

Pemex Transformación Industrial

Producción de Gasolinas

Auditoría de Desempeño: 16-6-90T9M-07-0482

482-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2016 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo de contribuir a satisfacer la demanda nacional de gasolinas y diésel con la calidad requerida, de manera segura, confiable, rentable y sustentable, mediante el procesamiento de petróleo crudo.

Alcance

La auditoría de Pemex Transformación Industrial (PTRI) comprendió la revisión y análisis de los hilos conductores de abasto; generación de valor; inversión e infraestructura; eficiencia operativa; calidad, y mecanismos de seguimiento, evaluación y control en la producción de gasolinas y diésel en 2016.

Respecto del primer hilo, se evaluó la contribución de PTRI al abasto de gasolinas y diésel con producción nacional e importaciones.

En cuanto al hilo de generación de valor, se revisaron los costos de producción e importación de gasolinas y diésel, así como la utilidad que la empresa generó.

Respecto de inversión e infraestructura, se evaluó el presupuesto total programado y ejercido por PTRI en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), los proyectos para la ampliación y modernización de la infraestructura de producción de gasolinas y diésel, así como los resultados de las refinerías que fueron reconfiguradas; asimismo, se revisó el mantenimiento y la rehabilitación que se llevó a cabo en la infraestructura productiva y la tendencia de los paros no programados.

En relación con la eficiencia operativa, se revisó la utilización de la capacidad de producción del SNR, el volumen de petróleo crudo procesado, el rendimiento por barril de petróleo crudo procesado, el índice de intensidad energética y el índice de personal equivalente.

En cuanto a la calidad, se evaluó el cumplimiento de los parámetros del petróleo crudo entregado por Pemex Exploración y Producción (PEP) y de las características de las gasolinas y diésel Ultra Bajo Azufre (UBA). Asimismo, se revisaron los mecanismos de seguimiento, evaluación y control.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. En el desarrollo

de esta auditoría, no en todos los casos, los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de objetivos y metas de la política evaluada, de contribuir al abastecimiento de los petrolíferos que demanda el país con la calidad requerida, de manera segura, confiable y rentable.

Antecedentes

En 1992, con la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios en el Diario Oficial de la Federación (DOF), se creó el organismo Pemex Refinación (PR), el cual tenía como atribución el procesamiento de crudo para elaborar productos petrolíferos de alto valor agregado como las gasolinas y diésel, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

En 2008, la Secretaría de Energía realizó un diagnóstico para contar con información relevante sobre la situación de Pemex, en el que se analizó, entre otros aspectos, el estado operativo de sus entonces organismos subsidiarios 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 que incrementara de manera acelerada las reservas de hidrocarburos, para asegurar el abastecimiento de petrolíferos, principalmente gasolinas y diésel.

Por lo anterior, 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 la producción de gasolinas y diésel, ya que no se incrementó la disponibilidad de recursos financieros para aumentar la capacidad de procesamiento de petróleo crudo.

Esto se confirmó con las dos auditorías vinculadas a la producción y distribución de petrolíferos que practicó la Auditoría Superior de la Federación en las revisiones de las cuentas públicas 2011 y 2014, ya que los principales hallazgos mostraron que, en 2011, la producción de gasolinas fue de 400.3 Mbd y la de diésel, de 273.6 Mbd, volúmenes inferiores en 5.4% y 5.5% a los registrados en 2010, respectivamente, lo que mostró una disminución en la transformación de petróleo crudo para la producción de petrolíferos. Esta situación fue constante en los últimos 20 años: de 1992 a 2011, se registró una reducción de 0.7% en la producción de gasolinas, con un incremento de 65.9% en la demanda, lo que originó que las importaciones crecieran 3.5 veces; y la producción de diésel disminuyó en 1.5%, con una demanda que aumentó en 71.0%, lo cual ocasionó que se tuvieran que importar 135.5 Mbd en 2011, mientras que, en 1992, el país era autosuficiente en la materia.

La demanda interna de petrolíferos se satisfizo al 100.0% con importaciones crecientes, principalmente de gasolinas, las cuales aumentaron su participación en la cobertura de la demanda en 32.1 puntos porcentuales, al pasar de 18.0% en 1992 a 50.1% en 2011, porcentaje superior en 10.1 puntos porcentuales al límite establecido de 40.0%.

Con la revisión se determinó que, para incrementar la producción de petrolíferos y disminuir las importaciones, se programó concluir tres proyectos de reconfiguración de las refinerías en 2011, los cuales no entraron en operación conforme a lo programado. Asimismo, la

reconfiguración de las refinerías Cadereyta y Madero prevista para aumentar la producción no obtuvo los resultados esperados: en la primera refinería, el procesamiento de crudo pesado disminuyó en 2.7% y, en la segunda, en 14.6%.

En cuanto a la capacidad instalada en operación, se determinó que, en 2011, se utilizó el 73.6%, 12.1 puntos porcentuales menos que la meta y 10.7 puntos porcentuales menos que la utilizada en 2007. El desempeño operativo de la infraestructura utilizada reflejó que el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de crudo procesado fue inferior en 9.8% y 17.0% a las metas establecidas para 2011 y en 4.9% y 10.6% a lo obtenido en 2007, respectivamente.

En 2013, en los diagnósticos del sector se indicó que, desde 1998, la capacidad de procesamiento no había tenido grandes incrementos y, aun cuando Petróleos Mexicanos emprendió un programa de reconfiguración de refinerías enfocado en aumentar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y obtener mejores rendimientos, únicamente tres de estas refinerías contaron con procesos de conversión profunda.

A la falta de nueva capacidad de procesamiento del SNR se añadió que el desempeño operativo de las refinerías del país se ubicó por debajo del de otras refinerías comparables en el ámbito internacional, lo que provocó la disminución de la producción de petrolíferos. En contraste, la demanda nacional de gasolinas y diésel ha aumentado como resultado del incremento del parque vehicular y de las necesidades de transporte, y los menores precios de las gasolinas respecto de sus referencias internacionales, lo cual ha creado un déficit en el abasto de gasolinas y diésel, que ha sido cubierto con crecientes importaciones.

En este sentido, las refinerías nacionales presentan brechas operativas y estructurales en relación con las empresas líderes en el ámbito internacional, como son: bajo nivel de utilización de plantas, elevado consumo de energía en las refinerías, configuración desactualizada de algunas refinerías y un alto índice de paros no programados.

En el caso del combustóleo, Petróleos Mexicanos ha enfrentado retos logísticos y operativos para mover y colocar este producto en mercados alternos, debido a su sustitución por gas natural en el sector eléctrico e industrial, y a la limitada infraestructura para procesar los residuos pesados en las refinerías. Además, desde 2006 Pemex inició un proyecto de modernización en sus refinerías, con el objetivo de producir gasolinas y diésel bajos en azufre.

Por tal situación, en el PND 2013-2018, se reconoció la necesidad de incrementar la capacidad y rentabilidad de las actividades de refinación, y reforzar la infraestructura productiva para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional.

En congruencia con el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 se fijaron 6 objetivos, de los cuales uno se relaciona con la materia por auditar, y se refiere a que se debe optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.

Dentro del marco de los acuerdos y compromisos establecidos en el Pacto por México, el 12 de agosto de 2013, el Ejecutivo Federal envió al Congreso de la Unión la iniciativa en materia energética y el 20 de diciembre se publicó en el Diario Oficial de la Federación 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 esta reforma se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, creando un marco jurídico para fortalecer la industria e incrementar la renta petrolera, ya que con la reorganización de Petróleos Mexicanos, PR dejó de ser el único que puede procesar petróleo crudo y producir petrolíferos, pues se autorizó la participación de la iniciativa privada en estas actividades. Asimismo, se aprobó la transformación y reorganización de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios en empresas productivas del Estado, y las actividades de procesamiento de crudo y producción de gasolinas y diésel se transfirieron a la recién creada PTRI, a fin de que sean rentables y generen valor económico.

Resultados

1. Contribución al abasto de gasolinas y diésel

Se verificó que, en 2016, PTRI satisfizo en 99.2% la demanda interna de gasolinas. Del total de la demanda, el 37.7% se cubrió con producción nacional, cifra inferior en 26.7% (13.7 puntos porcentuales) a la meta de 51.4%; el 61.5%,^{1/} con importaciones, resultado superior en 24.0% (11.9 puntos porcentuales) a lo programado, de 49.6%, por lo que no se cumplieron las metas; y no se acreditó el origen del 0.8% restante, equivalente a 6.9 Mbd, lo que da cuenta de que la información no fue confiable ni íntegra en esta materia. El decremento de la producción nacional y el consecuente incremento de las importaciones se debió principalmente a retrasos en la ejecución de proyectos para modernizar, rehabilitar y reconfigurar la infraestructura productiva; el número de paros no programados, los cuales provocaron que el SNR estuviera fuera de operación una de cada cuatro horas hábiles; la disminución en el procesamiento de crudo, el cual fue 15.2% inferior a la meta; y el bajo rendimiento por barril de petróleo.

En diésel, se verificó que PTRI satisfizo el 100.0% de la demanda en 2016. El 55.9% se cubrió con producción nacional, cifra inferior en 18.8% (12.9 puntos porcentuales) a la meta de 68.8%, y el 44.1% con importaciones, resultado superior en 33.6% (11.1 puntos porcentuales) a lo programado de 33.0%. La empresa no cumplió las metas de producción nacional e importación de diésel por las mismas razones descritas en relación con las gasolinas.

En el periodo 2011-2016, se identificaron dos comportamientos en la producción e importación de gasolinas y diésel, ya que, de 2011 a 2013, disminuyeron las importaciones en 13.8% y 20.5%, respectivamente, en tanto que la producción aumentó en 6.2% y 14.5%, respectivamente; sin embargo, de 2013 a 2016, periodo en el que se puso en marcha la Reforma Energética, las importaciones de gasolinas y diésel aumentaron en 46.0% y 74.4% y la producción disminuyó en 27.0% y 31.0%, respectivamente, debido a la falta de modernización y ampliación de la infraestructura productiva, el bajo procesamiento y rendimiento por barril de crudo, así como altos índices de paros no programados, factores que pueden afectar el cumplimiento de la misión de PTRI de maximizar el valor de los activos petroleros mediante la producción de combustibles, entre los que se encuentran las gasolinas y el diésel.

^{1/} El volumen de importaciones incluye Metil Terbutil Eter (MTBE).

16-6-90T9M-07-0482-07-001 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial (PTRI) exponga al Consejo de Administración un diagnóstico sobre el Sistema Nacional de Refinación en el que señale las causas por las que, en 2016, la participación de la producción nacional en la oferta total de gasolinas y diésel disminuyó respecto de lo programado y, con base en los resultados, el órgano de gobierno determine la manera de maximizar la producción de gasolinas y diésel, a fin de que se alcancen las metas programadas para contribuir a satisfacer la demanda interna, se incremente la competitividad de la empresa y se genere valor, en términos del Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) y la misión de PTRI establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

16-6-90T9M-07-0482-07-002 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial exponga al Consejo de Administración las razones por las que, en 2016, no contó con registros para acreditar el origen del 0.8% (6.9 Mbd) del combustible con que se cubrió la oferta total de gasolinas y, con base en los resultados, el órgano de gobierno programe las acciones pertinentes que Pemex Transformación Industrial deba implementar para determinar con precisión el volumen total del combustible que se oferta, y con ello generar información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada que permita una adecuada toma de decisiones y rendición de cuentas, a fin de cumplir con la misión de PTRI establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación y el artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2. Costos de producción e importación de gasolinas y diésel, y utilidad del negocio

Se constató que, en 2016, los costos de producción de las gasolinas Magna y Premium, así como de diésel, fueron inferiores en 61.1%, 56.2% y 61.5%, respectivamente, a los costos de importación,^{2/} debido al incremento en el precio promedio anual del dólar estadounidense, que ascendió a 18.6641 pesos, así como al bajo costo promedio del barril de crudo, que fue de 35.63 dólares, por lo que, ante ese escenario, fue más barato producir la gasolina que importarla; sin embargo, PTRI no logró capitalizar la oportunidad que ofreció el contexto internacional, ya que importó el 60.0% de la demanda total de gasolinas y el 44.1% de diésel, debido a la baja eficiencia operativa del SNR que impidió que cumpliera sus metas de producción nacional, lo cual influyó en que la empresa registrara una pérdida neta total por todas sus operaciones de 62,486,500.0 miles de pesos. No fue posible determinar la utilidad o pérdida específica derivada de la cadena de valor de las gasolinas y diésel, debido a que PTRI careció de la información sobre las erogaciones para el transporte y almacenamiento de estos productos, que constituyen sus dos principales líneas de negocios.

En el periodo 2012-2016, los costos de producción de las gasolinas Magna y Premium, así como del diésel, mostraron una tendencia a la baja al disminuir en 47.1%, 36.7% y 45.0% respectivamente, principalmente por la disminución de 65.1% en el costo por barril de

^{2/} El volumen y costo de importaciones no incluye Metil Terbutil Eter (MTBE).

petróleo crudo; sin embargo, la empresa no logró capitalizar la oportunidad, debido al constante incremento de las importaciones para la satisfacción de la demanda de combustibles por la baja eficiencia operativa del SNR, lo cual, aunado al aumento del 41.7% en el tipo de cambio promedio anual en relación con el dólar estadounidense, repercutió en el crecimiento de los costos de importación en 39.9%, 39.7% y 31.6%, respectivamente, por lo que las deficiencias operativas presentadas en el SNR han limitado la rentabilidad de la línea de negocios de la empresa y pueden constituir un obstáculo para que participe de manera competitiva en el mercado abierto instaurado por la Reforma Energética, en detrimento del cumplimiento de su misión de generar valor económico.

16-6-90T9M-07-0482-07-003 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración las razones por las cuales, en 2016, bajo las condiciones del mercado, fue más barato producir que importar los combustibles y, con base en los resultados, el órgano de gobierno dicte las medidas necesarias para racionalizar la utilización del Sistema Nacional de Refinación y con ello maximizar la producción nacional de combustibles, con objeto de que esta cadena de valor se realice con rentabilidad y genere valor para la empresa, en términos del objetivo 4.6 del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, así como de la misión de PTRI establecida en el Presupuesto de Egresos de la Federación y el artículo 1 del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada 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.

16-6-90T9M-07-0482-07-004 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico en el que señale las causas por las cuales, en 2016, no se contó con los gastos por el transporte y almacenamiento de gasolinas y diésel y, con base en los resultados, el órgano de gobierno gestione y programe las acciones pertinentes, a fin de que la empresa cuente con información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada sobre los gastos y la rentabilidad de toda la cadena de valor de estas líneas de negocios, que permita una adecuada toma de decisiones y rendición de cuentas, con objeto de cumplir el artículo 1 del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial y el artículo 112 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación sobre los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

3. Gasto corriente y de capital de Pemex Transformación Industrial en el SNR

Se verificó que, en 2016, PTRI erogó, en los programas presupuestarios B001 “Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos”, K002 “Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos” y K027 “Mantenimiento de Infraestructura”, de la actividad institucional 226 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones”, un total de 40,448,463.5 miles de pesos para la producción de petrolíferos en el SNR, entre los que se encuentran las gasolinas y el diésel, así como para la ejecución de proyectos y el mantenimiento de la infraestructura de las seis refinerías, cifra menor en 10.9% que lo presupuestado de 45,390,007.3 miles de pesos.

Se comprobó que, para la operación de las seis refinerías que integran el SNR, se ejerció un total de 13,598,436.0 miles de pesos en el programa B001, cifra superior en 9.6% al original que fue de 12,402,929.2 miles de pesos; mientras que en el programa K027 se ejerció un total de 3,739,111.8 miles de pesos, cantidad inferior en 56.5% al original de 8,592,128.9 miles de pesos, en detrimento del mantenimiento de la infraestructura productiva del SNR. En cuanto a los proyectos de infraestructura ubicados en el programa presupuestario K002, de la actividad institucional 226, con el análisis de los registros internos se identificó un gasto de 23,110,915.7 miles de pesos, monto inferior en 5.3% al original de 24,394,949.2 miles de pesos, lo que da cuenta de que, en relación con lo programado, aumentó el gasto en operación del SNR y disminuyeron las erogaciones para el mantenimiento y la ejecución de proyectos de infraestructura.

Con el análisis de los registros del gasto en la operación, así como en los proyectos y mantenimiento de la infraestructura productiva del SNR, se determinó que, de 2013 a 2016, el presupuesto total para dichas actividades disminuyó 28.5%, al pasar de 56,562,477.0 miles de pesos a 40,448,463.5 miles de pesos. El gasto del programa presupuestario B001 presentó una disminución de 68.8%, al pasar de 43,581,406.5 miles de pesos a 13,598,436.0 miles de pesos, principalmente por la reducción del personal, que pasó de 31,319 a 27,000 trabajadores en el SNR.^{3/} El programa K002 registró un aumento de 1,350.6%, al pasar de 1,593,206.2 miles de pesos a 23,110,915.7 miles de pesos, sin que esto repercutiera en el incremento en el procesamiento de petróleo crudo ni en la producción de productos de valor agregado como la gasolina y el diésel. Por último, el presupuesto que se ejerció para el mantenimiento en el programa presupuestario K027 se redujo en 67.2%, al pasar de 11,387,864.3 miles de pesos a 3,739,111.8 miles de pesos, lo que repercutió en el aumento del índice de paros no programados por falta de mantenimiento de la infraestructura, como se detalla en los resultados 5 y 6 de este informe.

4. Infraestructura productiva del SNR

El resultado se presenta en dos apartados. En el primero, se analizó la modernización de la infraestructura en el SNR y, en el segundo, los resultados de las refinerías que fueron reconfiguradas.

a) Ampliación y modernización del SNR

Los resultados de los proyectos de modernización del SNR se presentan en la tabla siguiente:

^{3/} Se verificó con la base de datos de trabajadores en el SNR 2013-2016, proporcionada por PTRI.

PROYECTOS PARA LA MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SNR, VIGENTES EN 2016

Núm.	Nombre del Proyecto	Fecha de inicio y término	Presupuesto (Miles de pesos)		Variación %	Avance físico acumulado a 2016
			Aprobado	Pagado		
Refinería de Cadereyta "Héctor R. Lara Sosa"						
1	Tren energético de la Refinería de Cadereyta	01-2005 a 12-2018	352,559.9	872,291.2	147.4	88.0
Refinería Madero "Francisco I. Madero"						
2	Optimización de la Reconfiguración	08-2008 a 12-2018	488,986.0	172,001.8	(64.8)	47.0
3	Arrendamiento financiero de las plantas de gasolina de ultra bajo azufre del SNR	07-2016 a 12-2017	0.0	11,209,387.6	n.a.	0.0
Subtotal			488,986.0	11,381,389.4	2,227.5	n.a.
Refinería Minatitlán "Lázaro Cárdenas del Río"						
4	Programa de mantenimiento integral y actualización de tecnologías de compresores de proceso.	08-2012 a 12-2018	10,000.0	31,441.2	214.4	13.8
5	Optimización de la Reconfiguración	01-2007 a 12-2017	250,776.4	244,512.0	(2.5)	74.0
6	Tren energético de la Refinería de Minatitlán	01-2003 a 12-2018	596,966.1	1,099,730.7	84.2	78.3
7	Adecuación de los sist. de vacío de plantas de carga No. 2 y 3	10-2013 a 12-2018	5,000.0	2,687.1	(46.2)	11.7
8	Reemplazo de las reformadoras BTX y NP-1	01-2007 a 12-2020	300,000.0	16,269.6	(94.6)	29.0
Subtotal			1,162,742.5	1,394,640.6	19.9	n.a.
Refinería Salamanca "Antonio M. Amor"						
9	Suministro de vapor desde un proyecto externo de cogeneración	01-2012 a 12-2017	0.0	49,791.3	n.a.	99.6
10	Conversión de Residuales	12-2008 a 12-2018	4,070,000.0	723,376.5	(82.2)	5.0
Subtotal			4,070,000.0	773,167.8	(81.0)	n.a.
Refinería Salina Cruz "Antonio Dovalí Jaime"						
11	Programa de mantenimiento integral y actualización de tecnologías de compresores de proceso.	01-2014 a 12-2019	36,109.4	42,147.9	16.7	2.0
12	Tren energético de la Refinería de Salina Cruz	01-2004 a 12-2016	10,000.0	37,526.8	275.3	27.9
Subtotal			46,109.4	79,674.7	72.8	n.a.
Refinería Tula "Miguel Hidalgo"						
13	Aprovechamiento de Residuales	12-2013 a 12-2018	18,274,551.4	8,609,752.0	(52.9)	23.0
Total			24,394,949.2	23,110,915.7	(5.3)	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la Cuenta Pública de 2016 y la proporcionada por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/574/2017 del 26 de septiembre de 2017.

n.a. No aplica.

Se verificó que, de acuerdo con los reportes incluidos en la Cuenta Pública 2016, 13 proyectos se encontraron vigentes para la modernización de la infraestructura productiva de las seis refinerías en el programa presupuestario K002 "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos", de la actividad institucional 226 "Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones", los cuales ejercieron 23,110,915.7 miles de pesos en su conjunto, monto inferior en 5.3%, a los 24,394,949.2 miles de pesos autorizados. Del total de proyectos, uno debió concluirse en 2016, pero al 31 de diciembre de ese año sólo acumuló un avance de 27.9%, pese a haberse iniciado 12 años antes.

De los 13 proyectos, destacan los denominados "conversión de residuales" de la refinería de Salamanca y "aprovechamiento de residuales" en la refinería de Tula, que tienen por objeto modernizar el procesamiento de crudo, optimizar el aprovechamiento de residuales, elaborar productos de mayor valor (gasolinas y el diésel), y eliminar la problemática en el manejo de combustóleo. El primer proyecto registró un avance de 5.0% a siete años de haberse iniciado

y el segundo solamente presentó un avance del 23.0% en tres años de ejecución, ambos con fecha de término en diciembre de 2018, por lo que se corre el riesgo de que no se concluyan conforme a lo programado.

Los retrasos en la ejecución de los proyectos para modernizar la infraestructura repercuten directa y negativamente en la eficiencia del SNR, cuyo procesamiento de crudo disminuyó 20.0% de 2011 a 2016. Esto da cuenta de que el avance en el incremento, modernización y reforzamiento de la capacidad de las actividades de refinación fue limitado, pues no se logró aumentar la producción de gasolinas ni diésel, en detrimento de la capacidad de la empresa para competir en un mercado abierto y para generar valor económico.

b) Resultados de la reconfiguración (conversión de residuales) del SNR

En 1997, se inició el programa de reconfiguración de refinerías, orientado a dar mayor complejidad a la infraestructura y a utilizar la tecnología necesaria para procesar crudos pesados y obtener productos de mejor calidad y un mayor rendimiento de gasolinas y diésel.

Se verificó que, a 2016, de las seis refinerías del SNR, Cadereyta, Madero y Minatitlán fueron reconfiguradas en su totalidad; Salamanca y Tula están en proceso, y de Salina Cruz se tiene programado que, entre 2017 y 2018, se realice una alianza con la iniciativa privada para mejorar su operación. En los casos de Salamanca y Tula, se registran avances de 5.0% y 23.0%, respectivamente, por lo que, de continuar la tendencia, se estima que no lograrán cumplir la meta de ser reconfiguradas para 2018, en detrimento del objetivo de modernizar el procesamiento de crudo, optimizar el aprovechamiento de residuales, elaborar productos de mayor valor (gasolinas y el diésel), y reducir la producción de combustóleo.

En el periodo 2011-2016, pese a la reconfiguración de las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán, el volumen de procesamiento de petróleo crudo disminuyó en 28.4%, 25.6% y 25.9%, respectivamente. Asimismo, la producción de residuo combustóleo en las refinerías Cadereyta y Madero se incrementó en 16.1% y 38.6%, lo que da cuenta que estas refinerías, que fueron reconfiguradas para incrementar la producción de productos de alto valor, no lograron aumentar la eficiencia de sus procesos para contribuir a que el SNR genere valor económico y rentabilidad.

16-6-90T9M-07-0482-07-005 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial someta a aprobación de su Consejo de Administración un programa para continuar con los trabajos de modernización de la infraestructura existente en el SNR y, con base en los resultados, el órgano de gobierno gestione y programe las acciones pertinentes, a fin de cumplir con sus plazos programados en tiempo y con costos competitivos, así como para alcanzar los beneficios esperados con las reconfiguraciones (conversión de residuales) y procesar un mayor volumen de petróleo crudo y elevar la producción de gasolinas y diésel, con objeto de que esta cadena de valor sea rentable, en términos de lo establecido en las líneas de acción núm. 6 del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y 1.6.1 y 1.6.5 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018, así como de la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación y el artículo 2 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.

5. Mantenimiento y rehabilitación de la infraestructura de producción

Se verificó que, en 2016, los porcentajes de cumplimiento de las órdenes de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo fueron de 92.9%, 99.1% y 98.8%, respectivamente, con lo que el cumplimiento de las órdenes de mantenimiento preventivo y predictivo programadas se ubicó dentro de la referencia internacional “Physical Asset Management Handbook”, que señala que éste debe ser mayor que 95.0%; sin embargo, el cumplimiento de las órdenes de mantenimiento correctivo en las refinerías de Madero y Minatitlán fue de 84.0% y 73.3%, lo que ocasionó un aumento en los paros no programados y limitó la capacidad de PTRI para incrementar la eficiencia operativa del SNR.

En el periodo 2011-2016, el número de órdenes de mantenimiento disminuyó en 5.4% (2,346 órdenes de mantenimiento), al pasar de 43,611 a 41,265 órdenes. Los mantenimientos correctivos registraron una reducción de 20.4% y los preventivos, un descenso de 6.4%, en tanto que los predictivos aumentaron en 4.6%; lo cual influyó en el incremento del índice de paros no programados, que pasó de 5.2% a 7.6%, y por ende en la utilización del 56.9% del SNR.

Respecto del programa de rehabilitación de las plantas de proceso, se verificó que, en 2016, se alcanzó un porcentaje de cumplimiento de 42.9%, lo que significó que se realizó la rehabilitación de tres de las siete plantas de proceso programadas.

16-6-90T9M-07-0482-07-006 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico de las causas por las que no se cumplieron las órdenes de mantenimiento correctivo en las refinerías de Tula, Minatitlán, Madero y Cadereyta y, con base en los resultados, el órgano de gobierno gestione y programe las acciones pertinentes, a fin de que el mantenimiento de la infraestructura se realice conforme a lo programado y permita elevar el índice de utilización de la capacidad del Sistema Nacional de Refinación, para incrementar la producción de gasolinas y diésel, en términos de la estrategia 4.1 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2016-2020 y la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

6. Paros no programados

Se verificó que, en 2016, el porcentaje de horas fuera de operación del SNR por paros no programados fue de 26.0%, de las cuales 18.4 puntos porcentuales fueron por causas externas y 7.6 puntos porcentuales por causas internas, por lo que PTRI rebasó su meta límite del 3.5% de horas fuera de operación por paros no programados por causas internas.

El referente internacional indica que el porcentaje debe encontrarse por debajo o igual al 1.0% en relación con paros no programados por causas internas, pero ninguna de las refinerías obtuvo un resultado satisfactorio, pues el SNR se ubicó 6.6 puntos porcentuales por arriba del estándar internacional de paros no programados ocasionados por causas internas.

De las seis refinerías que integran el SNR, las de Salamanca, Cadereyta, Salina Cruz y Minatitlán superaron en 1.3, 1.9, 2.0 y 3.1 puntos porcentuales el límite establecido de paros no programados por causas internas, y se documentó que las de Tula y Madero fueron las que presentaron la mayor afectación, con 11.2% y 11.8% en sus índices de paros no programados, debido a fallas en cambiadores de calor, regeneradores, calentadores, compresores, líneas de proceso y reactores.

En 2014 y 2015, se registraron los índices de paros no programados por causas internas más bajos que fueron de 2.6% y 3.1%, en tanto que, en 2016, se presentó el porcentaje más alto, que fue de 7.6%, lo que repercutió negativamente en la producción de petrolíferos, que fue la menor del periodo, al obtener 883.1 Mbd de petrolíferos, debido a las deficiencias en prácticas operativas, recurrencia en fallas de equipos, retrasos en reparaciones programadas, así como fallas en servicios principales que ocasionaron paros.

16-6-90T9M-07-0482-07-007 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico en el que analice los factores por los que, de 2014 a 2016, se incrementó el índice de paros no programados por causas internas en cada una de las refinerías y, con base en sus resultados, el órgano de gobierno elabore un programa de acciones orientado a cumplir su meta límite y reducir las brechas respecto del estándar internacional, en términos de la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación y el objetivo 4 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2016-2020, referentes a incrementar la eficiencia operativa en el Sistema Nacional de Refinación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

7. Utilización de la capacidad de producción del SNR

Se constató que, en 2016, PTRI utilizó el 56.9% (933.1 Mbd) de la capacidad instalada para el procesamiento de petróleo crudo, resultado inferior en 15.2% (10.2 puntos porcentuales) a la capacidad programada a utilizar, que era de 67.1% (1,100.0 Mbd), lo que se debió principalmente al incremento de los paros no programados y a los retrasos en la modernización y rehabilitación de la infraestructura. De las seis refinerías, la de Salamanca fue la única que presentó una utilización superior a su meta, de 64.5%, con 69.8% de utilización, 8.2% más que lo programado; las cinco restantes registraron resultados inferiores a la meta establecida, como se muestra en el cuadro siguiente.

RESULTADOS DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y UTILIZADA PARA EL PROCESAMIENTO DE CRUDO, 2016

Refinerías	Capacidad instalada (Mbd)	Capacidad utilizada (Mbd)		% de ocupación		Variación	
		Meta	Real	Meta	Real	Absoluta (p.p.)	%
Total SNR	1,640.0	1,100.0 ^{1/}	333.1 ^{1/}	7.1	6.9	(10.2)	(15.2)
Salina Cruz	330.0	251.4	238.7	5.2	2.3	(3.9)	(5.1)
Tula	315.0	241.2	201.6	5.6	4.0	(12.6)	(16.4)
Minatitlán	285.0	157.8	112.5	5.4	9.5	(15.9)	(28.7)
Cadereyta	275.0	168.3	122.0	1.2	4.4	(16.8)	(27.5)
Salamanca	245.0	158.0	170.9	4.5	9.8	5.3	8.2
Madero	190.0	123.3	87.4	4.9	6.0	(18.9)	(29.1)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante los oficios núms. AI-SADC-0015/2017 y AI-SADC-546/2017, de 5 de enero y 7 de abril de 2017, y el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo, versión 2.350 (POFAT).

^{1/} La suma de los parciales puede no coincidir con el total reportado en el POFAT, debido al redondeo de las cifras presentadas por PTRI.

p.p. Puntos porcentuales.

Se observó que, aun cuando la capacidad instalada en el SNR aumentó en 3.1% de 2011 a 2016, la utilización disminuyó en 16.5 puntos porcentuales, al pasar de 73.4% a 56.9%, lo que repercutió en el volumen de petróleo crudo procesado y en la producción de petrolíferos, que disminuyeron en 20.0% y 20.2%, respectivamente, lo que evidencia que PTRI no ha logrado incrementar la eficiencia operativa del SNR, lo que constituye un obstáculo para que las actividades de refinación sean rentables y generen valor económico.

16-6-90T9M-07-0482-07-008 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico sobre las causas por las que, en 2016, la utilización de la capacidad de procesamiento de las refinerías de Salina Cruz, Tula, Minatitlán, Cadereyta y Madero fue inferior a lo programado y, con base en los resultados, el órgano de gobierno desarrolle un programa orientado a incrementar la capacidad utilizada para el procesamiento de crudo, a fin de aumentar la producción de petrolíferos de alto valor agregado (gasolinas y diésel), con objeto de que se acreciente la rentabilidad del Sistema Nacional de Refinación y genere valor económico, conforme a lo establecido en el objetivo 1 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018, la estrategia 4.2 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2016-2020 y el artículo 1 del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada 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.

8. Volumen de petróleo crudo procesado

Se verificó que, en 2016, el SNR procesó 933.1 Mbd de petróleo crudo con la operación de sus seis refinerías, resultado inferior en 15.2% (166.9 Mbd) al volumen programado, de 1,100.0 Mbd. PTRI señaló que la variación en el proceso de crudo se debió, principalmente, a lo siguiente: en la refinería de Cadereyta, obtuvo un resultado inferior en 27.5% a lo estimado de 168.3 Mbd, por altos inventarios de destilados intermedios y gasóleos de vacío; Madero procesó 29.1% menos que lo proyectado de 123.3 Mbd, por la salida de operación un

calentador; Minatitlán registró 28.7% por debajo de la meta de 157.8 Mbd, porque se encontró fuera de operación una planta de producción en abril y mayo; Salina Cruz mostró un resultado inferior en 5.1% al programado de 251.4 Mbd, debido a que una de las plantas primarias operó al 70.0% de su capacidad por estar en proceso de limpieza y posteriormente quedó fuera de operación para atender trabajos en un calentador; y Tula registró un resultado inferior en 16.4% al original de 241.2 Mbd, por altos inventarios de gasóleos de vacío. Esto da cuenta de que los paros no programados y el bajo rendimiento por barril de crudo, que resultó en la producción de 15.6% más combustóleo –considerado como un residuo por ser de difícil colocación en el mercado– del que se programó, como se detalla en el resultado 9 de este informe, afectaron negativamente el procesamiento de crudo. Se constató que, en 2016, la refinería de Salamanca fue la única que superó la meta en 8.2%, al procesar 170.9 Mbd, volumen superior en 12.9 Mbd a lo programado, que era de 158.0 Mbd.

De 2011 a 2013, se registró un aumento de 4.9% en el volumen de petróleo crudo procesado en las refinerías del SNR, al pasar de 1,166.6 a 1,224.1 Mbd; sin embargo, de 2013 a 2016, periodo en que se puso en marcha la Reforma Energética, el SNR registró una disminución de 23.8% en el volumen de crudo procesado, al pasar de 1,224.1 a 933.1 Mbd, debido al bajo desempeño de las refinerías de Minatitlán, Cadereyta y Madero, que presentaron una reducción de 38.5%, 35.4% y 32.7%, respectivamente.

16-6-90T9M-07-0482-07-009 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico de las razones por las que, en 2016, el volumen de petróleo crudo procesado se redujo en relación con la meta programada en las refinerías de Salina Cruz, Tula, Cadereyta, Madero y Minatitlán y, con base en los resultados, el órgano de gobierno establezca un programa de acciones que deba implementar la empresa, orientado a incrementar la eficiencia operativa en el Sistema Nacional de Refinación, para cumplir con la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación, así como las estrategias 1.6 y 4.1 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018 y del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2016-2020, respectivamente, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

9. Rendimiento por barril de petróleo crudo procesado

Se constató que, en 2016, el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de petróleo crudo procesado en el SNR fue de 33.3% y 23.2%, respectivamente, resultados inferiores en 5.1% y 9.7% a lo programado, respectivamente. El porcentaje de combustóleo producido, que es considerado como residuo, superó el límite en 15.6%, por lo que el resultado no fue favorable. Estos resultados se relacionan con los retrasos en la modernización, reconfiguración y rehabilitación de la infraestructura del SNR.

El rendimiento de gasolinas y diésel en el SNR se presenta en el cuadro siguiente.

RENDIMIENTO DE GASOLINAS, DIÉSEL Y COMBUSTÓLEO POR BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO PROCESADO, 2016
(Porcentaje)

Tipo de combustible	Meta	Real	Variación	
			Absoluta (p.p.)	(%)
Gasolinas	35.1	33.3	(1.8)	(5.1)
Diésel	25.7	23.2	(2.5)	(9.7)
Combustóleo	21.1	24.4	3.3	15.6

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficio núm. AI-SADC-546/2017 de fecha 7 de abril de 2017.

p.p. Puntos porcentuales.

En el periodo 2011-2014, el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de petróleo crudo procesado registró un aumento de 4.2% y 8.9%, respectivamente, y el combustóleo disminuyó 16.7%; sin embargo, de 2014 a 2016, los rendimientos de las gasolinas y diésel disminuyeron en 5.9% y 6.5%, en tanto que el combustóleo se incrementó 8.9%, lo que limitó un mayor aprovechamiento del crudo, y da cuenta de que no se avanzó en hacer eficientes las actividades de transformación industrial para generar valor económico para el Estado.

16-6-90T9M-07-0482-07-010 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico de las causas por las cuales en 2015 y 2016 el rendimiento de gasolinas y diésel disminuyó y el de combustóleo fue mayor que el límite establecido y, con base en los resultados, el órgano de gobierno gestione y programe las acciones pertinentes, a fin de reducir la producción de combustóleo e incrementar el rendimiento de combustibles de mayor valor agregado como las gasolinas y el diésel, en términos de la estrategia 1.6, objetivo 1 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018 y el objetivo 4 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2016-2020, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

10. Índice de intensidad energética

Se verificó que, en 2016, el SNR registró un índice de 151.9 en la intensidad energética para su operación, por lo que superó en 8.3% (11.7 puntos) el límite máximo establecido, de 140.2, y en 3.5% (5.2 puntos) el referente internacional, de 146.7. PTRI señaló y documentó que la situación se debió a que la refinería de Madero presentó un alto porcentaje de paros no programados relacionados con la salida de operación de las unidades de proceso de reformación catalítica, de hidrodesulfuración de destilados intermedios, de reformación y de isomerización, así como a fallas en servicios auxiliares relacionadas con el suministro de vapor para una planta catalítica, y la baja utilización de los centros de trabajo. Cabe señalar que, aun cuando no se tenga crudo para procesar, la refinería debe de mantenerse a cierta temperatura, por lo que se sigue consumiendo energía.

En el periodo 2011-2016, el consumo de energía real registró un incremento de 9.8%, ya que, si bien de 2011 a 2013 el consumo de energía disminuyó 2.2%, alcanzando su nivel más bajo en 2013, al reportar 135.3, de 2014 a 2016, el comportamiento fue inverso, al incrementarse

el índice en 3.5%, alcanzando su consumo máximo en 2016, al registrar 151.9, lo que evidencia que la empresa no ha logrado disminuir el consumo de energía en sus refinерías.

16-6-90T9M-07-0482-07-011 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico sobre las causas del incremento en el índice de intensidad energética y, con base en los resultados, proponga al órgano de gobierno un programa de acción orientado a disminuir el índice en cada una de las refinерías que integran el Sistema Nacional de Refinación, a fin de reducir el consumo de energía e incrementar la eficiencia operativa, con objeto de cumplir la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación y la estrategia 4.1 del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2016-2020, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

11. Índice de personal equivalente

Se constató que, en 2016, el índice de personal equivalente en el SNR fue de 193.0 horas trabajadas por cada 100 mil unidades de capacidad de destilación equivalentes (EDC), cifra superior en 176.9% (123.3 horas trabajadas por cada 100 mil EDC) al referente internacional de la CNGM, que es de 69.7 horas trabajadas por cada 100 mil EDC. A continuación, se presenta el índice de personal equivalente por refinерía.

ÍNDICE DE PERSONAL EQUIVALENTE, 2016
(Horas trabajadas por cada 100 mil EDC)

Refinerías	Capacidad SNR (Mbd)	Referente internacional ^{1/}	Índice de personal equivalente	Variación	
				Absoluta (horas trabajadas por cada 100 mil EDC)	Porcentual (%)
Total SNR	1,640.0	69.7	193.0	123.3	176.9
Salamanca	245.0	69.7	299.7	230.0	330.0
Madero	190.0	69.7	254.3	184.6	264.8
Tula	315.0	69.7	168.5	98.8	141.8
Minatitlán	285.0	69.7	164.7	95.0	136.3
Cadereyta	275.0	69.7	158.2	88.5	127.0
Salina Cruz	330.0	69.7	155.8	86.1	123.5

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada mediante oficio núm. AI-SADC-532/2017 de fecha 7 de abril de 2017.

^{1/} Corresponde a las cifras reportadas en el Estudio Solomon Bianual 2014 de la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM)

La refinерía de Salamanca fue la que registró la mayor diferencia respecto del referente internacional del CNGM, al presentar un índice de 299.7 horas trabajadas por cada 100 mil EDC, cifra superior en 330.0% (230.0 horas trabajadas por cada 100 mil EDC) al referente internacional de 69.7 horas trabajadas por cada 100 mil EDC, aun cuando ocupa el quinto lugar de las seis refinерías del SNR en la capacidad de procesamiento instalada, que es de 245 Mbd. En contraste, la refinерía de Salina Cruz reportó la diferencia más baja, al registrar un índice 155.8 horas trabajadas por cada 100 mil EDC, mayor (86.1 horas trabajadas por cada

100 mil EDC) que las 69.7 horas trabajadas por cada 100 mil EDC del referente internacional, pese a que es la refinería con la mayor capacidad para el procesamiento de petróleo crudo, con 330.0 Mbd.

En el periodo 2010-2016, el índice de personal equivalente en el SNR mostró una disminución de 19.6% (47.0 horas trabajadas por cada 100 mil EDC); sin embargo, siguió registrando una brecha significativa de 176.9% en comparación con las refinerías de la CNGM, por lo que PTRI no ha logrado modernizar esta línea de negocios, a fin de contar con una estructura y organización que permita adoptar las mejores prácticas corporativas, empresariales y operativas para elevar la productividad de las refinerías y hacer eficiente el uso de los recursos humanos.

16-6-90T9M-07-0482-07-012 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial exponga a su Consejo de Administración un diagnóstico de las necesidades de personal en el SNR y las razones por las que en 2016 el índice de personal equivalente superó el referente internacional y, con base en los resultados, el órgano de gobierno tome las decisiones que resulten necesarias para reducir las brechas respecto de los estándares internacionales, a fin de contar con una estructura y organización que permita adoptar las mejores prácticas corporativas, empresariales y operativas para elevar la productividad de las refinerías y hacer eficiente el uso de los recursos humanos, en términos del párrafo decimocuarto de los antecedentes del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial y la estrategia 4.2 establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2016-2020, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

12. Calidad de crudo recibido en el SNR

Se constató que, en 2016, PTRI recibió de PEP 935.0 Mbd, volumen inferior en 8.1% al que le solicitó, que fue de 1,017.2 Mbd. De la diferencia de 82.2 Mbd, el 3.9% fue atribuible a PEP, pues éste no entregó el volumen requerido, y el 96.1% restante fue por causas imputables a PTRI, ya que regresó el crudo porque no estaba en condiciones de procesarlo por la existencia de altos inventarios de crudo, así como por la baja eficiencia de proceso en las seis refinerías del SNR.

En cuanto a la calidad, se verificó que, en los 12 meses, PTRI recibió crudo de PEP con una calidad inferior a la solicitada, lo que afectó el procesamiento en el SNR. En los casos en que PEP incumplió en cuanto al volumen y la calidad en los diferentes tipos de crudo recibido, se comprobó que PTRI hizo de su conocimiento los incumplimientos respectivos, en términos del contrato de compraventa y de los convenios modificatorios suscritos entre ambas empresas, por lo que PEP emitió notas de crédito a favor de PTRI por un monto de 1,280,142.5 miles de pesos sin IVA, como compensación por la mala calidad del crudo recibido en las refinerías, ya que, al no recibir el petróleo crudo con la calidad establecida, se corre el riesgo de que se dañe la infraestructura de las refinerías y se provoquen desperfectos que ameriten reparaciones mayores, afectando el procesamiento y por ende la producción de petrolíferos.

13. Gasolinas y diésel de ultra bajo azufre (UBA)

Se constató que, en 2016, la producción de gasolina Magna UBA fue de 165.5 Mbd, cifra superior en 49.1% a la meta establecida de 111.0 Mbd, en tanto que la producción de gasolina Premium y diésel UBA fue inferior en 74.0% y 45.8% a lo programado, respectivamente, debido a una disminución en el procesamiento de crudo en las refinerías de Cadereyta y Minatitlán, así como por altos inventarios de diésel en la refinería de Salamanca, lo que limitó la eficiencia operativa en la producción de combustibles.

La empresa no contó con el programa de producción de gasolinas UBA de cada una de las refinerías del SNR, por lo que no fue factible determinar la eficiencia por refinería en esta materia. Al respecto, Pemex Transformación Industrial, en el transcurso de la auditoría, señaló y documentó que, conforme al Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, especificaciones de calidad de los petrolíferos, publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 29 de agosto de 2016, a partir del 28 de octubre de 2016, el contenido de azufre total en las gasolinas que se comercializan en el país no puede ser superior a 80 partes por millón por lote específico y 30 partes por millón como promedio anual, por lo que desde esa fecha toda la producción de gasolinas debe ser con calidad de Ultra Bajo Azufre (UBA); en consecuencia, los programas operativos de producción de gasolinas por refinería se referirán siempre a combustibles UBA, con lo que se solventa lo observado.

En el periodo 2012-2016, la producción total de gasolinas Magna y diésel UBA aumentó 169.1% y 17.2%, respectivamente, en contraste la de Premium disminuyó 61.4%.

Respecto de la calidad de las gasolinas, en 2016, las gasolinas Magna y Premium UBA cumplieron con los parámetros establecidos, al registrar 30.5 y 29.0 partes por millón, cifras menores en 61.9% y 63.8%, respectivamente, del parámetro máximo establecido. En cuanto al Diésel UBA, el promedio anual fue de 8.0 partes por millón, cifra inferior en 46.7% al parámetro máximo establecido en la normativa. En el periodo 2011-2016, el contenido de azufre en la gasolina Magna UBA registró una disminución de 21.8%; la Premium reportó un incremento de 11.5%, pero se mantuvo por debajo del límite establecido, y en el diésel UBA la concentración disminuyó 11.1%.

16-6-90T9M-07-0482-07-013 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial elabore un programa de producción de diésel UBA con metas ajustadas al cumplimiento de su misión, de acuerdo con lo establecido en su Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo, a fin de cumplir la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

14. Control interno

Se constató que, en 2016, PTRI contó con procesos y estructuras que constituyeron la base sobre la que se desarrolla el control interno de la organización; estableció acciones de mitigación de riesgos, que documentó en la Matriz de Riesgos Institucionales y en el Programa de Trabajo de Control Interno; y desarrolló sistemas de información y comunicación de las actividades de transformación industrial, incluyendo la producción de gasolinas y diésel.

Sin embargo, con la ejecución de la auditoría, se constató que PTRI mantuvo deficiencias en la información proporcionada por las áreas responsables de las actividades revisadas, como se presentó en el resultado núm. 1, referente a la contribución al abasto de gasolinas y diésel. La observación y recomendación sobre este hallazgo se incluyen en el resultado correspondiente de este informe.

15. Rendición de cuentas

Se verificó que, en la Cuenta Pública 2016, PTRI reportó que erogó en los programas presupuestarios B001 “Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos”, K002 “Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos” y K027 “Mantenimiento de Infraestructura” de la Actividad Institucional 226 “Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones” un total de 40,448,463.5 miles de pesos para la producción de petrolíferos en el SNR.

Con el análisis de la página de internet de Petróleos Mexicanos se constató que, de manera trimestral, PTRI publicó información actualizada para conocer su situación en materia financiera, administrativa, operacional y económica.

Finalmente, se constató que, en el Cuarto Informe Trimestral sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública, 2016, Petróleos Mexicanos incluyó información sobre los ingresos obtenidos y la ejecución del Presupuesto de Egresos, así como sobre la situación económica y las finanzas públicas del ejercicio.

Consecuencias Sociales

La situación actual de la infraestructura productiva del Sistema Nacional de Refinación muestra que no se ha avanzado en su modernización ni reconfiguración, situación que limita la capacidad de la empresa para incrementar la producción de gasolinas y diésel de manera rentable, y puede poner en riesgo su contribución al abastecimiento de estos combustibles para la producción y transporte de bienes y de servicios, así como para satisfacer las necesidades de movilidad de la población en el país, y obstaculizan que cumpla su misión de generar valor económico; lo cual repercutiría negativamente en la participación de la empresa en las estrategias nacionales para impulsar el crecimiento económico, las actividades industriales y de transporte.

De continuar con las deficiencias presentadas en las seis refinerías, se corre el riesgo de que el SNR no resulte competitivo en el modelo de mercado abierto instaurado por la Reforma Energética, lo que puede agravar las pérdidas netas de la empresa y, en consecuencia, pondría en riesgo su viabilidad como empresa productiva subsidiaria, escenario en el que el abastecimiento de las necesidades internas de combustibles dependería de la disponibilidad y condiciones del mercado externo, en detrimento de la seguridad energética y con efectos negativos en los precios de dichos combustibles en el país.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó (aron) 11 observación (es) la (s) cual (es) generó (aron): 13 Recomendación (es) al Desempeño.

Dictamen

El presente se emite el 9 de octubre de 2017, 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 contribuir a satisfacer la demanda nacional de gasolinas y diésel de manera rentable, mediante el procesamiento de petróleo crudo para verificar el cumplimiento de objetivos y metas. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas selectivas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen.

En 2013, los diagnósticos del sector plasmados en la planeación nacional indicaron que la demanda de gasolinas y diésel se acrecentó considerablemente, principalmente por el aumento del parque vehicular, pero el Estado carecía de la capacidad suficiente para incrementar el procesamiento de petróleo crudo y la producción de petrolíferos en el país sin incurrir en déficits financieros, lo que provocó un decremento en la oferta nacional de estos combustibles y, en consecuencia, la demanda fue cubierta con un volumen gradualmente mayor de importaciones.

Para atender esta problemática, en diciembre de 2013, después de décadas de que el Estado mantuviera el monopolio en el procesamiento y refinación del crudo, así como en la producción de petrolíferos, operado por el entonces organismo subsidiario Pemex Refinación (PR), se publicó la Reforma Energética, con la que se abrió el mercado a la participación privada y se aprobó la transformación de Petróleos Mexicanos en una empresa productiva del Estado, orientada a generar valor económico. La responsabilidad de operar el SNR se transfirió de PR a la recién creada Pemex Transformación Industrial (PTRI), la cual, en 2016, año de transición en el marco de la Reforma Energética, tuvo el mandato de satisfacer la demanda nacional de gasolinas y diésel de manera rentable y generando valor económico, mediante el procesamiento de crudo y la importación de petrolíferos.

Con la revisión se constató que, en 2016, PTRI satisfizo en 99.2% la demanda interna de gasolinas y en 100.0% la de diésel. En cuanto a la gasolina, el 37.7% se cubrió con producción nacional, cifra inferior en 26.7% a la meta de 51.4% y, respecto del diésel, el 55.9% de la demanda se satisfizo con producción interna, proporción menor en 18.8% que la meta de 68.8%, por lo que PTRI no cumplió con las metas de producción nacional de sus dos principales productos.

En materia de generación de valor, se constató que, en ese año, PTRI registró una pérdida neta por sus operaciones de 62,486,500.0 miles de pesos, sin que fuera posible determinar la pérdida específica relacionada con la cadena de valor de las gasolinas y el diésel, debido a que careció de registros de los gastos para el transporte y almacenamiento de dichos combustibles, lo que limita su capacidad para tomar decisiones que permitan aumentar la rentabilidad de sus dos principales líneas de negocios. Se constató que el incumplimiento de las metas de producción nacional de combustibles influyó en el déficit, pues, si bien el costo de producción de las gasolinas Magna y Premium, así como el de diésel, fueron inferiores en 61.1%, 56.2% y 61.5%, respectivamente, a los costos de importación, debido a la reducción del precio del barril de petróleo y al incremento del tipo de cambio en relación con el dólar, PTRI no capitalizó la oportunidad que ofreció el contexto internacional, ya que, a fin de

satisfacer la demanda, importó el 60.0% de la oferta de gasolinas y el 44.1% de diésel, resultados superiores en 21.0% y 33.6% a lo programado, respectivamente.

Se comprobó que, en 2016, para la operación de las seis refinerías que integran el SNR, se ejerció un total de 13,598,436.0 miles de pesos en el programa B001, cifra superior en 9.6% al original; mientras que para el mantenimiento de la infraestructura se ejerció un total de 3,739,111.8 miles de pesos en el programa K027, cantidad inferior en 56.5% al original, y se erogaron 23,110,915.7 miles de pesos para la ejecución de proyectos de infraestructura del programa presupuestario K002, monto inferior en 5.3% al original, lo que da cuenta de que, en relación con lo programado, aumentó el gasto en operación del SNR y disminuyeron las erogaciones para el mantenimiento y la ejecución de proyectos de infraestructura.

Se constató que, en ese año se encontraron vigentes 13 proyectos para la modernización de la infraestructura productiva de las seis refinerías, de los cuales uno debió concluirse en 2016, pero sólo acumuló un avance de 27.9%, pese a haberse iniciado 12 años antes. Asimismo, destacan los proyectos denominados “conversión de residuales” de la refinería de Salamanca y “aprovechamiento de residuales” en la refinería de Tula, que tienen por objetivo modernizar el procesamiento de crudo, elaborar productos de mayor valor y eliminar el combustóleo. El primer proyecto registró un avance de 5.0% en siete años de operación y el segundo solamente presentó un avance del 23.0% en tres años de ejecución, ambos con fecha de término en diciembre de 2018, por lo que se corre el riesgo de que no se concluyan conforme a lo programado, en detrimento de la capacidad de procesamiento y de la eficiencia del SNR.

Se verificó que las órdenes programadas de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo se cumplieron en 92.9%, 99.1% y 98.8%, respectivamente; sin embargo, el mantenimiento correctivo en las refinerías de Madero y Minatitlán se cumplió en 84.0% y 73.3%, lo que ocasionó un aumento en los paros no programados en esas refinerías.

En relación con lo anterior, el índice de horas fuera de operación del SNR por paros no programados fue de 26.0%, de los cuales 18.4 puntos porcentuales fueron por causas externas y 7.6 puntos porcentuales por causas internas, por lo que el resultado fue superior en 4.1 puntos porcentuales al límite establecido de 3.5% e implicó que las refinerías dejaran de operar 1 de cada 4 horas hábiles. El SNR superó en 6.6 puntos porcentuales el referente internacional de paros no programados por causas internas, que es menor o igual a 1.0%, por lo que el organismo no logró alcanzar un desempeño operativo igual al promedio de la industria en las actividades de transformación.

En materia de eficiencia operativa, en 2016, PTRI utilizó el 56.9% de su capacidad instalada para el procesamiento de petróleo crudo, resultado inferior en 15.2% a la capacidad programada a utilizar, que era de 67.1%, debido al incremento de los paros no programados, con lo que procesó un total de 933.1 Mbd de petróleo crudo, volumen 15.2% menor que la meta de refinar 1,100.0 Mbd. En ese año, el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de petróleo procesado fue de 33.3% y 23.2%, resultados inferiores en 5.1% y 9.7% a lo programado, respectivamente, mientras que la proporción de combustóleo, que es considerado como residuo, superó el límite en 15.6%, por lo que el resultado no fue favorable, lo cual se relaciona con los retrasos en la modernización y reconfiguración de la infraestructura.

En el año de revisión, el SNR registró un índice de 151.9 de energía para su operación, por lo que rebasó en 8.3% el límite establecido y en 3.5% el referente internacional de 146.7. Asimismo, el índice de personal equivalente fue de 193.0 horas trabajadas por cada 100 mil unidades de capacidad de destilación equivalentes (EDC), cifra superior en 176.9% al referente internacional de las refinerías de la Costa Norteamericana del Golfo de México (CNGM), que es de 69.7 personas por cada 100 mil EDC. Estos resultados repercuten en el incremento de los costos de operación y reducen el margen de rentabilidad para la empresa.

Respecto de la calidad, se constató que PTRI recibió de PEP crudo con calidad inferior a la solicitada en los 12 meses del año, lo que afectó el procesamiento del hidrocarburo, por lo que PEP indemnizó al SNR con 1,272,600.6 miles de pesos. En cuanto al volumen, se verificó que PTRI recibió de PEP 935.0 Mbd de crudo, cifra inferior en 8.1% a la solicitada a PEP que fue de 1,017.2 Mbd, debido a que PTRI rechazó el restante porque no estaba en condiciones de procesarlo por causa de la baja eficiencia operativa del SNR y por la existencia de altos inventarios de crudo y de residuales.

De 2011 a 2013, antes de que se aprobara la Reforma Energética, se registró un incremento en la eficiencia operativa del SNR, pues el volumen de petróleo crudo procesado aumentó 4.9%, al pasar de 1,166.6 a 1,224.1 Mbd; el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de crudo se incrementó en 4.2% y 8.9%, respectivamente, mientras que el combustóleo disminuyó su proporción en 16.7%; y el índice de intensidad energética disminuyó 2.2%, alcanzando su nivel más bajo en 2013, al reportar 135.3%, lo que repercutió en que disminuyeron las importaciones de gasolinas y diésel en 13.8% y 20.5%, respectivamente, en tanto que la producción nacional aumentó en 6.2% y 14.5%, respectivamente. En contraste, de 2013 a 2016, a partir de la puesta en marcha de la Reforma Energética, el volumen de petróleo crudo procesado disminuyó 23.8%, al pasar de 1,224.1 a 933.1 Mbd; el rendimiento de gasolina y diésel por barril de petróleo decreció en 5.9% y 6.5%, respectivamente, mientras que el combustóleo aumentó su proporción en 8.9%; y el índice de intensidad energética creció 3.5%, alcanzando su consumo máximo en 2016, al registrar 151.9, lo que tuvo como consecuencia que las importaciones de gasolinas y diésel aumentaron en 46.0% y 74.4% y la producción disminuyó en 27.0% y 31.0%. Estos resultados evidencian que los esfuerzos de PTRI en el marco de la reforma no han logrado revertir el decremento de la producción nacional de combustibles.

En opinión de la ASF, en 2016, PTRI contribuyó al abastecimiento del 99.2% de las gasolinas y el 100.0% del diésel que demandó el país; sin embargo, no lo hizo de manera rentable, pues registró una pérdida neta por sus operaciones de 62,486,500.0 miles de pesos, ni logró revertir el decremento en la producción nacional de combustibles, la cual sólo fue suficiente para cubrir el 37.7% de la demanda de gasolinas y el 55.9% de la de diésel, proporciones inferiores en 26.7% y 18.8% a las metas respectivas. Estos resultados se debieron principalmente a retrasos en la modernización, reconfiguración y rehabilitación de la infraestructura; al incremento de los paros no programados, que provocaron la pérdida de una de cada cuatro horas hábiles; a la utilización de sólo el 56.9% de la capacidad instalada; al decremento en el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de petróleo procesado; y a los elevados índices de intensidad energética y de personal equivalente, que fueron 3.5% y 176.9% superiores a los referentes internacionales, respectivamente. Esta situación, que se agudizó a partir de la puesta en marcha de la reforma energética, pone en riesgo la operación

del SNR y limita la capacidad de PTRI para competir en un mercado abierto y cumplir su misión de generar valor económico.

En el marco de la reestructuración institucional tras la Reforma Energética y con el fin de fortalecer la operación de PTRI, la ASF emitió 11 observaciones que generaron 13 recomendaciones al desempeño, las cuales se enfocan en que se tomen las medidas pertinentes para aumentar la producción nacional de combustibles y reducir las importaciones, ya que, bajo las condiciones actuales del mercado, es más barato producir que importar los combustibles; se continúen los trabajos de modernización de la infraestructura existente en el SNR, para aumentar la capacidad de procesamiento de petróleo crudo y elevar el rendimiento de gasolinas y diésel por barril de crudo, a efecto de incrementar la eficiencia operativa del SNR; se diagnostiquen las razones de los altos índices de intensidad energética y de personal equivalente, a fin de que se tomen las decisiones conducentes para reducirlos, y se tomen las medidas necesarias para que las refinerías estén en condiciones de recibir el crudo solicitado, con objeto de que esta línea de negocios de PTRI se realice de manera rentable y genere valor económico.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Lic. Gabriel Linares Trujillo

C.P. Jorge Pedro Castolo Domínguez

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar el cumplimiento del objetivo de contribuir al abasto de gasolinas y diésel que demandó el país, 2011-2016.
2. Evaluar la tendencia de los costos de producción e importación de gasolinas y diésel 2012-2016, y de su utilidad, a fin de determinar si el abastecimiento de combustibles, que demandó el país se realizó de manera rentable y con generación de valor en 2016.
3. Analizar el gasto corriente y de capital de PTRI en el Sistema Nacional de Refinación y verificar que ésta cumple con su misión de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, 2013-2016.
4. Analizar los proyectos que PTRI llevó a cabo para la modernización de la infraestructura del Sistema Nacional de Refinación para la producción de gasolinas y diésel, así como los resultados de las refinerías que fueron reconfiguradas, 2011-2016.
5. Determinar el cumplimiento del programa de mantenimientos en cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación, 2011-2016.
6. Evaluar el cumplimiento de la meta de paros no programados, 2011-2016.

7. Evaluar la capacidad instalada y utilizada en cada una de las refinerías para el procesamiento de petróleo crudo, 2011-2016.
8. Revisar el cumplimiento del volumen de petróleo crudo procesado que recibió cada una de las refinerías para la producción de gasolinas y diésel, 2011-2016.
9. Evaluar el rendimiento de gasolinas, diésel y combustóleo por barril de crudo procesado, 2011-2016.
10. Verificar la reducción en el consumo de energía en cada una de las refinerías, 2011-2016.
11. Revisar los resultados del índice de personal equivalente respecto del referente internacional, 2010-2016.
12. Constatar que PTRI solicitó a PEP el volumen y calidad de petróleo crudo adecuado para cada una de las refinerías del Sistema Nacional de Refinación, 2016.
13. Verificar que el contenido de azufre en las gasolinas y el diésel se encuentren dentro de los parámetros establecidos en la NOM-016-CRE-2016, "Especificaciones de calidad de los petrolíferos", 2016.
14. Verificar los controles internos establecidos por PTRI en cada una de las áreas relacionadas con las actividades de producción de gasolinas y diésel, en 2016.
15. Verificar la información reportada por PTRI referente a la producción de gasolinas y diésel en los documentos de rendición de cuentas, 2016.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Producción de Petrolíferos; de Ingeniería y Costos; de Proyectos Industriales, y de Programación y Control adscritas a Pemex Transformación Industrial.

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. Presupuesto de Egresos de la Federación: Estrategia Programática, Misión de Pemex Transformación Industrial.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 112; Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo; Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, Objetivo 4.6, Línea de acción núm. 6; Programa Sectorial de Energía 2013-2018, Objetivo 1, Estrategia 1.6, Líneas de acción núms. 1.6.1. y 1.6.5; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2016-2020, Objetivo núm. 4, Estrategia 4.1 y 4.2; Acuerdo de Creación de Pemex Transformación Industrial, Antecedentes, Par. Decimocuarto, Art. 1; Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, Art. 2.

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, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 9, 10, 11, 14, fracción III, 15, 17, fracciones XV, XVI y XVII, 34, fracción V, 36, fracción V, 37, 39, 40, 49 y 67, fracciones I, II, III y IV, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

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 esta entidad fiscalizadora para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Resultado 1.- PTRI informó que cuenta con un sistema de información denominado Base de Datos Institucional, el cual considera todas las fases de la cadena, desde producción hasta la venta al cliente. Para el caso de gasolinas, esta información proviene de los sistemas institucionales de cada una de dichas partes (Sistema Integral de Producción); sin embargo, con motivo de la reorganización de Petróleos Mexicanos, el área que realizaba esta actividad cesó sus funciones desde 2016, motivo por el cual no fue realizada la conciliación de cifras.

Además, la empresa señaló que, durante 2016, el Director General de PTRI informó trimestralmente al Consejo de Administración el desempeño de la empresa, y el 24 de octubre de 2016, con Acuerdo CA-118/2016, se autorizó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2017-2021, en el cual se establecieron medidas para corregir las deficiencias, sin que proporcionara la evidencia documental para sustentar el señalamiento.

Resultado 2.- La empresa indicó que, mediante oficio, se solicitó a la Gerencia Comercial y de Servicios Logísticos que, dentro de su ámbito de competencia, se realicen las gestiones pertinentes para que se cuenten con los gastos por el transporte y almacenamiento de gasolinas y diésel, a fin de que se obtenga información clara, sencilla, precisa, confiable y actualizada.

Resultado 4.- PTRI informó que, en el año de revisión, enfrentó un programa de ajuste presupuestal y para replantear las inversiones, por lo que, dada la escasez de recursos presupuestales y aprovechando los beneficios de la Reforma Energética, los proyectos de reconfiguración y operación en refinerías se pretenden implementar en asociación con empresas especializadas, que permitan compartir riesgos y beneficios de los proyectos, sin que se proporcionara la evidencia de los avances.

Resultado 7.- La empresa señaló que las áreas responsables de la planeación y programación tienen como principal objetivo “maximizar el valor” en la cadena de producción; actualmente los modelos de programación se han adaptado para encontrar los procesos de petróleo crudo óptimos y los resultados de la planeación consideran la situación y el entorno actual de PTRI; por lo que, los procesos óptimos de petróleo crudo y producciones programadas son el resultado considerando las restricciones por la baja demanda de combustóleo y la calidad de

los productos, principalmente de la gasolina que debe de contener 30 partes por millón promedio de azufre, conforme a la NOM-016-CRE-2016. Asimismo, la empresa señaló que cuenta con dos iniciativas para optimizar los procesos de crudo y producción de petrolíferos, sin que proporcionara evidencia para acreditar los comentarios.

Resultado 8.- PTRI señaló que las principales restricciones que limitaron el proceso de petróleo crudo en las refinerías fueron la baja demanda de residuales y la entrada en vigor de las especificaciones establecida en la normativa vigente. Asimismo, señaló que cuenta con cuatro iniciativas para optimizar los procesos de crudo y producción de petrolíferos, sin que presentara la documentación soporte.

Resultado 9.- La empresa informó que el diferimiento en las reparaciones ha ocasionado un rezago en el mantenimiento oportuno de las unidades de proceso, esto originó que se incrementen los paros no programados y los mantenimientos correctivos fuera de programa de las plantas de proceso. También se indicó que se tienen cuatro iniciativas que permitirán reducir la producción de combustóleo e incrementar el rendimiento de destilados de mayor valor agregado, sin que proporcionara documentación soporte.

Resultado 10.- PTRI comentó que, en el informe del Director General enero-diciembre de 2016, se presentó el informe el primer trimestre de 2017, en el cual se incluyeron los resultados del índice de intensidad energética, describiendo su comportamiento y las causas de desviación y mejora. Adicionalmente, como plan de acción, se está implantando un Sistema de Gestión de Energía en las refinerías como mejor práctica internacional y se cuenta con un programa de reparación de plantas de proceso, con lo cual se mejorará la confiabilidad y eficiencia operativa, en virtud de que el consumo de energía se ve impactado por el índice de paros no programados, sin que se presentara la documentación soporte.

Resultado 11.- La empresa mencionó que el índice de personal equivalente no se menciona en el informe del Director General, ya que el cálculo está referenciado a las horas totales utilizadas entre cierta capacidad de destilación equivalente de las plantas y no directamente al número de personas que laboran en un centro de trabajo. Sin embargo, la problemática se revisa en el Consejo de Administración, debido a que existe un apartado dentro del informe que habla de la estrategia que se ha implementado en este sentido, así como de los resultados obtenidos.