

Centro Nacional de Control del Gas Natural

Operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural

Auditoría de Desempeño: 2017-1-18TON-07-0456-2018

456-DE

Criterios de Selección

Se consideran tres aspectos:

- El impacto positivo que se espera de la fiscalización al desempeño.
- El análisis 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 garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural, mediante la gestión y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), 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 del cumplimiento del objetivo del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) de gestionar, administrar y operar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), a fin de contribuir con el abastecimiento de dicho energético en territorio nacional. Se revisó la estructura y operación de gobierno corporativo del CENAGAS para verificar que atendió las mejores prácticas internacionales; respecto del desempeño financiero, en el año referido, se analizó la situación financiera de la empresa para comprobar si ejerció los recursos de manera eficiente, y en el desempeño operativo, como gestor del SISTRANGAS, se verificó la elaboración de la segunda revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, la coordinación con los permisionarios de transporte y la asignación de capacidad

mediante la Temporada Abierta. En cuanto a su carácter de permisionario, se verificó el cumplimiento de metas de transporte programadas en el Sistema Nacional de Gasoductos y en el Sistema Naco Hermosillo y el cumplimiento del contrato de servicio formalizado por el CENAGAS con Pemex Logística (PLOG) respecto de los programas de mantenimiento y seguridad, así como los avances en la implementación del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA).

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa de la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. Los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron, en lo general, suficientes, de calidad, confiables y consistentes para aplicar todos los procedimientos establecidos y para sustentar los hallazgos y la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento del objetivo del CENAGAS de garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural, mediante la gestión y operación del SISTRANGAS, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores.

Antecedentes

En 1992, se publicó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que modificó su estructura y atribuciones, debido a que las divisiones que integraban a Pemex se transformaron en cuatro organismos subsidiarios: a) Pemex Exploración y Producción (PEP); b) Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB); c) Pemex Refinación (PR), y d) Pemex Petroquímica (PPQ), encabezados por Pemex Corporativo, a cargo de la conducción central y la dirección estratégica de los procesos que abarcaba la industria petrolera estatal.

En el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2012, el Gobierno Federal señaló que el objetivo del sector de hidrocarburos sería el de garantizar que se suministrara a la economía el gas natural que requiriera el país, de manera confiable, con calidad y a precios competitivos, y consideró como uno de los retos más importantes detener y revertir la evolución desfavorable de las reservas de hidrocarburos, ya que se estimaba que, al ritmo de producción de 2006 (año base), las reservas probadas de gas natural se agotarían en 9.7 años; asimismo, se reconoció que, si bien la producción de este combustible mostró en los últimos años una tendencia creciente, ésta no fue suficiente para reducir las importaciones.

Al respecto, se establecieron estrategias y líneas de acción con el propósito de resolver esta problemática, y asegurar un suministro confiable de los insumos energéticos que demandan los consumidores, las cuales se refirieron a fortalecer la administración óptima de los hidrocarburos, procurando equilibrar la extracción y la incorporación de reservas; fortalecer la exploración y producción de petróleo crudo y gas, así como incrementar la capacidad de almacenamiento, suministro y transporte, y el desarrollo de plantas procesadoras de productos derivados y gas.

En este periodo, los entes que instrumentaban la política pública en el tema de gas natural eran PEP, organismo responsable de la exploración para la identificación de reservas de gas natural, la perforación de pozos y la extracción del hidrocarburo, y PGPB que tenía a su cargo el procesamiento, el transporte y la importación de gas natural.

En este contexto, en 2008, la Secretaría de Energía (SENER) realizó un diagnóstico en el que 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 y asegurara el abastecimiento de hidrocarburos y derivados.

Como resultado del diagnóstico, en ese mismo año, se llevó a cabo una Reforma Energética, cuyas consecuencias operativas obtenidas para contribuir al abastecimiento de gas natural fueron que, en el periodo 2008-2013, las reservas de gas natural aumentaron 4.4%, al pasar de 44,622.7 a 46,600.9 Millones de pies cúbicos (MMpc); sin embargo, la producción de gas disminuyó 7.9% y la oferta nacional se incrementó en 6.1%, lo cual fue insuficiente para satisfacer la demanda, que registró un aumento de 7.0%, y ocasionó que las importaciones aumentaran en 188.5%.

Por lo que se refiere al transporte de gas natural, en 2012, PGPB utilizó el 92.2% de la capacidad instalada del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), y su capacidad disponible para respaldo operativo fue de 7.8%, porcentaje inferior al mínimo disponible de 10.0%, por lo que se operó con una reducción de respaldo operativo y flexibilidad del sistema.

En 2012, se registraron 22 alertas críticas,^{1/} por las cuales se dejaron de suministrar 1,072.1 MMpcd (Millones de pies cúbicos diarios) de gas natural. Durante el periodo 2003-2013, se incrementó en 160.2% el volumen de gas no suministrado por PGPB, debido a las alertas críticas.

Con base en estos elementos, se determinó que la política presentaba limitaciones en su contribución al abastecimiento de gas natural, ya que, aunque las reservas de este hidrocarburo aumentaron, las importaciones continuaron incrementándose de manera significativa.

En mayo de 2013, se publicó el PND 2013-2018, en el que se mantuvo el objetivo de la política de asegurar el abastecimiento de gas natural que demanda el país y, en diciembre de 2013, se publicó el Programa Sectorial de Energía 2013-2018, en el cual se propuso optimizar la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, a fin de garantizar procesos eficientes y competitivos.

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”. Los artículos constitucionales modificados fueron el 25, el 27 y el 28, con el objetivo de fortalecer y hacer más eficiente la industria e incrementar la renta petrolera. Asimismo, con el objetivo de mejorar la gestión y operación del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), se propuso la creación del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) para coordinar y gestionar de forma eficiente la red de ductos y el almacenamiento del gas natural. Su principal labor es facilitar el acceso y la reserva de capacidad en las redes de transporte a productores, comercializadores y

^{1/} Las alertas críticas se refieren a la situación de emergencia operativa declarada por el CENAGAS u otros permisionarios o gestores de sistemas integrados, que se suscita por motivos de fuera del control del mismo y que pone en riesgo la integridad del gasoducto.

consumidores finales. Para ello, recibió de Pemex los recursos materiales y humanos, a fin de cumplir con su objeto y ejercer sus funciones.

El 28 de agosto de 2014 se publicó en el DOF el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, como un Organismo Público Descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER,^{2/} con personalidad jurídica y patrimonio propios, el cual tiene por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), para contribuir con el abastecimiento del suministro de dicho energético en el territorio nacional.

En el decreto señalado se dispuso que el CENAGAS tiene una doble función: gestor y operador. Como gestor debe realizar actividades de planeación, coordinación y supervisión para dar continuidad y seguridad en la asignación y utilización del SISTRANGAS. Como operador es permisionario de transporte de gas natural del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco Hermosillo (SNH). La Comisión Reguladora de Energía (CRE), como Órgano Regulador Coordinado, es la autoridad encargada de regular y supervisar el sistema de transporte y almacenamiento de gas natural, por lo que el CENAGAS debe ajustarse a los términos y condiciones que establezca dicha entidad.

A partir de la implementación de la segunda reforma, de 2013 a 2016, las reservas de gas natural disminuyeron 59.6%, al pasar de 46,600.9 MMpc a 18,833.4 MMpc. La producción de gas se redujo en 9.1%, y la oferta nacional se contrajo en 18.1%, lo cual fue insuficiente para satisfacer la demanda, aun cuando ésta registró una disminución del 4.8%, y las importaciones aumentaron en 49.9%. Cabe señalar que la demanda de gas natural se incrementó en 2.0%, de 5,369.2 MMpcd a 5,471.4 MMpcd, en el periodo 2008-2016. En 2016 y 2017, no existieron alertas críticas; en tanto que, de 2016 a 2017, se incrementaron las fugas por terceros (tomas clandestinas) al pasar de 25 a 37.

En 2017, el SISTRANGAS contó con una longitud de 10,068.0 kilómetros en el país, una cobertura en 21 entidades federativas, y una capacidad de 6,300.0 MMpcd, extendida en el Sistema Nacional de Gasoductos (8,990.0 km y 5,618.0 MMpcd); Gasoductos de Tamaulipas, correspondiente al Sistema San Fernando (114.0 km y 1,064.0 MMpcd); Gasoductos del Bajío, del sistema Valtierra-Aguascalientes (204.0 km y 90.0 MMpcd); Gas Natural del Noroeste, del sistema de gasoductos de Aguascalientes-Zacatecas (175.0 km y 20.0 MMpcd); Gasoductos del Noreste, correspondiente al sistema Ramones Fase I (116.0 km y 2,100 MMpcd); TAG Pipelines Norte, del sistema Ramones Fase II Norte (447.0 km y 1,363.0 MMpcd) y TAG Pipelines Sur, correspondiente al sistema Ramones Fase II Sur (292.0 km y 1,353.0 MMpcd).

El Sistema Naco Hermosillo comprende 339.66 Km de longitud de ductos, está localizado en el estado de Sonora y fue construido en 1984. Este sistema comienza su trayecto en el municipio de Naco, en el estado de Sonora, donde se inyecta el gas de importación desde el

^{2/} El CENAGAS se vincula con la SENER, mediante la Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, para realizar proyectos de expansión y optimización de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas natural.

lado americano del sistema "El Paso Natural Gas", que cuenta con 2 Estaciones de Regulación y Medición (ERM).

Bajo este contexto histórico, en la auditoría se revisó al CENAGAS como gestor del SISTRANGAS y operador del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco Hermosillo, con el propósito de emitir un pronunciamiento sobre los efectos de la Reforma Energética, respecto de la contribución del SISTRANGAS en el abasto de la demanda del gas natural.

Resultados

1. Gobierno Corporativo

El gobierno corporativo se relaciona con los procesos internos por los cuales son operadas y controladas las entidades,^{3/} a fin de facilitar la creación de un ambiente de confianza y transparencia, así como una adecuada rendición de cuentas para favorecer las inversiones de largo plazo y la estabilidad financiera y, con ello, la integridad en los negocios.^{4/} Asimismo, proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear las metas y objetivos de la empresa, y para asegurar la transparencia y la rendición de cuentas.^{5/}

- a) Organización y estructura del gobierno corporativo del CENAGAS conforme a las buenas prácticas internacionales

Debido a que el CENAGAS es un Organismo Público Descentralizado, se analizó la estructura y la organización de su gobierno corporativo, con base en las mejores prácticas corporativas; para ello, se tomaron como referencia las Directrices de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), las cuales se orientan a garantizar que las empresas públicas operen con eficiencia y transparencia, así como que cuenten con una adecuada rendición de cuentas. Al respecto, se concluyó lo siguiente:

- I. Razones que justifican la propiedad pública: en 2017, el Estado justificó la propiedad pública argumentando que, como resultado de la Reforma Energética del 20 de diciembre de 2013, se creó el CENAGAS como encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento de gas natural; para la administración de la infraestructura, Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios transfirieron los recursos necesarios, así como los contratos suscritos; en la Ley de Hidrocarburos se establece que el Centro será el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), y que tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con el abastecimiento del suministro de dicho energético en territorio nacional. La experiencia internacional en la materia señala la conveniencia de contar con un gestor y un administrador independiente del sistema que garantice el acceso abierto efectivo y no indebidamente

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

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

5/ World Bank Group, Corporate Governance of State-Owned Enterprises. Estados Unidos, 2014.

discriminatorio, la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema, por tanto, el CENAGAS coadyuvará a que el transporte por medio de ductos, así como de almacenamiento de gas natural, se desarrollen bajo las condiciones referidas. Para cumplir con su mandato, el CENAGAS contó con un Consejo de Administración, un Director General, y definió objetivos, estrategias y métricas operativas y financieras.

- II. El papel del Estado como propietario: en el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, se dispone que éste será un Organismo Público Descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios, encargado de la gestión, administración y operación del SISTRANGAS y tendrá por objeto garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios en ese sistema para contribuir con el abastecimiento del suministro de dicho energético en territorio nacional. Asimismo, el organismo contó con políticas relacionadas con la gestión del SISTRANGAS referidas al acceso abierto, la planeación orientada al óptimo intertemporal y el mercado al mínimo riesgo, así como la estabilidad financiera; y en su carácter de transportista, dispuso de regulación para dirigir la operación y mantenimiento de la infraestructura, y la supervisión de las actividades de transporte en materia de seguridad industrial, salud en el trabajo y protección ambiental, entre otras.
- III. Las empresas públicas en el mercado: el CENAGAS estableció objetivos, estrategias, metas y ocho indicadores para contribuir en el abastecimiento del gas natural. En su carácter de gestor, la Unidad de Gestión Técnica y Planeación estableció como directriz general: garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios regulados en condiciones de acceso abierto en el SISTRANGAS para contribuir de manera objetiva, independiente y transparente con el suministro eficiente y competitivo de gas natural en el corto y largo plazos, y definió cuatro directrices específicas. Por su parte, la Unidad de Transporte y Almacenamiento, en 2017, elaboró el Plan de Negocios 2018-2022 con cinco líneas de acción relacionadas con la reducción de los costos de operación, el mantenimiento y la administración, la independencia en el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA),^{5/} el cumplimiento de nueva regulación emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), la rehabilitación y modernización de la infraestructura y la regularización de los derechos de vía.
- IV. Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores: en 2017, el CENAGAS no contó con socios, por lo que no se emitió un pronunciamiento sobre esta directriz.
- V. Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial: el CENAGAS, en 2017, no contó con un Código de Ética. Como hechos posteriores, el 13 de marzo de 2018, el Director General aprobó el Código de Conducta de las y los servidores públicos del Organismo; asimismo, contó con el Comité de Ética y Prevención de Conflictos de Interés,

^{5/} La independencia del SCADA se diseñó en tres etapas: 1) Visualización. Es la obtención de información operativa del sistema SCADA de PEMEX; 2) Históricos y aplicativos. Es la obtención de información de medición y calidad de gas del sistema SCADA de PEMEX; 3) Autonomía. En esta etapa se contará con infraestructura de comunicación propia dedicada para el trasporte de información en tiempo real e histórico desde ubicaciones remotas. Paralelamente, se deshabilitará la interface con el SCADA de PEMEX.

órgano colegiado encargado de fomentar y vigilar el cumplimiento de las conductas éticas de los servidores públicos.

- VI. Publicidad y transparencia: en 2017, el CENAGAS avanzó en la implementación de mecanismos de transparencia al formar parte de la Plataforma Nacional de Transparencia (PNT) y la difusión de la Ley General de Protección de Datos Personales en Posesión de Sujetos Obligados entre su personal; en el portal de internet del centro se estableció la misión, visión y objetivos estratégicos, así como su objeto social; en la Matriz de Riesgos, el Mapa de Riesgos y el Programa de Trabajo de Administración de Riesgos 2017 se señalaron los posibles riesgos relacionados con los derechos de vía, el proceso de adquisiciones, el balance del SISTRANGAS y la capacidad de transporte, con su respectivo plan de mitigación. Asimismo, la entidad atendió las solicitudes de información mediante el Comité de Transparencia; respecto de la rendición de cuentas, elaboró los informes trimestrales del Director General, así como el Informe Anual de la Gestión, del ejercicio 2017, en los que se dio a conocer información relevante sobre las actividades financieras, de gestor y transportista.
- VII. Las responsabilidades de los Consejos de Administración de las empresas públicas: en 2017, el Consejo de Administración emitió el Manual General de Organización, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de septiembre de 2017, en donde se estableció la misión, visión, atribuciones, funciones y objetivos de la estructura orgánica del ente. En junio de 2017, la Unidad de Transporte y Almacenamiento elaboró el Plan de Negocios 2018-2022 del Sistema Nacional de Gasoductos. De igual forma, el centro acreditó los mecanismos para asegurar la imparcialidad y el mejor interés de los consejeros.

b) Diseño del Plan de Negocios del SNG 2018-2022 y requerimiento de ingresos del SNH

El 29 de junio de 2017, el CENAGAS, en su carácter de transportista y permisionario del Sistema Nacional de Gasoductos,^{2/} sometió a consideración de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el Plan de Negocios 2018-2022.

El Plan de Negocios 2018-2022 incluyó lo relativo al valor de la base de los activos de la empresa; el programa de inversión para el periodo de cinco años; el plan de financiamiento; el requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años; la identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por la inflación en México y en Estados Unidos de América, así como las variaciones en el tipo de cambio; la identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y las proyecciones de utilización anual de la capacidad para el periodo de cinco años; sin embargo, en el Plan de Negocios 2018-2022 no se incluyeron las proyecciones del flujo de gas a conducir; el número proyectado de usuarios, desglosados por grupo tarifario, para el periodo de cinco años y los tres años subsecuentes; la información histórica de los cinco años anteriores, por grupo tarifario, relativa a los costos y gastos incurridos; el volumen conducido total; el volumen

^{2/} El Plan de Negocios 2013-2017 y la lista de tarifas máximas para la prestación de servicios del SNG fue elaborado por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y aprobada por la CRE el 29 de noviembre de 2013 mediante la RES/550/2013.

conducido en el periodo pico del sistema; a la utilización de la capacidad, y el número de usuarios.

Al respecto, mediante el oficio CENAGAS-UTA/160/2017, el centro acreditó que, si bien dicha información no se incluyó en el Plan de Negocios 2018-2022, ésta se entregó a la CRE mediante formatos separados, dentro de los cuales se incluyeron: las proyecciones del flujo de gas a conducir; la información histórica de los costos y gastos incurridos de los cinco años anteriores; el volumen conducido total; el volumen conducido en el periodo pico del sistema, y la utilización de la capacidad. El Plan de Negocios 2018-2022 fue aprobado por la CRE el 23 de noviembre de 2017.^{8/}

En el caso de la información desglosada por grupo tarifario, se acreditó que el CENAGAS, como permisionario de transporte, solicitó un requerimiento de ingresos y no una lista de tarifas, ya que el único usuario del SNG es el gestor independiente del SISTRANGAS, de acuerdo con lo señalado en el resolutivo sexto de la resolución RES/2673/2017 “(...) el SNG opera como sistema central del SISTRANGAS, la capacidad máxima operativa del Sistema Nacional será administrada y puesta a disposición del mercado de gas natural por medio del CENAGAS en su carácter de gestor técnico”. Por lo anterior, para permisionarios de transporte, como lo es el CENAGAS, las tarifas no están desagregadas por grupos tarifarios.

Para el Sistema Naco Hermosillo, el CENAGAS proporcionó a la CRE el requerimiento de ingresos para el periodo del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2020, el activo fijo neto al cierre de 2014, la proyección del activo fijo neto, la depreciación anual, la proyección de costos de operación, mantenimiento y administración, estructura de capital, tasa de rendimiento al capital propio (ROE), tasa de impuesto sobre la renta (ISR), base de activo fijo, la identificación de las proporciones del requerimiento de ingresos afectadas por la inflación en México y en Estados Unidos de América, así como las variaciones en el tipo de cambio; la identificación de los costos fijos y variables dentro del requerimiento de ingresos y las proyecciones de utilización anual de la capacidad. Al respecto, el 14 de septiembre de 2017, mediante la resolución RES/2050/2017, la CRE aprobó la lista de tarifas máximas iniciales para el cuarto periodo de prestación de servicios.

2. Situación financiera

La principal actividad del CENAGAS es operar, gestionar y administrar el SISTRANGAS y, como titular del permiso de transporte de gas natural G/061/TRA/99, correspondiente al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), está obligado a presentar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) una propuesta del plan de negocios, como mecanismo para solicitar a ésta la aprobación del ingreso que requiere para realizar la actividad de transporte de gas natural en el SNG durante un quinquenio, por lo que el órgano regulador autoriza los gastos eficientes (CAPEX y OPEX) que requiere el permisionario para realizar la actividad regulada. Al respecto, para el ejercicio fiscal 2017, el CENAGAS no solicitó recursos fiscales, bajo la consideración de que su operación le permite obtener los recursos necesarios para su autosuficiencia. En el presente

^{8/} La CRE aprobó, mediante la resolución RES/2673/2017, un requerimiento de ingresos diario de 16.5 millones de pesos al CENAGAS, como permisionario de transporte del SNG.

resultado, se revisaron sus estados financieros dictaminados 2017 y se desarrollaron los apartados siguientes:

a) Estados Financieros auditados al 31 de diciembre de 2017.

- Balance General

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

BALANCE GENERAL DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DEL GAS NATURAL, 2017

(Miles de pesos)

Activo	Monto	Pasivo	Monto
Efectivo y Equivalentes	454,863.5	Documentos por pagar a corto plazo (Pasivo financiero) ^{3/}	189,116.4
Cuentas por cobrar	2,337,736.8	Cuentas por pagar a Proveedores	1,670,796.0
Impuestos por recuperar	1,369,877.5	Otras cuentas por pagar y pasivos diversos ^{2/}	405,144.8
Otros Activos ^{1/}	32,636.7	Pasivo Corto Plazo	2,265,057.2
Activo Corriente	4,195,114.6	Documentos por pagar a largo plazo (Pasivo financiero) ^{3/}	7,480,577.9
Inversión de largo plazo	679,903.3	Pasivo Largo Plazo	7,480,577.9
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	6,514,776.1	Pasivo Total	9,745,635.1
ISR diferido	128,616.9		
Activo no Corriente	7,323,296.3		
		Patrimonio	Monto
		Aportaciones patrimoniales	2,400,000.0
		Resultado del ejercicio	(110,303.1)
		Resultados acumulados	(516,921.0)
		Patrimonio Total	1,772,775.8
Activo Total	11,518,410.9	Pasivo Total y Patrimonio Total	11,518,410.9

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

^{1/} Deudores diversos.

^{2/} Pasivos diferidos de corto plazo 347.7 miles de pesos, fondos y bienes de terceros en garantía y/o administración a corto plazo 34,646.9 miles de pesos, provisión a corto plazo 411.8 miles de pesos, otras cuentas por pagar 369,738.2 miles de pesos.

^{3/} Con base en los Lineamientos financieros y de contraprestaciones a los que se sujetarán Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad y el Centro Nacional de Control del Gas Natural, emitidos por la SHCP, en 2015, se estimó la contraprestación mensual que debía pagar el CENAGAS hasta diciembre de 2045 y, con base en dichos montos, se determinó una tabla de amortización con la cual se registró la porción del adeudo. Al respecto, se realizó un pago principal de 702,106.5 miles de pesos y se computaron por concepto de intereses e IVA durante el periodo 344,906.9 miles de pesos, lo que tuvo como saldo final 189,116.4 miles de pesos por concepto de Documentos por pagar a corto plazo y 7,480,577.9 miles de pesos relativos a Documentos por pagar a largo plazo. Fuente: Nota 8 "Documentos por pagar a corto y largo plazo" de los Estados Financieros Dictaminados del CENAGAS.

Al cierre de 2017, el centro presentó un patrimonio total de 1,772,775.8 miles de pesos, los cuales se componen de las aportaciones patrimoniales de 2,400,000.0 miles de pesos (135.4% del patrimonio total) y la pérdida del ejercicio y pérdidas acumuladas de 627,224.1 miles de pesos (35.4% del patrimonio total). La pérdida del ejercicio se explica porque las erogaciones

fueron mayores que los ingresos del centro; asimismo, se acreditó que la SHCP impuso al CENAGAS el pago de un aprovechamiento, mediante la entrega de disponibilidades financieras por el importe total de 2,500,000.0 miles de pesos.

En cuanto al activo (11,518,410.9 miles de pesos), el activo corriente (4,195,114.6 miles de pesos) fue equivalente al 36.4% del activo total, destacando que el 55.7% de éste correspondió a cuentas por cobrar. En cuanto al activo no corriente (7,323,296.3 miles de pesos), éste representó el 63.6% del activo total, destacando la partida de inmuebles, mobiliario y equipo (neto) de 6,514,776.1 miles de pesos, que representó el 89.0% del activo no corriente.

Un elemento importante del activo fijo es la inversión que ha realizado la empresa (CAPEX por sus siglas en inglés)^{9/} en la adquisición o mejora de sus activos productivos. En 2017, el centro obtuvo un CAPEX positivo de 139,720.9 miles de pesos, el cual se calculó de la siguiente forma:

INVERSIÓN DE ACTIVOS POR EL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DEL GAS NATURAL, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Saldo en Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2017 (Neto) (a)	6,514,776.1
Depreciación del ejercicio 2017 (b)	522,513.4
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2016 (Neto) (c)	6,897,568.5
CAPEX ejercicio 2017 (d)=(a)+(b)-(c)	139,720.9

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

Este resultado implica que el CENAGAS ha efectuado inversiones en su planta productiva, aunque no al mismo ritmo que la depreciación registrada en la contabilidad de sus inmuebles, mobiliario y equipo durante 2017.

El pasivo total de la entidad ascendió a 9,745,635.1 miles de pesos, que representó el 84.6% del activo total (11,518,410.9 miles de pesos). En cuanto a los pasivos de corto y largo plazos, éstos representaron 23.2% y 76.8% del pasivo total, respectivamente, destacando del pasivo de corto plazo las cuentas por pagar a proveedores^{10/} por 1,670,796.0 miles de pesos, que representaron el 73.8% del pasivo de corto plazo. Por su parte, el pasivo de largo plazo estuvo conformado exclusivamente de la partida documentos por pagar a largo plazo, en la cual se computó la porción no circulante de la obligación contraída con PEMEX por el CENAGAS por

^{9/} 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.

^{10/} Los proveedores del CENAGAS, en 2017, fueron Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.; Green Energy Libramiento, S. de R.L. de C.V.; Ienova Gasoductos México, S. de R.L. de C.V. y Exterran Energy Solutions, LP.

la transferencia de infraestructura de transporte por ducto de gas natural conforme a lo establecido en el “Contrato de Transferencia de la Infraestructura de Transporte por Ducto de Gas Natural”.

Al respecto, el CENAGAS acreditó que, como consecuencia de la ejecución del Contrato de Transferencia de la Infraestructura de Transporte por Ducto de Gas Natural, del 28 de octubre de 2015, entre Pemex Logística (PLOG) y el CENAGAS, se transfirieron al centro los activos del SNG y del Sistema Naco Hermosillo (SNH), integrados por terrenos, infraestructura (estructuras, ductos y equipo de compresión) y gas de empaque. De conformidad con la Directiva de Contabilidad, se determinó que el valor regulado de los activos transferidos al CENAGAS, expresado en pesos del 31 de diciembre de 2015, fue de 7,450,931.1 miles de pesos, cantidad que se estableció como valor inicial de la infraestructura, monto contra el cual se irá aplicando el pago de la contraprestación a favor de PLOG. Sin embargo, en el análisis de los Estados Financieros Dictaminados no se señaló cómo se determinó el valor razonable de los activos.

El 29 de abril de 2015, la SHCP emitió los Lineamientos financieros y de contraprestaciones a los cuales se sujetarán Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (los Lineamientos Financieros), para los efectos de la liquidación de la contraprestación de la transferencia de los activos de PLOG.

Asimismo, PLOG trasladará al CENAGAS el 16.0% de Impuesto al Valor Agregado (IVA) sobre el precio individual de aquellos bienes en que proceda conforme a la propia Ley y el CENAGAS irá pagando el IVA a PLOG en la misma proporción en que le vaya pagando las contraprestaciones. Los terrenos transferidos están exentos de IVA, de conformidad con la legislación fiscal vigente. El importe total por este concepto fue de 1,178,668.7 miles de pesos, por lo que el adeudo total ascendió a 8,629,599.8 miles de pesos.

El importe mensual de la contraprestación^{11/} se estableció como el pago periódico de capital e intereses para liquidar el adeudo original asumido a favor de PLOG, por 7,450,931.1 miles de pesos, de tal manera que al término del plazo establecido de 30 años, dicho importe sería igual a un adeudo de 0.00 (cero pesos 00/100).

- Estado de Resultados

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

ESTADO DE RESULTADOS DEL CENAGAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

^{11/} La contraprestación se determina sobre el valor contable neto de la infraestructura que para los efectos tarifarios reconoce la Comisión y los parámetros con los que se fijó la misma se actualizarán (i) de acuerdo con las resoluciones que al efecto emita la Comisión, para incorporar el valor de la infraestructura de gas natural transferida que para efectos tarifarios reconoce la Comisión; y (ii) cada vez que concluya una revisión quinquenal para el costo de capital; en consecuencia, puede modificarse el valor de la contraprestación inicialmente estimada. De conformidad con lo establecido en los lineamientos Cuarto y Quinto de los Lineamientos, así como de la Directiva de Tarifas y en las resoluciones emitidas por la Comisión, el monto de la contraprestación mensual que se pagará a PEMEX se realizará de conformidad con el siguiente procedimiento: el valor contable de los activos se multiplicará por la parte proporcional del costo mensual del capital $00.14\%1/12 = 0.8080984465756\%$ y después por el 95%; posteriormente, este valor previo se actualizará con el factor derivado de la comparación del índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) del mes al que corresponda el pago, respecto del INPC del año base, que siempre será el de diciembre de 2015.

(Miles de pesos)

Partida	Monto
Ingresos	19,665,694.7
Costo directo	265,087.5
Resultado Bruto	19,400,607.2
Gastos Operativo/Administrativo ^{1/}	17,326,995.8
Resultado de Operación	2,073,611.4
Resultado Financiero, Neto	161,647.7
Resultado Cambiario, Neto	-
Instrumentos Derivados	-
Resultado Integral de Financiamiento	161,647.7
Otros Productos / Gastos, Neto ^{2/}	(2,345,562.2)
Resultado Antes de Impuestos	(110,303.1)
Impuestos y Derechos del Ejercicio	-
Resultado Neto	(110,303.1)

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

^{1/} Materiales y suministros 1,455,076.7 miles de pesos, servicios generales 15,349,405.6 miles de pesos, estimaciones, depreciaciones, deterioros, obsolescencia y amortizaciones 522,513.3 miles de pesos.

^{2/} Disminución del exceso de provisiones 23,763.6 miles de pesos, otros ingresos y beneficios varios 133,416.3 miles de pesos, ayudas sociales (455.0) miles de pesos, otros gastos (2,502,287.1) miles de pesos. Al respecto, el CENAGAS, mediante el oficio núm. DEAMGSPMA/00047/2018, del 20 de noviembre de 2018, informó que el monto se refiere a los conceptos de otros gastos y pérdidas extraordinarias, que la SHCP impuso al CENAGAS el pago de un aprovechamiento, mediante la entrega de disponibilidades financieras por el importe total de 2,500,000.0 miles de pesos.

En 2017, la entidad obtuvo ingresos por ventas de 19,665,694.7 miles de pesos, y sus costos y gastos al cierre del ejercicio ascendieron a 17,592,083.3 miles de pesos, por lo que CENAGAS registró una ganancia en la operación de 2,073,611.4 miles de pesos, lo que representa un margen operativo respecto de los ingresos por ventas del 10.5%.

El resultado integral de financiamiento de la entidad y las partidas de otros productos/gastos del ejercicio sumaron erogaciones netas de 2,183,914.5 miles de pesos, por lo que obtuvo una pérdida antes de impuestos de 110,303.1 miles de pesos, lo que representó un margen antes de impuestos respecto de los ingresos por ventas del -0.6%. El CENAGAS no pagó impuestos y derechos en el ejercicio, por lo que la pérdida neta del ejercicio ascendió a 110,303.1 miles de pesos. Al respecto, con el análisis de la información del CENAGAS no se identificaron los factores que determinaron la pérdida antes de impuestos de los 110,303.1 miles de pesos.

Asimismo, con el análisis de los Estados Financieros Dictaminados, no se identificó la participación que representan las mermas en las pérdidas registradas en sus resultados, ni se acreditó que el CENAGAS contara con una política para el control y registro de las referidas mermas.

b) Análisis horizontal de los Estados Financieros 2016 y 2017

Activo	Porcentaje de variación 2016 a 2017
Efectivo y Equivalentes	(8.3%)
Cuentas por cobrar	(12.1%)
Impuestos por recuperar	(9.1%)
Otros Activos	65.3%
Activo Corriente	(10.4%)
Inversión de largo plazo	100.0%
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	(5.5%)
ISR diferido	100.0%
Activo no Corriente	6.2%
Activo Total	(0.5%)

Pasivo	Porcentaje de variación 2016 a 2017
Documentos por pagar a corto plazo	47.8%
Cuentas por pagar a Proveedores	(26.0%)
Otras cuentas por pagar y pasivos diversos	1.0%
Pasivo Corto Plazo	(18.7%)
Documentos por pagar a largo plazo	(5.4%)
Pasivo Largo Plazo	(5.4%)
Pasivo Total	(8.9%)

Patrimonio	Porcentaje de variación 2016 a 2017
Aportaciones patrimoniales	71.4%
Resultado del ejercicio	(78.7%)
Resultados acumulados	100.0%
Patrimonio Total	100.7%
Pasivo Total y Patrimonio Total	(0.5%)

intereses, la diferencia se debe a que, al cierre de 2016, se provisionaron 2 meses y, al cierre de 2017, se provisionaron 3 meses, en razón de 63.5 millones de pesos en promedio mensual que incluye capital e intereses.

- Disminución del 12.1% en el concepto de cuentas por cobrar. Al respecto, el CENAGAS explicó que se debió a la estandarización en la mayoría de los contratos suscritos en el marco de la Temporada Abierta, ya que las fechas de emisión, notificación y de vencimiento de las facturas redujeron sus plazos, en términos generales.
- Disminución del 26.0% en el concepto de cuentas por pagar a proveedores. Al respecto, el CENAGAS señaló que dicha tendencia se explica porque el monto provisionado para el pago a proveedores en moneda extranjera representó, en 2016, un porcentaje 380.0% mayor que 2017, debido a la provisión para el pago de la "molécula" a la Comisión Federal de Electricidad.

A continuación, se presenta el análisis del porcentaje de variación de 2016-2017 en el Estado de Resultados del CENAGAS:

ESTADO DE RESULTADOS DEL CENAGAS, 2016-2017

Partida	Porcentaje de variación 2016 a 2017
Ingresos	0.7%
Costo directo	75.4%
Resultado Bruto	0.1%
Gastos de Operativo/Administrativo	(0.3%)
Resultado de Operación	3.5%
Resultado Financiero, Neto	272.5%
Resultado Integral de Financiamiento	272.5%
Otros Productos / Gastos, Neto	(8.5%)
Resultado Antes de Impuestos	(78.7%)
Resultado Neto	(78.7%)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los estados financieros dictaminados del CENAGAS, correspondientes al ejercicio fiscal 2017 y con la información proporcionada mediante el oficio número DEAMGSPMA/00047/2018 del 20 de noviembre de 2018. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

Del análisis horizontal del Estado de Resultados, se obtuvo lo siguiente:

- Crecimiento del 75.4% del costo directo. Al respecto, el CENAGAS informó que dicha tendencia se explica por el incremento en la plantilla de personal, en 2017, para fortalecer las actividades sustantivas administrativas con motivo del aumento de las funciones y responsabilidades que asumió el organismo, y el incremento del 272.5% en el resultado financiero, que fue producto del incremento en el capital promedio invertido mensual y de las tasas de rendimiento ofrecidas por las instituciones financieras.

- Disminución del 8.5% en Otros Productos/Gastos, Neto. Al respecto, el CENAGAS informó que dicha tendencia se explica por el régimen fiscal del CENAGAS, ya que, en el ejercicio fiscal 2017, se procedió a efectuar el primer cálculo acumulado de ISR diferido (NIF D-4), de conformidad con la normativa contable vigente, lo cual provocó que el monto determinado fuera un activo por 128,616.9 miles de pesos; asimismo, en los ejercicios 2017 y 2016, la Unidad de Política de Ingresos no Tributarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público impuso al CENAGAS el pago de un aprovechamiento, mediante la entrega de disponibilidades financieras, dicho aprovechamiento, en 2017, disminuyó en 65.0 millones de pesos respecto de 2016.

c) Razones financieras

- Actividad y ciclo

Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la entidad mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.^{12/} El resultado de las razones de actividad del CENAGAS, se muestran en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE ACTIVIDAD DEL CENAGAS, 2017

Análisis de Actividad	Valor
Promedio en Días de la Rotación de Inventarios	0.0
Promedio en Días de las Cuentas por Cobrar	43.4
Promedio en Días de las Cuentas por Pagar	2,300.5
Rotación de Activo Fijo* (veces)	3.02
Rotación de Activo Total (veces)	1.71
Intervalo de Defensa (días)	57.9
Intervalo de Defensa Astringente (días)	9.4

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los estados financieros dictaminados CENAGAS, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

*Nota: inmuebles, mobiliario y equipo, neto.

- Rotación de inventarios: en 2017, la entidad no mantuvo inventarios por comercializar.
- Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar.^{13/} La entidad cobró sus cuentas por cobrar cada 43.4 días, y pagó sus cuentas cada 2,300.5 días. Lo anterior implica que la entidad cobró sus cuentas antes de realizar el pago de sus cuentas, considerándose que se financió parte de su operación mediante proveedores. Cabe mencionar que el CENAGAS no mantuvo cuentas por cobrar o pagar con partes relacionadas, de acuerdo con la información revelada en los Estados Financieros Dictaminados. Es de destacar que

^{12/} 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.

^{13/} Rotación cuentas por cobrar = $365 / (\text{Ingresos por ventas} / \text{cuentas por cobrar con terceros y partes relacionadas})$; Rotación cuentas por pagar = $365 / (\text{Costo directo} / \text{cuentas por pagar con terceros y partes relacionadas})$.

el resultado del Promedio en Días de las Cuentas por Pagar fue producto del análisis de la ASF en donde en los costos directos se computaron los servicios personales que ascendieron a 265,087.5 miles de pesos, mientras que las cuentas por pagar de la entidad fueron por 1,670,796.0 miles de pesos.

En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales^{14/} dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de Días promedio de las cuentas por cobrar obtenido por CENAGAS fue 17.7% superior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 36.9 días. El resultado del indicador “Días promedio de las cuentas por pagar” fue 3,235.6% superior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 69.0 días.

- iii. Rotación del activo fijo (Ingreso/Activo fijo) y del activo total (Ingreso/Activo total): por cada peso de activo fijo, la entidad generó 3.02 pesos de ingreso. Por otra parte, por cada peso de activo total, la entidad produjo 1.71 pesos de ingreso. La diferencia entre ambos indicadores se explica en parte por la naturaleza de negocio de la entidad, cuya inversión en activos productivos neta de depreciación ascendió a 6,514,776.1 miles de pesos, que representó el 56.6% de sus Activos Totales.
- iv. Intervalo de defensa: ^{15/} con el efectivo y las cuentas por cobrar con las que dispuso la entidad al cierre del ejercicio, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 57.9 días.
- v. Intervalo de defensa astringente: ^{16/} con el efectivo con el que dispuso la entidad al cierre del ejercicio, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 9.4 días.

De los indicadores antes mencionados, para 2017, destaca el resultado obtenido del plazo tan largo que mantiene el CENAGAS para repagar a sus proveedores (equivalente a 6.3 años). Este resultado se explica por la baja proporción de costos directos que se identificaron en los Estados Financieros (265,087.5 miles de pesos), mientras que se detectó una cifra mucho mayor en gastos operativos/administrativos (17,326,995.8 miles de pesos). Dada la naturaleza del negocio del CENAGAS (administrar y operar el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural), el principal gasto que efectúa la entidad es en servicios generales (15,349,405.6 miles de pesos), clasificado como Gasto operativo/administrativo.

- Liquidez

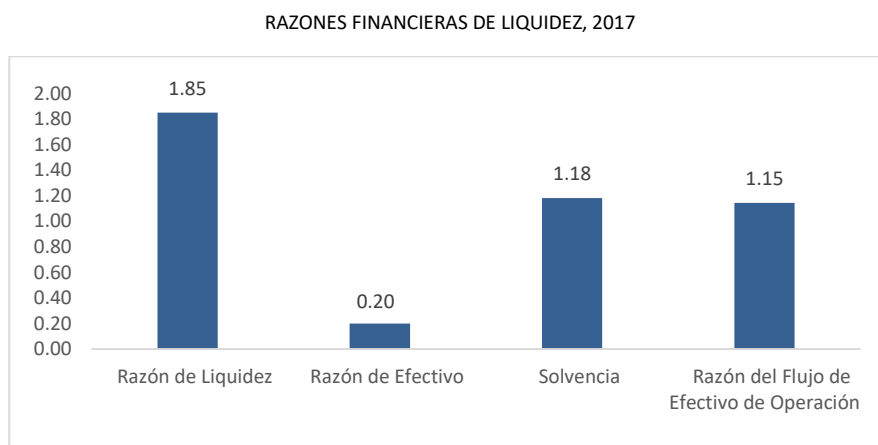
^{14/} El cálculo se realizó con información de las empresas siguientes: Enbridge Energy Partners LP; Enterprise Products Partners LP; Kinder Morgan Inc/DE; TransCanada Corp; ONEOK Inc, y Plains All American Pipeline LP.

^{15/} $365 * ((\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar a terceros}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

^{16/} $365 * (\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una entidad a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la entidad para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.^{17/}

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



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

- i. Razón de liquidez: la entidad contó con 1.85 pesos de activos circulantes por cada peso de pasivos circulantes. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de liquidez obtenido por el CENAGAS fue 216.6% superior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 0.59.

Al respecto, el CENAGAS señaló que “la liquidez mostrada sugiere una ampliación en la capacidad para solventar obligaciones al corto plazo, debido a la disminución relativa del pasivo circulante, particularmente por concepto de proveedores por pagar a corto plazo. La disminución reflejada en el activo circulante es propia de la naturaleza de las operaciones del centro”.

- ii. Razón de efectivo: considerando el efectivo y equivalentes con el que dispuso el CENAGAS al cierre de 2017, éste contó con 20 centavos por cada peso de pasivo circulante. De acuerdo con las prácticas generales de mercado, la entidad no contó con suficientes recursos monetarios que le permitieran hacer frente a un pago inmediato de una parte de sus pasivos circulantes y contar con recursos para seguir operando. Al respecto, el CENAGAS señaló que “la razón sugiere una ampliación en la capacidad para solventar obligaciones al corto plazo, debido a la disminución relativa del pasivo

^{17/} 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.

circulante, particularmente por concepto de proveedores por pagar a corto plazo. La disminución reflejada en el activo circulante es propia de la naturaleza de las operaciones del centro”.

- iii. Solvencia: la entidad contó con 1.18 pesos de activos totales por cada peso de pasivo total. Con base en las prácticas generales de mercado, la entidad se considera poco solvente, dado que este indicador está cercano a la par. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de solvencia obtenido por CENAGAS fue 29.6% inferior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 1.68.

Al respecto, el CENAGAS señaló que “la razón sugiere una ampliación en la solvencia a largo plazo, debido a la disminución relativa del pasivo, particularmente por concepto de proveedores por pagar a corto plazo y otros documentos por pagar a largo plazo, éste es la deuda financiera en favor de Pemex Logística”.

- iv. Flujo de efectivo de operación (EBITDA/Pasivo circulante): al comparar el EBITDA generado por el CENAGAS en su operación, entre su pasivo circulante, se obtuvo un resultado de 1.15 pesos. Lo anterior implica que la entidad generó flujo para cubrir sus costos directos y gastos operativos/administrativos, y tuvo capacidad de cubrir su pasivo circulante 1.15 veces, con un excedente de 15 centavos por cada peso de pasivo circulante.

Con base en los elementos antes descritos, se considera que la entidad fue líquida, en 2017, pero requiere mejorar su proporción de efectivo; fue poco solvente, dado que sus activos totales estuvieron cercanos del 1 a 1 de los pasivos totales, aunque generó EBITDA positivo que le permitió cubrir sus pasivos de corto plazo, viéndose reducido en su excedente de la razón de flujo de efectivo de operación para repagar deudas de largo plazo o intereses.

- Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por tanto, la suficiencia del capital contable de la entidad. Asimismo, examinan la estructura en su capital contable, 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.^{18/}

El resultado de las razones de apalancamiento del CENAGAS se muestra en el cuadro siguiente:

^{18/} 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 DEL CENAGAS 2017

Deuda / Apalancamiento	Valor
Deuda Financiera / patrimonio total (veces)	4.3
Deuda Financiera / Activos Totales (veces)	0.7
Apalancamiento (veces)	5.5
Endeudamiento (%)	84.6
Deuda Fin. a EBITDA (años)	3.0
Deuda Fin. Neta a EBITDA (años)	2.8
Cobertura de Intereses	Valor
EBITDA / Gastos Financieros	0.0
EBITDA / Gastos Financieros y Deuda Fin. CP	13.7

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los estados financieros dictaminados de CENAGAS, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Si bien en los Estados Financieros del CENAGAS no se reveló que la entidad tenía Pasivos Financieros como tal, existe un documento con naturaleza similar correspondiente a la contraprestación producto del “Contrato de Transferencia de Infraestructura de Transporte por Ducto de Gas Natural”. Al respecto, la ASF consideró la partida de documentos por pagar a corto y largo plazos como Pasivos Financieros, dadas sus características de crédito. Por lo anterior, estas partidas se emplearon para el cómputo de las siguientes razones:

- i. Deuda Financiera/Capital Contable: la deuda financiera del CENAGAS representó 4.3 veces el patrimonio total de la entidad.
- ii. Deuda Financiera/Activos Totales: la deuda financiera de corto y largo plazos de la entidad representó 0.7 veces los activos totales.
- iii. Apalancamiento (Pasivo total/patrimonio total). Este indicador mide la relación que guardan los pasivos totales de una empresa con relación a su capital contable (patrimonio total), y hace notar el uso que le da la empresa a los recursos propios y de terceros; de la mano con el endeudamiento, se considera de manera general que una empresa mantiene un apalancamiento eficiente si el capital de la empresa está apalancado entre 0.66 y 1.5 veces. El patrimonio total de la entidad estuvo apalancado en 5.5 veces, lo cual, en términos generales, se consideró elevado. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de apalancamiento obtenido por CENAGAS fue 253.9% superior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 1.55.
- iv. Endeudamiento (Pasivo total/activo total). Los pasivos del CENAGAS representaron 84.6% de los activos totales de la entidad. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de endeudamiento obtenido por CENAGAS fue 41.0% superior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 60.01%.

- v. Deuda a EBITDA (Pasivo Financiero/EBITDA). El flujo de efectivo (EBITDA) que generó la entidad, si se aplicara exclusivamente para el pago de su deuda financiera de corto y largo plazos, ésta tardaría en pagar el total de dichas obligaciones 3.0 años con el mismo monto anual de EBITDA generado a lo largo de ese tiempo.
- vi. Deuda Neta a EBITDA ((pasivo financiero – efectivo y equivalentes)/EBITDA). Con el flujo de efectivo (EBITDA) que produjo, en 2017, la entidad, si aplicara el efectivo con el que hoy cuenta al pago de su deuda financiera, y el remanente, si le aplicara anualmente el EBITDA generado, tardaría en pagar el total de estas obligaciones 2.8 años. La diferencia entre este indicador y el del punto anterior destaca el poco efectivo que mantuvo la entidad al cierre del ejercicio.
- vii. Cobertura de intereses (EBITDA/Gastos Financieros). La entidad no pagó intereses de deuda financiera en el ejercicio 2017.
- viii. Cobertura de intereses (EBITDA/Gastos Financieros y Pasivos financieros de Corto Plazo): el EBITDA generado en la operación de la entidad, al cierre de 2017, equivale a 13.7 veces su pasivo financiero de corto plazo al cierre del año.

Con base en los indicadores anteriores, se determinó que la entidad mantuvo un alto endeudamiento, el cual se acercó al 1 a 1 respecto de sus activos; de la mano del resultado antes descrito, el patrimonio total de la entidad estuvo apalancado 5.5 veces, lo cual se considera elevado bajo practicas generales de mercado. Por otra parte, la generación de EBITDA que obtuvo la entidad, en 2017, le dio la posibilidad de cubrir sus obligaciones financieras inmediatas.

El resultado del comparativo de las razones de apalancamiento del CENAGAS 2016-2017, se muestra en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE APALANCAMIENTO DEL CENAGAS 2016 - 2017

Deuda / Apalancamiento	Valor 2016	Valor 2017	Explicación CENAGAS
Deuda Financiera / patrimonio total (veces)	9.1	4.3	La razón disminuyó debido al incremento en el capital contable derivado de la aportación realizada en favor del centro durante 2017.
Deuda Financiera / Activos Totales (veces)	0.7	0.7	No presentó cambios.
Apalancamiento (veces)	12.1	5.5	La disminución en el apalancamiento se debe a la disminución del pasivo, por concepto de proveedores por pagar a corto plazo y otros documentos, así como por el aumento en el capital contable resultado de la aportación realizada en favor del centro durante 2017. En consecuencia, se cuenta con una estructura de capital con menor dependencia al pasivo.
Endeudamiento (%)	92.4%	84.6%	Toda vez que el índice de endeudamiento mide la proporción del pasivo total entre el activo total, lo cual indica la parte de activos totales que financian los acreedores de la entidad, la razón sugiere que el CENAGAS mejoró la perspectiva relativa a sus habilidades de cumplimiento de obligaciones en el largo plazo. La reducción es resultado de la disminución del pasivo, por concepto de proveedores por pagar a corto plazo y otros documentos por pagar a largo plazo, esto es la deuda financiera en favor de Pemex Logística.
Deuda Fin a EBITDA (años)	3.1	3.0	La razón disminuyó por la amortización de la deuda en favor de Pemex Logística, la cual se encuentra reflejada en otros documentos por pagar a largo plazo.
Deuda Fin Neta a EBITDA (años)	2.9	2.8	La razón disminuyó por la amortización de la deuda en favor de Pemex Logística, la cual se encuentra reflejada en otros documentos por pagar a largo plazo. El movimiento en efectivo y equivalentes es menor respecto a la Deuda Fin a EBITDA (años).
Cobertura de Intereses		Valor	
EBITDA / Gastos Financieros	0.0	0.0	Sin movimiento en los datos mostrados.
EBITDA / Gastos Financieros y Deuda Fin.	20.0	13.7	Debido a que se tiene 0.0 en el EBITDA / Gastos Financieros, la presente debería resultar 0.0 también.

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los Estados Financieros Dictaminados del CENAGAS, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

d) Rentabilidad y Generación de Valor Económico.

a. 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.^{19/}

Para analizar la rentabilidad del CENAGAS, se utilizaron las dos razones financieras siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA)^{20/} y Rendimiento sobre capital (ROE).^{21/} Los resultados de los indicadores, se presentan en el cuadro siguiente:

^{19/} 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.

^{20/} 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.

^{21/} 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 (o patrimonio total).

RAZONES FINANCIERAS DEL CENAGAS EN 2017

Rendimiento sobre la Inversión	
Rendimiento sobre Activo (ROA)	(1.0%)
Rendimiento sobre la Inversión (ROE)	(6.2%)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los Estados Financieros Dictaminados de CENAGAS, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. ROA (Utilidad del ejercicio/Activos Totales): en 2017, el ROA del CENAGAS fue negativo en 1.0%, ya que registró pérdidas netas por un monto de 110,303.1 miles de pesos, y sus activos totales ascendieron a 11,518,410.9 miles de pesos. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de ROA obtenido por el CENAGAS fue 130.6% inferior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 3.13%.
 - ii. ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable –Patrimonio Total): para el cierre de 2017, el patrimonio total de la entidad tuvo un rendimiento negativo de 6.2%, resultado de las pérdidas del ejercicio. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de ROE obtenido por CENAGAS fue 177.2% inferior al obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó 8.06%.
- b. Generación de valor económico

El valor económico agregado (EVA, por sus siglas en inglés) mide la generación de riqueza de una empresa y se calcula deduciendo su costo de capital 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 con su operación, incluyendo el costo de oportunidad.^{22/}

Adicional al EVA, otras métricas utilizadas en este resultado para medir la generación de valor se detallan a continuación:

^{22/} Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012.

MÉTRICAS PARA MEDIR LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO

Definición del indicador	Fórmula del indicador
Beneficio 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. ^{23/}	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 realizado.	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 las 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

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

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

MÉTRICAS DE CREACIÓN DE VALOR DE CENAGAS, 2017

Concepto	Valor
Productividad del Activo	22.5%
Eficiencia en Ventas	13.2%
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) ^{24/}	10.0%
Valor Económico Agregado (EVA)	526,192.6 miles de pesos
EBITDA	2,596,124.7 miles de pesos

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los estados financieros dictaminados de CENAGAS, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Productividad del activo (EBITDA / Activo total): la entidad generó flujo en su operación (EBITDA) equivalente a 22.5% de sus activos. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de

^{23/} Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, Principles of Corporate Finance.

^{24/} El costo de capital promedio ponderado (WACC) combina las tasas de rendimiento requeridas por los titulares de la deuda los titulares de la deuda y los accionistas.

productividad del activo obtenido por el CENAGAS fue 144.5% superior al indicador obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 9.22%.

Eficiencia en ventas (EBITDA / Ingresos): respecto de los ingresos percibidos en el año, el flujo generado en la operación (EBITDA) de la entidad, después de cubrir costos y gastos, fue equivalente al 13.2% del total de sus ingresos por ventas. En un ejercicio de comparación con el promedio a 2017 de 6 empresas internacionales dedicadas a la administración y operación del transporte de gas natural, gas licuado natural y petróleo por ductos, el indicador de eficiencia en ventas obtenido por el CENAGAS fue 61.5% inferior al indicador obtenido en promedio por las empresas comparadas, que se ubicó en 34.3%.

Costo Promedio ponderado del Capital (WACC, por sus siglas en inglés): dada la situación que se explicó previamente sobre la deuda financiera del CENAGAS, se consideró como costo promedio ponderado del capital la tasa de descuento social^{25/} determinada por la SHCP. Para el cierre de 2017, el costo promedio ponderado del capital del CENAGAS que se consideró fue del 10.0%.

Valor Económico Agregado (EVA): para 2017, este indicador de generación de valor económico resultó en una generación de riqueza residual de 526,192.6 miles de pesos, lo que implicó que la entidad produjo valor económico en su operación. Este resultado se debió a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) fueron equivalentes al 10.5% de los ingresos por ventas y, una vez aplicada la tasa impositiva, el margen ajustado por impuesto (NOPAT) resultó del 7.4%. El NOPAT fue suficiente para cubrir el rendimiento requerido por los accionistas patrimoniales y acreedores de largo plazo que, en este caso, equivale a la tasa social de descuento determinado por la SHCP (10.0%), con lo que se obtuvo un remanente positivo, por lo que el CENAGAS generó valor económico, en 2017.

2017-1-18TON-07-0456-07-001 **Recomendación**

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural implemente una estrategia que le permita determinar el valor razonable de los activos transferidos por Pemex, ya que no dispuso de ellos en el ejercicio fiscal 2017, a fin de contar con información relevante, confiable y de calidad en un marco de transparencia y rendición de cuentas, de acuerdo con lo señalado en el artículo 2, Título Segundo, Numeral 9, Norma Segunda y Norma Cuarta, Párrafo Tercero, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-1-18TON-07-0456-07-002 **Recomendación**

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural implemente una estrategia financiera para ser rentable, a fin de que no se presenten pérdidas en su Estado de Resultados y se ejerzan los recursos con eficiencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 66 de la Ley

^{25/} Banco Interamericano de Desarrollo, Tasa de Descuento Social y Evaluación de Proyectos. 2016. La tasa de descuento social es el "coste de oportunidad" que la sociedad atribuye a los recursos invertidos en un proyecto, en relación a sus posibles usos alternativos.

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

2017-1-18TON-07-0456-07-003 **Recomendación**

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural defina la política de mermas, su control y el registro en los Estados Financieros Dictaminados, a fin de disponer de información relevante, confiable y de calidad en un marco de transparencia y rendición de cuentas, de acuerdo con lo señalado en el artículo 2, Título Segundo, Numeral 9, Norma Segunda y Norma Cuarta, Párrafo Tercero, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

3. **Contribución del SISTRANGAS en el abastecimiento de demanda**

El Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) es un sistema integrado gestionado por el CENAGAS que está compuesto por siete sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí, como se muestra a continuación:

CONFORMACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y
ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL EN 2017

Gasoducto	Longitud	Capacidad	Año de integración al STNI ^{1/} (ahora SISTRANGAS)	Entidades Federativas
	(Km)	(MMpcd)		
SISTRANGAS	10,068.0	6,300.0		
1. Sistema Nacional de Gasoductos	8,990.0	5,618.0	n.a.	Norte (Chihuahua, Coahuila y Durango) Noreste (Nuevo León y Tamaulipas) Centro (Guanajuato, Tlaxcala, Puebla, Jalisco, Hidalgo y Edo de México) Sur (Michoacán, Tabasco, Oaxaca y Veracruz)
2. Gas Natural de Noroeste (Gasoducto Aguascalientes-Zacatecas)	175.0	20.0	junio-14	Aguascalientes - Zacatecas
3. TAG Pipelines Norte (Gasoducto Ramones Fase II Norte)	447.0	1,363.0	diciembre-14	Nuevo León, Tamaulipas y San Luis Potosí.
4. TAG Pipelines Norte (Gasoducto Ramones Fase II Sur)	292.0	1,353.0	diciembre-14	San Luis Potosí, Querétaro y Guanajuato
5. Gasoductos de Tamaulipas (Sistema San Fernando)	114.0	1,064.0	septiembre-10	Tamaulipas
6. Gasoductos del Bajío (Valtierrilla-Aguascalientes)	204.0	90.0	agosto-11	Guanajuato y Aguascalientes
7. Gasoductos del Noreste (Ramones Fase I)	116.0	19.0	diciembre-13	Nuevo León y Tamaulipas

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información remitida por el Centro Nacional de Control del Gas Natural, mediante el oficio núm. DEAMSP/004/2017, del 25 de enero de 2018.

Nota: La capacidad y longitud de los siete sistemas que integran el SISTRANGAS no son sumables, dada la interconexión de éstos. Por lo anterior, la suma lineal no es equivalente a la longitud y capacidad total del sistema.

^{1/} Sistema de Transporte Nacional Integrado.

En 2017, el SISTRANGAS contó con una longitud de ductos de 10,068.0 km en el país, una cobertura en 21 entidades federativas, y una capacidad de 6,300.0 MMpcd, extendida en el Sistema Nacional de Gasoductos (8,990.0 km y 5,618.0 MMpcd); Gasoductos de Tamaulipas, correspondiente al Sistema San Fernando (114.0 km y 1,064.0 MMpcd); Gasoductos del Bajío, del sistema Valtierra-Aguascalientes (204.0 km y 90.0 MMpcd); Gas Natural del Noroeste, del sistema de gasoductos de Aguascalientes-Zacatecas (175.0 km y 20.0 MMpcd); Gasoductos del Noreste, correspondiente al sistema Ramones Fase I (116.0 km y 2,100 MMpcd); TAG Pipelines Norte, del sistema Ramones Fase II Norte (447.0 km y 1,363.0 MMpcd) y TAG Pipelines Sur, correspondiente al sistema Ramones Fase II Sur (292.0 km y 1,353.0 MMpcd).

En 2017, mediante el SISTRANGAS, el CENAGAS transportó gas natural con el objetivo de contribuir a atender la demanda nacional, como se muestra en el cuadro siguiente:

OFERTA Y DEMANDA NACIONALES DE GAS NATURAL 2016-2017

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2016		2017		Variación (c)=[(b)/(a)-1] *100
	MMpc/día	Participación	MMpc/día	Participación	
	(a)	(%)	(b)	(%)	
Demanda nacional	7,621.0	100.0	8,019.0	100.0	5.2
Oferta del SISTRANGAS ^{1/}	5,281.6	69.3	5,132.8	64.0	(2.8)
Pemex	1,205.6	15.8	1,145.6	14.3	(5.0)
Eléctrico	2,057.2	27.0	1,903.1	23.7	(7.5)
Industrial	933.0	12.2	1,011.6	12.6	8.4
Distribuidoras	1,085.8	14.2	1,072.5	13.4	(1.2)
Oferta de privados ^{2/}	2,339.0	30.7	2,886.0	36.0	23.4

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por el Centro Nacional de Control del Gas Natural, mediante el oficio DEAMGSPMA/0012/2018, del 11 de abril de 2018, y por la Secretaría de Energía, mediante el oficio 411/0561/18, del 16 de abril de 2018.

^{1/} El SISTRANGAS se integra por los gasoductos siguientes: Sistema Nacional de Gasoductos, operado por el CENAGAS, como permisionario; los Ramones Fase I, operado por Gasoductos del Noroeste, S. de R.L. de C.V.; Sistema San Fernando, operado por Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.; Los Ramones Fase II Norte, operado por TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.; Los Ramones Fase II Sur, operado por TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.; Gasoducto Valtierra, operado por Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V., el cual lleva el seguimiento operativo y comercial de sus usuarios y los localizados en el gasoducto Aguascalientes – Zacatecas, operado por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

^{2/} De acuerdo con la CRE, en 2017, tenía vigentes 78 permisos de transporte de acceso abierto de gas natural, correspondientes a 47 participantes privados, que no formaron parte del SISTRANGAS, para abastecer este combustible.

En 2017, la demanda de gas natural en México fue de 8,019.0 MMpcd, en promedio, de los cuales el SISTRANGAS abasteció el 64.0% (5,132.8 MMpcd), el 23.7% fue para el sector eléctrico; el 14.3% para PEMEX; el 13.4% para empresas distribuidoras, y el 12.6% para el sector industrial. En tanto que, el restante, 36.0% fue abastecido por privados.

En el comparativo del periodo 2016-2017, se destaca el avance en la participación de competidores privados en el mercado del gas natural en México, ya que aumentó 5.3 puntos

porcentuales la atención de la demanda nacional por parte de agentes privados, al pasar de 30.7%, en 2016, a 36.0%, en 2017; en contraste, disminuyó la participación en el mercado del SISTRANGAS al pasar de 69.3%, en 2016, a 64.0%, en 2017.

El CENAGAS, en su carácter de gestor técnico independiente^{26/} no opera infraestructura de transporte salvo el caso del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco Hermosillo, en su carácter de transportista.^{27/} Los permisionarios de transporte en los sistemas integrantes del SISTRANGAS son los encargados de la operación y el mantenimiento de cada sistema, con los cuales el centro tiene firmados contratos de transporte por la totalidad de la capacidad del sistema respectivo (excepto en el ducto Aguascalientes –Zacatecas, en el que sólo una porción de la capacidad es parte del sistema integrado). Con dichos contratos, el CENAGAS ofrece la capacidad reservada en estos siete sistemas de transporte de forma integrada a los usuarios, los cuales pagan al CENAGAS el servicio y éste, a su vez, paga a los transportistas integrantes su requerimiento de ingresos autorizado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En el cuadro siguiente se presenta la oferta de gas natural programada y asignada por cada sistema que integra el SISTRANGAS, en 2017:

^{26/} El CENAGAS como gestor se encarga de administrar la capacidad de transporte disponible en el SISTRANGAS. Monitorear de manera continua el flujo de gas dentro del SISTRANGAS e instruir a los permisionarios que lo conforman las acciones necesarias para garantizar el balance diario de gas. Ser garante del acceso abierto a todos los usuarios y del pago de tarifas a los permisionarios del SISTRANGAS. Elaborar y proponer el Plan quinquenal de expansión del sistema. Coordinar y llevar a cabo las licitaciones de proyectos estratégicos.

^{27/} El CENAGAS como permisionario de transporte de gas natural en el SNG y en el SNH debe recibir el gas natural en un punto de destino dentro del mismo sistema. El usuario y el CENAGAS como transportista establecerán mediante contrato la cantidad máxima diaria de flujo que deberá transportarse. Las tarifas para cada tipo de usuario y la modalidad del servicio de transporte son aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Tiene el compromiso de garantizar el abasto confiable, seguro y eficiente de gas natural.

GAS NATURAL PROGRAMADO Y ASIGNADO POR SISTEMA DEL SISTRANGAS, 2017

(Gigajoules)

Concepto	Programado (a)	Asignado (b)	Cumplimiento (c)=(b)/(a)*100
SISTRANGAS	3,806,595,033.5	3,732,586,469.9	98.1
Sistema Nacional de Gasoductos ^{1/}	1,944,382,126.4	1,891,022,274.4	97.3
Los Ramones Fase I ^{2/}	730,519,571.9	732,679,820.5	100.3
Sistema San Fernando ^{3/}	490,933,033.1	483,586,231.4	98.5
Los Ramones Fase II Norte ^{4/}	310,335,090.4	304,196,580.1	98.0
Los Ramones Fase II Sur ^{5/}	306,269,034.3	303,153,344.3	99.0
Gasoducto Valtierra ^{6/}	24,156,177.4	17,948,219.2	74.3
Gasoducto Aguascalientes ^{7/}	0	0	n.c.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por el Centro Nacional de Control del Gas Natural, mediante el oficio DEAMGSPMA/0012/2018, del 11 de abril de 2018.

n.c. No calculable.

^{1/} Operado por CENAGAS, en su carácter de transportista.

^{2/} Operado por Gasoductos del Noroeste, S. de R.L. de C.V.

^{3/} Operado por Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V.

^{4/} Operado por TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V.

^{5/} Operado por TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.

^{6/} Gasoducto Valtierra – Aguascalientes, operado por Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C. V., el cual lleva el seguimiento operativo y comercial de sus usuarios y los localizados en el gasoducto Aguascalientes – Zacatecas.

^{7/} Gasoducto Aguascalientes – Zacatecas, operado por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C. V., cuya capacidad no está completamente integrada al SISTRANGAS, por lo que el CENAGAS no posee información de la totalidad del gas transportado en este gasoducto, toda vez que los datos son administrados por el operador.

En 2017, el transporte de gas natural del SISTRANGAS fue de 3,732,586,469.9 GJ, lo que representó un cumplimiento del 98.1% respecto de la cifra programada de transportar 3,806,595,033.5 GJ.

Al respecto, el Sistema Nacional de Gasoductos cumplió en 97.3%, al transportar 1,891,022,274.4 GJ de los 1,944,382,126.4 programados; los Ramones Fase I, en 100.3%, al asignar 732,679,820.5 GJ de los 730,519,571.9 proyectados; el Sistema San Fernando, en 98.5%, al ofrecer 483,586,231.4 GJ de los 490,933,033.1 planificados; los Ramones Fase II Norte y Sur, en 98.0% y 99.0%, respectivamente, al transportar 304,196,580.1 y 303,153,344.3 GJ de los 310,335,090.4 y 306,269,034.3 GJ que tenían programados, Gasoducto Valtierra, en 74.3%, ya que asignó 17,948,219.2 GJ de los 24,156,177.4 proyectados.

En cuanto a las diferencias entre el volumen programado y el asignado, el CENAGAS señaló que “no implicaron afectaciones al usuario, ni al sistema, ni costos económicos, debido a que, por la dinámica del mercado, se presentaron fluctuaciones que de manera mensual se consensuaron con los usuarios. Asimismo, las condiciones operativas y la factibilidad de transporte depende de diversos agentes, por lo que el centro puede modificar las cantidades

de recepción o entrega en casos de cortes o interrupciones en el suministro de gas natural, inyecciones o extracciones^{28/} superiores o inferiores a lo programado que restrinjan la capacidad del sistema, modificaciones y reparaciones imprevistas o contingencias fuera del control de la entidad, siempre con el objetivo de mantener la integridad del sistema; además indicó que la medición y asignación son actividades posteriores al flujo de gas natural, y la última parte del ciclo comercial, por lo cual se presentan diferencias que no perjudican a los usuarios finales, ya que en todo momento se realizan los ajustes necesarios para llegar a un escenario de flujo real”. En general, el porcentaje de cumplimiento del volumen de gas natural entre lo programado y lo asignado fue del 98.1%, excepto en el Gasoducto Valtierra.

- **Servicio de almacenamiento de gas natural**

El servicio de almacenamiento se refiere a la recepción de gas natural en un punto del sistema para su depósito o resguardo, la medición de la cantidad del producto recibido, su eventual mezclado para ponerlo en especificación y las operaciones necesarias para realizar su entrega posterior.

En 2017, el CENAGAS, como gestor del SISTRANGAS, no dispuso de infraestructura para el almacenamiento de gas natural, lo cual implicó que, en el corto y mediano plazos, se comprometió su contribución en el abastecimiento del gas natural, en razón de que, en el periodo de revisión, no contó con servicios básicos de apoyo para afrontar crisis e interrupciones.^{29/}

El CENAGAS, como gestor del SISTRANGAS, para la adquisición de infraestructura de almacenamiento, en 2017, finalizó los cuatro entregables programados respecto del Estudio del Potencial de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural para el aprovechamiento del SISTRANGAS, y estimó que para la tercera revisión, en 2018, se concluirá con la elaboración del catálogo de unidades potenciales de almacenamiento y se realizará la evaluación técnico-económica de un yacimiento seleccionado por el CENAGAS para su aprovechamiento. Sin embargo, en 2017, se presentaron 32 situaciones de desbalance en el sistema, razón por la cual es necesario que se agilice la disposición de infraestructura en almacenamiento de gas natural en el SISTRANGAS.

2017-1-18TON-07-0456-07-004 Recomendación

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural implemente una estrategia para concretar la adquisición y agilizar la operación de infraestructura para el almacenamiento de gas natural, a fin de contribuir a garantizar el abastecimiento de gas natural con continuidad, calidad, seguridad y eficiencia, de acuerdo con lo establecido en los artículos 62, fracción I, y

^{28/} Las inyecciones y extracciones dependen de los usuarios, ya que el CENAGAS sólo se encarga de transportar las cantidades programadas, por lo que, si los usuarios no igualan la oferta y la demanda, el CENAGAS debe realizar los ajustes necesarios en el sistema para mantener en todo momento la integridad del sistema.

^{29/} De acuerdo con el CENAGAS, en 2017, México contó con tres terminales de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado, ubicadas en Ensenada, Baja California; Manzanillo, Colima y Altamira, Tamaulipas, las cuales disponen de 19,829 MMpc; sin embargo, éstas no se encuentran integradas al SISTRANGAS, debido a que son de particulares que no han requerido integrarse al sistema.

68 de la Ley de Hidrocarburos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

4. Abasto del CENAGAS como permisionario del SNG y del SNH

El servicio de transporte incluye la recepción de gas natural en un punto del sistema, su conducción mediante ductos y la medición de la cantidad del producto recibido. El CENAGAS es permisionario del Sistema Nacional de Gasoductos (8,990.0 km de longitud y capacidad de 5,618.0 MMpcd) y del Sistema Naco Hermosillo (339.66 Km de longitud).

En 2017, el CENAGAS, como permisionario del SNG, cumplió en 97.3% (1,891,022,274.4 GJ) con el volumen de gas natural programado a transportar (1,944,382,126.4 GJ), el cumplimiento parcial se debió a las modificaciones que, de manera rutinaria, realizó el centro atendiendo los cambios en la recepción o entrega del suministro de gas natural, las inyecciones o extracciones que restringieron la capacidad del sistema y las modificaciones y reparaciones imprevistas o contingencias fuera del control de la entidad, las cuales se realizaron con el objetivo de mantener la integridad del sistema y sin afectaciones a los usuarios finales. Mientras que en el SNH registró un cumplimiento del 100.0% respecto de la meta establecida de transportar 26,692,475.2 GJ.

De 2016 a 2017, el cumplimiento en los programas de transporte de gas natural del SNG disminuyó en 2.6 puntos porcentuales, al pasar de 99.9% en 2016, a 97.3% en 2017; mientras que en el SNH el cumplimiento de los programas de transporte de gas natural se mantuvo en 100.0%, en 2016 y 2017, como se observa en el cuadro siguiente:

VOLUMEN DE GAS NATURAL PROGRAMADO Y ASIGNADO POR EL CENAGAS COMO PERMISIONARIO
DEL SNG Y DEL SNH EN EL PERIODO 2016-2017
(Gigajoules / Porcentaje)

Año	Sistema Nacional de Gasoductos			Sistema Naco Hermosillo		
	Programado	Asignado	Cumplimiento	Programado	Asignado	Cumplimiento
2016	1,990,778,440.0	1,988,809,396.1	99.9	29,176,834.2	29,176,834.2	100.0
2017	1,944,382,126.4	1,891,022,274.4	97.3	26,692,475.2	26,692,475.2	100.0
Variación	(2.3)	(4.9)	(2.6)	(8.5)	(8.5)	(0.0)

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información remitida por el Centro Nacional de Control del Gas Natural mediante los oficios núms. DEAMSP/004/2017 del 25 de enero de 2018 y DEAMGSPMA/0012/2018 del 11 de abril de 2018.

En ambos sistemas el volumen de gas asignado disminuyó entre 2016 y 2017, en el SNG la reducción fue de 4.9%, al pasar de 1,988,809,396.1 GJ en 2016 a 1,891,022,274.4 GJ en 2017, y en el SNH, fue de 8.5%, al pasar de 29,176,834.2 GJ a 26,692,475.2 GJ, lo cual se explica por el aumento de participantes privados en la atención de la demanda del gas natural en el país.

5. Expansión de la red de gasoductos

El Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019 es una herramienta de planeación indicativa para evaluar la disponibilidad y la demanda de gas natural en el mediano

plazo, a fin de contribuir a la toma de decisiones para fomentar el desarrollo industrial, la generación de electricidad y el acceso a fuentes alternativas de energía.

En 2017, el CENAGAS, como gestor, realizó la segunda revisión del plan; remitió el documento de planeación a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para su opinión técnica, mediante el oficio núm. UGTP/0020/2017, del 16 de febrero de 2017; atendió los ajustes solicitados por la CRE, por medio del oficio núm. UGTP/0029/2017, del 27 de febrero de 2017, y presentó la propuesta del plan a la Secretaría de Energía (SENER) para su aprobación, mediante el oficio DG/007/2017, del 28 de marzo de 2017.

El Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019 contiene los proyectos de cobertura social y aquellos considerados estratégicos por la SENER, y son propuestos por el CENAGAS, con base en la opinión técnica de la CRE, como se observa en el cuadro siguiente:

PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS 2015-2019

Núm.	Emisión del Plan Quinquenal 2015	Primera Revisión Anual 2016	Segunda Revisión Anual 2017 / Causas
	Proyecto		
Estratégico			
1	La Laguna-Aguascalientes	Adjudicado en 2016	Se modificó la fecha estimada de inicio de operaciones, ya que es un periodo estimado que se calcula con base en el porcentaje de avance reportado por los responsables de cada uno de los proyectos.
2	Tula – Villa de Reyes	Adjudicado en 2015	
3	Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara	Adjudicado en 2016	
4	San Isidro – Samalayuca	Adjudicado en 2015	Ninguna modificación.
5	Samalayuca – Sásabe		
6	Tuxpan-Tula		
7	Sur de Texas – Tuxpan	Adjudicado en 2016	
8	Colombia – Escobedo	Retirado	Se retiró porque cuenta con un diseño y rutas equivalentes al gasoducto Howard Midstream (Nueva Era), cuyo desarrollo estará a cargo de la empresa Midstream de México.
9	Los Ramones – Cempoala	Diferido	Se determinó que la entrada en operación estaría en función de lo previsto en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024, ya que el gasoducto Sur de Texas – Tuxpan contará con capacidad suficiente para atender la demanda proyectada para 2018 y 2019 en una ruta similar.
10	Jáltipan – Salina Cruz	Diferido	Se ajustó el inicio de operaciones para el periodo 2020-2022, ya que el proceso de Temporada Abierta que se llevó a cabo en el año de revisión otorgaría más información para su evaluación.
11	Estación de compresión “El Cabrito” (Torreón, Coahuila)	Retirado	Se retiró en la revisión de 2016, ya que dejará de mantener funcionalidad operativa cuanto los gasoductos Ojinaga – El Encino y El Encino – La Laguna inicien operaciones en 2017.
Cobertura social			
12	Lázaro Cárdenas – Acapulco	Diferido	Se ajustó el inicio de operaciones para el periodo 2020-2022, dado que se encuentra en análisis y en proceso de gestión.
13	Salina Cruz – Tapachula	Retirado	Se retiró en la revisión de 2016, ya que se desarrolla bajo cuenta y riesgo del sector privado, a cargo de la empresa TAG Pipelines. S. de R.L. de C.V.

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, proporcionado mediante el oficio núm. DEAMSP/004/2017, del 25 de enero de 2018.

De los 13 proyectos incluidos en la emisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, 11 fueron estratégicos y 2 de cobertura social. En la revisión de 2016, siete fueron adjudicados, tres retirados y tres diferidos. En la revisión de 2017, el CENAGAS modificó la fecha de inicio de operaciones de tres de los siete proyectos adjudicados.

Los tres retiros y los tres diferimientos en la fecha de entrada en operación de los proyectos estratégicos y de cobertura social incluidos en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019 tienen implicaciones operativas y financieras sobre las condiciones del sistema para la prestación de los servicios de transporte de gas natural en el país, lo cual podría limitar la flexibilidad del sistema para la expansión de gasoductos y atender la demanda nacional. Situación que toma relevancia ante la falta de almacenamiento.

La contribución en la expansión de la red nacional de gasoductos respecto de los siete proyectos que a 2017 estuvieron adjudicados, se muestra en el cuadro siguiente:

EXPANSIÓN DE LA RED NACIONAL DE GASODUCTOS RESPECTO DE LOS PROYECTOS ADJUDICADOS DEL PLAN QUINQUENAL 2015-2019

Concepto	Longitud (Km)	
	Absoluto	Part. (%)
Total Red Nacional de Gasoductos	14,950	100.0
SISTRANGAS	10,068	67.3
Siete proyectos adjudicados que derivaron del Plan Quinquenal 2015-2019 ^{1/}	3,081	20.6

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, así como sus primera y segunda revisiones de 2016 y 2017.

^{1/} Los siete proyectos son: Tuxpan-Tula con 283 km y 886 MMpcd (Hidalgo, Puebla y Veracruz); La Laguna-Aguascalientes con 600 km y 1,189 MMpcd (Aguascalientes, Zacatecas y Durango); Tula-Villa de Reyes con 420 km y 886 MMpcd (Hidalgo y San Luis Potosí); Villa de Reyes-Guadalajara con 305 km y 886 MMpcd (Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí); San Isidro-Samalayuca con 23 km y 1,220 MMpcd (Chihuahua); Samalayuca-Sásabe con 650 km y 472 MMpcd (Chihuahua y Sonora), y Sur de Texas-Tuxpan con 800 km y 2,600 MMpcd (Tamaulipas y Veracruz).

Al cierre de 2017, la red nacional de gasoductos en México contaba con una longitud de 14,950 km en operación. De esta longitud total, el SISTRANGAS representó el 67.3% (10,068 km) y los siete proyectos adjudicados que fueron resultado del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, representarán un incremento del 20.6% (3,081 km) respecto de la red reportada en ese año. Respecto del SISTRANGAS (10,068 km), la longitud de los 7 (3,081 km) proyectos adjudicados representó el 30.6%.

2017-1-18TON-07-0456-07-005 **Recomendación**

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural implemente una estrategia para que se revise de manera exhaustiva el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, a fin de contener los efectos que tienen el retiro y el retraso de los proyectos estratégicos y de cobertura social para la expansión de la red nacional de gasoductos y la atención de la demanda de gas natural en el país, de acuerdo con lo establecido en el artículo 66, párrafo primero, del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de

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

6. Gestión del SISTRANGAS

a) Permiso del CENAGAS para operar como gestor del SISTRANGAS

Un sistema integrado de transporte por ducto interconectado debe contar con un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En 2017, el CENAGAS, como gestor del SISTRANGAS, contó con el permiso provisional P/006/GES/2014, emitido por la CRE mediante la resolución núm. RES/791/2015, del 18 de noviembre de 2015, y para obtener el permiso definitivo, el 21 de enero de 2016, presentó a la CRE el informe final pormenorizado sobre la transferencia de la infraestructura de transporte por ducto de gas natural del SISTRANGAS. Al respecto, el 28 de mayo de 2018 se otorgó el permiso definitivo como gestor independiente.

b) Separación funcional del CENAGAS como gestor del sistema y permisionario de transporte

Respecto de la separación operativa, funcional y contable de las actividades del CENAGAS como permisionario y administrador del sistema, hasta el 18 de diciembre de 2017, la CRE emitió los “Lineamientos que deberá observar el CENAGAS respecto de la estricta separación operativa, funcional y contable en su carácter de gestor del SISTRANGAS”, a fin de garantizar la prestación del servicio, como gestor del SISTRANGAS y transportista del SNG, de manera imparcial y neutral.

Asimismo, para separar sus actividades de gestor y administrador, el 18 de septiembre de 2017, el CENAGAS suscribió las “Bases de coordinación operativa, financiera y comercial entre su carácter de gestor, representado por la Unidad de Gestión Técnica y Planeación (UGTP), la Unidad de Transporte y Almacenamiento (UTA), en su carácter de transportista y la Unidad de Finanzas y Administración (UFA), quien es la encargada de los procesos de programación, presupuestación y control, y que es el área que cuenta con las facultades para la suscripción de un instrumento jurídico”. Por lo que estas bases emitidas por el CENAGAS orientaron la separación de actividades entre sus unidades administrativas, respecto de las funciones de gestor y transportista.

c) Actividades del CENAGAS como gestor y administrador

Por su parte, el CENAGAS, para la administración de ductos, en 2017, llevó a cabo la revisión y vigilancia de los contratos contraídos con los permisionarios del sistema; en cuanto a la administración de la capacidad y balance del sistema, desarrolló herramientas para mantener el balance diario y recibir la información de las condiciones operativas; llevó a cabo la segunda revisión del Plan Quinquenal y, en materia de acceso abierto, implementó la Temporada Abierta 2016-2017.

d) Emisión de normativa para sistemas integrados

En cuanto a la emisión de las reglas de operación para los gestores de los Sistemas Integrados vinculadas con las actividades de administración del SISTRANGAS, en 2017, el CENAGAS no contó con la normativa específica que le permitiera desempeñar su papel de gestor, ya que

la CRE, como órgano regulador, no programó ni emitió normativa aplicable. Al respecto, la CRE, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, instruyó las acciones de control necesarias mediante la incorporación del “Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de sistemas integrados de almacenamiento y transporte por ducto de gas natural” en el Programa Regulatorio 2018, y la realización de una investigación, con base en la experiencia internacional, acerca de la forma de operar de un gestor, a fin de incorporar particularidades acordes con la situación de México, con lo que se solventa lo observado.

7. Coordinación y supervisión con los permisionarios del SISTRANGAS

a) Coordinación del gestor con los permisionarios

En 2017, el CENAGAS, como gestor técnico del SISTRANGAS, contó con los instrumentos contractuales para llevar a cabo la coordinación e intercambio de información con los permisionarios, ya que se mantuvieron vigentes los contratos que fueron transferidos por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), los cuales se presentan a continuación:

CONTRATOS VIGENTES DE LOS SISTEMAS QUE INTEGRARON EL SISTRANGAS, 2017

Núm.	Sistema Integrado	Participante / Resolución	Objeto del contrato	Capacidad
1	Valtierrilla-Aguascalientes	Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V. RES/289/2011 del 11/08/11	Prestación del servicio de transporte en base firme.	89,960 GJ por día ^{1/}
2	San Fernando	Gasoductos de Tamaulipas, S. de R.L. de C.V. RES/311/2010 del 30/09/10	Transporte de gas natural en puntos de entrega-recepción establecidos por PGPB. Servicio de transporte con compresión de base interrumpible y base firme.	250,748.5 GJ por día ^{1/}
3	Aguascalientes-Zacatecas	Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V. Transportadora de Gas Natural de Zacatecas (TGNZ) A/056/2014 de 12/04/14	Contrato de reserva de capacidad de gas natural.	8,536.26 GJ por día ^{1/}
4	Los Ramones Fase I	Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V. RES/597/2013 del 19/12/13	Poner a disposición de PGPB la capacidad operativa del ducto y ofrecer el servicio de transporte de gas natural.	2,111,180 GJ ^{2/}
5	Los Ramones Fase II Norte	TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. RES/622/2014 del 18/12/14	Prestación de servicio de transporte de gas natural integrados de la totalidad de la capacidad operativa del ducto a disposición de PGPB.	1,439,034 GJ ^{2/}
6	Los Ramones Fase II Sur	TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V. RES/623/2014 del 18/12/14	Cesión de derechos del transportista. Convenio de consentimiento y reconocimiento.	1,428,963 GJ ^{2/}
7	Sistema Nacional de Gasoductos	CENAGAS (UGTP / UTA / UFA)	Bases de coordinación operativa, financiera y comercial entre el CENAGAS en su carácter de gestor, representado por la UGTP y la UTA en su carácter de transportista.	6,312.632 GJ ^{2/}

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con las minutas de trabajo proporcionadas por el CENAGAS mediante oficio núm. DEAMGSPMA/0012/2018, del 11 de abril de 2018.

^{1/} Hace referencia a la capacidad indicada en los contratos.

^{2/} Se refiere a la capacidad total del ducto.

UGTP: Unidad de Gestión Técnica y Planeación.

UTA: Unidad de Transporte y Almacenamiento.

UFA: Unidad de Finanzas y Administración.

NOTA: El SISTRANGAS no incluye al Sistema Naco Hermosillo.

Respecto del seguimiento de los contratos formalizados, en 2017, los siete sistemas integrantes del SISTRANGAS remitieron al CENAGAS el Programa Anual de Operación y Mantenimiento 2017, lo cual implicó que, durante ese año, el gestor realizó labores de coordinación con los distintos permisionarios de transporte por ducto para lograr la continuidad, calidad, seguridad y eficiencia en la prestación de los servicios, ya que la notificación de los mantenimientos programados permitió tomar las medidas necesarias para la operación del mismo.

b) Supervisión del balance diario

En materia de supervisión del balance diario, el indicador de “empaquete” permite vigilar que la cantidad de gas natural en el interior de los ductos que conforman el SISTRANGAS se encuentre a presiones y temperaturas operativas adecuadas, con metas inferiores y superiores que oscilan entre 7,000 MMpc y 7,700 MMpc. El resultado de 2016 y 2017 se muestra en el cuadro siguiente:

RESULTADOS DEL INDICADOR DE EMPAQUE, RESPECTO DE
VALORES FUERA DE RANGO, 2016-2017

Mes	2016		2017	
	Superior	Inferior	Superior	Inferior
Valores fuera de rango	3	0	0	32

FUENTE:Elaborado por la ASF con las minutas de trabajo proporcionadas por el CENAGAS mediante oficio núm. DEAMGSPMA/0012/2018, del 11 de abril de 2018.

En 2017, el indicador de “empaquete” no presentó cantidades superiores al límite máximo permitido (7,700 MMpc), mientras que en 2016 se registraron 3 ocasiones; en contraste, se presentaron 32 situaciones en las que la cantidad de gas natural en los ductos fue menor al límite inferior permitido (7,000 MMpc), en comparación con 2016, año en que no se presentaron casos, lo cual indica que el despacho del gas presentó inestabilidad, lo que podría afectar la eficiencia y confiabilidad para la operación del SISTRANGAS.

Las causas de los desbalances fueron por fallas eléctricas en centros procesadores (7); la emisión del estado de alerta por huracán (6); alta demanda de gas natural (4); corrida de diablos en el ducto ^{30/} (3); por la instalación de sistema de transporte (3); debido al mantenimiento en terminal (3); problemas con la entrega de gas con el proveedor (2); por mantenimiento a ducto (2); por corrida de diablo en ducto marino (1) y por paro no programado en una estación de compresión ante congelamiento de sus válvulas (1).

Al respecto, el CENAGAS informó que elaboró el borrador de convocatoria y el contrato para la adquisición de gas natural para balanceo de forma ágil y a precios competitivos; llevó a cabo una reunión con el grupo de seguimiento de abasto de gas natural en el que participan el CENAGAS, la SENER, el CENACE, PEMEX, la CFE y los sistemas periféricos del SISTRANGAS con el fin de revisar los parámetros de seguimiento de las bandas del empaque del sistema, establecer límites acordes con la operación actual e incorporar otras variables operativas como las presiones a lo largo del sistema; elaboró los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS) propios del Gestor Independiente, los cuales consideran un procedimiento que incentiva la administración preventiva de desbalances por parte de los

^{30/} Equipo o dispositivo utilizado para limpiar el interior de un ducto de transporte de hidrocarburos, impulsado por el mismo producto que se transporta o por otro que se inyecte al ducto, el cual es utilizado para remover sólidos, líquidos y gases con el objeto de incrementar la eficiencia operacional del sistema, así como para facilitar la inspección interior del ducto con equipo instrumentado.

usuarios y clarifica las situaciones en las que el Gestor Independiente puede intervenir para corregir variaciones en el empaque del sistema.

Sin embargo, la ASF determinó mantener la observación, ya que es necesario formalizar las propuestas operativas, regulatorias y contractuales como mecanismos de prevención y control para mantener el balance diario en el combustible suministrado y cumplir con las cantidades mínimas y máximas del indicador de empaque, a fin de garantizar el funcionamiento eficiente y confiable del sistema.

2017-1-18TON-07-0456-07-006 Recomendación

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural establezca los mecanismos de control preventivos para cumplir con los parámetros del indicador de empaque, a fin de evitar los desbalances en el flujo de gas natural, y garantizar el funcionamiento eficiente y confiable del sistema, de conformidad con lo señalado en el artículo 45, párrafo primero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el objetivo de la Dirección Ejecutiva de Gestión Técnica del Manual General de Organización del Centro Nacional de Control del Gas Natural y la meta del indicador de empaque, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

8. Asignación de capacidad

La Temporada Abierta es el procedimiento que tiene como propósito la asignación de capacidad disponible de transporte en el sistema a terceros, a fin de aumentar la competencia en el mercado y la cantidad de usuarios del transporte de gas natural mediante ductos. El CENAGAS, en su carácter de gestor del SISTRANGAS, en 2016 y 2017, puso a disposición del público la capacidad disponible, que es aquella que no se encuentra comprometida mediante un contrato o que, estando contratada, no es utilizada.

a) Resultados de Temporada Abierta 2016–2017

En 2017, el CENAGAS, como gestor del SISTRANGAS, dispuso de una capacidad de 6,333,943.0 GJ/día de gas natural, el 29.6% (1,877,263.0 GJ/día) se encontraba asignado a contratos preexistentes, acuerdos de inversión y Productores Independientes de Energía (PIE's); el 33.3% (2,107,907.0 GJ/día) se asignó en la ronda para las Empresas Productivas del Estado y el 37.1% (2,348,773.0 GJ/día) se puso a disposición en la Temporada Abierta 2016-2017 para asignarlos a los interesados con derechos adquiridos y público en general, como se observa en el cuadro siguiente:

RESULTADOS DE LA TEMPORADA ABIERTA 2016 – 2017 ^{1/}

(Gigajoules/día)

Concepto	Valor	Participación (%)
Capacidad contratada del SISTRANGAS	6,333,943.0	100.0
Capacidad contratada previamente	1,877,263.0	29.6
Ronda para las Empresas Productivas del Estado (EPE)	2,107,907.0	33.3
Disponibilidad de capacidad en el SISTRANGAS	2,348,773.0	37.1
Capacidad contratada asignada a interesados con derechos adquiridos	1,305,993.0	20.6
Capacidad contratada asignada al público en general	1,042,780.0	16.5
Capacidad no asignada	0.0	0.0

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información remitida por el Centro Nacional de Control del Gas Natural mediante el oficio núm. DEAMSP/004/2017, del 25 de enero de 2018.

Nota: Factor de conversión utilizado para expresar los GJ a MMPCD 1,003.0.

^{1/} El CENAGAS emitió, con aprobación de la CRE, mediante la resolución núm. RES/1037/2016/, el Procedimiento de Asignación de Capacidad en el SISTRANGAS mediante Temporada Abierta, la cual fue modificada mediante diversas resoluciones emitidas por la CRE: RES/1381/2016 del 20 de octubre de 2016; RES/1632/2016 del 17 de noviembre de 2016; RES/1958/2016 del 20 de diciembre de 2016; RES/115/2017 del 2 de febrero de 2017; RES/1215/2017 del 15 de junio de 2017.

De los 2,348,773.0 GJ/día asignados en la Temporada Abierta, el 55.6% (1,305,993.0 GJ/día) fue asignado a usuarios con derechos adquiridos, y el 44.4% (1,042,780.0 GJ/día) al público en general, con lo cual se buscó fomentar el desarrollo de un mercado competitivo, en el que se reserva capacidad de transporte con acceso abierto y efectivo.

En la Temporada Abierta, el CENAGAS recibió 775 solicitudes, de las cuales al 93.8% (727) le fue asignada capacidad y al 6.2% (48) no se le asignó, como se observa en el cuadro siguiente:

SOLICITUDES DE SERVICIO RECIBIDAS EN LA TEMPORADA ABIERTA 2016–2017

(Solicitudes)

Solicitudes	Cantidad	Part. (%)
Total	775	100.0
Con asignación	727	93.8
Interesados con derechos adquiridos	390	50.3
Público en general	337	43.5
Sin asignación	48	6.2
Interesados con derechos asignados	0	0.0
Público en general	48	6.2

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información remitida por el Centro Nacional de Control del Gas Natural mediante el oficio núm. DEAMSP/0012/2017, del 11 de abril de 2018.

De las 727 solicitudes a las que se les asignó capacidad, el 53.6% (390) fue para interesados con derechos adquiridos y el 46.4% (337) para el público en general.

Las 727 solicitudes fueron presentadas por 24 comercializadoras, de las cuales Pemex Transformación Industrial representó al 57.8% (420 solicitudes); 4 comercializadoras, al 33.0% (240 solicitudes), y 19 comercializadoras, al 9.2% (67 solicitudes).

Respecto de las 48 solicitudes al público en general a las que no se les asignó capacidad, el CENAGAS informó que la metodología considera que “Si la β (beta) ofertada en primera opción no era lo suficientemente alta para colocar la capacidad solicitada disponible del trayecto, se procedió a evaluar el trayecto de la segunda opción presentada. Si de nueva cuenta no se podía asignar la capacidad, se procedió a considerar la tercera opción y así sucesivamente hasta que se asignara capacidad en un trayecto con capacidad disponible, o se terminaran las opciones de trayecto propuestas por el solicitante”, bajo este proceso existen solicitudes a las que no se les asigna capacidad.

Para la formalización de los resultados, se firmaron 37 contratos, 30 de los cuales fueron congruentes entre la capacidad asignada, la reportada a la CRE, y la señalada en los contratos; en 7, las cifras señaladas presentaron inconsistencias, debido a la incorporación de puntos de entrega, intercambios de capacidad, cambios de comercializador, errores involuntarios que fueron corregidos en los contratos correspondientes, cesiones o por cuestiones de intereses de los usuarios afectados. Al respecto, mediante oficio núm. CENAGAS-DG/007/2019, del 16 de enero de 2019, el CENAGAS remitió las razones de las diferencias siguientes:

CONTRATOS DE SERVICIOS DE RESERVA DE CAPACIDAD CON CAMBIOS EN LAS CANTIDADES ASIGNADAS,
REPORTADAS Y CONTRATADAS, TEMPORADA ABIERTA 2016-2017

Núm	Razón social	Capacidad asignada (GJ/día)	Capacidad reportada a la CRE (GJ/día)	Capacidad contratada (GJ/día)	Razones de las diferencias
1	GDF Suez México Comercializadora S. R.L. de C.V.	27,841	167,657	167,657	Asignó a la empresa GDF Suez México Comercializadora, S. de R.L. (GDF Suez) de C.V. 27,841 Gigajoules (GJ) diarios. No obstante, ocho empresas le cedieron la capacidad que les fue asignada como resultado del procedimiento de temporada abierta a efecto de que dicha empresa suscribiera el contrato de transporte en su nombre. Por lo cual, sumando la capacidad asignada a GDF Suez y la de las ocho empresas, ésta suscribió el contrato de transporte de gas natural en base firme número CENAGAS SBF/005/2017 con 167,657 GJ/d de capacidad reservada. Lo anterior fue congruente con la capacidad reportada a la CRE.
2	Macquarie Energy México S. de R. L. de C. V.	67,082	77,422	77,422	A la empresa Macquarie Energy México, S. de R. L. de C. V. (Macquarie) se le asignó una capacidad máxima diaria de transporte de 67,082 GJ diarios. Sin embargo, seis empresas le cedieron la capacidad que les fue asignada como resultado del procedimiento de temporada abierta a efecto de que dicha empresa suscribiera el contrato de transporte en su nombre. Por lo cual, sumando la capacidad asignada a Macquarie y la de las seis empresas, ésta suscribió el contrato de transporte de gas natural en base firme número CENAGAS SBF/006/2017 con 77,422 GJ/d de capacidad reservada. Lo anterior fue congruente con la capacidad reportada a la CRE.

Núm	Razón social	Capacidad asignada (GJ/día)	Capacidad reportada a la CRE (GJ/día)	Capacidad contratada (GJ/día)	Razones de las diferencias
3	CFEnergía S.A. de C.V.	12,193	20,449	20,449	De acuerdo con el primer convenio modificatorio al contrato de servicio de transporte de gas natural en base firme entre el CENAGAS y CFEnergía S.A. de C.V., se agregó un punto de entrega con una capacidad de 8,256 GJ/d.
4	Pemex Transformación Industrial	1,351,450	1,359,955	1,360,885	Se realizaron intercambios de capacidad con Compañía Mexicana de Gas, Tractebel Energía de Monterrey y Ecogas México por 4,368 GJ/d, 10,893 GJ/d y 1,962 GJ/d, respectivamente. Asimismo, los usuarios Braskem Idesa, S.A.P.I., Harinera de Veracruz, S.A. de C.V., Molinos Azteca de Veracruz, S.A. de C.V., Molinos Azteca, S.A. de C.V. y Manufacturas Vitromex, S.A. de C.V., De acero, S.A.P.I. de C.V., Harinera de Maíz de Jalisco, S.A. de C.V., Vidriera Toluca, S.A. de C.V., Industria Química del Istmo, S.A. de C.V., Iquisa Santa Clara, S.A. de C.V., Sistemas Energéticos SISA, S.A. de C.V., Iquisa Noreste, S.A. de C.V., Quimobásicos, S.A. de C.V., Manufacturas Vitromex, S.A. de C.V., Cinsa, S.A. de C.V., Calentadores de América, S.A. de C.V. y Cifunsa del Bajío, S.A. de C.V. optaron por firmar contrato de manera independiente o con algún otro comercializador.
5	Metalúrgica Met-Mex Peñoles S.A. de C.V.	5,013	5,013	5,553	Una de las cantidades máximas diarias asignadas fue de 1,064 GJ/d; sin embargo, involuntariamente se indicó en el contrato de transporte de gas natural en base firme una asignación de 1,604 GJ/d, situación que fue aclarada y corregida.
6	BP Energía México S. de R.L. de C.V.	2,568	63,305	63,305	El cambio de la cifra se debe a que los usuarios Igasamex Bajío, S. de R.L. de C.V., Vitro Automotriz, S.A. de C.V., Vitro Vidrio y Cristal, S.A. de C.V., Deacero, S.A.P.I. de C.V., Indorama Ventures Polymers México, S. de R.L. de C.V. y Vidriera Toluca, S.A. de C.V. realizaron las cesiones por 40,588 GJ/d, 357 GJ/d, 9,409 GJ/d, 217 GJ/d, 5,557 GJ/d y 4,607 GJ/d, respectivamente, a la empresa BP Energía México S. de R.L. de C.V.
7	Industrias derivadas de etileno S.A. de C.V.	5,000	5,000	4,055	A la empresa le fueron asignadas las capacidades de 4,055 GJ/d y 945 GJ/d para los puntos de recepción CACTUSNVOPMX y PEPMENDOZA, respectivamente; sin embargo, debido a sus intereses, el usuario únicamente suscribió con el CENAGAS el contrato por 4,055.1767 GJ/d.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información remitida por el Centro Nacional de Control del Gas Natural mediante los oficio núms. DEAMSP/0012/2017 del 11 de abril de 2018 y CENAGAS-DG/007/2019, del 16 de enero de 2019.

Al respecto, el CENAGAS proporcionó las causas de las inconsistencias entre la capacidad asignada, la reportada a la CRE y la formalizada en el contrato; sin embargo, no documentó, ni transparentó las condiciones bajo las cuales se realizó la cesión de capacidad asignada respecto de la contratada.

b) Boletín electrónico de la Temporada Abierta 2016–2017

En cuanto a la publicación del boletín informativo, en 2017, el CENAGAS publicó seis avisos en su portal web, los cuales informaron a los interesados y al público en general de la reserva

de capacidad ronda cero para la CFE; reserva de capacidad ronda cero para PEMEX; listado de empresas que presentaron solicitudes de reserva de capacidad; betas promedio de las primeras solicitudes; capacidad disponible por punto de inyección, y derechos adquiridos por punto de extracción.

2017-1-18TON-07-0456-07-007 **Recomendación**

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural establezca los mecanismos de control necesarios para garantizar que la concesión de capacidad disponible en el sistema, que fue asignada y contratada en el procedimiento de Temporada Abierta se desarrolle bajo los principios de transparencia y rendición de cuentas, de acuerdo con lo señalado en el artículo 2, Título Segundo, Numeral 9, Norma Segunda y Norma Cuarta, Párrafo Tercero, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

9. Avance en la implementación del proyecto SCADA

El Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) del CENAGAS es una herramienta para el monitoreo, adquisición de datos y supervisión y control de las variables operativas de medición, mediante los centros de control primario^{31/} y alterno.^{32/} Este sistema busca proporcionar información confiable, completa y continua, en tiempo real, de las condiciones operativas de la prestación de servicios correspondientes a los ductos del SNG y del SNH. Antes de la Reforma Energética, en materia de hidrocarburos, el SCADA de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) contenía información de los ductos de gas natural que éste le transfirió al CENAGAS, por lo cual se debieron trasladar las bases de datos, gráficos, reportes, configuración de aplicativos e históricos al SCADA del CENAGAS.

En 2017, el CENAGAS programó con el proveedor el desarrollo del proyecto SCADA en tres etapas y 22 hitos, con el objetivo de alcanzar la independencia en la operación del sistema, de las cuales sólo la etapa uno y dos, integradas por 14 hitos, debieron desarrollarse en 2017, cuyo cumplimiento se muestra en el cuadro siguiente:

^{31/} El Centro de Control Primario (CCP) deberá tener la visión integral de cada uno de los sistemas de transporte por ducto para su monitoreo y control, adquiriendo y concentrando la información de las variables operativas que se generen en los mismos.

^{32/} El Centro de Control Alterno (CCA) estará equipado con un sistema que operará como un espejo del CCP, con criterios similares, y podrá asumir toda su funcionalidad.

CUMPLIMIENTO DE LOS HITOS PROGRAMADOS PARA 2017

Etapas	Total		Cumplimiento		Reprogramación	
	Hitos	Porcentaje	Hitos	Porcentaje	Hitos	Porcentaje
Total	14	100.0	9	64.3	5	35.7
1	7	100.0	6	85.7	1	14.3
2	7	100.0	3	42.9	4	57.1

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el contrato núm. CENAGAS/SERV/058/2016 del 23 de septiembre de 2016 y el documento “Especificaciones técnicas, Implantación del Sistema SCADA” elaborado por el CENAGAS, proporcionados mediante los oficios núms. DEAMGSPMA/0012/2018, del 11 de abril de 2018 y DEAMGSPMA/0019/2018 del 2 de mayo de 2018.

En 2017, de los 14 hitos programados, en dos etapas, para la implementación del SCADA, se cumplió con 9, lo que representó el 64.3% de las actividades comprometidas, mientras que el 35.7% fue reprogramado.

En la etapa uno, “Visualización”, de los siete hitos programados para 2017, en seis se cumplió en tiempo y forma, mientras que el hito 6 fue reprogramado mediante la Minuta de Acuerdo de Prórroga, con la finalidad de cumplir con los servicios de cursos de infraestructura del Centro de Control Primario (CCP) y de entrenamiento del SCADA, los cuales concluyeron en julio y octubre de 2017.

En la etapa dos, “Históricos y aplicativos”, en 2017, de los siete hitos programados para ese año, se cumplió con tres y tres fueron reprogramados mediante la Minuta de Acuerdo de Prórroga, en la cual el CENAGAS otorgó prórroga para que el proveedor realizara las actividades pactadas en cada uno de los hitos. Respecto del hito 15, el proveedor presentó incumplimiento en las fechas de conclusión programadas, por lo que se hizo acreedor a una sanción por la cantidad de 10,102.19 dólares, que corresponde al valor de la partida que entró en retraso, y la pena convencional diaria aplicable fue de 1.68 dólares.

2017-1-18TON-07-0456-07-008 **Recomendación**

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural implemente una estrategia para agilizar la puesta en operación del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) del CENAGAS, a fin de asegurar el monitoreo, adquisición de datos, supervisión y control de las variables operativas de medición y proporcionar a la institución la tecnología operacional para el transporte de gas natural de manera segura y eficiente, de acuerdo con lo establecido en la función primera, de la Dirección Ejecutiva Adjunta de Tecnologías SCADA Tiempo Real del Manual General de Organización del Centro Nacional de Control del Gas Natural, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

10. Supervisión del mantenimiento del SNG y del SNH

El mantenimiento preventivo y predictivo se refiere a las actividades de inspección, mantenimiento y reparación, rutinaria y periódica efectuada en los sistemas, y el correctivo se realiza por motivos debidamente justificados para mantener la seguridad y operación de los sistemas.

a) Cumplimiento del programa de mantenimiento en el Sistema Nacional de Gasoductos y en el Sistema Naco Hermosillo

En 2017, el CENAGAS dirigió la operación y el mantenimiento de la infraestructura de transporte en el Sistema Nacional de Gasoductos, como su titular, mediante la contratación de Pemex Logística (PLOG),^{33/} ya que se programaron 19,518 actividades de mantenimiento y se realizaron 19,371, lo que representó el 99.2% de las programadas, de las cuales 14,635 (75.6%) fueron mantenimientos preventivos; 3,197 (16.5%), predictivos; 1,119 (5.8%), de soporte; 239 (1.2%), correctivos, y 181 (0.9%), de trabajos adicionales.

De acuerdo con el informe de justificación, remitido al CENAGAS por Pemex Logística (PLOG), el cumplimiento del 99.2% en los programas de mantenimiento se debió a que se registraron 47 eventos que impidieron las labores de mantenimiento programadas, de los cuales el 59.6% (28 eventos) se relacionaron con tomas clandestinas del combustible; el 31.9% (15 eventos) por acceso negado de los propietarios del predio o por población inconforme, y el 8.5% (4 eventos) debido a que los equipos se encontraban fuera de operación.

Respecto del Sistema Naco Hermosillo, en 2017, se programaron 1,255 actividades de mantenimiento y se realizaron 1,253, lo que representó el 99.8% de las programadas, de las cuales 542 (43.3%) fueron mantenimientos preventivos; 99 (7.9%) predictivos; 17 (1.3%) correctivos; 492 (39.3%), planeados, y 103 (8.2%), de soporte o trabajos adicionales.

Asimismo, de acuerdo con los informes que remitió PLOG a CENAGAS, en el SNH no se presentaron eventos relacionados con toma clandestina, negación de acceso ni equipos fuera de operación.

b) Supervisión del cumplimiento de los programas del SNG y SNH

En 2017, como parte del seguimiento y supervisión al contrato con PLOG, el CENAGAS visitó los 13 sectores que integran el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), con el propósito de dar seguimiento, supervisar, evaluar, hacer recorrido técnico y llevar a cabo capacitación de acuerdo con lo establecido en el contrato de mantenimiento y operación firmado con Pemex Logística.

En cuanto al Sistema Naco Hermosillo, mediante la minuta de trabajo del Sector Chihuahua se acreditó la labor de supervisión, seguimiento, evaluación, capacitación y de recorrido técnico correspondiente.

11. Seguridad Industrial

a) Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (S3S)

^{33/} El 26 de diciembre de 2016, Pemex Logística (PLOG) y el CENAGAS, en su carácter de transportista, celebraron el Contrato para la prestación de servicios de operación y mantenimiento de la infraestructura de transporte por ducto de gas natural del SNG y del SNH (el Contrato OMA) el cual tiene por objeto la prestación de los servicios de operación y mantenimiento en la infraestructura del SNG y el SNH. El Contrato OMA buscó garantizar la prestación del servicio de transporte de gas natural de forma segura, confiable y eficiente en el SNG y el SNH, mediante la contratación de los servicios de PLOG, Empresa Productiva del Estado que cuenta con la experiencia de estas actividades al ser causahabiente de PGPB.

En 2017, en materia de prevención, control y mejora del desempeño de la seguridad, el CENAGAS contó con el S3S, el cual es un sistema que da cumplimiento a la normativa emitida por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) y establece los lineamientos de preparación y respuesta a emergencias, para informar e investigar la ocurrencia de incidentes y accidentes, a fin de contar con una planeación para la mitigación de los mismos.

En 2017, en el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), se presentaron incidentes en cinco de los siete indicadores del S3S, relativos a 37 fugas por terceros; tres emisiones fugitivas; quemas y desfuegos de 82.3177 MMpc; un accidente de trabajo y un incendio. Al respecto, el CENAGAS señaló que estos incidentes no tuvieron afectación en la operación del sistema, y para la reparación de las instalaciones se requirió un monto de 3,804.6 miles pesos.

En cuanto a los resultados del Sistema Naco Hermosillo (SNH), de los siete indicadores establecidos, sólo en uno de ellos se registró un incidente, ya que se quemaron y desfogaron 0.0170 MMpc de gas natural.

En el periodo 2016-2017, seis de los siete indicadores del SNH permanecieron en cero, y se registró una reducción en las quemas y desfuegos.

En el SNG, en el mismo periodo, las quemas y desfuegos se redujeron de 82.7472 MMpc, en 2016, a 82.3177 MMpc en 2017; mientras que los incidentes críticos disminuyeron al pasar de uno en 2016 a cero en 2017; las emisiones fugitivas pasaron de cinco en 2016 a tres en 2017, y en ningún año se presentaron muertes.

Los incidentes que se incrementaron, de 2016 a 2017, fueron las fugas por terceros, al pasar de 25 eventos en 2016 a 37 en 2017; así como, los accidentes de trabajo y los incendios que pasaron de cero en 2016 a uno en 2017.

Al respecto, mediante oficio núm. CENAGAS-DG/007/2019, del 16 de enero de 2019, el CENAGAS informó que los incidentes se clasificaron y reportaron a la ASEA como tipo 1 y que las medidas de control y mitigación fueron las siguientes:

INCIDENTES QUE AUMENTARON DE 2016 A 2017 EN EL SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS

Incidente	Número		Clasificación del evento ASEA	Medidas de control y mitigación
	2016	2017		
Accidentes de trabajo	0	1	Tipo 1	El CENAGAS y su operador Pemex Logística cuentan con lineamientos y procedimientos, como medidas de control de riesgos, para realizar la operación, mantenimiento y seguridad en las instalaciones del sistema.
Incendios	0	1	Tipo 1	El CENAGAS realiza como actividades rutinarias simulacros con escenarios de riesgo con fuego, los cuales sirven como ejercicio para atender este tipo de eventos, aplicando los planes de respuesta a emergencias.
Fugas por terceros	25	37	Tipo 1	El CENAGAS, como mecanismo de control, realiza patrullajes sobre los derechos de vía como parte de las actividades del contrato de mantenimiento celebrado con Pemex Logística. Adicionalmente, se realizan recorridos con partidas militares, con el objeto de proporcionar seguridad física y evitar daños al patrimonio del CENAGAS.

FUENTE:Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el oficio núm. DEAMGSPMA/00034/2018, del 27 de julio de 2018.

Tipo 1: a) Lesiones del personal que requieran incapacidad médica causadas en el ejercicio o con motivo de las actividades que realiza en el sector hidrocarburos, o b) daños a las instalaciones, sin interrupción de operaciones de las actividades del sector hidrocarburos.

El CENAGAS señaló que los incidentes registrados, en 2017, que presentaron incrementos respecto de los presentados en 2016 fueron clasificados como tipo 1, en la escala de 3 establecida por la ASEA, ya que el accidente de trabajo ocurrió fuera de las instalaciones del centro y sólo requirió de una incapacidad médica, en cuanto al incendio y las fugas por terceros, estos incidentes fueron por eventos fortuitos ajenos al control del CENAGAS, los cuales provocaron daños a las instalaciones; sin embargo, el CENAGAS no acreditó la cantidad de gas que se perdió y el costo sobre las fugas por terceros o tomas clandestinas.

b) Entrega de informes de Pemex Logística ^{34/}

En 2017, Pemex Logística remitió los informes de servicios de seguridad programados: Programa Anual de Simulacros, la Actualización de Planes de Respuesta a Emergencias, los programas de Celaje Terrestre, Inspección Técnica y de Inspecciones Preventivas de Riesgo; el Informe de Cálculo y Actualización de Máximas de Operaciones Permisibles, así como el Reporte de Quemas y Desfogues 2017 de los servicios de seguridad proporcionados por Pemex Logística al CENAGAS en el SNG y el SNH.

^{34/} El 26 de diciembre de 2016, Pemex Logística (PLOG) y el CENAGAS, en su carácter de transportista, celebraron el Contrato para la prestación de servicios de seguridad de la infraestructura de transporte por ducto de gas natural del SNG y del SNH (el Contrato OMA), el cual buscó garantizar la prestación del servicio de transporte de gas natural de forma segura, confiable y eficiente en el SNG y el SNH, mediante la contratación de los servicios de PLOG, Empresa Productiva del Estado que cuenta con la experiencia de estas actividades al ser causahabiente de PGPB.

c) Actos vandálicos registrados en las instalaciones del CENAGAS

En cuanto a los actos vandálicos, en 2017, el SNH no registró incidentes, por lo que permaneció en las mismas condiciones de seguridad que en 2016.

En el SNG se presentaron tres actos vandálicos, lo cual implicó un aumento respecto de la ausencia de incidentes en 2016, relativos a robo y daño en las instalaciones, mismos que no tuvieron impacto en la operación del sistema, y registraron un costo de reparación estimado de 6,721.7 de miles de pesos.

Para atender dichas situaciones, en 2018, el CENAGAS adquirió una póliza de seguro patrimonial, que cubre las afectaciones realizadas al sistema por los actos vandálicos presentados, con un costo de 69,305.0 miles de pesos; además, propició la implementación de mecanismos para prevenir el incremento de actos vandálicos en sus instalaciones, los cuales se refieren al establecimiento de un convenio de colaboración con personal de la Secretaría de la Defensa Nacional en materia de seguridad, vigilancia y patrullajes, así como la integración en grupos de coordinación institucional y de trabajo en seguridad integral, y la instalación de sistemas de video vigilancia y detección perimetral de intrusos en las Estaciones de Comprensión y Medición.

2017-1-18TON-07-0456-07-009 Recomendación

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural implemente una estrategia con estrictas medidas de vigilancia para evitar las fugas por terceros (tomas clandestinas) en el Sistema Nacional de Gasoductos, a fin de mejorar el control de riesgos y mantener las condiciones de seguridad en la infraestructura del sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo segundo del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-1-18TON-07-0456-07-010 Recomendación

Para que el Centro Nacional de Control del Gas Natural especifique la cantidad de gas natural que se perdió y su costo ocasionado por las fugas por terceros (tomas clandestinas) en el Sistema Nacional de Gasoductos, a fin de disponer de información relevante, confiable y de calidad, de acuerdo con lo señalado en el artículo 2, Título Segundo, Numeral 9, Norma Cuarta, Párrafo Tercero, del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

12. Sistema de Evaluación del Desempeño

a) Relación de la MIR con el problema público

En 2017, el CENAGAS definió el árbol de objetivos del programa presupuestario (Pp) E010 “Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos”, en el cual existió congruencia entre los medios y fines señalados, ya que se indicaron como medios la disminución en las interrupciones del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y del Sistema Naco Hermosillo (SNH), el incremento en la capacidad para el cumplimiento de los contratos, la satisfacción de los clientes y la estabilidad económica del CENAGAS, para lograr el objetivo de que los usuarios cuenten con un servicio de transporte de gas natural eficiente, oportuno y seguro.

En cuanto a su árbol del problema, existió relación entre las causas, los efectos y el problema definido, ya que la disminución de capacidad de transporte y la falta de atención a las órdenes de mantenimiento de la infraestructura de los sistemas ocasiona que los usuarios del SNG y SNH cuenten con un servicio de transporte de gas natural deficiente, inoportuno e inseguro, lo cual afectaría a los usuarios y ocasionaría pérdidas económicas para los clientes y para el CENAGAS.

b) Alineación de la MIR con el Presupuesto de Egresos de la Federación

El Pp E010 se alineó con el objetivo del Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 de “Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico”, el cual se relaciona con el objetivo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018 relativo a abastecer de energía eléctrica al país con precios competitivos, calidad y eficiencia.

c) Alineación con la clasificación programática

En 2017, el Pp E010 fue congruente con la modalidad “E”, ya que destinó sus actividades a la prestación de servicios públicos, funciones que se realizan de forma directa, regular y continua, para satisfacer demandas de la sociedad, mediante diversas finalidades, entre las cuales se encuentran las funciones de desarrollo económico.

d) Análisis de la Lógica Vertical y Horizontal

Por lo que comprende a la lógica vertical, el objetivo de Propósito guardó una relación causa – efecto con el objetivo de Fin, debido a que el hecho de que los usuarios del sistema tengan transporte suficiente, oportuno y seguro contribuye a fortalecer la seguridad de la provisión de energéticos; sin embargo, el objetivo de Componente no fue adecuado ni suficiente, ya que un sistema sostenido o incrementado puede garantizar un transporte y almacenamiento suficiente, mas no oportuno y seguro. El objetivo de Actividad careció de una congruencia lógica con el de Componente, debido a que la atención de las órdenes de mantenimiento de infraestructura contribuye a la capacidad sostenida del sistema, pero no coadyuva a la construcción de nueva infraestructura.

La lógica horizontal de la MIR del Pp E010 presentó inconsistencias en todos sus indicadores, ya que no guardaron coherencia en su lógica horizontal ni vertical; sin embargo, cumplieron, en general, con la sintaxis recomendada en la Guía para el Diseño de la Matriz de Indicadores para Resultados. Los cuatro indicadores con los que cuenta el programa fueron inadecuados e insuficientes para medir el cumplimiento de los objetivos de nivel Fin, Propósito, Componente y Actividad; además, los métodos de cálculo fueron incorrectos, al no ser claros o congruentes respecto de lo que deberían cuantificar.

Al respecto, el CENAGAS, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, instruyó las acciones de control necesarias mediante las reuniones de trabajo con personal de la Unidad de Evaluación del Desempeño de la SHCP y modificó la MIR del programa presupuestario E010 “Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos” para el ejercicio 2019 con el propósito de alinear sus componentes con los objetivos del CENAGAS e incorporar nuevos indicadores, con lo que se solventa lo observado.

Consecuencias Sociales

En 2017, el CENAGAS gestionó el SISTRANGAS mediante los contratos formalizados con los permisionarios; operó el SNG y el SNH, y llevó a cabo la Temporada Abierta 2016-2017, con la cual se asignó capacidad a usuarios y al público en general. Lo anterior contribuyó a abastecer el 64.0% de la demanda nacional, 8,019.0 Millones de pies cúbicos diarios, mediante el SISTRANGAS, de los cuales el 23.7% fue para el sector eléctrico; el 14.3% para PEMEX; el 13.4% para las distribuidoras, y el 12.6% para el sector industrial, lo cual contribuye al bienestar de la población y al desarrollo económico del país.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 9 observaciones, las cuales 2 fueron solventadas por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. Las 7 restantes generaron: 10 Recomendaciones al Desempeño.

Dictamen

El presente se emite el 16 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 garantizar la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de transporte y almacenamiento de gas natural, mediante la gestión y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

De acuerdo con el diagnóstico del Programa Sectorial de Energía 2013-2018, en 2013, existía una limitada flexibilidad de operación de ductos y plantas existentes para transportar y almacenar gas natural de manera eficiente y segura.

Al respecto, con la reforma energética de 2013, se estableció un nuevo marco de actuación, el cual permite la participación de particulares en las diferentes operaciones que conforman la industria del gas natural en el país, con objeto de que éstos se integren a toda la cadena de valor, que incluye la exploración, procesamiento, importación, transporte y almacenamiento, a fin de que se incremente la competitividad y se fomente el desarrollo económico regional y nacional. En 2014, se instituyó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) encargado de gestionar el transporte y almacenamiento del gas natural, mediante el SISTRANGAS y operar el transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y del Sistema Naco Hermosillo (SNH).

Con el propósito de fiscalizar el desempeño del CENAGAS de manera integral, a tres años de su operación, la Auditoría Superior de la Federación evaluó los tres aspectos siguientes: 1) gobierno corporativo, 2) desempeño financiero y 3) desempeño operativo.

Los resultados de la fiscalización mostraron que, en 2017, a tres años de operación del CENAGAS, avanzó en la operación bajo una estructura y organización corporativa, generó valor económico y, como gestor del SISTRANGAS, contribuyó a abastecer la demanda de gas natural en el país; llevó a cabo la Temporada Abierta para asignar la capacidad disponible del

sistema; se coordinó con los permisionarios para mantener las condiciones de continuidad en la operación del sistema y, en coordinación con la CRE y la SENER, llevó a cabo la segunda revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS. Como transportista del SNG y del SNH, cumplió con las metas programadas del volumen de gas natural a conducir; sin embargo, presentó deficiencias en su operación, ya que no ha logrado ser rentable y está en proceso de disponer del valor razonable de los activos que recibió de PEMEX. En materia operativa, comenzó con los estudios para disponer de infraestructura de almacenamiento en el SISTRANGAS, pero carece de una estrategia de corto plazo para disponer de dicho almacenamiento; el Plan Quinquenal de Expansión requiere fortalecer sus medidas de contención ante los retiros y diferimientos en los proyectos estratégicos y de cobertura social; registró valores fuera de rango en la presión y temperatura del gas natural suministrado; requiere transparentar el proceso de cesión de capacidad entre usuarios para la firma de contratos, producto de la Temporada Abierta; registró retrasos en la implementación del SCADA para lograr su independencia de PEMEX, y aumentaron las fugas por terceros.

En cuanto al desempeño financiero, de acuerdo con la información reportada en los Estados Financieros, se comprobó que, en 2017, el CENAGAS generó valor económico, ya que el cálculo realizado por la ASF para el indicador de Valor Económico Agregado (EVA, por sus siglas en inglés) mostró una generación de riqueza residual de 526,192.6 miles de pesos. Sin embargo, la empresa aún está en proceso de ser rentable, ya que el rendimiento sobre los activos totales (ROA) del centro fue negativo en 1.0%, debido a que registró pérdidas netas por 110,303.1 miles de pesos; mientras que el rendimiento sobre capital (ROE) también fue negativo en 6.2%, dado que su capital contable ascendió a 1,772,775.8 miles de pesos. Asimismo, registró una pérdida del ejercicio y pérdidas acumuladas de 627,224.1 miles de pesos (35.4% del patrimonio total); mantuvo un alto endeudamiento, debido a la deuda financiera en favor de Pemex Logística por la transferencia de infraestructura; no dispuso del valor razonable de los activos que recibió de PEMEX, y no contó con el registro contable de las mermas en sus Estados Financieros.

En materia de gobierno corporativo, el CENAGAS, en 2017, contó con una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales, en términos de la integración del Consejo de Administración, la designación del Director General, el establecimiento de una estructura organizacional, y la definición de metas y objetivos institucionales; asimismo, definió mecanismos para operar con la máxima eficiencia posible; contó con instrumentos para orientar el comportamiento de la entidad. En su carácter de transportista, sometió a consideración de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el Plan de Negocios 2018-2022 del SNG y la lista de tarifas del SNH.

En materia de desempeño operativo, en 2017, el CENAGAS, como gestor, contribuyó a asegurar el abastecimiento de gas natural que demandaron los consumidores, ya que el SISTRANGAS abasteció el 64.0% (5,132.8 MMpcd) de los 8,019.0 MMpcd del combustible demandado por la población del país, de los cuales el 23.7% fue para el sector eléctrico; el 14.3% para PEMEX; el 13.4% para las distribuidoras, y el 12.6% para el sector industrial. En tanto que el 36.0% restante fue abastecido por privados. En el comparativo del periodo 2016-2017 se destaca el avance en la participación de competidores privados en el mercado del gas natural en México, ya que aumentó 5.3 puntos porcentuales la atención de la demanda nacional por parte de agentes privados, al pasar de 30.7%, en 2016, a 36.0%, en 2017.

En 2017, el CENAGAS, como gestor del SISTRANGAS, operó con el permiso provisional, otorgado por la CRE, para administrar la operación del sistema; pero no dispuso de la normativa específica para desempeñar su papel de gestor, ya que las reglas de operación continuaron en proceso de análisis e integración, razón por la cual la administración de ductos se limitó a la revisión y vigilancia de los contratos contraídos con los permisionarios del sistema; a partir de diciembre de 2017, contó con la normativa, expedida por la CRE, para establecer una separación operativa, funcional y contable de las actividades de gestor y permisionario, con lo cual se busca garantizar el establecimiento de las condiciones de operación del sistema integrado y la prestación del servicio de gestión de manera imparcial y neutral.

En cuanto a la capacidad de almacenamiento de este hidrocarburo, en 2017, el centro, como gestor del SISTRANGAS, aún no contaba con infraestructura, ya que estaba en proceso de elaboración del Estudio del Potencial de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural para el aprovechamiento del SISTRANGAS; situación que limitaría su capacidad para afrontar crisis e interrupciones en el suministro.

Para garantizar el acceso abierto y permitir la participación de particulares en el SISTRANGAS, en 2017, el CENAGAS, como gestor, dispuso de una capacidad de 6,333,943.0 GJ/día de gas natural, el 29.6% se encontraba asignado a contratos preexistentes, acuerdos de inversión y Productores Independientes de Energía (PIE's); el 33.3% se asignó en la ronda para las Empresas Productivas del Estado y el 37.1% se puso a disposición en la Temporada Abierta^{35/} 2016-2017. De los 2,348,773.0 GJ/día asignados en la Temporada Abierta, el 55.6% fue concedido a usuarios con derechos adquiridos y el 44.4% al público en general. No obstante, en la formalización de siete contratos, se modificó la cantidad de gas asignada, debido a la cesión de ésta entre usuarios, sin que el CENAGAS acreditara los procedimientos de transparencia implementados para garantizar las mejores prácticas corporativas.

En cuanto a la expansión de la red de gasoductos en el país, en 2017, estuvieron adjudicados siete proyectos del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, cuya longitud fue de 3,081 km, lo que representó 20.6% de la red actual (14,950 km). De los 13 proyectos incluidos en el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, 3 fueron retirados y 3 diferidos respecto de la fecha de entrada en operación, situación que tiene implicaciones operativas y financieras sobre las condiciones del sistema para la prestación de los servicios de transporte de gas natural en el país, lo cual podría limitar la flexibilidad del sistema para la expansión de gasoductos y atender la demanda nacional.

En 2017, el indicador de “empaquetado” presentó 32 situaciones en las que la cantidad de gas natural en los ductos fue menor al límite inferior permitido (7,000 MMpc), en comparación con 2016, año en que no se presentaron casos, lo cual indica que el despacho del gas presentó inestabilidad, lo que podría afectar la eficiencia y confiabilidad para la operación del SISTRANGAS.

^{35/} La Temporada Abierta es el procedimiento que tiene el propósito de brindar equidad y transparencia en la asignación o adquisición de capacidad disponible a terceros de un sistema al público, a efecto de reasignar capacidad.

El CENAGAS, como transportista del SNG, en 2017, cumplió en 97.3% (1,891,022,274.4 GJ) con el volumen de gas natural programado a transportar, mientras que el SNH registró un cumplimiento del 100.0% respecto de la meta establecida de transportar 26,692,475.2 GJ.

Respecto de la implementación del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), en 2017, de los 14 hitos programados se cumplió con 9, lo que representó el 64.3% de las actividades comprometidas, mientras que el 35.7% fue reprogramado, lo cual podría limitar la independencia del sistema y contar con la información operativa, de medición y calidad del combustible en tiempo real del SNG y del SNH.

En 2017, en materia de prevención, control y mejora del desempeño de la seguridad, el CENAGAS contó con el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (S3S). Sin embargo, en el periodo 2016-2017, en el SNG se incrementaron las fugas por terceros al pasar de 25 eventos en 2016 a 37 en 2017, por lo que el CENAGAS no garantizó las condiciones de seguridad en la prestación del servicio de transporte de gas natural.

En opinión de la Auditoría Superior de la Federación, en 2017, a tres años de operación, el CENAGAS contó con una estructura de gobierno corporativo bajo las mejores prácticas internacionales y generó valor económico, como gestor del SISTRANGAS, contribuyó a abastecer el 64.0% de la demanda de gas natural en el país; llevó a cabo la Temporada Abierta en la que asignó la totalidad de la capacidad del sistema, de la cual el 37.1% fue para el aprovechamiento de particulares; se coordinó con los permisionarios para mantener las condiciones de continuidad en la operación del sistema y, en coordinación con la CRE y la SENER, llevó a cabo la segunda revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS; como transportista del SNG y del SNH, cumplió con las metas programadas del volumen de gas natural a conducir; sin embargo, en su desempeño financiero, la entidad aún no logró ser rentable, ya que el rendimiento sobre los activos totales (ROA) del centro fue negativo en 1.0%, debido a que registró pérdidas netas por 110,303.1 miles de pesos; mientras que el rendimiento sobre capital (ROE) también fue negativo en 6.2%, dado que su capital contable ascendió a 1,772,775.8 miles de pesos, y no dispuso del valor razonable de los activos transferidos por PEMEX; y en el desempeño operativo, como gestor del SISTRANGAS, en la Temporada Abierta presentó debilidades en materia de transparencia respecto de la cesión de capacidad entre los usuarios; la planeación estratégica para la expansión de la red de gasoductos debe fortalecerse para contener los efectos de los retiros y diferimientos en los proyectos; registró reprogramaciones en la implementación del sistema SCADA, lo cual podría limitar su independencia de PEMEX; aumentaron las fugas por terceros en el SNG; aún no contó con infraestructura de almacenamiento de gas natural para el SISTRANGAS y, en materia normativa, aún está en proceso la emisión de la regulación para operar el sistema integrado, a cargo de la CRE.

En el marco de la reestructuración institucional con la Reforma Energética, y con el fin de fortalecer al CENAGAS, la ASF identificó áreas de oportunidad de desempeño financiero y operativo, por lo que emitió diez recomendaciones al desempeño, cuya atención le permitirá al centro diseñar estrategias para ser rentable, tener el control sobre las mermas y determinar el valor razonable de los activos transferidos por PEMEX; así como mejorar la operación del sistema para evitar desbalances en el despacho del combustible; robustecer los mecanismos de transparencia para asegurar la confiabilidad de la información sobre los contratos de la

Temporada Abierta; agilizar las gestiones para disponer de una unidad de almacenamiento; acelerar la implementación del SCADA; fortalecer el Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, y mejorar la vigilancia en los ductos del SNG, a fin de garantizar la seguridad en el servicio de transporte de gas natural.

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.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar la instrumentación de prácticas de gobierno corporativo en el CENAGAS, en 2017, por medio de la adopción de los principios y directrices emitidas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).
2. Evaluar el desempeño financiero del CENAGAS, en 2017, para comprobar que ejerció sus recursos de forma eficiente.
3. Revisar la demanda nacional y el volumen de gas natural ofertado por el SISTRANGAS en el periodo 2016-2017, para determinar su participación en el mercado de gas natural y su contribución a garantizar la continuidad del suministro, así como revisar los avances en los proyectos de infraestructura de almacenamiento.
4. Analizar el cumplimiento de metas en la entrega de los volúmenes de gas natural transportado por el CENAGAS como permisionario del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco Hermosillo, en el periodo 2016-2017.

5. Verificar que, en 2017, el CENAGAS realizó la segunda revisión al Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019, así como el aumento de la red nacional de gasoductos producto de la planeación estratégica del sector.
6. Verificar que, en 2017, el CENAGAS contó con la normativa suficiente para operar como gestor del SISTRANGAS y evitar conflicto de interés.
7. Revisar la coordinación y supervisión del CENAGAS, en 2017, con los permisionarios del SISTRANGAS, a fin de constatar que las gestiones realizadas permitieron mantener el balance diario de gas natural, de conformidad con los parámetros establecidos.
8. Revisar los resultados de la Temporada Abierta, a fin de verificar que el CENAGAS la efectuó conforme a la regulación establecida en 2017.
9. Comparar los avances del proyecto del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), respecto de los objetivos y metas definidos, en 2017, para su implementación.
10. Verificar el cumplimiento del contrato de prestación de servicios formalizado entre Pemex Logística y el CENAGAS, respecto del mantenimiento del Sistema Nacional de Gasoductos y del Sistema Naco Hermosillo en 2017.
11. Evaluar las medidas implementadas por el CENAGAS para garantizar la seguridad operativa en el Sistema Nacional de Gasoductos y en el Sistema Naco Hermosillo, en 2017, conforme a la normativa aplicable.
12. Analizar la Matriz de Indicadores para Resultados 2017 del Programa presupuestario E010 "Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos", para evaluar el avance en el establecimiento del Sistema de Evaluación del Desempeño.

Áreas Revisadas

La Unidad de Gestión Técnica y Planeación; la Unidad de Transporte y Almacenamiento; la Dirección de Contratos y Facturación; la Dirección Ejecutiva Adjunta de Tecnologías SCADA Tiempo Real; la Dirección Ejecutiva de Mantenimiento y Seguridad; la Dirección Ejecutiva Adjunta; la Dirección de Seguridad Industrial y la Dirección Ejecutiva de Recursos Financieros.

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. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art.45, párrafo primero.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, Art. 2, Título Segundo, Numeral 9, Norma Segunda y Norma Cuarta, Párrafo Tercero.

Ley de Hidrocarburos, Art. 62, fracción I, Art. 66 y Art. 68.

Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, Art. 66, párrafo primero.

Manual General de Organización del Centro Nacional de Control del Gas Natural, función primera, de la Dirección Ejecutiva Adjunta de Tecnologías SCADA Tiempo Real y objetivo de la Dirección Ejecutiva de Gestión Técnica.

Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, artículo segundo.

Meta del indicador de empaque.

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.