

Pemex Transformación Industrial

Procesamiento de Gas

Auditoría de Desempeño: 2017-6-90T9M-07-0507-2018

507-DE

Criterios de Selección

Se consideran tres aspectos:

- El impacto positivo que se espera de la fiscalización al desempeño.
- El análisis del diseño normativo de la política pública, el programático-presupuestal y sobre la rendición de cuentas.
- La importancia, pertinencia y factibilidad de la antepropuesta.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, mediante el procesamiento e importación de gas natural, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

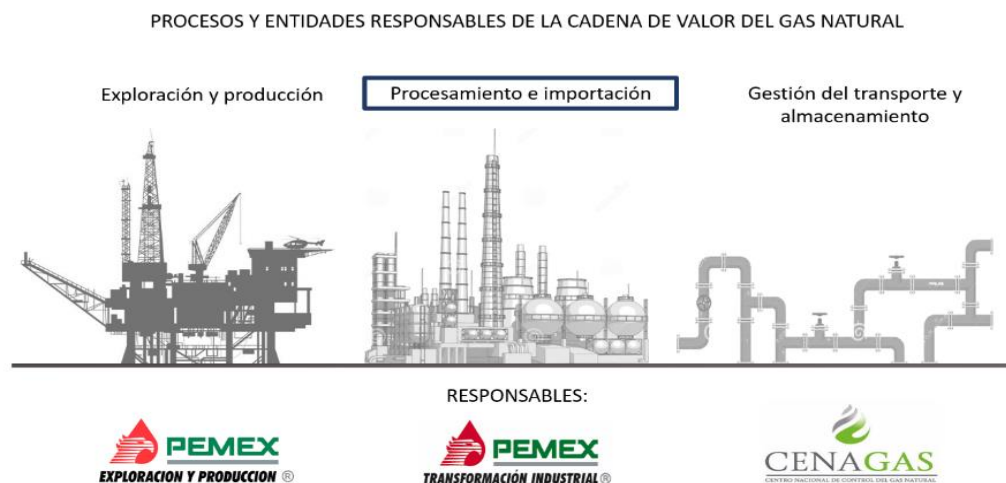
La auditoría comprendió la revisión de tres vertientes: a) la adopción de las mejores prácticas de gobierno corporativo, por parte de Pemex Transformación Industrial (PTRI), tomando como referencia las directrices internacionales emitidas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE); b) el desempeño financiero de la empresa productiva subsidiaria (EPS), para evaluar si ésta fue rentable y generó valor económico al Estado, y para analizar los costos de producción e importación del gas natural, y c) el desempeño operativo de la EPS, en términos de su contribución al abasto de gas natural; la utilización de la capacidad de procesamiento de éste combustible; el cumplimiento de los programas de mantenimiento y rehabilitación en los Complejos Procesadores de Gas (CPG), y la ejecución de sus proyectos de infraestructura de procesamiento del hidrocarburo.

En el desarrollo de la auditoría se tuvieron limitantes para aplicar algunos procedimientos establecidos para evaluar el desempeño financiero, debido a que no en todos los casos los datos proporcionados por Pemex Transformación Industrial fueron suficientes, de calidad, confiables, consistentes y transparentes, ya que la EPS careció de un plan de negocios con estados financieros proforma, lo cual es una limitación significativa para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, porque no fue posible comparar las proyecciones financieras contra el resultado real. Esta situación se expresó en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de objetivos y metas relativos al procesamiento de gas natural. Asimismo, la EPS no proporcionó una explicación precisa sobre las causas por las cuales en 2017 su costo de ventas fue superior a los ingresos obtenidos por las ventas de sus productos.

Con la auditoría 507-DE “Procesamiento de Gas”, realizada a PTRI; la auditoría 484-DE “Producción de Gas Natural”, practicada a Pemex Exploración y Producción (PEP), y la 456-DE “Operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Integrado de Gas Natural”, realizada al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), la ASF emite un pronunciamiento integral sobre la cadena productiva de gas natural.^{1/}

Antecedentes

La cadena de gas natural es fundamental para el desarrollo de las actividades de los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte, y se conforma por los procesos siguientes:



■ Actividades fiscalizadas en esta auditoría.

FIGURA 1

^{1/} En la revisión de la Cuenta Pública 2017 estas auditorías se centraron en analizar la cadena productiva de gas natural, ya que en la revisión de la Cuenta Pública 2016 se analizó la cadena productiva del petróleo crudo.

Las empresas estatales son actores clave en la economía de los países, ya que tienen una posición estratégica en los sectores de bienes y servicios básicos, como el sector de hidrocarburos, cuyo funcionamiento es de gran importancia para la población y el sector privado.^{2/} Debido al impacto social y económico de estas empresas, garantizar su sostenibilidad y maximizar su generación de valor debe ser un objetivo de los Estados.^{3/}

Petróleos Mexicanos (Pemex) es la Empresa Productiva del Estado (EPE) que tiene como fin ser rentable y generar valor económico para el Estado, mediante la exploración, producción, transformación, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. En 2017, Pemex se integraba por siete Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), como se muestra a continuación:



FIGURA 2

FUENTE: Diario Oficial de la Federación (DOF), Acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias de Pemex. México, 2014-2015.



Empresa fiscalizada.

Pemex Transformación Industrial (PTRI), es la EPS de Petróleos Mexicanos, creada en noviembre de 2015, para llevar a cabo, entre otras actividades, el procesamiento y la importación de gas natural, con el propósito de generar rentabilidad y valor económico en favor del Estado.

^{2/} Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), **Directrices de la OCDE sobre el gobierno corporativo de las empresas públicas**. Francia, 2011, p. 9.

^{3/} Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), **Gobierno corporativo en América Latina. Importancia para las empresas de propiedad estatal**. Venezuela, 2012, p. 11.

El gas natural es una de las principales fuentes de energía y es utilizado en diversos sectores, como el eléctrico, el industrial, el residencial y el de transporte, debido a que, en comparación con otros combustibles fósiles como el carbón, el diésel y el combustóleo, es económico y produce menos contaminantes.

Este hidrocarburo se encuentra en yacimientos terrestres o marinos, en su mayoría combinado con petróleo crudo (gas asociado) y, en menor medida, en yacimientos únicamente de gas natural (gas no asociado). El gas asociado necesita ser procesado para su purificación.

El procesamiento consiste en una serie de operaciones industriales en las que el hidrocarburo extraído del subsuelo es sometido a cambios de presión y de temperatura mediante plantas endulzadoras, criogénicas y fraccionadoras. La finalidad de estos procesos es obtener “gas seco” o “gas natural comercial”,^{4/} para su posterior transporte y comercialización, como se presenta en el diagrama siguiente:

PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

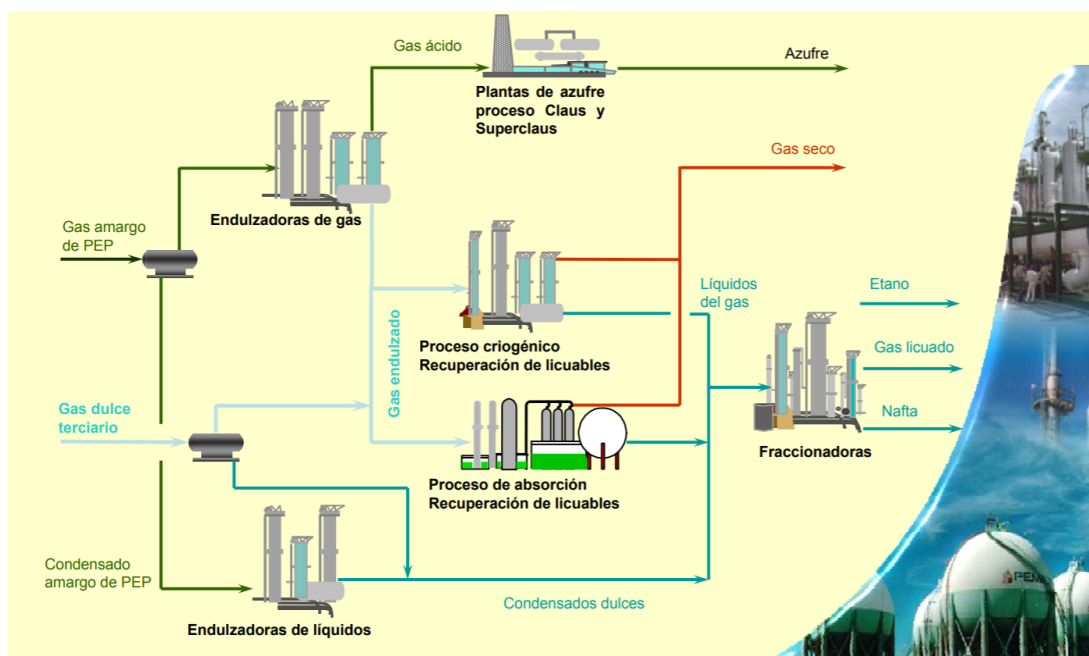


FIGURA 3

FUENTE: Procesos industriales en los Complejos Procesadores de Gas (CPG), del entonces organismo subsidiario denominado Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

En 1992, se creó el organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos denominado Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), el cual tenía como atribuciones el procesamiento del gas

^{4/} Secretaría de Energía (SENER), **Prospectiva de Gas Natural 2017-2031**. México, 2017, p.28.

extraído de los yacimientos de Pemex Exploración y Producción (PEP), para la producción de gas natural comercial, así como el transporte, comercialización e importación del hidrocarburo.

En 2008, la SENER realizó un diagnóstico para contar con información detallada sobre la situación de Pemex, en el que se analizó, entre otros aspectos, el estado operativo de los cuatro organismos subsidiarios existentes^{5/} y sus retos.

En el diagnóstico se concluyó que era necesario realizar una revisión integral del marco que regulaba la industria petrolera para lograr que ésta ofreciera una provisión más segura y eficiente de insumos energéticos, y se asegurara el abastecimiento de hidrocarburos y derivados.

Por lo anterior, en ese año se llevó a cabo una Reforma Energética, con objeto de modernizar la industria petrolera mexicana y adecuar el régimen de obras y servicios de Pemex y sus organismos subsidiarios; sin embargo, ésta no repercutió de manera positiva en las actividades de exploración, extracción y procesamiento de gas natural, ya que no se incrementaron los recursos financieros necesarios para aumentar la disponibilidad de este hidrocarburo.

En el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 se diagnosticó que, en la última década, la demanda de gas natural en el país se incrementó de manera sostenida, debido a diversos factores, entre los que destacan: el precio de venta de primera mano vinculado con el mercado de Norteamérica, así como las ventajas del gas natural en comparación con otros combustibles fósiles como el carbón, diésel y combustóleo, ya que es económico y tiene una baja emisión de contaminantes. La mayor demanda de gas natural, aunada a la disminución en la producción nacional, provocó el incremento en las importaciones, lo que a su vez dificultó el abastecimiento de este combustible, principalmente, en la zona centro-occidente del país, por las limitaciones en la capacidad de importación y transporte de gas natural.

Debido a esta situación, en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, se reconoció la necesidad de fortalecer el mercado de gas natural, mediante el incremento de la producción para contribuir a asegurar el abastecimiento de este combustible.

En congruencia con este documento de planeación, en el PROSENER 2013-2018 se estableció el objetivo de optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.

En este contexto, el 20 de diciembre de 2013 se publicó, en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía”.

Con la Reforma Energética de 2013, se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, creando un nuevo marco jurídico para fortalecer a la industria e incrementar la renta petrolera, ya que, con la reorganización de Petróleos Mexicanos, éste dejó de ser el único ente que puede procesar gas natural, porque se autorizó la participación de la iniciativa

^{5/} Pemex Exploración y producción (PEP); Pemex Refinación (PR); Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y Pemex Petroquímica (PPQ).

privada en esta actividad. Asimismo, se aprobó la transformación y reorganización de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en empresas productivas del Estado, por lo que las actividades de procesamiento e importación de gas natural se transfirieron de PGPB a PTRI, a fin de que esta empresa sea rentable y genere valor económico.^{6/}

A partir de la entrada en vigor de la reforma, la SENER es la dependencia encargada de otorgar los permisos relacionados con las actividades de procesamiento de gas natural que le soliciten las Empresas Productivas del Estado y los particulares. En 2017, PTRI contó con nueve permisos, uno para cada Complejo Procesador de Gas (CPG): Nuevo Pemex, Cactus, Ciudad Pemex, Burgos, Poza Rica, La Venta, Matapionche, Arenque y Coatzacoalcos, a fin de procesar el gas que extrae Pemex Exploración y Producción (PEP), el cual puede ser húmedo amargo (tiene alto contenido de hidrocarburos y cantidades significativas de azufre), o húmedo dulce (tiene un alto contenido de hidrocarburos y bajas cantidades de azufre).

Bajo el nuevo modelo que se estableció con la reforma, PTRI no está jurídicamente obligada a satisfacer la totalidad de la demanda nacional de gas natural, pues debe enfocarse en su nuevo objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado; asimismo, se autorizó la participación de la iniciativa privada en el procesamiento de dicho hidrocarburo; sin embargo, a 2017, ninguna empresa privada mostró interés en desarrollar dicha actividad.

El 28 de abril de 2015, se publicó en el DOF el acuerdo de creación de PTRI, en el que se señaló que se tenían hasta 180 días naturales para realizar las gestiones necesarias, a fin de dar inicio a las operaciones de la empresa, las cuales comenzaron a partir del 5 de noviembre de ese año, por lo que, de esta forma, a 2017, PTRI llevaba dos años operando. La empresa asumió, entre otras, las funciones de procesamiento, importación y comercialización de gas natural, con el objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

Resultados

1. Gobierno Corporativo

El gobierno corporativo consiste en los medios internos con los que son operadas y controladas las entidades,^{7/} para facilitar la creación de un ambiente de confianza y transparencia, así como una adecuada rendición de cuentas, a fin de favorecer las inversiones de largo plazo y la estabilidad financiera y, con ello, la integridad en los negocios.^{8/} Asimismo, el gobierno corporativo proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear los objetivos y las metas de las entidades.^{9/}

Para verificar que PTRI contó con una organización y estructura corporativa, acorde con las mejores prácticas internacionales, y que estableció una planeación estratégica orientada al

^{6/} Cabe señalar que PTRI se creó como EPS, a finales de 2015, con la fusión de los extintos organismos subsidiarios: Pemex Gas y petroquímica Básica (PGPB); Pemex Refinación (PR), y Pemex Petroquímica (PPQ).

^{7/} OCDE, 1998, "Principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades", Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 7.

^{8/} OCDE, 2011, "Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE y del G20", Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 7.

^{9/} World Bank Group, 2014, "Corporate Governance of State-Owned Enterprises". Estados Unidos. p. 12.

logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, este resultado se dividió en los tres apartados siguientes:

- a) Organización y estructura de gobierno corporativo de PTRI conforme a las buenas prácticas internacionales.

Debido a que PTRI es una empresa productiva subsidiaria de reciente creación, ya que 2017 fue su segundo año de operación, este resultado se enfoca en analizar el avance en la adopción de una estructura y organización de gobierno corporativo, con base en las mejores prácticas internacionales. Para ello, se tomaron como referencia los documentos “Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas” y “Gobierno Corporativo de las Empresas de Propiedad Estatal” del Banco Mundial, en los cuales se establecen medidas orientadas a garantizar que las empresas públicas operen con eficiencia, eficacia y transparencia similar a las de las empresas privadas que aplican buenas prácticas, y asegurar que la competencia entre las empresas públicas y privadas, allí donde exista, se desarrolle en igualdad de condiciones.

Con la revisión de la información y de la evidencia documental proporcionada por PTRI, se constató que, en términos generales, la estructura corporativa de la EPS se conformó por un Director General, un Consejo de Administración, así como un Enlace de Transparencia.

Respecto del avance en el establecimiento de una estructura de gobierno corporativo acorde con las mejores prácticas internacionales de la OCDE, se verificó lo siguiente:

- I. Razones que justifican la propiedad pública. En 2017, el Estado justificó la propiedad pública argumentando que los productos que produce PTRI (gas natural, petrolíferos y petroquímicos) son insumos imprescindibles para el desarrollo de las actividades económicas y, de acuerdo con el decreto de creación de PTRI, esta EPS surge debido a la necesidad de modernizar la línea de negocios de transformación industrial de hidrocarburos.

Asimismo, se verificó que en 2017, PTRI contó con un estatuto orgánico y un manual de organización, documentos en los que se estableció su estructura y organización básica, los cuales se encuentran vigentes y autorizados, y contienen la desagregación de las áreas que integran la empresa, así como la delegación de funciones de cada una de ellas.

- II. El papel del Estado como propietario. El corporativo de Pemex, como área responsable de la conducción y dirección de PTRI, estableció, en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, las prioridades a las que se debe orientar la operación de la empresa.

Se constató que, en 2017, PTRI elaboró su Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), en el que se establecieron sus principales indicadores y metas operativas; además, la EPS difundió la misión y visión de su área comercial y los medios con los que se puede contactar a su área de desarrollo de negocios y mercadotecnia.

- III. Las empresas públicas en el mercado. Si bien PTRI fundamentó su operación en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 y el POFAT 2017, la EPS careció de un plan de negocios propio en el que definiera objetivos, estrategias y métricas orientadas al cumplimiento de su mandato y a operar con la máxima eficiencia posible, el cual

debería de tener conforme a las mejores prácticas internacionales, como se detalla en el inciso b) de este resultado.

- IV. Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores. En 2017, PTRI no contó con socios, en virtud de que es una empresa con capital propio otorgado por el Gobierno Federal, por lo que no se emitió un pronunciamiento sobre esta directriz.
- V. Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial. Se verificó que en el código de ética y de conducta de Petróleos Mexicanos se establecieron los principios, directrices y medidas disciplinarias en la materia aplicables a la EPS. Además, la empresa desarrolló la plataforma institucional “Compliance”, por medio de la cual se difunden dichos principios al personal y se cuenta con una línea de atención para denunciar los actos cometidos por los servidores públicos y empleados de la empresa. Asimismo, se constató que, por medio del Informe Ejecutivo del Director General de PTRI presentado al Consejo de Administración, se incluyó la presentación del ejercicio de los presupuestos de ingresos y egresos de la empresa.
- VI. Publicidad y transparencia. En 2017, PTRI estableció estrategias para la administración de los riesgos de la empresa; publicó sus Estados Financieros Dictaminados, así como las actas y los acuerdos de su Consejo de Administración, e implementó mecanismos en materia de transparencia. Asimismo, el corporativo de Petróleos Mexicanos contó con el área de Auditoría Interna para fiscalizar las operaciones de PTRI. No obstante, en el desarrollo de la auditoría, la EPS no proporcionó una explicación precisa sobre las causas por las cuales en 2017 su costo de ventas fue superior a los ingresos obtenidos por las ventas de sus productos, por lo que es necesario que se fortalezcan los mecanismos de transparencia y rendición de cuentas de la EPS, a fin de que, en sus estados financieros, se incluya información precisa sobre esta situación.
- VII. Las responsabilidades de los Consejos de Administración de las Empresas Públicas. En 2017, se instrumentaron mecanismos a fin de evitar situaciones que generen conflictos de interés en los miembros del Consejo de Administración. Asimismo, se constató que en el estatuto orgánico de PTRI se establecieron las funciones y la conformación de dicho consejo.

b) Plan de negocios propio para la empresa productiva subsidiaria

La ASF verificó, que PTRI no contó con un plan de negocios propio, lo cual representó una seria limitante para medir su desempeño como empresa productiva subsidiaria, por lo que se procedió a revisar las mejores prácticas en la materia.

Al respecto, en el apartado 4 “Monitoreo del Desempeño” del documento “Gobierno Corporativo de las Empresas de Propiedad Estatal” del Banco Mundial, se señala que:

- De acuerdo con su mandato, cada empresa de propiedad estatal necesita desarrollar su propia estrategia.
- Un plan estratégico proporciona claridad tanto a la administración como a los empleados.

- Las estrategias claras permiten a los administradores tomar decisiones alineadas con la dirección general de la empresa y proporcionan una base para medir su desempeño.^{10/}

Al respecto, se identificó que la Ley de Petróleos Mexicanos dispone que las EPS deben alinearse al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos; no obstante, dicha normativa no precisa el mecanismo o documento en el que se deben establecer las actividades a realizar por dichas empresas para alcanzar los objetivos del plan; asimismo, la ley no especifica que cada una de las empresas productivas subsidiarias de Pemex debe de contar con un plan de negocios propio;^{11/} sin embargo, tomando como referencia las mejores prácticas del Banco Mundial antes expuestas, la ASF considera necesario lo siguiente:

- Que en la Ley de Petróleos Mexicanos se precise que las EPS de Pemex deben de establecer planes de negocios, con un horizonte de mediano plazo, para orientar su operación al cumplimiento del mandato de ser rentables y de generar valor económico para el Estado.
- Que PTRI diseñe un plan de negocios específico en el que defina sus objetivos, estrategias y métricas operativas y financieras orientadas al cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, a fin de que la operación de esta empresa sea conducida mediante dicho plan, el cual tendría que estar alineado con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

Estas medidas contribuirán a fortalecer la planeación estratégica institucional de Petróleos Mexicanos, entendida como el conjunto de actividades y mecanismos encaminados a definir el rumbo y la dirección estratégica de Pemex, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, reflejados en objetivos, estrategias, metas de desempeño e inversiones.^{12/}

c) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021

Debido a que PTRI careció de un plan de negocios propio, en este apartado se analizó el diseño del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, respecto del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 14 de la Ley de Petróleos Mexicanos.^{13/} Con el propósito de revisar los indicadores utilizados para medir el desempeño de la empresa, los cuales están contenidos en el plan, se evaluó que éstos atendieran a los criterios “SMART” definidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), en los “Estándares de Calidad para la Evaluación del Desarrollo”.

^{10/} World Bank, Corporate Governance of State-Owned Enterprises. Estados Unidos, 2014.

^{11/} Al respecto, en el artículo 46, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos se establece que el Director General de la empresa productiva del Estado debe formular el plan de negocios de Pemex, y en el artículo 13, fracción III, se dispone que el Consejo de Administración de la empresa debe aprobar, revisar y, en su caso, actualizar dicho plan.

^{12/} Diario Oficial de la Federación, Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, artículo 4, fracción XXVI. México, 30 de diciembre de 2016.

^{13/} En dicho artículo, se establece que el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos debe contener sus objetivos, líneas y oportunidades de negocio; sus principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; un diagnóstico de su situación operativa y financiera, así como sus resultados e indicadores de desempeño, y sus principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales.

Los cinco criterios SMART (por sus siglas en inglés) de la OCDE son considerados las principales pautas de calidad para analizar la congruencia entre los objetivos y los indicadores de desempeño. De acuerdo con estos criterios, los indicadores deben ser:

- **Specific (específicos):** estar formulados con precisión.
- **Measurable (mensurables):** ser medibles cuando se especifican valores de partida y meta.
- **Achievable (alcanzables):** ser alcanzables cuando el valor meta es realista y está en una relación razonable con los recursos de tiempo, financieros y humanos.
- **Relevant (relevantes):** representar actividades o servicios dentro del ámbito de responsabilidad.
- **Time-bound (referido a un plazo concreto):** indicar el plazo en el que se alcanzará el valor meta.

Además de estos cinco criterios, la ASF analizó si los objetivos e indicadores fueron “suficientes” para evaluar el desempeño integral de PTRI. Cabe señalar que el análisis del diseño del Plan de Negocios se enfocó únicamente en los apartados correspondientes a PTRI.

Con la revisión del contenido del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, se constató que:

- Únicamente se establecieron métricas sobre el desempeño operativo de PTRI, relacionadas con los paros no programados y la capacidad de destilación equivalente, los cuales cumplieron con los criterios SMART; sin embargo, éstas no fueron suficientes para evaluar el desempeño de la EPS.

Asimismo, el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 careció de indicadores y de definiciones que especifiquen cómo medir la rentabilidad y la capacidad de generación de valor económico de PTRI.

- Se identificó que no se establecieron las principales estrategias comerciales y financieras relacionadas con las actividades de transformación industrial; además, no se incluyeron los estados financieros proforma de PTRI con las proyecciones financieras de su balance general, su estado de resultados y su flujo de efectivo.
- En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 no se realizó un diagnóstico sobre la situación operativa y financiera de PTRI.
- En dicho apartado no se estableció un apartado relacionado con los riesgos estratégicos y comerciales de PTRI.

Conclusión

En términos generales, en 2017, PTRI avanzó en el establecimiento de una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales, en términos de la instauración de su Consejo de Administración y la designación de su director general. Asimismo, el corporativo de Petróleos Mexicanos contó con el área de Auditoría Interna para fiscalizar las operaciones de PTRI; sin embargo, la empresa careció de una planeación estratégica orientada al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico

para el Estado, ya que no contó con un plan de negocios propio, alineado al Plan de Negocios de Pemex Corporativo, en el que definiera sus estrategias e indicadores operativos y financieros enfocados en el cumplimiento de dicho objetivo, lo cual es una limitación significativa no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PTRI defina escenarios que le permitan avanzar en su estabilidad financiera.

En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, se identificaron las deficiencias siguientes: para PTRI, únicamente se establecieron dos indicadores en materia de desempeño operativo, relacionadas con el índice de paros no programados y la utilización de la capacidad de destilación equivalente, los cuales cumplieron con todos los criterios SMART; sin embargo, resultaron insuficientes para evaluar, de manera integral, el desempeño de la empresa; dicho plan careció de indicadores y de definiciones que especifiquen cómo medir la rentabilidad y la capacidad de generación de valor económico de PTRI; no se establecieron las principales estrategias comerciales y financieras relacionadas con las actividades de transformación industrial; no se presentaron los estados financieros proforma del balance general, el estado de resultados y el flujo de efectivo de la EPS; no se incluyó un diagnóstico específico sobre la problemática operativa y financiera que enfrenta la EPS, ni se estableció un apartado relacionado con los principales escenarios de riesgos estratégicos de la empresa.

2017-6-90T9M-07-0507-07-001 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezca un plan de negocios propio, en el que se definan medidas preventivas y correctivas, de carácter urgente, orientadas a elevar el procesamiento de gas natural y operar de manera más eficaz, eficiente y económica su infraestructura productiva, el cual incluya: a) sus objetivos, líneas de acción y oportunidades de negocio; b) sus principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; c) un diagnóstico de su situación operativa y financiera, así como sus resultados e indicadores de desempeño, y d) sus principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales, a fin de contribuir a fortalecer su planeación estratégica, en términos de los dispuesto en los artículos 14 y 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos, y del artículo 4, fracción XXVI, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2. Generación de valor económico y rentabilidad

Con el propósito de evaluar si, a dos años de haber iniciado operaciones como empresa productiva subsidiaria, PTRI avanzó en el cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, la ASF revisó los estados financieros de esta empresa, los cuales fueron dictaminados por la firma consultora Castillo Miranda y Compañía, S.C. (BDO México), y se presentaron en la Cuenta Pública 2017.

Cabe señalar que la normativa que regula el sector hidrocarburos, derivada de la Reforma Energética, en particular la Ley de Petróleos Mexicanos, no establece una definición sobre qué es ser rentable y qué es generar valor económico. Si bien, en el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015, se incluyó la definición de

“administración basada en la generación de valor económico”, ésta se eliminó con la modificación realizada al estatuto orgánico el 5 de diciembre de 2017.^{14/}

Asimismo, en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 no se incluyeron métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PTRI, su rentabilidad y capacidad de generación de valor económico,^{15/} y dicho plan careció de estados financieros proforma de las EPS (Balance General, Estado de Resultados y Flujo de Efectivo), que deben proyectar la situación financiera de la empresa, basada en premisas, planes y proyectos futuros,^{16/} lo cual es una limitación significativa para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, porque no fue posible medir el logro de metas financieras y operativas y, por ello, el desempeño de PTRI.

Debido a esta situación, y para evaluar el desempeño financiero de PTRI, la ASF examinó lo siguiente:

- a) Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2017.
- b) Razones financieras de actividad y ciclo, liquidez y apalancamiento.
- c) Rentabilidad.
- d) Generación de Valor Económico Agregado.
- e) Operaciones con partes relacionadas.
- f) Implicaciones del robo de combustibles en la situación financiera de PTRI.

El análisis de los puntos anteriores, se presenta a continuación:

- a) Estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2017

A continuación, se presenta un resumen de la información financiera reportada por PTRI en su balance general y su estado de resultados. Dicha información fue utilizada por la ASF para calcular y analizar las razones financieras de actividad y ciclo; ^{17/} liquidez, ^{18/} y

^{14/} En el artículo 3, fracción I, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, de 2015, se establecía que “la administración basada en la generación de valor económico” consiste en: “El sistema de gestión institucional que orienta la actuación y la toma de decisiones a la generación de valor económico, mediante la maximización de la utilidad; la optimización de los costos, gastos e inversiones, y la implementación de procesos productivos eficientes”.

^{15/} En respuesta a la presentación de resultados finales, la EPS acreditó contar con métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PTRI, a partir del año 2018.

^{16/} En el informe Anual del Director General de PTRI, correspondiente a 2017, se incluyeron las métricas financieras de EBITDA y de EVA (las cuales se calcularon por la ASF, en los apartados de “Rentabilidad” y “Generación de Valor Económico Agregado” de este resultado, con base en los estados financieros dictaminados de la EPS); sin embargo, dichas métricas no forman parte del Plan de Negocios 2017-2021, ni se establecieron metas para las mismas. Cabe señalar que los cálculos del EBITDA y del EVA pueden diferir de los de PTRI, debido al tratamiento realizado por la ASF.

^{17/} Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

^{18/} Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.

apalancamiento,^{19/} así como para evaluar la rentabilidad de la empresa y su capacidad de generación de valor económico.

- Balance General

Los principales elementos del Balance General de PTRI (activo, pasivo y patrimonio), correspondientes a 2017, se presentan en el cuadro siguiente:

BALANCE GENERAL DE PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, 2017

(Miles de pesos)

Activo	Monto	Pasivo	Monto
Efectivo y Equivalentes	10,422,705.6	Pasivo Financiero de Corto Plazo	5,008,926.3
Cuentas por Cobrar	66,842,189.4	Proveedores	4,604,329.1
Inventarios ^{1/}	67,362,311.0	Impuestos por pagar	6,881,759.9
Documentos y cuentas por cobrar a Pemex, EPS y filiales (partes relacionadas) ^{2/}	125,357,868.5	Documentos y cuentas por pagar a Pemex, EPS y filiales	88,019,845.7
Otros Activos Circulantes ^{3/}	16,013.6	Otros pasivos circulantes ^{5/}	10,966,168.6
Activo Circulante	270,001,088.1	Pasivo Corto Plazo	115,481,029.6
Inversión en Asociadas	7,813,492.0	Pasivos financieros de largo plazo	25,437,147.2
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	286,491,475.8	Pasivo laboral	588,573,517.9
Otros Activos No Circulantes ^{4/}	391,686.5	Otros pasivos de largo plazo	3,963,844.1
Activo Fijo y Diferido	294,696,654.3	Pasivo de Largo Plazo	617,974,509.2
		Pasivo Total	733,455,538.8
		Capital Contable	Monto
		Aportaciones de patrimonio ^{6/}	38,831,202.9
		Resultado de Ejercicios Anteriores	(92,864,253.8)
		Resultado del Ejercicio	(44,599,749.5)
		Resultados acumulados integrales y otros ^{7/}	(70,124,996.1)
		Capital Contable Total	(168,757,796.5)
Activo Total	564,697,742.4	Pasivo y Capital Contable Total	564,697,742.4

TABLA 7

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

- ^{1/} El aumento en el rubro de inventarios se debe a los precios de materia prima (petróleo crudo) y de productos terminados, como las gasolinas 87 y 92 octanos, el diésel, la turbosina, y el combustóleo, principalmente, por la liberación de precios que se dio en 2017.
- ^{2/} Dos empresas son partes relacionadas si una de ellas participa directamente en la dirección, control o el capital de la otra, o si ambas empresas están sometidas a un control común.
- ^{3/} La disminución en los instrumentos financieros se debe a que no se han realizado nuevas inversiones y a las fluctuaciones de las tasas de interés.
- ^{4/} El aumento en 2017, respecto de 2016, se debe a que se contrataron pólizas de vida y de seguro integral de PTRI, esto se hizo de forma anual, mientras que en 2016 se venían realizando de forma mensual.
- ^{5/} Otros pasivos circulantes: cuentas y gastos acumulados por pagar de 10,959,414.4 miles de pesos, e instrumentos financieros derivados por 6,754.1 miles de pesos.
- ^{6/} Aportaciones de patrimonio: Certificados de aportación "A" de 24,726,650.2 miles de pesos, y Aportaciones del Gobierno Federal de 14,104,552.6 miles de pesos.
- ^{7/} Resultados acumulados integrales y otros: Resultados acumulados integrales negativos de 71,073,439.8 miles de pesos por pérdidas actuariales en beneficios a empleados, y Efecto de conversión subsidiarias y asociadas de 948,443.7 miles de pesos.
- Nota: El Certificado de aportación "A": es un instrumento financiero mediante el cual se hace socio de una empresa y da el derecho a participar de los beneficios económicos de la misma. Funciona de manera similar a las acciones en las empresas, de tal manera que se puede alcanzar la categoría de dueño. La serie "A" sólo puede ser suscrita por el Gobierno Federal.

^{19/} Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

En 2017, el activo total de la empresa fue de 564,697,742.4 miles de pesos, inferior en 23.0% al total de sus pasivos, que fueron por 733,455,538.8 miles de pesos, por lo que su patrimonio fue negativo en 168,757,796.5 miles de pesos.

El análisis detallado del activo, pasivo y patrimonio de la EPS se presenta a continuación:

Activo

Al cierre del ejercicio el Activo Total fue de 564,697,742.4 miles de pesos, de los cuales el activo circulante (270,001,088.1 miles de pesos) fue equivalente a 47.8% del activo total. Destaca que del activo circulante, 71.1% corresponde a cuentas por cobrar, de las cuales el 46.4% son cuentas por cobrar con partes relacionadas, mientras que el 24.7% correspondió a cuentas por cobrar a terceros. Cabe señalar que PTRI reconoció el deterioro de sus cuentas por cobrar si estas superaban una antigüedad de 180 días posteriores a la fecha de cobro. Asimismo, la EPS registró un deterioro de sus cuentas por cobrar (nacionales) de 739,224.0 miles de pesos, cifra que representa 1.6 veces más a las contabilizadas en 2016.

El activo fijo (294,696,654.3 miles de pesos) representó el 52.2% del activo total, destaca la partida de inmuebles, mobiliario y equipo (neto) de 286,491,475.8 miles de pesos, que representó el 97.2% del activo fijo. Este último saldo neto se integra de 522,379,776.0 miles de pesos de valor registrado en inmuebles, mobiliario y equipo, menos su depreciación acumulada de 235,888,300.2 miles de pesos, por lo que la EPS ha depreciado sus activos productivos en 45.2%, principalmente, por el deterioro de estos inmuebles, mobiliario y equipo registrado en 2017 por 15,952,091 miles de pesos, cifra que afecta directamente el valor contabilizado de inmuebles, mobiliario y equipo.

Un elemento importante del activo fijo es la inversión que ha realizado la empresa (CAPEX por sus siglas en inglés)^{20/} en la adquisición, o mejora, de sus activos productivos. En 2017, la empresa obtuvo un CAPEX negativo de 7,073,325.1 miles de pesos, el cual se calculó de la siguiente forma:

^{20/} El CAPEX (Capital Expenditures, por sus siglas en inglés), son erogaciones o inversiones de capital que crean beneficios para la empresa. Los CAPEX son utilizados por las empresas para adquirir o mejorar los activos fijos tales como el mobiliario o equipo. Se obtiene sumando la depreciación del ejercicio, al saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo, y restando el saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo del ejercicio anterior. Universidad de Chile. Propuesta de mejora al proceso de elaboración y gestión de proyectos de inversión (CAPEX). Santiago de Chile. 2013.

CAPEX DE PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, 2017

(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2017 (Neto) (a)	286,491,475.8
Depreciación del ejercicio 2017 (b)	17,935,113.0
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2016 (Neto) (c)	311,499,913.9
CAPEX ejercicio 2017 (d)=(a)+(b)-(c)	(7,073,325.1)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Este resultado negativo implica que la empresa no está invirtiendo en su planta productiva, al menos al mismo ritmo que la depreciación y los deterioros registrados en la contabilidad^{21/} de sus inmuebles, mobiliario y equipo durante 2017.

Pasivo

En 2017, el pasivo total de la empresa ascendió a 733,455,538.8 miles de pesos, que representó el 129.9% de su activo total (564,697,742.4 miles de pesos), como se presenta en la gráfica siguiente:

^{21/} Se consideran como indicios de deterioro: la disminución significativa en el valor de mercado de un activo; la reducción importante en el uso de la capacidad instalada; pérdida de mercado de los productos o servicios que presta la entidad; cambios tecnológicos; daños físicos; disposiciones legales de carácter ambiental o ecológico; costos incurridos en exceso a los originalmente estimados para la adquisición o construcción de un activo; así como incapacidad de la subsidiaria, adquirida o asociada para sostener una capacidad generadora de ganancias que justifique el valor en libros de la inversión.

PROPORCIÓN DEL ACTIVO, EL PASIVO Y EL CAPITAL DE PTRI, 2017
(Miles de pesos)

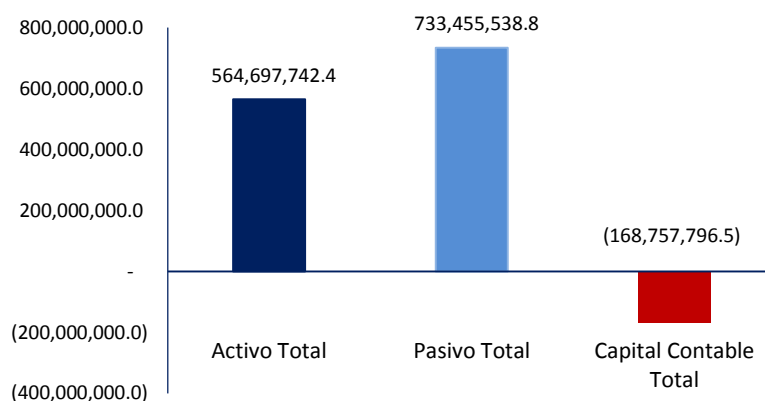


FIGURA 6

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de Pemex Transformación Industrial, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Como se observa, los pasivos totales de la EPS fueron mayores que sus activos totales en 29.9%, lo anterior como resultado de los siguientes factores: 1) el pasivo laboral (Beneficios a los empleados), que fue mayor en 4.2% al total de los activos correspondientes al cierre del ejercicio 2017; 2) en el patrimonio se tuvieron registradas pérdidas acumuladas de Resultados Integrales y de Resultados de Ejercicios Anteriores de 162,989,249.9 miles de pesos; 3) en el ejercicio 2017 se registraron pérdidas por 44,599,749.5 miles de pesos. Lo anterior ha repercutido en el aumento del capital contable negativo, por lo que, si la EPS fuera totalmente autónoma e independiente, ésta se encontraría, en situación de “quiebra técnica”, entendida como aquella en la que los pasivos totales de la empresa (733,455,538.8 miles de pesos) exceden sus activos (564,697,742.4 miles de pesos), por lo que existe el riesgo de que sea incapaz de cumplir con sus obligaciones al momento que le sean exigibles.

La distribución del pasivo total de PTRI se muestra en la gráfica siguiente:

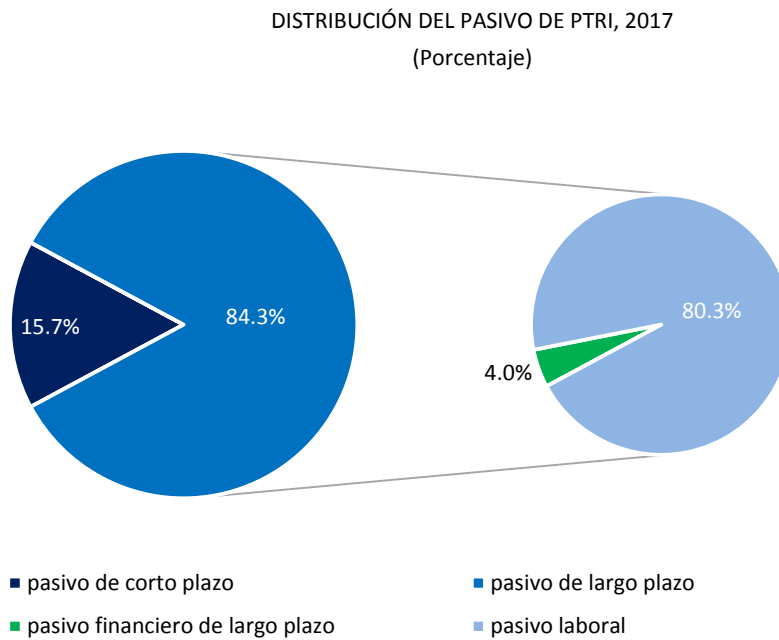


FIGURA 7

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

En cuanto a los pasivos de corto y de largo plazos, éstos representaron 15.7% y 84.3% del pasivo total, respectivamente, en tanto que el pasivo laboral (contabilizado dentro del pasivo de largo plazo), equivalió a 80.3% del pasivo total de la EPS.

El desglose del pasivo de PTRI correspondiente a 2017, se detalla a continuación:

PASIVO A CORTO Y LARGO PLAZO, 2017

(Miles de pesos)

Partida	Monto	Porcentaje Respecto del Pasivo Total
Pasivo Total	733,455,538.8	100.0%
Pasivo de corto plazo	115,481,029.6	15.7%
Cuentas por pagar a Pemex, EPS y filiales	88,019,845.7	12.0%
Otros pasivos circulantes	10,966,168.6	1.5%
Impuestos por pagar	6,881,759.9	0.9%
Pasivo financiero de corto plazo	5,008,926.3	0.7%
Proveedores	4,604,329.1	0.6%
Pasivo de largo plazo	617,974,509.2	84.3%
Pasivo laboral	588,573,517.9	80.3%
Pasivos financieros de largo plazo ^{1/}	25,437,147.2	3.5%
Otros pasivos de largo plazo	3,963,844.1	0.5%

TABLA 8

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los Estados Financieros Dictaminados de PTRI, 2017.

^{1/} La disminución en la deuda a largo plazo, respecto de 2016, se debió a la revaluación que se hizo de la deuda al cierre del ejercicio, ya que está contratada, principalmente, en dólares y mientras que para el ejercicio de 2016, existía un tipo de cambio de 20.6640 pesos por dólar, al cierre de 2017, el tipo de cambio fue de 19.867 pesos por dólar, lo que generó un menor valor de la deuda al expresarla en pesos.

Del pasivo de corto plazo destacan las cuentas por pagar a Pemex, EPS y filiales (partes relacionadas), las cuales ascendieron a 88,019,845.7 miles de pesos, cifra que representó el 76.2% del pasivo de corto plazo; y en cuanto al pasivo de largo plazo, el pasivo laboral fue de 588,573,517.9 miles de pesos, monto equivalente al 95.2% del pasivo de largo plazo.

En 2017, el pasivo laboral de PTRI (588,573,317.9 miles de pesos) representó el 104.2% del activo total de la EPS, así como el 59.3% del total de sus ingresos por ventas.

Respecto de Petróleos Mexicanos, el pasivo laboral de PTRI representó el 27.6% de sus activos totales (2,132,002,114.0 miles de pesos); el 42.1% de sus ingresos (1,397,029,719.0 miles de pesos), y el 46.8% de su pasivo laboral, que fue de 1,258,436,122.0 miles de pesos.

Patrimonio

Al cierre de 2017, la empresa registró un patrimonio negativo de 168,757,796.5 miles de pesos, como resultado de las aportaciones al patrimonio de la empresa por 38,831,202.9 miles de pesos; las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores por 92,864,253.8 miles de pesos; las pérdidas netas del año por 44,599,749.5 miles de pesos, y los resultados acumulados integrales deficitarios y otros por 70,124,996.1 miles de pesos.

Cabe señalar que esta EPS se constituyó, a finales de 2015, con un patrimonio negativo de 135,432,518.0 miles de pesos,^{22/} al asumir los derechos y obligaciones que integraban los activos, los pasivos y el patrimonio de los extintos organismos subsidiarios denominados

^{22/} Pemex Transformación Industrial. Estados Financieros Dictaminados al 31 de diciembre de 2015. México, 2016.

Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB); Pemex Refinación (PR), y Pemex Petroquímica (PPQ). En 2017, el patrimonio de la empresa fue negativo por 168,757,796.5 miles de pesos.

De esta forma, la política de reasignación de los activos, pasivos y el patrimonio de Petróleos Mexicanos, que fue instrumentada para la reorganización de esta empresa productiva del Estado, condujo a que el patrimonio negativo de PTRI se incrementara en 24.6% en el periodo 2015-2017, al pasar de 135,432,514.0 miles de pesos a 168,757,795.0 miles de pesos.

- Estado de Resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de PTRI, correspondientes a 2017, fueron los siguientes:

ESTADO DE RESULTADOS DE PTRI AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Miles de pesos)

Partida	Monto
Ingreso por Ventas	992,257,197.4
Costo de lo vendido	1,037,666,613.8
Resultado Bruto	(45,409,416.4)
Gastos Operativos/Administrativos	38,995,694.1
Resultado de Operación	(84,405,110.5)
Resultado Financiero, Neto	9,029,264.6
Resultado Cambiario, Neto	4,924,209.0
Instrumentos Derivados	5,834.8
Resultado Integral de Financiamiento	13,959,308.4
Otros Productos / Gastos, Neto	24,415,459.5
Resultado Antes de Impuestos	(46,030,342.6)
Impuestos	-
Resultado de Afiliadas / Asociadas	1,430,593.1
Resultado Neto	(44,599,749.5)

TABLA 9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

Nota: Resultado financiero, neto: ingreso financiero (11,427,907.0 miles de pesos) menos costo financiero (2,398,642.4 miles de pesos).

En 2017, la empresa obtuvo ingresos por ventas^{23/} de 992,257,197.4 miles de pesos, cifra inferior al costo de lo vendido (1,037,666,613.8 miles de pesos) que fue equivalente a 104.6% de los ingresos. Lo anterior implica que la EPS gastó más en la producción y elaboración de combustibles y derivados que lo que obtuvo en el mercado por la venta de sus productos (gas

^{23/} Recursos que PTRI obtiene por la venta de gas natural, petrolíferos y petroquímicos. En 2017, se incrementaron las ventas, respecto de 2016, por un alza en los precios de los combustibles, esto por la liberación de los precios en 2017, entre los principales fueron la gasolina Magna (87 octanos), la cual se incrementó en 112,487,778.1 miles de pesos, el combustóleo por 18,814,809.3 miles de pesos, y la turbosina por 10,064,079.4 miles de pesos. Asimismo, estos productos registraron un aumento en su volumen de ventas.

natural, etano, gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo, gas licuado, metanol, estireno, tolueno, xilenos, azufre, entre otros).

Cabe señalar que en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio 2017, no se incluyó información desagregada sobre los costos de ventas para cada uno de los productos que la empresa elabora en sus líneas de negocios.

Respecto de las razones por las que el costo de ventas fue superior a los ingresos por ventas, la ASF solicitó a PTRI, por medio del oficio núm DGADDE/211/2018, del 11 de julio de 2018, que indicara las causas de dicha situación. Al respecto, por medio del oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0511/2018, del 2 de agosto de 2018, la EPS se limitó a señalar que la información del costos de ventas fue “preparada, auditada e integrada bajo las normas de información financiera (NIFs), por el área de contabilidad de PTRI, dependiente de la Dirección Corporativa de Finanzas”, sin que proporcionara una explicación precisa y detallada de esta situación.

Entre los factores que pudieron incidir en que el costo de ventas fuera mayor que el ingreso por ventas, se encuentran: a) las pérdidas de combustibles, por concepto de mermas y robo; b) la baja utilización de su capacidad instalada, ya que, en materia de gas natural, la capacidad utilizada de sus Complejos Procesadores de Gas (CPG) se redujo en 7.4% en promedio anual, al pasar de 4,451.8, en 2013, a 3,271.8 MMpcd, en 2017, año en el que se operó al 55.3% de la capacidad instalada,^{24/} y c) los precios de venta, de sus productos, al consumidor por debajo de su costo.

Cabe señalar que en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio 2017, no se registró información sobre las pérdidas monetarias de la empresa por concepto de mermas, ni se especificaron las políticas de la empresa establecidas en esta materia.

Por otra parte, el gasto de operación de la EPS ascendió a 38,995,694.1 miles de pesos, que representa 3.9% de los ingresos por ventas, por lo que obtuvo una pérdida en la operación de 84,405,110.5 miles de pesos, lo que se traduce en un margen operativo negativo de 8.5%, respecto de los ingresos por ventas. Con el resultado anterior, adicionando la depreciación del periodo que fue de 17,935,113.0 miles de pesos, se obtiene un flujo negativo en la operación (EBITDA) de 66,469,997.5 miles de pesos.

El resultado integral de financiamiento de la empresa y las partidas de otros productos y gastos del ejercicio sumaron 38,374,767.9 miles de pesos. Con ello, el resultado antes de impuestos fue negativo en 46,030,342.6 miles de pesos, lo que representa un margen negativo de 4.6% antes de impuestos, respecto de los ingresos por ventas.

^{24/} El análisis de esta problemática se presenta en el resultado núm. 7 de este informe. En el caso del Sistema Nacional de Refinación (SNR), en 2017, PTRI únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo. Esta situación se revisó en la auditoría de desempeño núm. 482-DE “Producción de Gasolinas”, realizada a PTRI con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2016.

Cabe señalar que en 2017, PTRI fue eximida del pago del dividendo estatal equivalente al 30.0% de sus ingresos, por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), con opinión favorable del Comité Técnico del Fondo Mexicano del Petróleo.^{25/}

En 2017, las empresas afiliadas y asociadas de PTRI obtuvieron un resultado positivo de 1,430,593.1 miles de pesos (0.1% de los ingresos de la empresa). Con ello, el resultado neto negativo de la EPS disminuyó a 44,599,749.5 miles de pesos.

a) Razones financieras de actividad y ciclo; liquidez, y apalancamiento.

A fin de evaluar la situación financiera de PTRI, se examinaron las razones financieras siguientes: I) actividad y ciclo; II) liquidez, y III) apalancamiento.

I) Actividad y ciclo

Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.^{26/}

El resultado de las razones de actividad de PTRI, se muestra en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE ACTIVIDAD, 2017

Análisis de Actividad	Valor
Promedio en días de la rotación de inventarios	23.7
Promedio en días de las cuentas por cobrar	70.7
Promedio en días de las cuentas por pagar	32.6
Rotación de activo fijo ^{1/} (veces)	3.5
Rotación de activo total (veces)	1.8
Intervalo de defensa (días)	26.2
Intervalo de defensa astringente (días)	3.5

TABLA 15

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

^{1/} Inmobiliario y equipo neto.

- i. Rotación de inventarios: en 2017, la empresa mantuvo en promedio sus productos terminados en inventarios por 23.7 días antes de comercializarlos.

^{25/} Para 2018 y 2019, PTRI también fue eximida del pago de dividendo estatal, el cual será el cuarto año consecutivo en el que la EPS no pague dicho dividendo.

^{26/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

- ii. Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar.^{27/} La empresa cobró sus cuentas cada 70.7 días, y pagó sus cuentas cada 32.6 días. Lo anterior implica que la empresa financió a sus proveedores,^{28/} al pagarles antes de realizar la cobranza, por lo cual podría incurrir en un riesgo de tener muchas cuentas por cobrar y verse reducida en activos líquidos para hacer frente a sus obligaciones.^{29/} Cabe señalar que las cuentas por cobrar con partes relacionadas son 1.8 veces mayores a las cuentas por cobrar con terceros. La ASF calculó que el costo de oportunidad de PTRI por no realizar el cobro de sus cuentas sería por 1,392,574.4 miles de pesos en intereses, los cuales la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo.^{30/}

Cabe señalar que, como un análisis comparativo con 11 empresas internacionales,^{31/} de naturaleza similar a PTRI, se calculó el promedio registrado por dichas empresas en los indicadores de rotación de inventarios y de rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar, y se obtuvo que, en promedio, las 11 empresas internacionales realizaron el cobro de sus cuentas cada 35.5 días, mientras que pagaron sus cuentas pendientes con proveedores cada 35.7 días. De esta forma, el promedio de días con el que las 11 empresas internacionales operan, tanto la recuperación como el pago de sus cuentas, es ligeramente superior a un mes contable (30 días), en tanto que PTRI recuperó sus cuentas por cobrar en un periodo 98.6% superior al de la industria (70.7 días), lo cual no es acorde con las mejores prácticas del mercado internacional, mientras que pagó sus cuentas con proveedores en un periodo 8.7% inferior al de la industria (32.6 días).

En cuanto al promedio en días de las cuentas por cobrar, la EPS señaló que los días de cobranza aumentaron, respecto de 2016, principalmente por el cambio en la política de cobro que otorga mayor plazo de crédito y también por el incremento en el precio de productos.

Asimismo, las cuentas por pagar de partes relacionadas tuvieron un aumento, principalmente con PMI Comercio Internacional, debido al incremento de las importaciones de gasolinas y diésel, así como por las compras de petróleo crudo que se realizaron a Pemex Exploración y Producción.

^{27/} Rotación cuentas por cobrar = $365 / (\text{ingresos por ventas} / \text{cuentas por cobrar con terceros y partes relacionadas})$; rotación cuentas por pagar = $365 / (\text{costo directo} / \text{cuentas por pagar con terceros y partes relacionadas})$.

^{28/} En general, PTRI llevó a cabo operaciones para compra de producto, servicios, coberturas y arrendamientos con Pemex Exploración y Producción, Pemex Logística, Pemex Etileno, Pemex Fertilizantes, Pemex Corporativo, Compañía Mexicana de Exploración, así como con las filiales PMI Trading Limited, Mex Gas Supply, Mex Gas Trading, III Servicios y Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria.

^{29/} El cálculo de estas razones incluyó las cuentas por cobrar y por pagar con Pemex, EPS y filiales, las cuales ascendieron a 125,357,868.5 miles de pesos y 88,019,845.7 miles de pesos, respectivamente.

^{30/} El cálculo del costo de oportunidad derivado de la política de cobro de PTRI se realizó de la forma siguiente: se aplicó una tasa libre de riesgo de CETES a 28 días, a la diferencia entre el saldo de la cuenta por cobrar de 192,200,057.9 miles de pesos y la cuenta por pagar de 92,624,174.8 miles de pesos, por lo tanto el costo de oportunidad fue de 1,392,574.4 miles de pesos.

^{31/} El cálculo se realizó con información de las 11 empresas comparables siguientes: Andeavor; Caltex Australia; Calumet Specialty Products; Genesis Energy; HollyFrontier; Jordan Petroleum; Marathon Petroleum; Rompetrol Rafinare; Saudi Industrial; Thai Oil, y Valero Energy. Bloomberg, 2017.

El hecho de que PTRI haya cobrado sus cuentas cada 70.7 días, indica la existencia de “subsidiarios cruzados” entre esta empresa y sus partes relacionadas,^{32/} entendido esto como aquella operación en la que las ganancias de una entidad subsidiaria se utilizan para compensar las pérdidas de otras entidades subsidiarias,^{33/} lo cual no es acorde con las mejores prácticas internacionales reconocidas por la OCDE, quien advierte que los subsidios cruzados no promueven la transparencia y pueden tener efectos negativos en la competencia.^{34/} Esta situación repercutió en que la EPS no contara con recursos suficientes para la ampliación, modernización y mantenimiento de su infraestructura.

Lo anterior evidencia que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de Pemex, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, la eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas, en particular para PTRI.

- iii. Rotación del activo fijo (ingreso/activo fijo) y del activo total (ingreso/activo total): por cada peso de activo fijo, la empresa generó 3.5 veces su ingreso. Por otra parte, por cada peso de activo total, la empresa generó 1.8 veces su ingreso. La diferencia entre ambos indicadores se debe a la naturaleza comercial de la empresa (producción de petrolíferos, petroquímicos, y gas natural), que posee el 52.2% de sus activos totales en activos fijos y diferidos.
- iv. Intervalo de defensa (((efectivo y equivalentes + cuentas por cobrar) / (costo de venta + gasto operativo)) (365)): con el efectivo y las cuentas por cobrar con las que dispuso la empresa al cierre del ejercicio, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 26.2 días. Cabe mencionar que para el cálculo de esta razón únicamente se consideraron las cuentas por cobrar con partes no relacionadas.
- v. Intervalo de defensa astringente ((efectivo y equivalentes / (costo de venta + gasto operativo))*(365)): con el efectivo y equivalentes con el que dispuso la empresa al cierre del ejercicio, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 3.5 días.

En 2017, el monto total de las cuentas por cobrar de PTRI (incluyendo partes relacionadas) ascendió a 192,200,057.9 miles de pesos, de los cuales el 65.2% correspondió a documentos y cuentas por cobrar a Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias. Por lo anterior, es recomendable que la empresa mejore sus tiempos de cobranza con partes relacionadas, que es donde presenta una alta proporción de este activo por realizar, ya que su costo de oportunidad del diferencial de días de cuentas por cobrar y por pagar ascendió a 1,392,574.4 miles de pesos cada 70.7 días.

^{32/} Las partes relacionadas de PTRI con las tuvo cuentas por cobrar fueron: Petróleos Mexicanos; Pemex Logística; Pemex Etileno; Pemex Fertilizantes; Pemex Cogeneración, y Mex Gas Internacional, S.L.

^{33/} Cambridge Dictionary, “cross-subsidization”, Cambridge University Press. Reino Unido, 2019; OCDE, Glossary of statistical terms, “cross-subsidization”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2013.

^{34/} OCDE, Competitive Neutrality, A Compendium of OECD Recommendations, Guidelines and Best Practices, “Methods for measuring the cost of public service obligations”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2012, p.34.

II) Liquidez

Estas razones financieras permiten analizar si la empresa cuenta con fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.^{35/}

El resultado de las razones de liquidez de PTRI, se presenta en la gráfica siguiente:

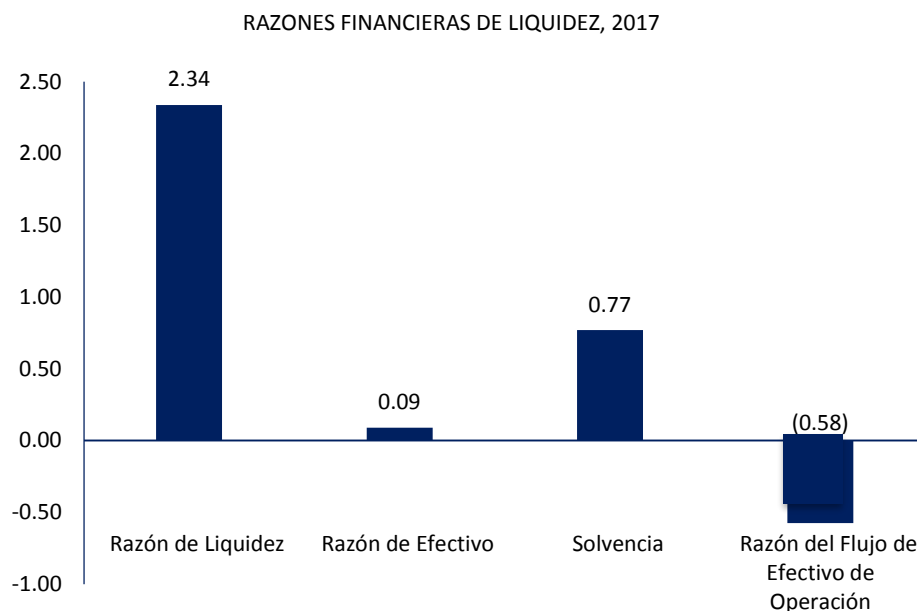


FIGURA 9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. Razón de liquidez: la empresa contó con 2.34 pesos de activos circulantes por cada peso de pasivos circulantes. En términos generales de prácticas de mercado, se considera que la empresa cuenta con suficientes activos de pronta realización (principalmente inventarios y cuentas por cobrar), para hacer frente a sus pasivos de corto plazo.

Asimismo, la ASF identificó que la razón de liquidez de PTRI en 2017 fue de 2.34, cifra superior en 42.7% al promedio de 1.64 de las 11 empresas analizadas de naturaleza similar a la EPS.

- ii. Razón de efectivo: considerando el efectivo y equivalentes con el que dispuso la empresa al cierre de 2017 (10,422,705.6 miles de pesos), ésta contó con 9 centavos por cada peso de pasivo circulante (115,481,029.6 miles de pesos). De acuerdo con las prácticas generales de mercado, la empresa no dispuso de efectivo para hacer frente a sus pasivos

^{35/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

circulantes, lo que se relaciona con los resultados de cuentas por cobrar obtenidos en el apartado de razones de actividad.

- iii. Solvencia: la entidad contó con 0.77 centavos de activos totales por cada peso de pasivo total. Con base en las prácticas generales de mercado, y dada la proporción que guarda el activo total respecto del pasivo total, se considera que la empresa no es solvente. Respecto de las mismas 11 empresas extranjeras comparables con PTRI, el resultado obtenido por la EPS de 0.77 centavos la posiciona 56.3% por debajo del promedio del mercado, que fue de 1.76.
- iv. Flujo de efectivo de operación (EBITDA / pasivo circulante): al comparar el EBITDA generado por PTRI, entre su pasivo circulante, se obtuvo un resultado negativo de 0.58 centavos. Lo anterior se debe a que la empresa no está recuperando la totalidad de sus costos directos y gastos operativos o administrativos (sin contar depreciaciones), con los ingresos obtenidos por sus ventas.

Con base en estos elementos, se considera que la empresa es líquida, pero requiere realizar sus cuentas por cobrar para evitar un riesgo de liquidez, ya que su efectivo es escaso; asimismo, se determinó que la EPS no es solvente, por lo que no está en condiciones de hacer frente a sus pasivos de corto y largo plazo. Cabe señalar que el principal pasivo con el que cuenta la empresa es el laboral, que ascendió a 588,573,517.9 miles de pesos y representó el 104.2% del total de sus recursos, aunado a que el EBITDA negativo generado su operación no le permitió contar con flujo para el repago de deuda.

Cabe señalar que además de los ingresos obtenidos por la venta de productos (992,257,197.4 miles de pesos), la empresa recibió aportaciones del Gobierno Federal por 14,104,553.0 miles de pesos, y percibió 22,899,921.0 miles de pesos de Pemex Logística por concepto de “indemnización y daños” por pérdidas no operativas (tomas clandestinas). A pesar de estas transferencias de recursos y de otros ingresos, PTRI registró una pérdida neta de 44,599,749.5 miles de pesos en 2017.

III) Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Asimismo, examinan la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la empresa de satisfacer sus compromisos de largo plazo y sus obligaciones de inversión.^{36/}

El resultado de las razones de apalancamiento de PTRI, se muestra en el cuadro siguiente:

^{36/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

RAZONES FINANCIERAS DE APALANCAMIENTO PTRI 2017

Deuda / Apalancamiento	Valor
Pasivo financiero / Capital contable (veces)	(0.2)
Pasivo financiero / Activo total (veces)	0.1
Apalancamiento (veces)	(4.3)
Endeudamiento (%)	129.9%
Deuda financiera a EBITDA (años)	(0.5)
Deuda financiera neta a EBITDA (años)	(0.3)
Cobertura de Intereses	Valor
EBITDA / Gastos financieros	(27.7)
EBITDA / Gastos financieros y deuda financiera de corto plazo	(9.0)

TABLA 16

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. Pasivo financiero / capital contable: el pasivo financiero de corto y largo plazo (30,446,073.5 miles de pesos), representó 0.2 veces (negativo) el capital contable total de la empresa, como consecuencia de las pérdidas acumuladas y del resultado del ejercicio 2017.
- ii. Pasivo financiero / activo total: los financiamientos de corto y de largo plazos de la empresa representaron 0.1 veces el activo total. En otras palabras, la empresa contó con 10 centavos de pasivos financieros por cada peso de activo total.
- iii. Apalancamiento (pasivo total / capital): el capital contable de la empresa registró un apalancamiento negativo de 4.3 veces, debido a que los pasivos totales de la empresa fueron mayores que sus activos. En comparación con las 11 empresas extranjeras similares, cuyo apalancamiento fue en promedio de 3.42 veces, el resultado negativo obtenido por la EPS fue inferior en 225.7%.
- iv. Endeudamiento (pasivo total / activo total): los pasivos totales de la empresa fueron mayores a sus activos totales en 29.9% totales, integrados principalmente por su pasivo laboral, que representó el 104.2% al total de los activos. Lo anterior representa un riesgo para PTRI al no contar con suficientes activos que pudieran cubrir, en un evento de liquidación de la empresa, el total de las obligaciones contraídas. Este resultado significa un endeudamiento 70.0 puntos porcentuales superior al promedio de las 11 empresas comparables de 59.9%.
- v. Deuda financiera a EBITDA (Pasivo Financiero / EBITDA): el resultado de este indicador fue negativo en 0.5, debido a que la empresa registró un EBITDA negativo, por lo que no generó flujo en su operación para pagar la deuda financiera.
- vi. Deuda financiera neta a EBITDA ((pasivo financiero – efectivo y equivalentes) / EBITDA): si se hubiera aplicado el efectivo y equivalentes al pago del pasivo financiero, el resultado de este indicador sería negativo en 0.3, ya que la empresa no generó flujo en su operación que alcanzara para pagar el pasivo financiero remanente de 20,023,367.96 miles de pesos.

- vii. Cobertura de intereses (EBITDA / gastos financieros): en 2017, el EBITDA fue negativo por lo que no fue suficiente para cubrir los gastos financieros (en intereses del ejercicio).

Con base en lo anterior, se determinó que la empresa no tuvo capacidad para pagar sus pasivos financieros de corto plazo, ya que no que generó recursos en su operación, y presentó un sobreendeudamiento que puede limitar, en condiciones de mercado, el acceso a nuevos financiamientos, considerando que, además, no generó flujo que pudiera emplear para pagar, cuando menos, los intereses de nuevas obligaciones.

b) Rentabilidad

La rentabilidad se refiere a la capacidad de la entidad para generar utilidades o incremento en sus activos netos; sirve para medir la utilidad neta o los cambios de los activos de la entidad, en relación con sus ingresos, su capital contable o su patrimonio y activos.^{37/}

Para analizar la rentabilidad económica y financiera de PTRI, se utilizaron las dos razones financieras siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA) y Rendimiento sobre capital contable (ROE).

- Rendimiento sobre activos (ROA) y Rendimiento sobre capital contable (ROE)

La definición y las fórmulas de los indicadores se muestran en el cuadro siguiente:

^{37/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA) Y RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL CONTABLE (ROE), 2017

Definición del indicador	Fórmula del indicador ³⁸
Rendimiento sobre activos (ROA) Es una medida que determina la utilidad neta generada por los activos de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.	$\frac{(UN)}{(AT)}$ donde: UN = utilidad neta AT = activos totales
Rendimiento sobre capital contable (ROE) Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre el capital contable.	$\frac{(UN)}{(CC)}$ donde: UN = utilidad neta CC = capital contable

TABLA 17

FUENTE: CNBV, información Estadística y Financiera del Sector de Banca Múltiple, Comisión Nacional Bancaria y de Valores, 2018.

Los resultados de los indicadores, se presentan en el cuadro siguiente:

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA) Y RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL CONTABLE (ROE)	
Rendimiento sobre activos (ROA)	(7.9%)
Rendimiento sobre capital contable (ROE)	No representativo.

TABLA 18

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. ROA (utilidad del ejercicio / activos totales): en 2017, PTRI no fue rentable ya que registró un ROA negativo en 7.9%, al presentar pérdidas netas por un monto de 44,599,749.5 miles de pesos, y activos totales por 564,697,742.4 miles de pesos. El ROA de las 11 empresas extranjeras fue de 4.0%.
- ii. ROE (utilidad del ejercicio / capital contable): durante 2017, la empresa no fue rentable, ya que la empresa presentó un capital contable negativo, y la utilidad del ejercicio también fue negativa. El ROE de las 11 empresas extranjeras fue de 4.85%.
- c) Generación de valor económico agregado

El valor económico agregado (EVA por sus siglas en inglés) mide el desempeño financiero de una empresa. Cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo el costo de capital

^{38/} La utilidad neta es el valor residual de los ingresos de una entidad lucrativa, después de haber disminuido sus costos y gastos relativos reconocidos en el estado de resultados, siempre que estos últimos sean menores a dichos ingresos, durante un periodo contable. En caso contrario, es decir, cuando los costos y gastos sean superiores a los ingresos, la resultante es una pérdida neta. Los activos totales son recursos controlados por una entidad de los que se esperan beneficios económicos futuros, derivados de operaciones ocurridas en el pasado, que han afectado económicamente a dicha entidad. El capital contable es el valor residual de los activos de la entidad, una vez deducidos todos sus pasivos. Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-5, Elementos básicos de los estados financieros México, 2006.

de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica.

Con base en lo anterior, se crea valor cuando la empresa tiene un rendimiento superior al capital invertido más los costos asociados a su operación, incluyendo el costo de oportunidad.^{39/}

Las métricas utilizadas en este resultado para medir la generación de valor se detallan a continuación:

MÉTRICAS PARA MEDIR LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO

Definición del indicador	Fórmula del indicador
Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)	
Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva. Es una medida que muestra, en términos generales, el excedente de los ingresos de la explotación, sobre los gastos relativos a esos ingresos. ^{40/}	EBITDA = Ingresos netos – Costos directos de los bienes o servicios vendidos – Gastos generales, de personal y administrativos + depreciación y amortización
Margen de EBITDA	
Divide el EBITDA por los ingresos de explotación, indicando cuántos pesos de resultados antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización e ítems extraordinarios fue posible que la empresa generara por cada peso de ventas.	Margen de EBITDA = EBITDA / Ventas o ingresos
Valor económico agregado (EVA)	
Es una medida de beneficio económico, se calcula como la diferencia entre el Beneficio Operativo Neto después de Impuestos (NOPAT) y el costo de oportunidad del Capital invertido. Esta oportunidad se determina multiplicando el costo promedio ponderado de la deuda y el capital social (WACC) y la cantidad de capital empleado. Bajo este enfoque, una empresa crea valor cuando el rendimiento de su capital es mayor a su costo de oportunidad o tasa de rendimiento que los accionistas podrían ganar en otro negocio de similar riesgo. Una empresa tiene EVA o genera valor si la utilidad después de impuestos sobrepasa los costos y el rendimiento solicitado por los accionistas y acreedores de largo plazo.	EVA = NOPAT – WACC * Capital Invertido Dónde: Capital invertido = Activos totales – Pasivo circulante o de corto plazo WACC = costo promedio ponderado del capital EVA = valor económico agregado NOPAT = ganancia operativa neta después de impuestos

TABLA 19

FUENTE:Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado, 2012, y otros.

Los resultados de las métricas de generación de valor, se muestran a continuación:

^{39/} Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012.

^{40/} Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, Principles of Corporate Finance.

MÉTRICAS DE CREACIÓN DE VALOR DE PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, 2017

Concepto	Valor
EBITDA	(66,469,997.5) miles de pesos
Productividad del Activo	(11.8%)
Eficiencia en Ventas	(6.7%)
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) ^{41/}	10.3%
Valor Económico Agregado (EVA)	(130,665,266.7) miles de pesos

TABLA 20

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

EBITDA (Beneficio operativo antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones): en 2017, PTRI obtuvo un EBITDA negativo de 66,469,997.5 miles de pesos, debido a que sus ingresos por ventas fueron menores que sus costos de ventas.

Productividad del activo (EBITDA / activo total): el resultado de esta métrica fue negativo en 11.8%, lo cual implica que la EPS generó pérdidas con la operación de sus activos totales. Esto se explica porque: a) sus costos de venta fueron superiores a sus ingresos por venta, y b) una baja utilización de su infraestructura productiva^{42/} que, en comparación con el promedio internacional,^{43/} significa una diferencia inferior en 23.0 puntos porcentuales, respecto del 11.2% registrado en promedio por las 11 empresas extranjeras que identificó la ASF.

Eficiencia en ventas (EBITDA / Ingresos): respecto de los ingresos percibidos en el año, la empresa no generó suficientes recursos para recuperar sus costos de ventas, por lo que tuvo un déficit en la operación (sin depreciaciones) de 6.7%, respecto de los ingresos por ventas del ejercicio. En comparación con las 11 empresas internacionales,^{44/} el resultado obtenido negativo de 6.7% fue inferior en 18.0 puntos porcentuales, respecto del 11.3% registrado por dichas empresas.

Costo Promedio ponderado del Capital (WACC por sus siglas en inglés): el costo promedio ponderado del capital (WACC) calculado por la ASF fue de 10.3% para 2017.

Valor Económico Agregado (EVA): para 2017, este indicador registró un resultado de generación de riqueza residual negativo de 130,665,266.7 miles de pesos, lo que implicó, financieramente, que la empresa destruyera valor económico en su operación. Este resultado se debe a que la empresa obtuvo pérdidas operativas de 84,405,110.5 miles de pesos, por lo que no contó con base gravable para la determinación del impuesto corporativo, correspondiente al ISR de 30%. Dada esta pérdida, la EPS no generó el margen mínimo

^{41/} El costo de capital promedio ponderado (WACC) combina las tasas de rendimiento requeridas por los titulares de la deuda y los accionistas. Cálculo realizado por la ASF con información de Pemex.

^{42/} Al respecto, en 2017, PTRI utilizó el 55.3% de la capacidad instalada en los Complejos Procesadores de Gas (CPG) y el 47.0% del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

^{43/} El cálculo se realizó con información de las 11 empresas comparables siguientes: Andeavor; Caltex Australia; Calumet Specialty Products; Genesis Energy; HollyFrontier; Jordan Petroleum; Marathon Petroleum; Rompetrol Rafinare; Saudi Industrial; Thai Oil, y Valero Energy. Bloomberg, 2017.

^{44/} Ibid.

requerido por los inversionistas patrimoniales y de deuda, que equivale a la WACC del 10.3% sobre el resultado operativo después de impuestos.

d) Operaciones con partes relacionadas

En 2017, PTRI registró, en sus estados financieros dictaminados, un total de 125,357,868.5 miles de pesos de cuentas por cobrar con partes relacionadas, mientras que sus cuentas por pagar ascendieron a 88,019,845.7 miles de pesos, como se muestra en el cuadro siguiente:

SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DE PTRI, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Cuentas por cobrar	
Petróleos Mexicanos	103,556,413.0
Pemex Logística	19,843,653.0
Pemex Etileno	1,180,816.0
Pemex Fertilizantes	656,614.0
Pemex Cogeneración	119,603.0
Mex Gas Internacional, S.L.	770.0
Total de cuentas por cobrar	125,357,868.5
Cuentas por pagar	
PMI Trading Limited	52,003,776.0
Pemex Exploración y Producción	31,239,073.0
Mex Gas Supply, S.L.	4,035,469.0
Mex Gas Trading, S.L.	598,285.0
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria	42,910.0
Compañía Mexicana de Exportación, S.A.	80,687.0
III Servicios, S.A. de C.V.	19,646.0
Total de cuentas por pagar	88,019,845.7

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Un factor adicional que podría afectar los resultados financieros de PTRI son los precios de transferencia por operaciones con partes relacionadas. Al respecto, la EPS contrató a la firma de consultoría PricewaterhouseCoopers (PwC) para realizar un estudio de los precios de transferencia de la empresa, correspondientes a 2017, al que está obligada conforme a los artículos 90, 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta. En dicho estudio se concluyó que sus transacciones con partes relacionadas se ajustaron al “principio de valor de mercado”, el cual se refiere a que las operaciones con partes relacionadas se realicen considerando los precios y montos de contraprestaciones similares que se hubieran llevado a cabo con empresas independientes en operaciones comparables.

Sin embargo, se considera necesario profundizar en el análisis de las transacciones de esta EPS con sus partes relacionadas, ya que PTRI cobró sus cuentas cada 70.7 días, y pagó sus cuentas cada 32.6 días. Lo anterior implica que la EPS financió a sus proveedores (tanto a partes relacionadas, empresas productivas subsidiarias, como a proveedores), al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, lo que representa un costo de oportunidad para la empresa, estimado por la ASF en 1,392,574.4 miles de pesos en intereses, los cuales la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo.

e) Implicaciones del robo de combustibles en la situación financiera de PTRI

Se determinó que en 2017, el costo de ventas de PTRI fue superior en 4.6% (45,409,416.4 miles de pesos), a sus ingresos por ventas, por lo que la empresa gastó más en la producción y elaboración de combustibles y derivados, que lo que obtuvo en el mercado por la venta de sus productos.

Uno de los factores que incidió en que el costo de ventas fuera mayor que el ingreso por ventas, se refiere al robo de combustibles en sus diversos procesos productivos, tales como el transporte, el almacenamiento, así como la entrada y salida de producto en las refinerías. Al respecto, en 2017 se registraron 10,393 tomas clandestinas, las cuales generaron pérdidas derivadas del robo de combustibles en los ductos de transporte de petrolíferos que están a cargo de Pemex Logística (PLOG),^{45/} situación por la cual PLOG tuvo que indemnizar a PTRI con 22,899,921.0 miles de pesos, por concepto de pérdidas no operativas atribuibles a tomas clandestinas. Sin embargo, en el dictamen de los auditores no se revela la cifra real de las pérdidas no operativas, ya que estas fueron estimadas conforme a la resolución núm. RES/179/2017, emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

A pesar de esta transferencia de recursos entre empresas productivas subsidiarias, por concepto de indemnizaciones, el volumen de combustibles robados afectó de manera directa a Pemex y a PTRI, por la pérdida de ingresos y por los costos implícitos en la mitigación de daños colaterales.

Cabe señalar que, en la fiscalización de la Cuenta Pública 2016, la ASF practicó la auditoría de desempeño núm. 475-DE “Distribución y Comercialización de Gasolinas”, realizada a PTRI y a PLOG, con la que se identificaron los siguientes hallazgos relevantes que, en su momento, comunicó a Pemex, y para los cuales formuló recomendaciones al desempeño:

- En 2016, Pemex Logística (PLOG) careció de información confiable sobre el volumen de combustibles perdido, así como del monto económico que representó. Al respecto, la Gerencia de Medición, Calidad y Balances de la Subdirección Comercial de PLOG señaló que, conforme a su Estatuto Orgánico, no tenía dentro de sus funciones generar un análisis y cuantificación volumétrica y monetaria de las pérdidas por robo de combustibles en ductos, y la Coordinación de Asesores de la Dirección General de Pemex Logística proporcionó una nota simple en la que la Subdirección de Operaciones indicó que en 2016 no contó con información relacionada con el volumen de pérdidas de combustibles ni de las pérdidas monetarias, derivadas de la detección de tomas clandestinas, aun cuando es el operador de la logística de petrolíferos, incluidos gasolinas y diésel.
- La carencia de información sobre las pérdidas volumétricas y monetarias derivadas de la sustracción de combustible mediante las tomas clandestinas, así como de estrategias para obtenerla, se contrapone con la misión de PLOG de prestar sus servicios “de manera rentable y sustentable, con altos estándares de (...) confiabilidad y seguridad” y con la

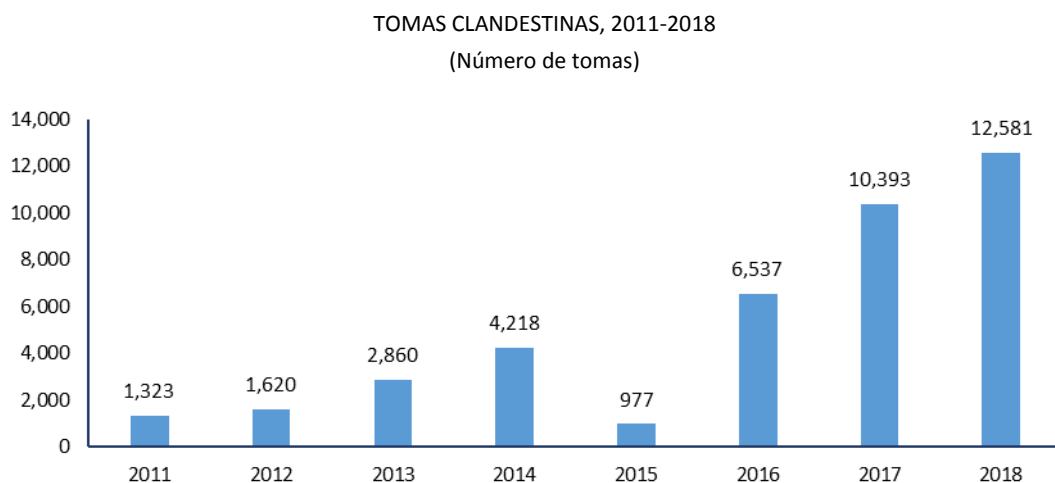
^{45/} PLOG es la empresa productiva subsidiaria de Petróleos Mexicanos, a cargo del Sistema Nacional de Ductos, responsable de prestar el servicio de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos y otros servicios relacionados, a Pemex, las otras empresas productivas subsidiarias, las empresas filiales y terceros.

acción relevante de “coadyuvar al combate del mercado ilícito de combustibles” establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2016, porque impide que la empresa conozca con exactitud la magnitud del problema y, en consecuencia, limitó su capacidad para solucionarlo, situación que pone en riesgo la prestación de servicios de logística de petrolíferos, de manera rentable y sustentable, con altos estándares de seguridad y confiabilidad.

- La Gerencia de Gestión Técnica de Salvaguardia Estratégica adscrita a la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de Pemex Corporativo, proporcionó información sobre el volumen y costo estimado de las pérdidas de combustible en poliductos; sin embargo, los datos recibidos no coincidieron con lo declarado por el entonces Director General de PTRI quien afirmó, en entrevista pública, que las pérdidas por el robo de combustible ascendieron aproximadamente a 30 mil millones de pesos y el volumen, a cerca de 26 Mbd. Asimismo, el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) señaló que el quebranto para las finanzas públicas por el robo de combustibles ascendió a 20 mil millones de pesos anuales. La ASF calculó que el volumen señalado por el Director General de PTRI fue equivalente al 8.0% de la producción total de gasolinas, que fue de 325.3 Mbd en ese año.
- La Gerencia de Gestión Técnica de Salvaguardia Estratégica adscrita a la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de Pemex Corporativo, señaló que no se dispuso de sistemas de medición confiables en la totalidad de las instalaciones de almacenamiento y despacho, así como en los sistemas de distribución y en las instalaciones a lo largo de éstas (válvulas de seccionamiento, estaciones de bombeo, tanques de alivio, trampas de recepción, y envío de diablo), por lo que no fue posible determinar con precisión el volumen ni el monto monetario perdido de combustibles en el proceso de logística de petrolíferos, ni la parte del proceso de transporte y almacenamiento donde se ubican dichas pérdidas.
- La Gerencia de Gestión Técnica de Salvaguardia Estratégica, adscrita a la Subdirección de Salvaguardia Estratégica de Pemex Corporativo, señaló, sin proporcionar la evidencia, el incremento en 394.1% en el número de tomas clandestinas en el periodo 2011-2016, se debido, principalmente, a la presunta existencia de algunos trabajadores de Pemex y autoridades de los tres órdenes de gobierno que participan en el mercado ilícito de combustibles, lo que genera pérdidas y pone en riesgo a las instalaciones productivas, a la población y al medio ambiente.
- En 2016, el Sistema SCADA no contribuyó a operar con mayor eficiencia y confiabilidad 47 sistemas de transporte de ducto de hidrocarburos, principalmente 30 poliductos que transportan petrolíferos, en particular gasolinas y diésel, a fin de coadyuvar al combate del mercado ilícito de combustibles, debido a que se presentaron incrementos en el número de tomas clandestinas. Asimismo, la Gerencia de Medición, Calidad y Balances indicó que el sistema no identifica ni disminuye las tomas clandestinas que pueden presentarse en los sistemas de transporte por ducto, únicamente coadyuva con la identificación de los datos operativos de los sistemas de transporte, incluyendo bajas de presión, con lo que se disminuye el tiempo de atención de dichas bajas de presión, que pueden constituir, entre otras cosas, tomas clandestinas. Por esta situación, se constató

que PLOG no contó con medidas para los registros de entradas y salidas de combustibles, ni generó información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada.

Cabe señalar que en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581 tomas clandestinas, como se muestra en la gráfica siguiente:

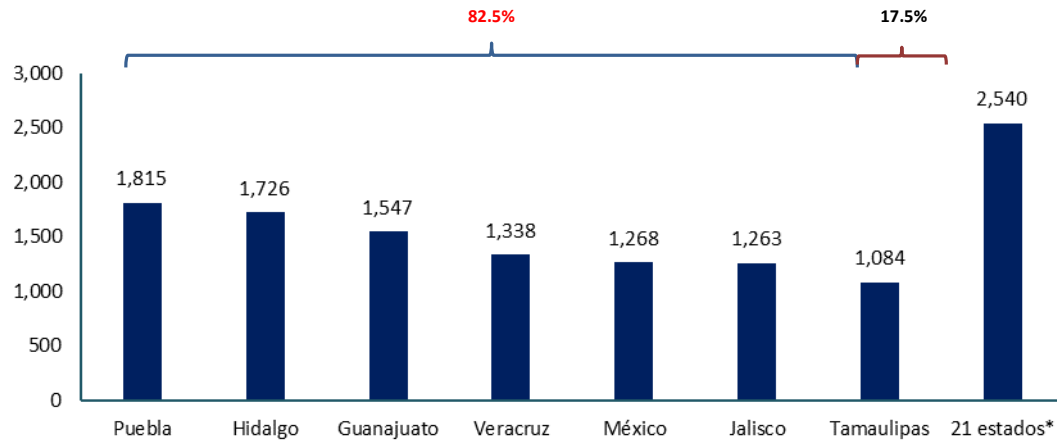


FUENTE: ASF, auditoría de desempeño núm. 475, "Distribución y Comercialización de Gasolinas", C.P. 2016, y Petróleos Mexicanos, Reportes de tomas clandestinas en 2017 y 2018.

Nota: Respecto del año 2015, la cifra corresponde al cierre de noviembre-diciembre de ese año, debido a que PLOG argumentó que inició sus operaciones a finales de ese año y no hubo un área encargada de actualizar la información, respecto de las tomas clandestinas, ya que no se encontraba dentro de sus atribuciones.

En 2018, la problemática de las tomas clandestinas se concentró en siete entidades federativas, como se muestra en la gráfica siguiente:

DISTRIBUCIÓN DE LAS TOMAS CLANDESTINAS POR ESTADO, 2018
(Número de tomas)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Reportes de tomas clandestinas 2018, publicados en la página web de Petróleos Mexicanos.

* Las tomas por entidad federativa son las siguientes: Sinaloa, 412; Tlaxcala, 375; Querétaro, 275; Nuevo León, 223; Morelos, 208; Michoacán, 198; Sonora, 167; Tabasco, 166; Oaxaca, 135; Chihuahua, 112; Baja California, 111; Ciudad de México, 83; Coahuila, 28; Durango, 25; Chiapas, 17; Aguascalientes, 2; Yucatán, 2; y San Luis Potosí, 1. Cabe señalar que en cuatro estados no se registraron tomas clandestinas (Colima, Baja California Sur, Campeche y Zacatecas).

De las 12,581 tomas clandestinas registradas en 2018, el 82.5% (10,041 tomas) se presentaron en 7 estados (Puebla, Hidalgo, Guanajuato, Veracruz, México, Jalisco y Tamaulipas), en tanto que las 2,128 tomas restantes (17.5%), en 21 estados.

Debido al creciente aumento de la problemática del robo de combustibles, así como de sus repercusiones para Pemex y la sociedad, resulta necesario que PTRI, en coordinación con Petróleos Mexicanos y con PLOG establezcan medidas, de carácter urgente, para disminuir de manera radical el robo de combustibles en toda la cadena de valor de transformación, transporte, distribución y comercialización, a fin de que PTRI pueda obtener la totalidad de los recursos que debiera recibir por la venta de sus productos y se reduzcan los costos implícitos en la mitigación de daños colaterales que pueden afectar a la población, lo que permitirá que la empresa avance en su estabilidad financiera.

Para profundizar en las causas de esta problemática, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF realizará las auditorías de desempeño 478-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Transformación Industrial”, y 474-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Logística”.

Conclusión

En 2017, PTRI careció de un plan de negocios propio orientado al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, y en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 no se incluyeron métricas financieras para evaluar el desempeño

financiero de PTRI, su rentabilidad y su capacidad de generación de valor económico,^{46/} y la EPS careció de estados financieros proforma (Balance General, Estado de Resultados y Flujo de Efectivo), que deben proyectar la situación financiera de la empresa, basada en premisas, planes y proyectos futuros, lo cual representó una seria limitante para medir su desempeño como empresa productiva subsidiaria.

Ante esta situación, y con el propósito de evaluar, el desempeño financiero de PTRI, la ASF revisó los estados financieros dictaminados de la empresa, correspondientes a 2017, con los cuales calculó razones financieras y métricas de rentabilidad y de generación de valor económico.

Con base en el análisis realizado por la ASF, se determinó que la EPS no fue financieramente sólida, y se encontraría en situación de “quiebra técnica”, si fuera totalmente autónoma e independiente, no fue rentable y destruyó valor económico en su operación, como se detalla a continuación:

- Balance general: en 2017, los pasivos de la EPS (733,455,538.8 miles de pesos) fueron mayores que sus activos (564,697,742.4 miles de pesos), en consecuencia, si la empresa fuera totalmente autónoma e independiente, se encontraría en situación de “quiebra técnica”, por lo que existe el riesgo de que sea incapaz de cumplir con sus obligaciones al momento que éstas se venzan.

Asimismo, en 2017, la empresa obtuvo un CAPEX negativo de 7,073,325.1 miles de pesos, lo que implica que no está invirtiendo en su planta productiva, al menos al mismo ritmo que la depreciación y los deterioros registrados en la contabilidad de sus inmuebles, mobiliario y equipo durante 2017.

- Estado de resultados: en 2017, PTRI registró un resultado neto negativo de 44,599,749.5 miles de pesos. Destaca que el costo de lo vendido equivalió al 104.6% de los ingresos por venta, sin que la EPS precisara las razones de esta situación. Entre los factores que incidieron en que el costo de ventas fuera mayor que el ingreso por ventas, se encuentran las pérdidas de combustibles, por concepto de mermas y robo, así como la baja utilización de su capacidad instalada.
- Estabilidad financiera: la empresa no fue eficiente en la cobranza de sus cuentas, ya que recaudó sus cuentas por cobrar cada 70.7 días, lo cual afectó la entrada de flujo de efectivo, no fue acorde con las mejores prácticas del mercado internacional e implicó que la empresa financiara a sus proveedores. Al respecto, la ASF calculó que el costo de oportunidad por no realizar el cobro de sus cuentas sería por 1,392,574.4 miles de pesos en intereses, los cuales la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo.

Asimismo, se determinó que la EPS no fue solvente, por lo que no está en condiciones de hacer frente a sus pasivos de corto y largo plazo, ni tuvo capacidad para pagar sus pasivos financieros de corto plazo, ya que no generó recursos en su operación, y presentó un

^{46/} En respuesta a la presentación de resultados finales, la EPS acreditó contar con métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PTRI, a partir del año 2018.

sobreendeudamiento que puede limitar, en condiciones de mercado, el acceso a nuevos financiamientos.

- Rentabilidad: PTRI obtuvo un rendimiento sobre activos (ROA) negativo de 7.9%, ya que registró pérdidas netas por 44,599,749.5 miles de pesos, y sus activos totales ascendieron a 564,697,742.4 miles de pesos, por lo que la EPS no fue rentable.^{47/}
- Generación de valor económico: la EPS presentó un resultado de generación de riqueza residual negativo de 130,665,266.7 miles de pesos, lo que, financieramente, implicó que la empresa destruyera valor económico en su operación.

Entre los factores que afectaron la situación financiera de PTRI en 2017, se encuentran los siguientes:

- ~ Patrimonio negativo: la empresa registró un patrimonio total negativo de 168,757,796.5 miles de pesos. Cabe señalar que esta EPS se constituyó, a finales de 2015, con un patrimonio total negativo de 135,432,518.0 miles de pesos, al asumir los derechos y obligaciones que integraban los activos, los pasivos y el patrimonio de los extintos organismos subsidiarios denominados Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB); Pemex Refinación (PR), y Pemex Petroquímica (PPQ). En 2017, el patrimonio de la empresa fue negativo por 168,757,796.5 miles de pesos.

De esta forma, la política de reasignación de los activos, pasivos y el patrimonio de Petróleos Mexicanos, que fue instrumentada para la reorganización de esta empresa productiva del Estado, condujo a que el patrimonio negativo de PTRI se incrementara en 24.6% en el periodo 2015-2017, al pasar de 135,432,514.0 miles de pesos en 2015 a 168,757,796.5 miles de pesos en 2017.

- ~ Ingresos contra costos y gastos: además de los ingresos obtenidos por la venta de producto por 992,257,197.4 miles de pesos, la empresa recibió 14,104,552.6 miles de pesos de aportaciones del Gobierno Federal, y obtuvo 22,899,921.0 miles de pesos de Pemex Logística por “indemnización y daños” por pérdidas no operativas (tomas clandestinas). A pesar de estas transferencias de recursos y de otros ingresos, PTRI registró una pérdida neta de 44,599,749.5 miles de pesos.
- ~ Pasivo laboral: en 2017, éste fue de 588,573,517.9 miles de pesos, equivalente al 95.2% del pasivo de largo plazo de PTRI. Asimismo, dicho pasivo laboral representó el 104.2% del activo total de la EPS, y el 59.3% del total de sus ingresos por ventas.
- ~ Subutilización de la infraestructura de procesamiento de gas: en materia de gas natural, en 2017, los Complejos Procesadores de Gas (CPG) de PTRI contaron con una capacidad instalada para el procesamiento de gas de 5,912.0 MMpcd, de la cual únicamente se utilizó el 55.3%. Asimismo, en el periodo 2013-2017, la utilización de dicha capacidad disminuyó en 7.4% en promedio anual, al pasar de 4,451.8 a 3,271.8 MMpcd, debido, principalmente, a la reducción de 30.0% del volumen de gas que Pemex Exploración y

^{47/} Respecto del Rendimiento sobre Capital (ROE), la empresa presentó un capital contable negativo, y su utilidad del ejercicio fue negativa, por lo que no fue rentable.

Producción le envió a PTRI para su procesamiento en el periodo de revisión, situación que limitó el aprovechamiento de la capacidad operativa en los CPG.^{48/}

- ~ Subsidios cruzados: el hecho de que la empresa haya cobrado sus cuentas cada 70.7 días, indica la existencia de “subsidiarios cruzados” entre PTRI y sus partes relacionadas, lo cual no es acorde con las mejores prácticas internacionales reconocidas por la OCDE, quien advierte que los subsidios cruzados no promueven la transparencia y pueden tener efectos negativos en la competencia. Esta situación repercutió en que la EPS no contara con recursos suficientes para la ampliación, modernización y mantenimiento de su infraestructura. Lo anterior evidencia que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de Pemex, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, la eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas, en particular para PTRI.
- ~ Robo de combustible: en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581 tomas clandestinas, lo que afectó de manera directa a Petróleos Mexicanos, por la pérdida de ingresos y por los costos implicados en la mitigación de daños colaterales.

Con base en los elementos anteriores, la ASF concluyó que, en 2017, correspondiente al segundo año de operación de PTRI como empresa productiva subsidiaria, ésta no fue rentable, no generó valor económico para el Estado, y si fuera totalmente autónoma e independiente, se encontraría, en situación de “quiebra técnica”, lo cual es provocado, entre otros factores, porque: sus pasivos sobrepasaron a sus activos; contó con un elevado pasivo laboral; registró pérdidas que fueron compensadas con transferencias del Gobierno Federal y la exención del dividendo estatal al que está obligada a pagar; financió a sus proveedores, y no obtuvo la totalidad de los ingresos que debiera recibir por la venta de sus productos debido al robo de combustibles. Además, desde el punto de vista productivo, se subutilizó la capacidad instalada de los Complejos Procesadores de Gas y se redujo el volumen de gas procesado por la empresa, situación que condujo al aumento de las importaciones y repercutió en una mayor dependencia energética del país.

2017-0-18100-07-0507-07-001 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Energía en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezca los términos para la estricta separación operativa y financiera de Pemex Transformación Industrial, a fin de que esta empresa esté en condiciones de operar de forma eficaz, eficiente, económica y transparente, y avance en su estabilidad financiera, con objeto de cumplir con lo establecido en el artículo 134, párrafo primero de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y los artículos 1, párrafo segundo, y 2, del Acuerdo de creación de Pemex

^{48/} El análisis de esta problemática se presenta en el resultado núm. 5 de este informe. En el caso del Sistema Nacional de Refinación (SNR), en 2017, PTRI únicamente utilizó el 47.0% de la capacidad disponible de las refinerías para el procesamiento de crudo. Esta situación se revisó en la auditoría de desempeño núm. 482-DE “Producción de Gasolinas”, realizada a PTRI con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2016.

Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9M-07-0507-07-002 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Petróleos Mexicanos, redefina su planeación estratégica, con el propósito de avanzar en su estabilidad financiera en el mediano plazo, mediante: a) el saneamiento financiero y la reestructuración de sus pasivos, en particular de su pasivo laboral; b) la mejora en los mecanismos de cobranza con partes relacionadas, y c) el incremento en la inversión de su infraestructura productiva, a fin de lograr su objetivo de generar rentabilidad y valor económico para el Estado mexicano en el largo plazo y evitar una mayor dependencia energética en materia de gas natural, con objeto de cumplir con lo establecido en el artículo 1, párrafo segundo, del Acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial y la Estrategia Programática de la empresa, correspondiente al Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9M-07-0507-07-003 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial con base en las problemáticas financieras de la empresa y la disminución de la capacidad utilizada para el procesamiento de gas natural, presente a su Consejo de Administración las estrategias necesarias, de naturaleza financiera, productiva, tecnológica, organizativa y de capital humano, para elevar el procesamiento del hidrocarburo, de manera eficaz, eficiente y económica y, con ello, evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, con objeto de cumplir con los artículos 1 y 2 del Acuerdo de Creación de Pemex Transformación Industrial, y el artículo 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9M-07-0507-07-004 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Petróleos Mexicanos y con Pemex Logística, establezca un plan de acción, de carácter urgente, para disminuir de manera radical el robo de combustibles en toda la cadena de valor de transformación, transporte, distribución y comercialización, a partir de la implementación de medidas de control para cuantificar los volúmenes y las pérdidas por concepto de tomas clandestinas y mermas, y de la revisión exhaustiva de sus instalaciones, lo que permitirá que PTRI obtenga la totalidad de los recursos que debiera recibir por la venta de sus productos y se reduzcan los costos implícitos en la mitigación de daños colaterales que pueden afectar a la población, lo cual coadyuvará a que la empresa avance en su estabilidad financiera, a fin de lograr su objetivo de generar rentabilidad y valor económico para el Estado mexicano, con objeto de cumplir con lo establecido en los artículos 1 y 2, del Acuerdo de creación de Pemex Transformación Industrial y la Estrategia Programática de la empresa, correspondiente al Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9M-07-0507-07-005 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas de control necesarias, a fin de disponer de información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada sobre las razones por las que: a) en 2017, su costo de ventas fue superior en 4.6% a los ingresos obtenidos por la venta de sus productos; b) su pasivo laboral equivalió al 104.2% de sus activos totales, y c) no se registró información, en sus estados financieros dictaminados, sobre las pérdidas monetarias por concepto de mermas, ni se especificaron las políticas de la empresa establecidas en esta materia, situaciones que repercutieron en el desempeño financiero de la empresa, con objeto de cumplir el artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9M-07-0507-07-006 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezca los mecanismos necesarios para elaborar un plan de negocios que incluya estados financieros proforma, que le permitan medir y evaluar su desempeño financiero en el cumplimiento del objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, con el objeto de cumplir con el artículo 70, fracciones II y IV, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos; el artículo 86, fracción IV del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, así como el artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

3. Costos de producción e importación de gas natural

Pemex Transformación Industrial (PTRI) cuenta con nueve Complejos Procesadores de Gas (CPG) con los que lleva a cabo el procesamiento de gas natural, los cuales se conforman por plantas para endulzamiento de gas; recuperación de líquidos; recuperación de azufre; endulzamiento de condensados; fraccionamiento de líquidos, y eliminación de nitrógeno.

Los costos de producción de gas natural consisten en el valor monetario de los factores utilizados para el procesamiento de este producto en los Complejos Procesadores de Gas (CPG), en tanto que los costos de importación incluyen tanto el transporte como el precio del gas que se adquiere del extranjero, por medio de gasoductos.

Debido a que en el Plan de Negocios 2017-2021 de Petróleos Mexicanos no se establecieron metas para evaluar en qué medida PTRI cumplió con el propósito de generar eficiencias y reducción de costos en la línea de negocios de gas natural, y a que la EPS careció de un plan de negocios propio en el que estableciera dichas metas, la ASF procedió a analizar los costos de producción de gas natural en los CPG de la empresa en 2017, los costos de importación del hidrocarburo en ese año, así como el comportamiento de los mismos en el periodo 2013-2017.

Con la revisión de la información proporcionada por PTRI, se verificó que la EPS contó con información de los costos de producción de gas natural, correspondientes a 2017, desagregada por los 13 conceptos siguientes: a) materia prima, b) costo del proceso de endulzamiento de gas, c) gastos indirectos, d) servicios auxiliares, e) autoconsumos, f) depreciación, g) servicios de compresión, h) mantenimiento, i) otros gastos, j) mano de obra,

k) labor directa de endulzamiento de gas, l) costo del proceso de criogénicas y m) labor directa.

No obstante, se identificó que dicha estructura de costos no revela las pérdidas y/o mermas. Sobre esta situación, la ASF procedió a revisar los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio 2017; sin embargo, en éstos tampoco se registró información de las pérdidas monetarias de la empresa por concepto de mermas, ni se especificaron las políticas de la empresa establecidas en esta materia.

Asimismo, se constató que, en 2017, el costo promedio de producción de gas natural en los nueve complejos procesadores de PTRI fue de 59,849.7 pesos por millón de pie cúbico.

Por CPG, se observó que, en ese año, los de Ciudad Pemex; Coatzacoalcos; Poza Rica; Matapionche, y Arenque se encontraron por arriba del costo promedio de producción, en tanto que los complejos de La Venta; Cactus; Nuevo Pemex y Burgos registraron un costo de producción por debajo del costo promedio.

También se verificó que, de los 13 conceptos que integraron la estructura de costos en los CPG, el rubro que tuvo la mayor participación fue el referente a la compra de materia prima,^{49/} al representar el 91.6% (54,826.9 pesos por millón de pie cúbico) del total de 59,849.7 pesos por millón de pie cúbico, sin que la EPS precisara las razones por las que el costo de la materia prima varió significativamente entre cada CPG, ya que el complejo de Ciudad Pemex fue el que registró el mayor costo de materia prima, con 71,121.4 pesos por millón de pie cúbico, en tanto que el de Burgos presentó el menor costo de materia prima, con 48,876.7 pesos por millón de pie cúbico.

El comportamiento de los costos promedio de producción e importación de gas en el periodo 2013-2017, se muestra en la gráfica siguiente:

^{49/} Materia prima: en materia de procesamiento de gas, se refiere el gas natural húmedo dulce y húmedo amargo que es enviado por PEP a los CPG para su procesamiento y transformación en gas natural.

COSTOS PROMEDIO DE PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL, 2013-2017
(Pesos por millón de pie cúbico)

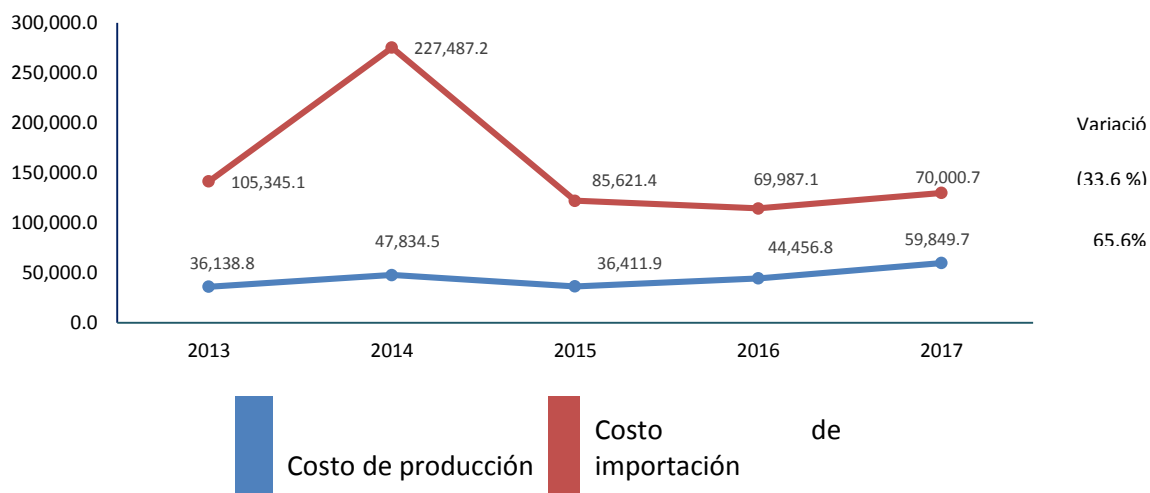


TABLA 28

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por PTRI mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/041/2018, CA/COMAUD/AI/GATIEIR/EIR/197/2018, CA/COMAUD/AI/GAFL-TIEIR/EIR/345/2018 y CA/COMAUD/AI/-GEIR/0570/2018, del 23 de enero, el 14 de marzo, el 19 de abril y el 8 de agosto de 2018, respectivamente.

En el periodo 2013-2017, los costos promedio de producción de gas natural mostraron un incremento de 65.6% (23,710.9 pesos por millón de pie cúbico), al pasar de 36,138.8 a 59,849.7 pesos por millón de pie cúbico.

El detalle del comportamiento del costo promedio de producción e importación de gas natural se muestra a continuación:

COSTOS PROMEDIO DE PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL, 2013-2017
(Pesos por millón de pie cúbico)

Concepto	Años					Variación	
	2013	2014	2015	2016	2017	Absoluta	(%)
Costos promedio total de producción (a)	36,138.8	47,834.5	36,411.9	44,456.8	59,849.7	23,710.9	65.6
Materia prima	32,832.3	42,890.5	31,609.0	38,376.4	54,826.9	21,994.6	67.0
Costo del proceso de endulzamiento de gas	882.8	1,522.8	1,311.6	1,768.9	2,016.0	1,133.2	128.4
Gastos indirectos	867.4	1,481.1	1,533.7	1,455.6	(114.5)	(981.9)	(113.2)
Servicios auxiliares	572.9	607.2	575.8	952.9	1,077.1	504.2	88.0
Autoconsumos	262.5	358.1	235.5	451.3	679.3	416.8	158.8
Depreciación	233.3	283.0	526.5	823.9	949.2	715.9	306.9
Servicio de compresión	170.6	214.1	123.0	88.4	27.8	(142.8)	(83.7)
Mantenimiento	122.4	188.1	212.0	200.4	257.1	134.7	110.0
Otros gastos	113.3	182.4	184.0	139.8	13.5	(99.8)	(88.1)
Mano de obra	61.1	85.4	78.0	152.0	93.4	32.3	52.9
Labor directa de endulzamiento de gas	19.3	20.9	21.9	46.2	24.4	5.1	26.4
Costo del proceso de criogénicas C2+	0.9	0.9	0.9	1.0	(0.5)	(1.4)	(155.6)
Labor directa C2+	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
Costos de promedio total de importación^{1/} (b)	105,345.1	227,487.2	85,621.4	69,987.1	70,000.7	(35,344.4)	(33.6)
Variaciones							
Porcentual (%) (c)=[(a/b)-1]*100	(65.7)	(79.0)	(57.5)	(36.5)	(14.5)	n.a.	n.a.
Absoluta (d)=(a-b)	(69,206.3)	(179,652.7)	(49,209.5)	(25,530.3)	(10,150.9)	n.a.	n.a.

TABLA 28

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por PTRI mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/041/2018, CA/COMAUD/AI/GATIEIR/EIR/197/2018, CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/345/2018 y CA/CO-MAUD/AI/-GEIR/0570/2018, del 23 de enero, el 14 de marzo, el 19 de abril y el 8 de agosto de 2018, respectivamente.

C2+: Líquidos criogénicos.

^{1/} Incluye el costo de transporte del gas natural, así como el precio de este hidrocarburo que se adquiere en el extranjero.

n.a.: No aplicable.

Cabe señalar que, en el periodo de análisis, los rubros que determinaron la tendencia al alza en los costos fueron, principalmente, los referentes a materias primas, endulzamiento de gas, autoconsumos y la depreciación de los activos, así como mantenimientos.

Por lo que corresponde al costo promedio de importación, se observó que, en el periodo de análisis, éste disminuyó en 33.6% (35,344.4 pesos por millón de pie cúbico), al pasar de 105,345.1 a 70,000.7 pesos por millón de pie cúbico; sin embargo, continuó siendo más barato procesar el gas que importarlo, ya que en 2017, el costo promedio de producción fue de 59,849.7 pesos por millón de pie cúbico, monto inferior en 14.5% al costo de importación, de 70,000.7 pesos por millón de pie cúbico.

2017-6-90T9M-07-0507-07-007 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas de control que sean necesarias para: a) definir metas de costos de producción de gas natural en sus Complejos Procesadores de Gas; b) incluir el concepto de "mermas", dentro de la estructura de costos de producción de gas, con el propósito de cuantificar el valor de estas, y c) disponer de

información sobre las razones de las variaciones existentes entre los costos de producción de sus complejos, a fin de contar con elementos que permitan evaluar en qué medida la EPS genera eficiencias y reduce costos en la línea de negocios de gas natural, con objeto de cumplir con lo establecido en el objetivo 1 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 y en el artículo 45, fracción LV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

4. Contribución al abasto de gas natural

Con la Reforma Energética de 2013, se estableció la apertura paulatina de la cadena de valor de gas natural,^{50/} con objeto de que los particulares participaran en el procesamiento y la importación del hidrocarburo, a fin de incrementar la competitividad del mercado. Asimismo, se liberó a Pemex de la responsabilidad jurídica de satisfacer toda la demanda nacional de dicho combustible, con el propósito de permitirle centrarse en su nuevo mandato de ser rentable y de generar valor económico; sin embargo, a 2017, PTRI continuó siendo la única empresa que procesa gas natural en el ámbito nacional, en tanto que, al igual que los particulares, puede importarlo para satisfacer la demanda del hidrocarburo.

Con la revisión y análisis del reporte del balance nacional de gas natural, se constató que, en 2017, se abasteció el 100.0% de los requerimientos del hidrocarburo, de los cuales PTRI suministró el 60.2%, con producción nacional (38.1%) e importaciones (22.1%);^{51/} en tanto que el restante 39.8% fue cubierto con las importaciones de los particulares que contaron con un permiso para dichos fines.

Para analizar el comportamiento de la oferta y la demanda de gas natural, se revisaron los resultados registrados en el periodo 2013-2017, los cuales se detallan en el cuadro siguiente:

^{50/} La cadena de valor del gas natural comprende las actividades de: exploración, extracción, procesamiento, importación, transporte y comercialización del hidrocarburo.

^{51/} En 2017, la producción nacional de PTRI fue de 5,045.0 MMpcd, de los cuales 3,197.4 MMpcd correspondieron a producción de gas natural, gas directo de campos de PEP y etano inyectado, y 1,847.6 MMpcd a importaciones del hidrocarburo.

BALANCE OFERTA-DEMANDA DE GAS NATURAL, 2013-2017

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	Años					Variación	
	2013	2014	2015	2016	2017	Absoluta (MMpcd)	Porcentual (%)
Oferta	7,009.0	7,253.9	7,614.9	7,736.2	8,018.8	1,009.8	14.4
Oferta total de PTRI	5,782.1	5,750.6	5,482.7	5,502.0	4,824.2	(957.9)	(16.6)
Particulares	1,226.9	1,503.3	2,132.2	2,234.2	3,194.6	1,967.7	160.4
Demanda ^{1/}	6,964.8	7,221.9	7,516.6	7,621.2	8,018.8	1,054.0	15.1
Porcentaje cubierto por PTRI	83.0	79.6	72.9	72.2	60.2	(22.8)	n.a.
Porcentaje cubierto por particulares	17.6	20.8	28.4	29.3	39.8	22.2	n.a.

TABLA 30

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por PTRI mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/029/2018, CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/041/2018, CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR-/197/2018 y 411/0561/18 del 18 y 23 de enero, del 14 de marzo y del 16 de abril de 2018, respectivamente.

^{1/} Incluye a los sectores eléctrico, petrolero, industrial, residencial, autotransportes, servicios, entre otros.

n.a. No aplicable.

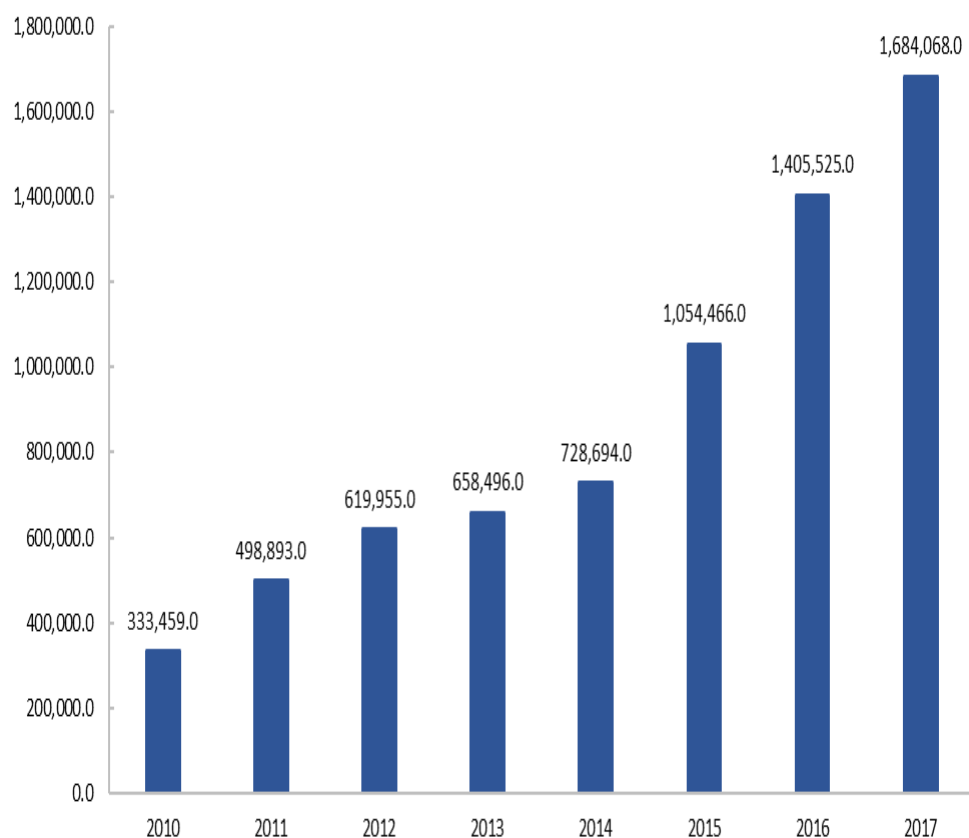
Con el análisis de la información se verificó que, en el periodo 2013-2017, la demanda de gas natural se incrementó en 15.1% (1,054.0 MMpcd), al pasar de 6,964.8 MMpcd a 8,018.8 MMpcd. Asimismo, se observó que la participación de PTRI en el mercado de gas natural disminuyó 22.8 puntos porcentuales, al pasar de 83.0% a 60.2%, en tanto que la de los particulares aumentó 22.2 puntos porcentuales, situación que demuestra la mayor intervención de los particulares en la satisfacción de la demanda.

Cabe señalar que la disminución registrada en la oferta de gas con la que PTRI atendió parte de la demanda nacional se debió, principalmente, a la reducción de 30.0% del gas que la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP) extrajo y envió a PTRI para su procesamiento en el periodo 2013-2017, lo que provocó la subutilización de la capacidad instalada de los Complejos Procesadores de Gas (como se detalla en el resultado 5 de este informe), ya que el volumen de gas enviado por PEP a PTRI pasó de 5,192.3, a 3,635.6 MMpcd. Esta reducción fue ocasionada por la declinación de los campos de hidrocarburos y porque PEP ha priorizado la extracción de petróleo crudo, lo cual se analizó en la auditoría núm. 484-DE "Producción de Gas Natural", realizada a dicha EPS, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2017.

De esta forma, la disminución de la oferta de gas natural, aunada al aumento de la demanda, ha conducido al incremento de las importaciones, dando lugar a una mayor dependencia energética, en particular con Estados Unidos.

Al respecto, el comportamiento de las importaciones de gas de Estados Unidos a México mostró una tendencia creciente, en el periodo 2010-2017, como se presenta en la gráfica siguiente:

VOLUMEN DE IMPORTACIONES DE GAS DE ESTADOS UNIDOS A MÉXICO, 2010-2017
(Millones de pies cúbicos anuales)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información reportada por la Energy Information Administration, Estados Unidos de América "Exports volumes", 2010-2017.

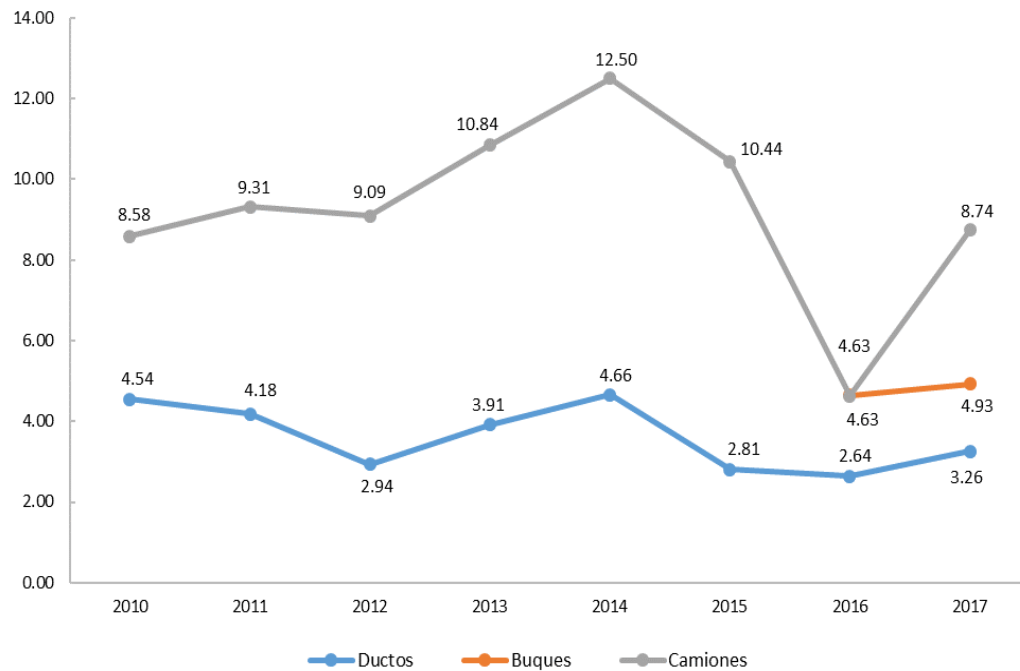
NOTA: Por tipo de transporte, se observó que la mayor parte del volumen de gas importado fue por medio de ductos, en tanto que las importaciones de gas natural licuado por buques y camiones, fueron poco representativas, toda vez que de 2010 a 2015 no existieron exportaciones de gas por buque, en tanto que en los años de 2016 y 2017, éstas fueron de 27,845.0 MMpc y de 140,321.0 MMpc, respectivamente.

En cuanto al transporte por camiones, se observó que en 2010, se importaron 208.0 MMpc; en 2011, 236.0 MMpc; en 2012, 153.0 MMpc; en 2013, 128.0 MMpc; en 2014, 181.0 MMpc; en 2015, 195.0 MMpc; en 2016, 375.0 MMpc y, en 2017, 691.0 MMpc.

En el periodo 2010-2017, el volumen de las importaciones de gas proveniente de Estados Unidos a México aumentó en 405.0%, al pasar de 333,459.0 MMpc a 1,684,068.0 MMpc, en perjuicio de la soberanía energética del país.

Asimismo, la mayor dependencia energética, ha traído consigo que el país se encuentre expuesto a la variabilidad de los precios del gas natural en el mercado internacional. Al respecto, el comportamiento de los precios del gas natural importado de Estados Unidos a México, en el periodo 2010-2017, se muestra en la gráfica siguiente:

PRECIOS DEL GAS IMPORTADO DE ESTADOS UNIDOS A MÉXICO, 2010-2017
(Dólares por Millón de pie cúbico)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información reportada por la International Energy Agency "Exports prices", 2010-2017.

Nota: Hasta el año 2016, se registraron importaciones de gas natural licuado de Estados Unidos a México, por buques, por lo cual solo se incluyeron en la gráfica los precios de esos años.

En el periodo 2010-2017, el precio de importación del gas natural por ductos, fue variable, registrando el precio más bajo en 2016 que fue de 2.64 dólares por millón de pie cúbico (dls/MMpc), y siendo 2016 el año en el que alcanzó el precio más alto por un total de 4.66 dls/MMpc, en tanto que para 2017, éste fue de 3.26 dls/MMpc.

En dicho periodo de análisis, se observó que el precio de importación de gas por camiones registró un precio mínimo de 4.63 dls/MMpc en el año 2016 y un precio máximo de 12.50 dls/MMpc en 2014.

En el caso de los precios de importación por buque, hasta el año 2016, se registraron importaciones de gas natural licuado de Estados Unidos a México, por este tipo de transporte, los cuales se incrementaron en 6.5%, al pasar de 4.63 dls/MMpc en 2016 a 4.93 dls/MMpc en 2017.

2017-6-90T9M-07-0507-07-008 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos, y con base en la problemática referente a la caída de la producción de gas natural, establezca las estrategias necesarias que permitan elevar la oferta nacional del hidrocarburo, a fin de contribuir a asegurar su suministro a los sectores eléctrico,

industrial, residencial y de transporte, y evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, de acuerdo con lo establecido en el objetivo 1 del Programa Sectorial de Energía, 2013-2018 y el Objetivo estratégico 4 de la Estrategia Programática de la empresa, correspondiente al Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

5. Utilización de la capacidad de procesamiento de gas natural en los CPG

La capacidad instalada y utilizada de cada uno de los Complejos Procesadores de Gas (CPG) de PTRI, correspondiente a 2017, se muestra en la tabla siguiente:

CAPACIDAD INSTALADA Y UTILIZADA DE LAS PLANTAS CRIOGENICAS PARA EL PROCESAMIENTO DE GAS POR CPG, 2017

(Millones de pies cúbicos diarios)

Complejos Procesadores de Gas	Capacidad Instalada (1)	Capacidad Utilizada (Procesamiento)		Porcentaje de Capacidad Utilizada		Variación entre la meta y lo real	
		Meta (2)	Real (3)	Meta (4)=(2)/(1)*100	Real (5)=(3)/(1)*100	(%)	Absoluta (p.p.)
Total	5,912.0	3,435.2	3,271.8	58.1	55.3	(4.8)	(2.8)
Nuevo Pemex	1,500.0	471.8	596.5	31.5	39.8	26.3	8.3
Cactus	1,275.0	1,275.0	1,151.2	100.0	90.3	(9.7)	(9.7)
Burgos	1,200.0	505.9	455.4	42.2	38.0	(10.0)	(4.2)
Ciudad Pemex	915.0	829.7	824.5	90.7	90.1	(0.7)	(0.6)
Poza Rica	490.0	156.9	122.6	32.0	25.0	(21.9)	(7.0)
La Venta	182.0	75.6	84.1	41.5	46.2	11.3	4.7
Matapionche	125.0	11.9	15.5	9.5	12.4	30.5	2.9
Arenque	33.0	32.2	22.0	97.6	66.7	(31.7)	(30.9)
Coatzacoalcos ^{1/}	192.0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estándar internacional				I		(30.9) ^{2/}	24.7 ^{2/}

TABLA 38

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por PTRI mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/041/2018 y CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/197/2018, del 23 de enero y del 14 de marzo de 2018, respectivamente.

p.p. Puntos porcentuales.

n.a. No aplicable.

^{1/} La entidad señaló que no utilizó los 192.0 MMpcd de la capacidad instalada correspondiente al CPG de Coatzacoalcos, debido a que, actualmente, en ese complejo únicamente se lleva a cabo el procesamiento de corrientes residuales del área.

^{2/} Se refiere al porcentaje total de utilización de la capacidad instalada de los Complejos Procesadores de Gas de 55.3%, menos el estándar internacional de 80.0%.

En 2017, PTRI utilizó el 55.3% (3,271.8 MMpcd) de la capacidad instalada para el procesamiento de gas natural, resultado inferior en 4.8% (2.8 puntos porcentuales), respecto de la capacidad programada a utilizar de 58.1% (3,435.2 MMpcd). Cabe señalar que este resultado depende del gas natural que PEP extrae y envía a PTRI para su procesamiento, y en 2017 hubo una menor disponibilidad de este hidrocarburo por parte de PEP, como se señala

en la auditoría 484-DE “Producción de Gas Natural”, realizada a dicha EPS con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017.

Por Complejo Procesador de Gas, se observó que los de Nuevo Pemex, la Venta y Matapionche registraron una utilización de 39.8%, 46.2% y 12.4%, respectivamente, resultado superior en 26.3%, 11.3% y 30.5%, respecto de la meta que fue de 31.5%, 41.5% y 9.5%.

Los complejos de Cactus, Burgos, Ciudad Pemex, Poza Rica y Arenque mostraron resultados inferiores en 9.7%, 10.0%, 0.7%, 21.9 y 31.7%, respecto de lo programado, debido a la menor disponibilidad del hidrocarburo por parte de PEP.

Asimismo, se observó que, en ese año, la capacidad utilizada de los CPG de PTRI (55.3%) fue inferior en 24.7 puntos porcentuales, en comparación con el estándar internacional de la capacidad de utilizar el 80.0%, lo cual da cuenta de que esta empresa productiva no fue lo suficientemente competitiva, en comparación con las demás empresas internacionales, en lo que se refiere al uso de su infraestructura productiva.

El comportamiento de la utilización de la capacidad instalada en los CPG de 2013 a 2017, se muestra en la gráfica siguiente:

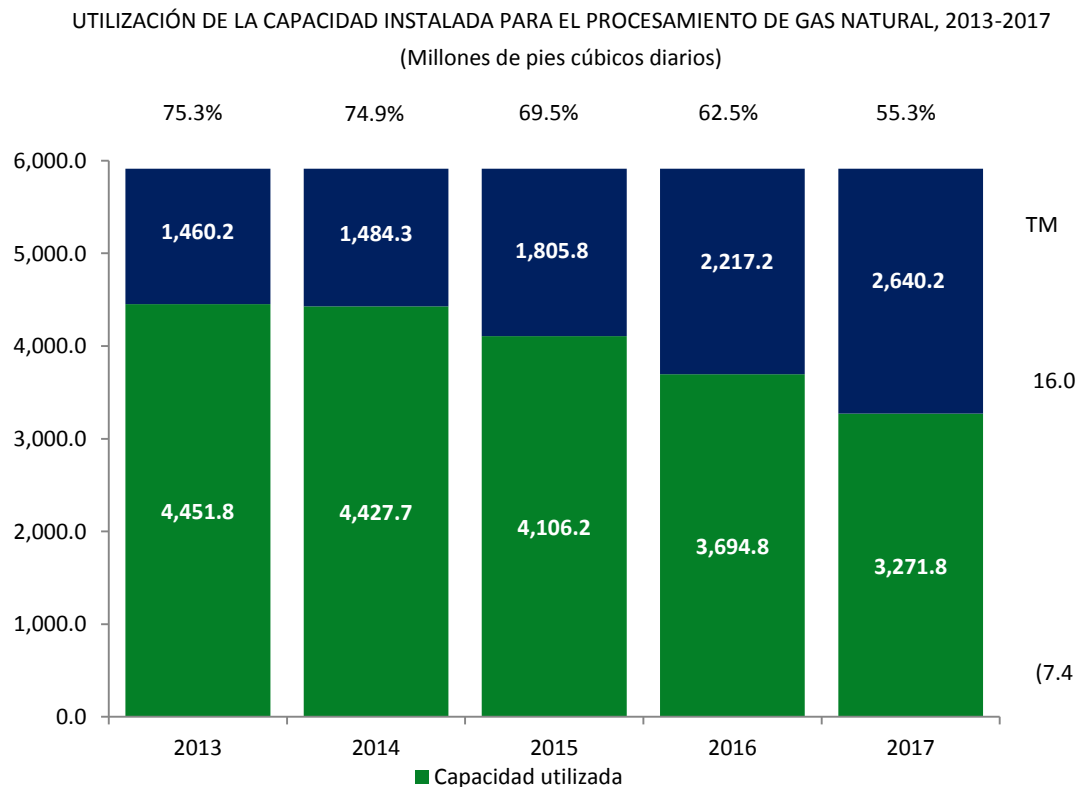


FIGURA 10

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/041/2018 del 23 de enero de 2018.

En el periodo 2013-2017, se observó que la capacidad instalada de los CPG para el procesamiento de gas natural se mantuvo en 5,912.0 MMpcd; sin embargo, la utilización de dicha capacidad disminuyó en 7.4% en promedio anual, al pasar de 4,451.8 a 3,271.8 MMpcd. Al respecto, la entidad indicó que la disminución de la utilización de la capacidad de procesamiento de gas natural se debió, principalmente, a la reducción de 30.0% en la oferta de gas que le envió PEP para su procesamiento en el periodo referido, por lo que existe el riesgo de que la disminución en la producción incremente aún más las importaciones del hidrocarburo y ocasione una mayor dependencia energética del país, como se verificó en la auditoría núm. 484-DE “Producción de Gas Natural”, realizada a Pemex Exploración y Producción (PEP), con motivo de la revisión de la CP 2017.

2017-6-90T9M-07-0507-07-009 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos, y con base en la problemática referente a la subutilización de la capacidad instalada para el procesamiento de gas natural, establezca las estrategias necesarias que permitan incrementar la extracción del hidrocarburo, con el propósito de aumentar la utilización de la capacidad instalada para el procesamiento del mismo y, con ello, se contribuya a asegurar su suministro a los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte, a fin de evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, de acuerdo con lo establecido en el objetivo 1 del Programa Sectorial de Energía, 2013-2018 y el Objetivo estratégico 4 de la Estrategia Programática de la empresa, correspondiente al Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

6. Infraestructura productiva de los Complejos Procesadores de Gas (CPG)

Con la información remitida por la Subdirección de Análisis Estratégico de PTRI, se verificó que, de los 98 proyectos que integraron el portafolio de inversión de la EPS en 2017, 14 (14.3%) se relacionaron directamente con actividades para modernizar la infraestructura de procesamiento de gas natural.

De estos 14 proyectos de infraestructura de gas natural, 3 (21.4%) estaban programados a concluirse en 2017, en tanto que en el caso de los 11 restantes (78.6%), su conclusión se programó a partir de 2018 y hasta 2022. Al respecto, se verificó que, en 2017, PTRI concluyó los 3 proyectos que se tenían programados para ese año, de acuerdo con lo registrado en la Cartera Pública de Inversión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Asimismo, se constató que en estos 3 proyectos se ejerció el 100.0% de los recursos originalmente autorizados en Presupuesto de Egresos de la Federación 2017. En el caso de los 11 proyectos restantes, en 6 se ejercieron recursos y en 5 no,^{52/} sin que PTRI proporcionara evidencia documental que acreditara las razones de esta situación.

^{52/} Estos 5 proyectos son los siguientes: 1) rehabilitación de turbocompresores de etano y refrigeración de las plantas fraccionadoras I y II; 2) rehabilitación integral de los turbocompresores de refrigeración de las plantas criogénicas; 3) acondicionamiento y comprensión del gas de regeneración; 4) rehabilitación de los turbocompresores de refrigeración de las fraccionadoras, y 5) rehabilitación de la turbomaquinaria de criogénica Pajaritos y motocompresores de la terminal refrigerada.

En los 6 proyectos antes mencionados se ejercieron 375,660.6 miles de pesos, cifra superior en 56.2%, respecto de los 240,486.1 miles de pesos originalmente presupuestados, debido a que PTRI realizó adecuaciones presupuestarias, con las que modificó el presupuesto aprobado para el desarrollo de dichos proyectos. Al respecto, se verificó de estas adecuaciones fueron autorizadas por el Consejo de Administración de la EPS, así como por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

2017-6-90T9M-07-0507-07-010 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas de control necesarias, a fin de disponer de información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada sobre las razones por las que, en 2017, no ejerció recursos para 5 de los 14 proyectos de infraestructura de gas natural que integraron su portafolio de inversión, con objeto de cumplir el artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

7. Mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura para el procesamiento de gas natural

En el glosario de términos de Petróleos Mexicanos, los mantenimientos se clasifican en tres tipos:

El correctivo, se refiere a todas las acciones para restituir un activo a su condición específica, como resultado de una falla o deterioro que, por su naturaleza, no puede planificarse en el tiempo.

El preventivo, son las medidas aplicadas a un activo que se encuentra fuera de operación, con base en un plan de aseguramiento y control de calidad, el cual se ejecuta en forma periódica, considerando la condición física y operativa del activo.

El predictivo, se basa en la medición de la condición de un activo que se encuentra en operación, a fin de evaluar su probabilidad de falla durante algún periodo futuro, con objeto de tomar la acción apropiada para evitar las consecuencias de la misma.

De acuerdo con PTRI, los programas de mantenimiento preventivo y predictivo deben tener un cumplimiento mayor que el 95.0%, conforme a la referencia internacional establecida en el documento “Physical Asset Management Handbook” de la empresa Rehabilityweb, el cual fue remitido por la EPS. Asimismo, la empresa precisó que no es posible programar los mantenimientos correctivos que se llevarán a cabo en cada uno de los CPG, debido a que este tipo de mantenimientos, por su naturaleza, no pueden planificarse.

El análisis de este resultado se dividió en dos apartados:

a) Cumplimiento del programa de mantenimiento en los Complejos Procesadores de Gas (CPG) y costos del mantenimiento

Con la revisión y análisis de la información sobre el mantenimiento de los CPG, proporcionada por la Subdirección de Confiabilidad y Mantenimiento de PTRI, se verificó que, en 2017, se realizaron 10,074 órdenes de mantenimientos correctivos, los cuales se llevan a cabo cuando ocurre una falla o deterioro que no puede planificarse.

En cuanto al programa de mantenimientos preventivos, éste tuvo un cumplimiento de 99.1%, al realizarse 20,930.0 de las 21,112.0 órdenes programadas, resultado superior en 4.1 puntos

porcentuales al referente internacional de 95.0%. Se observó que los CPG de Coatzacoalcos, Arenque, y Matapionche cumplieron su programa en 100.0%; en tanto que los de Nuevo Pemex, Cactus, Burgos, Ciudad Pemex, Poza Rica y La Venta registraron cumplimientos de 99.0%, 97.9%, 99.9%, 99.4%, 98.3% y 97.8%, respectivamente.

Por lo que se refiere al programa de mantenimientos predictivos, se verificó que éste registró un cumplimiento de 99.9%, al llevarse a cabo 19,721.0 órdenes de las 19,746.0 que se programaron; resultado superior en 4.9 puntos porcentuales al referente internacional de 95.0%. Asimismo, se identificó que los complejos de Nuevo Pemex, Burgos, Coatzacoalcos, Poza Rica, Arenque, Matapionche y La Venta cumplieron con el 100.0% de las órdenes de mantenimiento, y los de Cactus y Ciudad Pemex, presentaron cumplimientos de 99.7% y 99.5%, respectivamente.

En el periodo 2013-2017, el número total de órdenes de mantenimiento aumentó en 0.5%, al pasar de 50,461.0 a 50,725.0 órdenes. Los mantenimientos correctivos disminuyeron en 25.3%, al pasar de 13,481.0 a 10,074.0 órdenes. Sobre este comportamiento a la baja, la empresa precisó que la reducción en el número de órdenes de este tipo de mantenimiento indica que existe una mejora en el proceso de gestión y de confiabilidad de los activos.

En el caso de los mantenimientos preventivos, éstos crecieron en 3.4%, al pasar de 20,235.0 a 20,930.0 órdenes, y los predictivos se incrementaron en 17.8%, de 16,745.0 a 19,721.0 órdenes. Al respecto, la empresa productiva subsidiaria especificó que el aumento en el número de estos dos tipos de mantenimientos se debe a que con ellos se identifican las fallas de manera anticipada y es posible realizar un seguimiento, a fin de que se puedan programar los trabajos antes de que ocurran fallas totales en los activos.

Los costos del mantenimiento realizado en 2017^{53/} a los CPG se detallan a continuación:

^{53/} Respecto de los costos del mantenimiento llevado a cabo en los CPG en el periodo 2013-2017, la empresa señaló y documentó que, debido a la reestructuración de los extintos organismos subsidiarios Pemex Refinación (PR), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PPQ) en una sola empresa productiva subsidiaria, hasta antes de 2017, no se contaba con un sistema de administración de costos por dicho concepto, por lo que su registro inició a partir de ese año.

COSTOS POR CONCEPTO DE MANTENIMIENTOS EN LOS CPG, 2017

(Miles de Pesos)

Concepto	Tipos de mantenimiento / Monto			Total	% participación
	Correctivos	Preventivos	Predictivos		
Costo total	1,686,379.6	471,591.5	377,466.1	2,535,437.2	100.0
Mano de obra	1,686,374.9	471,591.5	377,466.1	2,535,432.5	100.0
Materiales	4.7	0.0 ^{1/}	0.0 ^{1/}	4.7	0.0
% de participación	66.5	18.6	14.9	100.0	n.a.

TABLA 34

FUENTE: Elaborado por la Auditoría con base en la información proporcionada por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/Al/GEIR/0671/2018 del 31 de agosto de 2018.

^{1/} El monto en materiales no es representativo, ya que son mantenimientos de rutina a la infraestructura que no requieren compra de materiales, a fin de que la infraestructura sea eficiente, por lo que únicamente requieren de mano de obra.

n.a.: No aplicable.

Se verificó que, en 2017, los costos por concepto de mantenimientos realizados en los CPG fueron de 2,535,437.2 miles de pesos, de los cuales el 66.5% (1,686,379.6 miles de pesos) correspondieron a mantenimientos correctivos; el 18.6% (471,591.5 miles de pesos) a mantenimientos preventivos, y el 14.9% (377,466.1 miles de pesos) a mantenimientos predictivos.

b) Cumplimiento del programa de rehabilitaciones a la infraestructura de procesamiento de gas y gasto erogado en las rehabilitaciones

Una rehabilitación o reparación mayor consiste en el resarcimiento del equipo que ha sido dañado o deteriorado por condiciones inadecuadas de las variables de operación o por el desgaste normal de una operación sostenida en un lapso prolongado.

Las rehabilitaciones realizadas a las plantas de proceso de gas, en 2017, se presentan en el cuadro siguiente:

REHABILITACIONES DE LAS PLANTAS DE PROCESO DE GAS, 2017

(Número de rehabilitaciones)

CPG	Rehabilitaciones			Cumplimiento (%)	Monto erogado (Miles de pesos)
	Programadas	Realizadas	Diferidas		
Total	8	6	2	75.0	132,942.8
Burgos	2	2	0	100.0	645.0
Nuevo Pemex	2	1	1	50.0	16,223.2
La Venta	1	1	0	100.0	14,041.5
Arenque	1	1	0	100.0	6,196.5
Poza Rica	1	1	0	100.0	95,836.6
Matapionche	1	0	1	0.0	n.a.
Cactus	0	0	0	n.a.	n.a.
Ciudad Pemex	0	0	0	n.a.	n.a.
Coatzacoalcos	0	0	0	n.a.	n.a.

TABLA 35

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/345/2018, del 19 de abril de 2018.

n.a.: No aplicable.

Con la revisión y análisis de la información proporcionada por PTRI, se verificó que, en 2017, el programa de rehabilitaciones de las plantas de proceso de gas en los CPG registró un cumplimiento del 75.0%, lo que significó que rehabilitó seis plantas de proceso, respecto de las ocho previstas en ese año.

En cuanto a las dos rehabilitaciones no realizadas, la empresa señaló que, en el CPG Nuevo Pemex, no se llevó a cabo la reparación de la planta programada, debido al retraso en la operación del Proyecto Etileno XXI, por lo que, en ese año, dicha rehabilitación fue cancelada, y en el caso del CPG Matapionche, PTRI señaló que ésta se tenía prevista para el segundo semestre de 2018; sin embargo, la EPS no proporcionó evidencia documental que acreditara las causas de estos retrasos, ni las medidas implementadas para llevar a cabo dichas rehabilitaciones.

En los CPG de Burgos, La Venta, Arenque y Poza Rica se repararon las plantas programadas en ese año, por lo que cumplieron con su programa de rehabilitación en 100.0%; mientras que en los complejos de Cactus, Ciudad Pemex y Coatzacoalcos no se programaron reparaciones mayores para ese año.

Asimismo, en 2017, el gasto erogado para las 6 rehabilitaciones llevadas a cabo en los CPG fue de 132,942.8 miles de pesos, las cuales consistieron principalmente en mantenimientos mayores de las plantas criogénicas, inspecciones internas a recipientes a presión, medición de espesores a circuitos de tubería y equipos estáticos, mantenimientos a tableros eléctricos y al sistema de cargadores de bancos de baterías, mantenimientos a sistemas instrumentados de seguridad, aplicación de protección anticorrosiva a equipos y circuitos de tubería, reposición de aislamiento térmico en equipos y líneas, entre otros.

2017-6-90T9M-07-0507-07-011 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas de control necesarias, a fin de disponer de información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada sobre: a) las

razones por las que no se llevaron a cabo las dos rehabilitaciones programadas en los complejos procesadores de gas de Nuevo Pemex y Matapionche, y b) las medidas implementadas para llevar a cabo dichas rehabilitaciones, con objeto de cumplir el artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

Consecuencias Sociales

En su segundo año de haber iniciado operaciones como empresa productiva subsidiaria, PTRI contribuyó a satisfacer el 60.2% de la demanda nacional de gas natural con oferta propia e importaciones; en tanto que el 39.8% restante de la demanda fue cubierta con las importaciones de los particulares que contaron con permisos para dichos fines; sin embargo, en el periodo 2013-2017 se redujo la oferta de gas procesado por PTRI, debido a la menor extracción del hidrocarburo por parte de PEP, por lo que la disminución de la oferta de gas natural, aunada al aumento de la demanda, ha conducido al incremento de las importaciones, dando lugar a una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, en particular con Estados Unidos, y ha traído consigo que el país se encuentre expuesto a la variabilidad de los precios del gas natural de ese mercado.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 7 observaciones las cuales generaron: 12 Recomendaciones al Desempeño. Además, se generaron 2 Sugerencias a la Cámara de Diputados.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 14 de enero de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el fin de fiscalizar el cumplimiento del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, mediante el procesamiento de gas natural, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas selectivas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen.

En el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018, se diagnosticó que, en la última década, la demanda de gas natural en el país se incrementó de manera sostenida, lo que, aunado a la disminución de la producción nacional, provocó el aumento de las importaciones y repercutió en un mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales.

A fin de atender esta problemática, en 2013 el Gobierno Federal promulgó la Reforma Energética, con la que se permitió la participación de los particulares en el procesamiento e importación de gas natural, actividades que eran exclusivas del entonces organismo subsidiario Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), el cual en noviembre de 2015, tras la reforma, se convirtió en la empresa productiva subsidiaria (EPS) Pemex Transformación Industrial (PTRI), la cual tiene por objeto generar valor económico y rentabilidad para el Estado, a fin de contribuir al abastecimiento de este hidrocarburo para el desarrollo de las actividades de los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte.

Con el propósito de fiscalizar, de manera integral, el desempeño de la EPS en su segundo año de operación, la ASF evaluó tres vertientes: a) gobierno corporativo, b) desempeño financiero y c) desempeño operativo en materia de procesamiento de gas natural.

En cuanto al gobierno corporativo, PTRI avanzó en el establecimiento de una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales establecidas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en términos de la instauración de su Consejo de Administración y la designación de su director general. Sin embargo, la EPS careció de un plan de negocios propio orientado al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, alineado al Plan de Negocios de Pemex Corporativo, en el que definiera sus estrategias e indicadores operativos y financieros enfocados en el cumplimiento de dicho objetivo, lo cual es una limitación significativa no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PTRI defina escenarios que le permitan avanzar en su estabilidad financiera.

Respecto del desempeño financiero de PTRI, la ASF concluyó, con base en el análisis de los estados financieros dictaminados de la empresa, que ésta no fue financieramente sólida, no fue rentable y destruyó valor económico en su operación, como se detalla a continuación:

- Rentabilidad: la empresa obtuvo un rendimiento sobre activos (ROA) negativo de 7.9%, ya que registró pérdidas netas por 44,599,749.5 miles de pesos, y sus activos totales ascendieron a 564,697,742.4 miles de pesos, por lo que no fue rentable.
- Capacidad de generación de valor económico: la EPS presentó un resultado de generación de riqueza residual negativo de 130,665,266.7 miles de pesos, lo que implicó, financieramente, que destruyera valor económico en su operación.
- Patrimonio negativo: la empresa registró un patrimonio total negativo de 168,757,795.0 miles de pesos. Cabe señalar que esta EPS se constituyó, a finales de 2015, con un patrimonio total negativo de 135,432,518.0 miles de pesos, al asumir los derechos y obligaciones que integraban los activos, los pasivos y el patrimonio de los extintos organismos subsidiarios denominados Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB); Pemex Refinación (PR), y Pemex Petroquímica (PPQ).
- Ingresos contra costos y gastos: además de los ingresos obtenidos por la venta de producto por 97,485,943,907.0 miles de pesos, la empresa recibió 14,104,553 miles de pesos de aportaciones del Gobierno Federal, y obtuvo 22,899,921.0 miles de pesos de Pemex Logística por “indemnización y daños” por pérdidas no operativas (tomas clandestinas). A pesar de estas transferencias de recursos y de otros ingresos, PTRI registró una pérdida neta de 44,599,749.5 miles de pesos.

Destaca que el costo de ventas fue superior en 4.6% a los ingresos por venta, lo que implica que la EPS gastó más en la producción y elaboración de combustibles y derivados que lo que obtuvo en el mercado por la venta de sus productos, sin que dicha empresa precisara las razones de esta situación. Entre los factores que incidieron en que el costo de ventas fuera mayor que el ingreso por ventas, se encuentran las pérdidas de combustibles, por concepto de mermas y robo, así como la baja utilización de su capacidad instalada.

- Pasivo laboral: en 2017, éste fue de 588,573,517.8 miles de pesos, equivalente al 95.2% del pasivo de largo plazo de PTRI. Asimismo, dicho pasivo laboral representó el 104.2% del activo total de la EPS, y el 59.3% del total de sus ingresos por ventas.
- Subutilización de la infraestructura de procesamiento de gas: en 2017, únicamente se utilizó el 55.3% de la capacidad instalada para el procesamiento de gas, y en el periodo 2013-2017, la utilización de dicha capacidad disminuyó en 7.4% en promedio anual.
- Subsidios cruzados: el hecho de que la empresa haya cobrado sus cuentas cada 70.7 días, indica la existencia de “subsidios cruzados” entre PTRI y sus partes relacionadas, lo cual no es acorde con las mejores prácticas internacionales reconocidas por la OCDE, quien advierte que los subsidios cruzados no promueven la transparencia y pueden tener efectos negativos en la competencia. Lo anterior evidencia que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de Pemex, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, la eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas, en particular para PTRI.
- Robo de combustible: en el periodo 2011-2018, el número de tomas clandestinas se incrementó en 851.0%, al pasar de 1,323 a 12,581 tomas clandestinas, lo que afectó de manera directa a Petróleos Mexicanos, por la pérdida de ingresos y por los costos implícitos en la mitigación de daños colaterales.

En lo relativo a los costos de producción de gas natural, en 2017, el costo promedio de producción en los 9 Complejos Procesadores de Gas (CPG) de PTRI fue de 59,849.8 pesos por millón de pie cúbico, y de los 13 conceptos que integraron dicho costo, el rubro que tuvo la mayor participación fue el referente a la compra de materia prima,^{54/} al representar el 91.6% del total de 59,849.8 pesos por millón de pie cúbico, sin que la EPS precisara las razones por las que este costo de materia prima varió significativamente entre cada CPG. Asimismo, se identificó que la estructura de costos de producción de gas natural no considera el concepto de pérdidas por “mermas”, y que en los estados financieros dictaminados de PTRI, correspondientes al ejercicio 2017, tampoco se registró información de las pérdidas monetarias de la empresa por este concepto, ni se especificaron las políticas de la empresa establecidas en esta materia.

En el periodo 2013-2017, los costos promedio de producción de gas natural aumentaron en 65.6%, en tanto que, el costo de importación se redujo en 33.6%; sin embargo, continuó siendo más barato procesar el gas que importarlo, ya que en 2017, el costo promedio de producción fue de 59,849.7 pesos por millón de pie cúbico, monto inferior en 14.5% al costo de importación, de 70,000.7 pesos por millón de pie cúbico.

Respecto del desempeño operativo de la empresa productiva subsidiaria, PTRI contribuyó a satisfacer el 60.2% (4,824.2 MMpcd) de la demanda nacional (8,018.8 MMpcd), de los cuales

^{54/} Materia prima: se refiere el gas natural húmedo dulce y húmedo amargo que es enviado por PEP a los CPG para su procesamiento y transformación en gas natural.

el 38.1% se atendió con producción nacional y el 22.1% con importaciones de la EPS;^{55/} en tanto que el 39.8% de la demanda nacional fue cubierta con las importaciones de los particulares que contaron con permisos para dichos fines, a fin de satisfacer el 100.0% de la demanda nacional.

No obstante, en el periodo 2013-2017, se observó que la participación de la oferta de gas natural de PTRI en la atención de la demanda nacional se redujo en 22.8 puntos porcentuales, al pasar de 83.0% a 60.2%, lo cual se debió, principalmente, a la reducción de 30.0% del gas que la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP) extrajo y envió a PTRI para su procesamiento en el periodo 2013-2017, lo que provocó la subutilización de la capacidad instalada de los CPG, ya que en 2017, únicamente se utilizó el 55.3% de esta capacidad, resultado inferior en 30.9% (24.7 puntos porcentuales), al referente internacional de 80.0%, y en el periodo 2013-2017, la capacidad utilizada de los CPG disminuyó en 7.4% en promedio anual. De esta forma, la disminución de la oferta de gas natural, aunada al aumento de la demanda, ha conducido al incremento de las importaciones, dando lugar a una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, en particular con Estados Unidos y ha traído consigo que el país se encuentre expuesto a la variabilidad de los precios del gas natural de ese mercado.

En opinión de la ASF, en 2017, PTRI no fue rentable, no generó valor económico para el Estado, y si fuera totalmente autónoma e independiente, se encontraría en situación de “quiebra técnica”, lo cual es provocado, entre otros factores, porque sus pasivos sobrepasaron a sus activos; contó con un elevado pasivo laboral; registró pérdidas que fueron compensadas con transferencias del Gobierno Federal y la exención del dividendo estatal al que está obligada a pagar; financió a sus proveedores, y no obtuvo la totalidad de los ingresos que debiera recibir por la venta de sus productos debido al robo de combustibles. Además, la EPS careció de una planeación estratégica propia orientada al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, lo cual es una limitación significativa para evaluar su desempeño financiero, operativo y gerencial, y desde el punto de vista productivo, la empresa subutilizó su capacidad instalada de procesamiento de gas y se redujo el volumen de gas procesado, situación que condujo al aumento de las importaciones y repercutió en una mayor dependencia energética del país.

En el marco de la reestructuración institucional instrumentada con la Reforma Energética, y con el fin de fortalecer el desempeño de PTRI, la ASF encontró deficiencias en materia de gobierno corporativo, desempeño financiero y operativo, por lo que se emitieron 12 recomendaciones y 2 sugerencias a la Cámara de Diputados, cuya atención, por parte de la EPS, le permitirá diseñar e implementar las estrategias necesarias, de naturaleza financiera, productiva, tecnológica, organizativa y de capital humano, para elevar el procesamiento del hidrocarburo, de manera eficaz, eficiente y económica y, con ello, evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales; establecer un plan de acción, de carácter urgente, para disminuir de manera radical el robo de combustibles en toda

^{55/} En 2017, la oferta total de gas de PTRI fue de 5,045.0 MMpcd, de los cuales 3,197.4 MMpcd correspondieron a producción de gas natural, gas directo de campos de PEP y etano inyectado, y 1,847.6 MMpcd a importaciones del hidrocarburo.

la cadena de valor de transformación, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, así como a fortalecer su planeación estratégica, al contar con su propio plan de negocios para medir y evaluar su desempeño financiero, a fin de coadyuvar que la empresa esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano y pueda ser competitiva en el contexto de mercado abierto.

Asimismo, las sugerencias a la Cámara de Diputados tienen como finalidad promover las modificaciones legislativas necesarias para establecer, en la Ley de Petróleos Mexicanos, que PTRI, como Empresa Productiva Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, debe contar con su propio Plan de Negocios en el que se defina: a) sus objetivos, líneas y oportunidades de negocio; b) sus principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; c) un diagnóstico de su situación financiera, así como sus resultados e indicadores de desempeño, y d) sus principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales; así como para definir, en la normativa que regula a Petróleos Mexicanos, los conceptos de generación de valor económico y de rentabilidad para las empresas productivas subsidiarias (EPS) de Pemex, a fin de contar con elementos que permitan medir y evaluar el desempeño de estas empresas.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Resultado 1.- Mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1291/2018 del 6 de diciembre de 2018, la Gerencia de Planeación y Gestión Estratégica, de la Subdirección de Planeación Estratégica y Análisis Regulatorio, adscrita a la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, de Petróleos Mexicanos indicó lo siguiente:

El análisis realizado por la Autoridad sobre los planes de negocio para Pemex Transformación Industrial y Petróleos Mexicanos, respecto a las mejores prácticas del Banco Mundial y la OCDE en la que concluye sobre la necesidad de que PTRI cuente con un plan de negocios propio se considera relevante proporcionar elementos adicionales, relativas a las prácticas en materia de planeación estratégica y elaboración de planes de negocio de las principales

empresas petroleras integradas, estatales como Petrobras, Ecopetrol, Statoil, así como las privadas Shell, BP y Total.

Las empresas antes citadas utilizan también un modelo de gobierno corporativo, donde la planeación estratégica es coordinada a nivel central para asegurar la congruencia, integralidad y las sinergias que permitan maximizar el valor a la frontera de las empresas integradas. En este modelo de organización, las divisiones que las integran participan entregando información y colaborando en la definición de objetivos, estrategias, indicadores y metas que se presentan en un solo documento llamado Plan de Negocios o Estrategia de la empresa.

Por otro lado, de lo expresado en este resultado respecto al cumplimiento del contenido mínimo del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (Plan de Negocios) para PTRI, explicó que la Ley no establece un contenido específico por EPS para el Plan de Negocios.

Asimismo, con base en lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos (LPM), se considera que la pre-recomendación en cuestión no es viable por parte de Pemex y la EPS, en atención a las precisiones siguientes:

En el artículo 13, fracciones I y III, establece:

“Artículo 13.- El Consejo de Administración, órgano supremo de administración de Petróleos Mexicanos, será responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y sus empresas filiales. Al efecto tendrá las funciones siguientes:

- I. La conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales;
- III. Aprobar, revisar y, en su caso, actualizar anualmente el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias, con base en una proyección a cinco años, y conforme a éste, el programa operativo y financiero anual...”

Lo anterior fundamenta la existencia de un sólo Plan de Negocios para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

Lo dispuesto en las fracciones del artículo 13 de la LPM antes referidas se correlaciona con lo previsto en el artículo 70, primer párrafo, de la LPM, toda vez que establece la obligación de las EPS de alinear sus actividades al Plan de Negocios y conducir sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica y las mejores prácticas de gobierno corporativo que al efecto apruebe el CAPEMEX, como se detalla a continuación:

Es necesario recalcar que, en Pemex, el órgano supremo de administración es su CAPEMEX, y dentro de sus atribuciones se señala el aprobar, revisar o actualizar, en su caso, anualmente el Plan de Negocios, por lo que no existe posibilidad de elaborar planes de negocios para cada EPS y, por ende, se considera la imposibilidad de que cada una realice su propio plan de negocios, siendo el CAPEMEX quien tiene a su cargo la conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de Pemex y sus EPS. En ese contexto, PTRI como EPS, si bien cuenta con personalidad jurídica y patrimonio

propios, está sujeta a la conducción central, dirección estratégica y coordinación de Pemex, de conformidad con lo establecido en la LPM y en el artículo 1, primer párrafo, de su Acuerdo de Creación:

“Artículo 1: Se crea la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial, la cual contará con personalidad jurídica y patrimonio propios sujeta a la conducción central, dirección estratégica y coordinación de Petróleos Mexicanos, de conformidad con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos y su Reglamento.

Adicionalmente, el Acuerdo de Creación, en su artículo 4, párrafo tercero, obliga a la EPS a alinear sus actividades al Plan de Negocios y conducir sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo que apruebe el CAPEMEX; asimismo el artículo 12, fracción III, establece como facultades del Consejo de Administración de Pemex Transformación Industrial alinear sus actividades al Plan de Negocios, así como conducir sus operaciones con base en la planeación, visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo, sujetándose a la conducción, dirección y coordinación del CAPEMEX.

Lo anterior, se confirma toda vez que, cuando el Plan de Negocios es aprobado por el CAPEMEX, los Consejos de Administración de las EPS toman conocimiento de éste (Anexo 4, acuerdo CAEPS PTRI-035/2016 del Consejo de PTRI).

Por lo antes expuesto, Pemex ha dado cumplimiento a los artículos 13, fracciones I y III, 14 y 70 de la LPM, así como la EPS PTRI a los artículos 1, 4 y 12, fracción III de su Acuerdo de Creación al alinear sus actividades al Plan de Negocios y al conducir sus operaciones con base en la planeación, visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo definidas por el CAPEMEX.

Por ello, se considera que elaborar un Plan de Negocios para cada EPS contravendría lo dispuesto en la LPM, así como lo ordenado por el CAPEMEX y no correspondería a las prácticas observadas de las empresas petroleras integradas.

Por las consideraciones antes expresadas, no es posible atender esta pre-recomendación, y se reitera que ello convendría lo dispuesto en la LPM respecto a la obligación de alinear las actividades y operación de PTRI al Plan de Negocios, con base en la planeación y visión estratégica establecidos por el CAPEMEX, en ejercicio de la conducción central y dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de las EPS, que le confiere la propia LPM, hasta en tanto no se modifique ésta.

Resultado 3.- Mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1291/2018 del 6 de diciembre de 2018, indicó mediante correo electrónico en el se indicó lo siguiente:

“Respecto a la materia prima que representa el 91.6% del costo total, este porcentaje es tan alto, debido a que, tanto el precio del Gas Húmedo Amargo (GHA) como el precio del Gas Húmedo Dulce (GHD) son significativamente más altos que el precio del gas seco, esto en virtud de que los dos primeros deben pasar por varios procesos que derivan en la obtención de otros productos que se comercializan en PTRI, los cuales generan utilidades con un valor superior al costo de la materia prima. Los costos de materia prima varían de un Complejo Procesador de Gas (CPG) a otro, debido a varios factores, entre los que se encuentran el tipo

de producto que procesan (GHA debe pasar por un proceso de endulzamiento), las capacidades de procesamiento de cada uno de ellos (el volumen de GHD que se procesa en el CPG Burgos es aproximadamente de 380.0 MMpcd contra 2,300.0 MMpcd que se procesan en el sur), la infraestructura de los mismos, las distancias que se recorren para llevar el producto a cada CPG, entre otros.”

Sugerencias a la Cámara de Diputados

2017-0-01100-07-0507-13-001

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía, analice la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias, con el propósito de establecer en la Ley de Petróleos Mexicanos que las Empresas Productivas Subsidiarias de Petróleos Mexicanos deben contar con sus propios Planes de Negocios en los que se definan: a) sus objetivos, líneas y oportunidades de negocio; b) sus principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; c) un diagnóstico de su situación financiera, así como sus resultados e indicadores de desempeño, y d) sus principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales, a fin de cumplir con su objetivo de ser rentables y generar valor económico para el Estado. [Resultado 1]

2017-0-01100-07-0507-13-002

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía, analice la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias, con el propósito de definir, en la normativa que regula a Petróleos Mexicanos, los conceptos de generación de valor económico y de rentabilidad, tanto para Pemex como para sus empresas productivas subsidiarias (EPS), a fin de contar con elementos que permitan medir y evaluar el desempeño de estas empresas. [Resultado 2]

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que, en 2017, PTRI contó con una estructura y organización corporativa acorde con las buenas prácticas definidas por la OCDE y que el diseño del plan de negocios cumplió con los requisitos establecidos en la normativa.
2. Evaluar el desempeño financiero de PTRI correspondiente a 2017, con base en el análisis de sus estados financieros dictaminados, para determinar en qué medida esta empresa fue rentable y generó valor económico en favor del Estado.
3. Analizar los costos de producción e importación de gas natural en 2017, así como evaluar la tendencia de los mismos.
4. Determinar la participación de PTRI y de los particulares en el abasto de gas natural que demandaron los distintos consumidores del país, en 2017.
5. Evaluar la capacidad instalada y utilizada, en 2017, en cada uno de los Complejos Procesadores de Gas (CPG) de PTRI.

6. Determinar el cumplimiento de los programas de mantenimientos y rehabilitaciones de 2017, en cada uno de los Complejos Procesadores de Gas (CPG), así como los costos de dichos conceptos.
7. Analizar los proyectos realizados por PTRI en 2017, relacionados con la modernización y rehabilitación de la infraestructura productiva para el procesamiento de gas natural.

Áreas Revisadas

La Dirección General de Pemex Transformación Industrial; la Dirección Corporativa de Finanzas; las subdirecciones de Análisis Estratégico; de Proceso de Gas y Petroquímicos; de Planeación Estratégica y Análisis Regulatorio; de Proyectos Industriales, y de Confiabilidad y Mantenimiento; las gerencias de Contabilidad Central; de Desempeño Económico Financiero; de Operación y Control Financiero de Procesos Industriales y Logística; de Administración de la Producción; de Ingeniería de Procesos y Mejora Operativa; de Programación, Seguimiento y Control de Proyectos; de Confiabilidad de Activos de Gas y Petroquímica; de Gestión del Mantenimiento y Paros de Planta, y de Ingeniería de Confiabilidad, así como la Unidad de Control Interno Institucional.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: Art. 134, Par. Primero.
2. Presupuesto de Egresos de la Federación: Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial, Misión, objetivo estratégico 4.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 14, Art. 70, Art. 112; Acuerdo de Creación de Pemex Transformación Industrial, Art. 1, Par. Segundo, Art. 2; Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, Art. 4, Frac. XXVI, Art. 45, Frac. LV, Art. 86, Frac. IV; Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, Art. 70, Frac. II y IV; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, Objetivo 1; Programa Sectorial de Energía 2013-2018, Objetivo 1.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.