año 2019 para consulta pública, esto como resultado de un primer intento de publicación de la regulación del cual se obtuvieron diversos comentarios de la industria y de particulares, los cuales se tomaron en cuenta para el desarrollo de la versión final del Anteproyecto.  **Señale el nombre del particular o el grupo interesado**  AMGN  **Describa brevemente la opinión del particular o grupo interesado**  Durante la Consulta Pública se recibieron diversos comentarios, donde, de manera general, se refirieron a modificaciones de forma, aclarar la metodología, simplificación de trámites y al cálculo del Límite de Rentabilidad Máxima.  En términos generales los particulares solicitan la atención de los siguientes incisos:   * Metodología para la determinación de la tasa de rentabilidad de los Distribuidores. * Metodología para el cálculo del mecanismo de ajuste de supervisión. * Catálogo de Cuentas para la elaboración de los Estados Financieros Dictaminados.   **Indique las propuestas que se incluyeron en la regulación como resultado de las consultas realizadas**  En términos generales, se propuso ajustar la redacción general del documento a fin de otorgar mayor claridad y certeza jurídica a los Distribuidores, así como homologar las definiciones conforme a la regulación del mercado por emitirse, se propuso ajustar la metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima plasmada en el Anteproyecto a fin de representar más fielmente el costo de oportunidad de la inversión de los Distribuidores, así como la pertinencia de modificar la implementación de esta regulación a fin de garantizar la correcta implementación de la regulación y una transición ordenada de los Distribuidores a esta regulación de Rentabilidad Regulada. Por último, se realizaron comentarios orientados a garantizar condiciones que promuevan la entrada de nuevos participantes y la protección al usuario del servicio. |

|  |
| --- |
| **VII.- ANEXOS** |

|  |
| --- |
| **Anexe las versiones electrónicas de los documentos consultados o elaborados para diseñar la regulación.**  **Anexo 1.** Cumplimiento de Acuerdo Presidencial.  **Anexo 2.** Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio.  **Anexo 3.** Aprovechamiento de aprobación de tarifa máxima.  **Anexo 4.** Anteproyecto con trámites y acciones regulatorias identificadas.  **Anexo 5.** Directiva de tarifas con trámites y acciones regulatorias identificadas.  **Anexo 6.** Directiva de Contabilidad con acciones regulatorias identificadas.  **Anexo 7.** AIR en archivo de Word.  **Anexo 8.** Análisis Costo-Beneficio.  **Anexo 9**. Costeo de trámites.  **Referencias:**   1. Ley de Hidrocarburos. 2. Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. 3. Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de Gas Natural DIR- GAS-001-2007. 4. Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996. 5. Informe de Labores 2016 – 2017” de la Comisión Reguladora de Energía. 6. Ley Federal de Procedimiento Administrativo. 7. Ley General de Mejora Regulatoria. 8. Ley 142 de 1994. 9. Oficio 349-B-210 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. 10. Prospectiva de Gas Natural 2017 – 2031” de la Secretaría de Energía. 11. Prospectiva de Gas L. P. 2017 – 2031” de la Secretaría de Energía. 12. Informes del sector de gas natural 2010 y 2017” de Promigas. 13. La economía básica de la distribución de gas por red en Chile” de Asociación de Empresas de Gas Natural. 14. Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México” del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. 15. Programa para la Masificación del Consumo de Gas. 16. *State of the Energy Market* 2007. 17. *The Gas Market in Australia*. 18. *National Gas Rules*. 19. *Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis*” de la *Environmental Protection Agency*. |

|  |
| --- |
| **INFORMACIÓN ADICIONAL** |
| **Tema:** Energía  **Resumen del Anteproyecto:**  La Comisión Reguladora de Energía (Comisión) mediante las atribuciones conferidas por la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Titulo Tercero de la Ley de Hidrocarburos elaboró el anteproyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural (Anteproyecto), el cual tiene por objetivo actualizar el esquema regulatorio vigente en materia de determinación de tarifas máximas para la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto, a un esquema de “Control de Rentabilidad Máxima”.  Dicho esquema consiste en autorizar una Lista de Tarifas Máximas, asociada a un nivel de rentabilidad, el cual no podrá exceder el límite establecido por la Comisión. Es decir, las tarifas máximas que apruebe la Comisión deberán generar una rentabilidad menor o igual a la establecida como máxima por la Comisión. Asimismo, este esquema considera incentivos a la expansión del servicio para Usuarios Finales de Bajo Consumo para los Distribuidores a través de su rentabilidad y una reducción en la carga administrativa que enfrentan los actuales Distribuidores por ducto de gas natural.  El esquema de “Control de Rentabilidad Máxima” está alineado a las mejores prácticas internacionales, y tiene por objetivo promover la inversión, al otorgar a los Distribuidores incentivos y mayor flexibilidad para la planeación de sus inversiones. Dicho esquema protege los intereses de los usuarios, promueve la demanda y el uso racional de los bienes y servicios, así como reduce las barreras a la entrada y promueve la competencia en el sector.  La implementación del Anteproyecto generará un menor costo de cumplimiento, un menor costo respecto a la adquisición de combustible derivado de una sustitución en el consumo de gas LP por gas natural, y un menor costo por contaminación derivado de menores emisiones de CO2 a la atmósfera por la sustitución en el consumo de gas LP por gas natural.  **Resumen del Anteproyecto en Ingles:**  The Energy Regulatory Commission (Commission), through the powers conferred by the Hydrocarbons Act and the Bylaws of the Activities referred in Title Three of the Hydrocarbons Act, developed the preliminary draft of the General Administrative Provisions that specifies the methodology of distribution of natural gas by pipeline tariffs(Preliminary Draft). The Preliminary Draft updates the current regulatory scheme for determining the maximum tariffs for distribution of natural gas by pipeline, to a scheme of "Control of Maximum Profitability".  This scheme consists in authorize maximum tariffs associated with a level of return, which cannot exceed the limit established by the Commission. In other words, the maximum tariffs approved by the Commission must generate a less than or equal return than the maximum established by the Commission. In addition, this scheme considers incentives to the expansion of the service for Low Consumption End Users for permit holders through their profitability and a reduction in the current administrative burden faced by the pipeline distributors of natural gas.  The "Control of Maximum Profitability" scheme derives from the best international practices and aims to promote investment by granting incentives and greater flexibility for the permit holders in their investment planning. This scheme protects the interests of the users and promotes the demand and rational use of the goods and services, as well as reducing the barriers to entry and promoting the competition in the sector.  The implementation of the regulatory proposal will generate a lower cost of compliance, a lower cost of acquisition of fuel derived from the substitution in the consumption of LP gas by natural gas and, a lower cost for pollution originated from lower CO2 emissions into the atmosphere resultant of the substitution in the consumption of LP gas by natural gas. |