

Pemex Transformación Industrial**Ingresos por Venta de Etano**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-6-90T9M-15-0504-2018

504-DE

Criterios de Selección

Montos y variaciones de recursos presupuestales y financieros, interés mediático o coyuntural y Relevancia de resultados y acciones emitidas de auditorías anteriores.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar que los volúmenes y precios se facturaron de conformidad con los contratos, así como verificar la rentabilidad en la operación, su registro y presentación en la Cuenta Pública.

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

	INGRESOS Miles de Pesos
Universo Seleccionado	4,392,179.0
Muestra Auditada	2,756,273.1
Representatividad de la Muestra	62.8%

El universo seleccionado se conformó por 4,392,179.0 miles de pesos, de los ingresos por el suministro de etano a dos clientes; 1,947,322.9 miles de pesos, a Pemex Etileno, y 2,444,856.1 miles de pesos, al Complejo Etileno XXI, de los cuales se revisaron mediante muestreo aleatorio 50 facturas por 2,756,273.1 miles de pesos, el 62.8% del universo.

Antecedentes

El 28 de octubre de 2008, el Congreso de la Unión aprobó la Reforma Energética; el 28 de noviembre del mismo año, se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; asimismo, se reformaron, adicionaron y derogaron diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

El 6 de agosto de 2014, el Congreso de la Unión concluyó la aprobación de las leyes secundarias que permitirían la aplicación de la Reforma Energética. El 11 de agosto de 2014, el Ejecutivo Federal promulgó y publicó estas leyes, entre ellas, la Ley de Petróleos Mexicanos, en cuyo artículo 4 se dispone que "Petróleos Mexicanos tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, así como actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental, y procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera del Estado y contribuir con ello al desarrollo nacional".

En el Diario Oficial de la Federación del 6 de octubre de 2015, se publicó la declaratoria de entrada en vigor del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial (PTRI), que tiene por objeto principal las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, así como elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, como el etano.

A partir del 1 de noviembre de 2015, PTRI inició sus operaciones con recursos y activos cedidos de los extintos organismos subsidiarios, como Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y tomó el control de los complejos procesadores de gas (CPG) y los ductos de gas LP, así como del sistema de comercialización.

Además, se transfirieron a PTRI tres contratos de suministro de etano suscritos con Pemex Petroquímica (actualmente Pemex Etileno), Petroquímica Mexicana de Vinilo y el consorcio Braskem-Idesa (Complejo Etileno XXI), este último firmado el 19 de febrero de 2010, con el fin de suministrar durante 20 años un volumen contractual de 2,980,220.0 m³ fase gas de etano por día, equivalente a 66.0 miles de barriles diarios.

En febrero de 2008, PGPB distribuyó a 21 empresas el "Documento Informativo 1", que contiene, entre otros aspectos, el alcance y la localización del proyecto, la disponibilidad de materia prima, los ductos para el suministro y los precios del etano y gasolina natural. Del total, a 7 empresas no les interesó el proyecto, y se realizaron reuniones con las 14 restantes.

En julio de 2008, PGPB contrató un asesor financiero (Goldman Sachs & Co.), y en agosto del mismo año, informó que "con base en su experiencia y conocimiento" identificó 29 potenciales inversionistas, de los cuales sólo 12 estuvieron interesados.

De los 12 interesados, en septiembre de 2008, 5 posibles inversionistas remitieron los documentos de preselección relativos a su experiencia en el sector petroquímico. En octubre de 2008, un asesor financiero Goldman Sachs & Co. les envió por correo electrónico la invitación formal para continuar con el proceso. De los cinco posibles inversionistas, entre junio y septiembre de 2009, tres declinaron participar, y los dos restantes formaron el grupo Braskem-Idesa, para presentar las propuestas técnica y económica.

El 4 de septiembre de 2009, Braskem-Idesa presentó una propuesta técnica y tres propuestas económicas. De las tres propuestas económicas, dos fueron rechazadas por no alcanzar el precio de reserva (factor de descuento "Y") establecido por PGPB, y con la última se emitió el fallo de la subasta.

El 6 de noviembre de 2009, se declaró ganador Braskem-Idesa, al ofrecer las mejores condiciones del precio de reserva (factor de descuento "Y"=30%).

En 2010, Braskem-Idesa llevaría a cabo la inversión de capital por 5,200.0 millones de dólares para diseñar, financiar, construir, poseer y operar una planta con una capacidad de producción de aproximadamente 1,000.0 miles de toneladas (Mt) de etileno por año, y dos o tres plantas de polietileno con una capacidad de aproximadamente 800.0 Mt a 1,000.0 Mt de polietileno por año, con la infraestructura de servicios (energía eléctrica, vapor, tratamiento de agua, sistema de enfriamiento de agua y combate contra incendio, entre otros), la infraestructura externa de accesos (carretera, línea de transmisión de energía eléctrica, sistema de captación de agua, conexión de tubería de etano, gas natural, entre otros). La propiedad y operación de las plantas sería de Braskem-Idesa.

A fin de cumplir con el suministro, PTRI incluyó una iniciativa en su plan de negocios para disponer en la Región Sureste con la infraestructura de proceso y transporte, con el propósito de abastecer la demanda de etano de los tres contratos. Para ello, se consideró acondicionar tres plantas fraccionadoras y cuatro endulzadoras de condensados en los CPG Cactus y Nuevo Pemex, además de la Planta Criogénica II para recuperar etano, integrar un sistema de bombeo de etano para la Planta Criogénica I en el CPG Ciudad Pemex, así como adecuar el anillo de etano en el CPG Coatzacoalcos para dar flexibilidad operativa al suministro de etano al proyecto Etileno XXI, a Petroquímica Mexicana de Vinilo y a Pemex Petroquímica. Para el transporte, se proyectó la construcción de tres ductos: Nuevo Pemex-Cactus (16"x13.5 km) y Cactus-Cangrejera con derivación en Pajaritos (24"x131.5 km), para etano gas, así como Ciudad Pemex-Nuevo Pemex (20"x80.5 km), para etano plus.

El 13 de diciembre de 2012, se firmó el "Contrato de servicios de transporte de etano" para la construcción del sistema de transporte del etanoducto de 226.0 km, que inició el 26 de noviembre de 2012, y entró en operación a partir del 26 de mayo de 2015. El 18 de noviembre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó a "Gasoductos del Sureste" el título de permiso de transporte de petroquímicos.

En la revisión de la Cuenta Pública 2016, se practicó la auditoría núm. 1800 "Contratación y Suministro de Etano al Complejo Petroquímico Etileno XXI", en la cual se analizó el proceso de licitación, entre otros, con los hallazgos siguientes:

- En 2016, la ejecución del "Contrato de Suministro de Etano" al "Complejo Etileno XXI", no generó valor económico ni rentabilidad para PTRI, en incumplimiento de los artículos 4 de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 2 del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial.
- En ese mismo ejercicio, el costo estimado de producción de las ventas de etano realizadas al grupo de inversionistas del "Proyecto Etileno XXI" (el comprador) ascendió a 1,736,261.8 miles de pesos, que sumados a los 1,387,208.4 miles de pesos del servicio de transportación de etano a las instalaciones del proyecto, totalizaron 3,123,470.2 miles de pesos, los cuales se compararon con el monto de las ventas de etano realizadas al "comprador", por 1,188,382.1 miles de pesos, y se obtuvo una pérdida de 1,935,088.1 miles de pesos.

Se determinaron cuatro recomendaciones a PTRI:

1. Analice las perspectivas financieras relacionadas con la pérdida que le está generando, entre otros, el precio pactado en el "Contrato de Suministro de Etano", suscrito con el grupo de inversionistas del "Proyecto Etileno XXI", para tomar, en su caso, las decisiones que se estimen pertinentes, a fin de evitar que la venta de etano continúe siendo deficitaria para PTRI, por lo que resta de la vigencia del contrato.

En atención a la recomendación, con el oficio del 9 de mayo de 2018, PTRI informó que comunicó al Complejo Etileno XXI sobre la posibilidad de sustituir el contrato de suministro vigente por un contrato de primera mano o uno de comercialización, autorizados mediante las resoluciones emitidas por la CRE. Al respecto, el cliente comunicó que no estaba interesado en adoptar dichos modelos de contratos.

2. Analice las perspectivas financieras relacionadas con los precios establecidos en el "Contrato de Servicio de Transporte de Etano", para tomar, en su caso, las decisiones que se estimen pertinentes, a fin de mejorar el valor económico y la rentabilidad de PTRI, por lo que resta de la vigencia del contrato de suministro.

Con un oficio del 9 de mayo de 2018, PTRI informó que discutió con el Complejo Etileno XXI, entre otros temas, la propuesta de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para que, al entregar la molécula, el cliente cubriera el costo de transporte hasta su planta. Al respecto, el cliente señaló que en las bases de la subasta y en los modelos de contratos se estableció que los términos de entrega se aplicarían en el límite de batería del cliente.

3. Revisar y actualizar con Pemex Exploración y Producción (PEP) la fórmula de precio del gas húmedo, en el entendido de que los posibles ajustes a dicha fórmula no afecten la utilidad o pérdida consolidada de PEMEX y sus empresas productivas subsidiarias.

Con un oficio del 9 de mayo de 2018, PTRI informó que comunicó a PEP sobre la propuesta para adecuar la fórmula de precio de gas húmedo amargo¹ y gas húmedo dulce², por lo cual PTRI desarrolló una fórmula de precio, bajo condiciones de mercado competitivo y con costos de referencia internacional, la cual se sometería en la próxima sesión al Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial de PEMEX.

4. Evitar el pago de penas convencionales.

Con un oficio del 9 de mayo de 2018, PTRI informó que se estaban analizando posibles escenarios o estrategias para garantizar el cumplimiento de los compromisos contractuales para el suministro de etano, y que el tema más relevante era la materia prima que PEP suministra a PTRI.

Además, en el transcurso de la auditoría, se emitió el oficio núm. DGAFF"C"/"C1"/072/2018, del 17 de enero de 2018, para promover la intervención de la Unidad de Responsabilidades de PEMEX, debido a que, aun cuando no se contaba con elementos para asegurar la

¹ El gas húmedo amargo es gas natural con hidrocarburos líquidos, que contiene ácido sulfhídrico en concentraciones de 1.5 a 2.3% en volumen, el cual se extrae de yacimientos marinos y tierra adentro.

² El gas húmedo dulce es gas natural con hidrocarburos líquidos y sin ácido sulfhídrico.

producción de etano requerida para el "Proyecto Etileno XXI", se informó al Consejo de Administración de PGPB que se estaría en condiciones de suministrar los volúmenes de etano requeridos para cumplir sus obligaciones de suministro con sus clientes.

Mediante el oficio núm. DGS"B"/1497/2018 del 11 de diciembre de 2018, la Auditoría Superior de la Federación informó que, a la fecha, las recomendaciones referentes a dicha revisión no han sido atendidas.

Por otra parte, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2017 se presentarán los resultados de la auditoría núm. 502-DE "Gestión Financiera de los Centros Procesadores de Gas Nuevo Pemex, Cactus, Ciudad Pemex y Cangrejera", en la cual se revisó la gestión financiera de los centros y la adquisición de la materia prima, la producción, el almacenamiento, la facturación y su utilización, entre otros aspectos.

Resultados

1. Producción de etano

En la sesión extraordinaria 127 del Consejo de Administración de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) del 29 de septiembre de 2009, se informó que esta empresa cuenta con la aprobación de Pemex Exploración y Producción (PEP) para comprometer el suministro de 66.0 miles de barriles diarios (Mbd) de etano, por un plazo de 20 años, en el Área Coatzacoalcos, Veracruz, contados a partir de enero de 2015, a fin de cumplir de manera conjunta con las obligaciones derivadas del contrato que se formalice con el inversionista ganador de la subasta, como el compromiso de adquirir el cracker y los activos relacionados con la producción de etileno, polietileno, polipropileno y otros derivados, en caso de la imposibilidad de suministrar etano.

En la sesión extraordinaria 127, el Consejo de Administración autorizó a PGPB a comprometer los 66.0 Mbd de etano por 20 años, contados a partir de 2015, adicionales a los 85.0 Mbd de etano que PGPB suministrará a Pemex Petroquímica en el Área Coatzacoalcos.

Para cumplir con el compromiso, la producción de los complejos procesadores de gas³ (CPG) Cactus y Nuevo Pemex se destinó al complejo, perteneciente al consorcio Braskem-Idesa; en tanto, la correspondiente al CPG Área Coatzacoalcos, a los Complejos Petroquímicos (CPQ) Cangrejera y Morelos, de Pemex Etileno, cuya producción se utiliza para consumo nacional. Conviene mencionar que para cubrir la capacidad de las cinco plantas se requieren 211.0 Mbd de materia prima.

Se revisó la producción de etano de los CPG Cactus y Nuevo Pemex, así como el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), y se obtuvieron los resultados siguientes:

³ En los complejos procesadores de gas se recibe el gas húmedo, tanto dulce como amargo, del cual se separa el gas natural seco, y se recuperan los líquidos del gas, que posteriormente se fraccionan para obtener etano, gas licuado y gasolina natural.

CUMPLIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PROGRAMADA Y CAPACIDAD INSTALADA DE LOS CPG CACTUS Y NUEVO PEMEX, 2017
(Miles de barriles diarios)

Mes	Complejo Procesador de Gas Cactus					Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex				
	Capacidad instalada	POFAT	Real	Cumplimiento (%)		Capacidad instalada ¹ /	POFAT	Real	Cumplimiento (%)	
				Capacidad instalada	POFAT				Capacidad instalada	POFAT
Ene	42.2	33.3	21.8	51.7	65.5	84.4	30.0	46.5	55.1	155.0
Feb	42.2	36.4	21.0	49.8	57.7	84.4	25.9	46.7	55.3	180.3
Mar	42.2	30.8	24.1	57.1	78.2	84.4	32.6	42.5	50.4	130.4
Abr	42.2	30.2	30.6	72.5	101.3	84.4	32.8	35.8	42.4	109.1
May	42.2	35.1	25.4	60.2	72.4	84.4	28.3	39.5	46.8	139.6
Jun	42.2	33.7	27.1	64.2	80.4	84.4	29.3	31.8	37.7	108.5
Jul	42.2	28.4	32.4	76.8	114.1	84.4	34.9	28.8	34.1	82.5
Ago	42.2	26.7	30.3	71.8	113.5	84.4	36.6	27.1	32.1	74.0
Sep	42.2	30.3	29.7	70.4	98.0	84.4	32.8	28.2	33.4	86.0
Oct	42.2	38.4	30.2	71.6	78.6	84.4	24.9	30.2	35.8	121.3
Nov	42.2	27.9	24.8	58.8	88.9	84.4	35.1	31.9	37.8	90.9
Dic	42.2	26.3	25.2	59.7	95.8	84.4	37.1	28.3	33.5	76.3
Promedio	42.2	31.5	26.9	63.7	87.0	84.4	31.7	34.8	41.2	112.8

FUENTE: Capacidad instalada de los complejos procesadores de gas de Cactus y Nuevo Pemex, así como reportes de producción de etano de 2017.

1/ Suma de la capacidad instalada de las plantas fraccionadoras I y II para producir etano (42.2 miles de barriles diarios c/u).

POFAT: Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo.

En promedio, se aprovechó el 63.7% de los 42.2 Mbd del CPG Cactus, y el 41.2% de los 84.4 Mbd de la capacidad instalada para producir etano en el CPG de Nuevo Pemex.

Causas del incumplimiento de la producción de etano

La entidad proporcionó la documentación soporte e informó que la baja producción de etano se debió a las razones siguientes:

- El 1 y 2 de junio se redujo la entrega debido a la falla por tormenta eléctrica de los compresores de etano en el CPG Nuevo Pemex; además, del 20 al 27 del mismo mes, el Complejo Etileno XXI rechazó la carga por mantenimiento de las plantas de etileno y la suspensión de las operaciones de sus plantas por el taponamiento de las líneas del área fría.
- Del 2 al 5 de julio se redujo la entrega por falla del compresor de etano en el CPG Cactus, y la baja producción de licuables en el CPG Nuevo Pemex; del 21 al 27, el Complejo Etileno XXI rechazó la carga debido a fallas en sus plantas. Del 28 al 31 del mismo mes, la planta fraccionadora núm. 1 del CPG Nuevo Pemex salió de operación.
- Del 5 al 7 de agosto se redujo la entrega al Complejo Etileno XXI debido a la baja producción en CPG Cactus y Nuevo Pemex, por los altos inventarios de nafta ligera generados de una toma clandestina; y del 16 al 31, por la baja de producción de licuables debido al mantenimiento de la planta criogénica núm. 2 del CPG Ciudad Pemex.

- Del 1 al 30 de septiembre disminuyó la entrega al Complejo Etileno XXI debido a la baja entrega de gas amargo de PEP por mantenimiento en la plataforma Zaap CH y Pol "A".
- En el último trimestre disminuyó la entrega de etano debido a la baja oferta de gas amargo de PEP.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante nota informativa del 19 de diciembre de 2018, la Gerencia de Gestión de Mantenimiento, adscrita a la Subdirección de Confiabilidad de PTRI, proporcionó el "Programa de libranzas operativas y reparaciones de plantas de proceso", elaborado en conjunto con PEP, el cual sirve para elaborar el POFAT; además informó que existe una coordinación que evita desalineamientos en el mantenimiento y desempeño operativo, y que durante el 2017, ocurrieron eventos que distorsionaron lo programado e incidieron en ajustes y decisiones que aplicó cada empresa productiva subsidiaria de acuerdo con las condiciones de cada uno de esos eventos.

Sin embargo, en los programas no se incluyó el mantenimiento que provocó una baja producción de etano, lo cual contradice lo comentado por la Gerencia de Gestión de Mantenimiento, tampoco se mencionó cómo impacta operativamente el mantenimiento en el aprovechamiento de la capacidad instalada de las plantas productoras de etano, ni la acción correctiva inmediata para minimizar las penalizaciones del Complejo Etileno XXI, por lo que la observación no se solventa.

El CPG de Nuevo Pemex tiene dos plantas fraccionadoras con capacidad de 42.2 Mbd que, sumadas, darían 84.4 Mbd para producir etano; sin embargo, en el POFAT sólo se programaron 31.7 Mbd, que representan el 37.6% en 2017.

La entidad informó que la producción de etano se estima con base en la oferta de gas amargo (materia prima) suministrado por PEP, la cual, en 2017, totalizó 110.0 Mbd, que se programaron distribuir en cinco plantas fraccionadoras del sistema, de manera preferente a los CPG de Cactus y Nuevo Pemex por un total de 63.2 Mbd. Por ello, desde que se elaboró el POFAT, se tenía conocimiento de que no sería posible cumplir con la entrega de 66.0 Mbd de etano al Complejo Etileno XXI, de no realizar acciones complementarias.

De acuerdo con el artículo 30, fracción V, del Estatuto Orgánico de PEMEX, la Gerencia de Programación de Operaciones, adscrita a la Subdirección de Programación de Operaciones de la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, elabora la propuesta del POFAT y sus empresas productivas subsidiarias (EPS) y, en su caso, empresas filiales, con la participación de las áreas competentes, acorde con el Presupuesto de Egresos de la Federación, para revisión y aprobación del Consejo de Administración de PEMEX.

El proyecto del POFAT se elabora con la información siguiente: escenario de precios que se aplicarán al programa; producción y disponibilidad de gas, así como condensados y crudo de PEP a PTRI; programas de libranzas y reparaciones mayores, y programas de ventas de gas natural, gas LP y petroquímicos básicos. Con base en lo anterior, la Subdirección de Programación de Operaciones, en coordinación con su Gerencia de Modelos de Optimización Integral, elabora un programa para optimizar la distribución de la materia prima en el Sistema Nacional de Refinación (SNR) y en los complejos procesadores de gas (CPG).

El Consejo de Administración de PEMEX aprueba el proyecto de POFAT y se difunde dentro de PEMEX y sus EPS, por medio de un oficio y del portal web de la Gerencia de Programación de Operaciones.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante las notas informativas del 18 de diciembre de 2018 y 17 de enero de 2019, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño (DCPCD) informó que PEMEX y sus empresas productivas subsidiarias cuentan con los elementos metodológicos y logísticos que maximizan el valor para la empresa, y que en el proceso de programación se consideran las variables que pueden incidir en el cumplimiento de los compromisos contractuales de la empresa, al priorizar las actividades más rentables o, en su defecto, las que generan menor impacto económico.

La dirección referida informó que debido a la baja producción de etano registrada en el POFAT 2017, se conformó un grupo multidisciplinario en el que participaron PTRI, Pemex Etileno y la DCPCD, donde se evaluaron diversas alternativas de suministro de etano, como la importación de líquidos licuables, la importación de etano, el incremento del contenido de propano en la corriente de etano y la construcción de infraestructura para aumentar la flexibilidad operativa, las cuales no se concretaron en 2017.

Sin embargo, en ese año PTRI mantuvo una tendencia a la baja en la producción de etano, lo que generó penalizaciones por el incumplimiento en el suministro de etano al Complejo Etileno XXI. Por lo anterior, PEMEX debe dar continuidad a las alternativas de suministro de etano, con el fin de obtener un balance óptimo en el POFAT y evitar penalizaciones, por lo que la observación persiste.

En 2017, la oferta de gas húmedo dulce y amargo de PEP totalizó 3,271.8 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), los cuales PTRI distribuyó en sus ocho CPG, como se muestra a continuación:

OFERTA DE GAS HÚMEDO DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
Y LA DISTRIBUCIÓN EN LOS CPG, 2017
(Millones de pies cúbicos diarios)

Gas húmedo	Oferta y distribución
Gas húmedo amargo	
CPG Cactus	1,151.2
CPG Nvo. Pemex	596.5
CPG Cd. Pemex	795.7
CPG Poza Rica	122.6
CPG Matapionche	15.5
CPG Arenque	22.0
Subtotal	2,703.5
Gas húmedo dulce	
CPG Cd. Pemex	28.8
CPG La Venta	84.1
CPG Burgos	455.4
Subtotal	568.3
Total	3,271.8

FUENTE: Base de datos institucional. Reales, cifras facturadas mensuales.

CPG: Complejo procesador de gas.

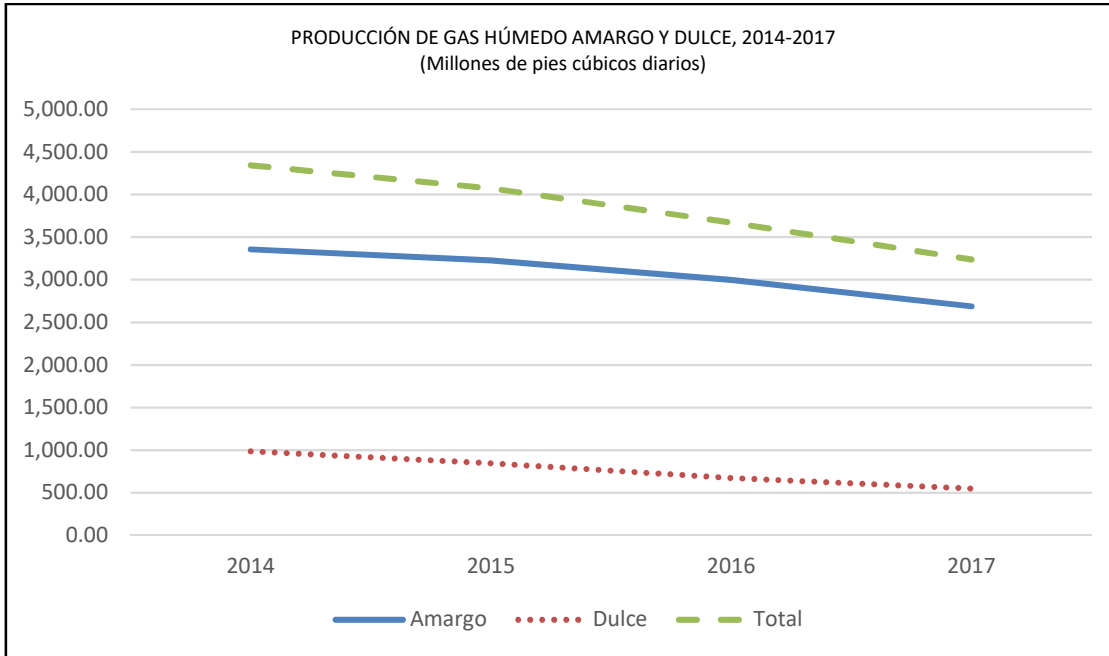
En el 2017, de los 2,703.5 MMpcd de la producción de gas húmedo amargo, 1,747.7 MMpcd el 64.6%, se destinaron a los CPG Cactus y Nuevo Pemex, los cuales producen etano para suministrar al Complejo Etileno XXI. Sin embargo, el gas húmedo amargo proporcionado no fue suficiente para cubrir la demanda de etano, ya que, de acuerdo con los últimos cuatro años la producción de gas húmedo amargo y dulce ha disminuido, como se muestra enseguida:

PRODUCCIÓN DE GAS HÚMEDO AMARGO Y DULCE, 2014-2017
(Millones de pies cúbicos diarios)

Gas húmedo	2014	2015	2016	2017
Amargo	3,356.4	3,225.3	2,996.9	2,687.7
Dulce	986.3	847.5	674.6	549.6
Total	4,342.7	4,072.8	3,671.5	3,237.3

FUENTE: Informes anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2014-2017.

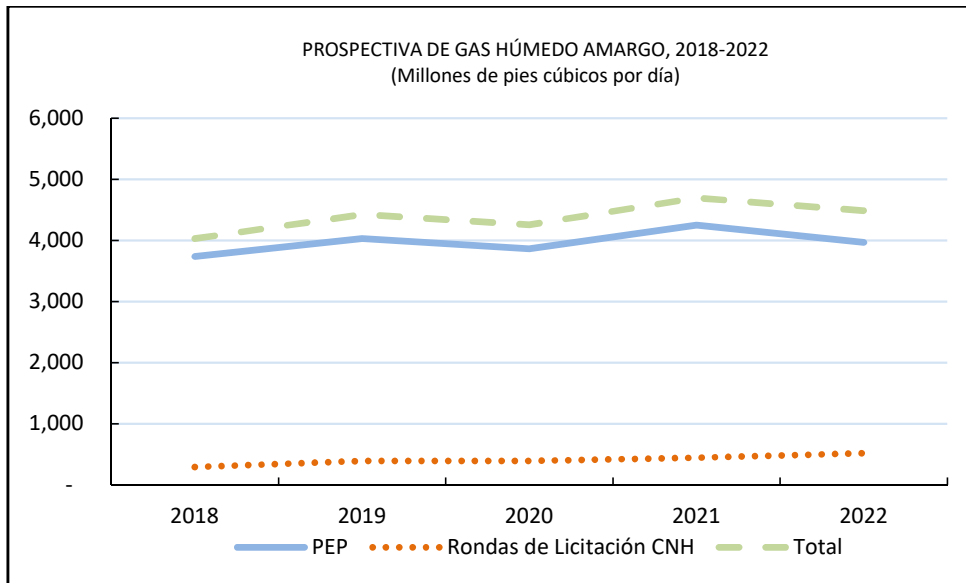
En la gráfica siguiente se muestra la tendencia de producción de gas húmedo amargo y dulce:



FUENTE: Informes anuales de Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2014-2017.

De 2014 a 2017, la producción de gas húmedo disminuyó 1,105.4 MMpcd, el 25.5%, de 4,342.7 a 3,237.3 MMpcd, por lo que PEP no tiene la capacidad para cubrir la demanda.

Por otra parte, la Secretaría de Energía tiene programado un incremento en la producción nacional de gas húmedo amargo de 2018 a 2022, mediante rondas de licitación de exploración y extracción, así como alianzas estratégicas, como se muestra a continuación:



FUENTE: Prontuario estadístico de noviembre de 2018 de la Secretaría de Energía.

De obtener los resultados esperados, la producción nacional de gas húmedo amargo se incrementaría de 2018 a 2022, lo que beneficiaría la producción de etano y, en consecuencia, el cumplimiento contractual con el Complejo Etileno XXI.

Conviene mencionar que la Subdirección de Producción Bloques Sur de PEP informó que durante 2017, se efectuaron dos terminaciones de pozos y se realizaron 282 reparaciones mayores que incorporaron producción de aceite y gas húmedo amargo. Además, en 2018, se terminaron 15 pozos y se realizaron 154 reparaciones mayores que incorporaron producción de aceite y gas húmedo amargo. Al cierre de 2018, se tiene proyectada la perforación de 11 pozos y 70 reparaciones mayores, así como la rehabilitación mayor a 29 equipos de compresión a partir de 2019, una vez formalizadas las iniciativas de contratación en 2018.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante la nota informativa del 20 de diciembre de 2018, la Subdirección de la Coordinación Operativa y Comercial de PEP informó que existe una declinación natural de los pozos, por lo que ha disminuido el volumen de gas húmedo, y que una de las estrategias de agotar los pozos es inyectar nitrógeno, con lo cual se ha contaminado el gas húmedo, además del mantenimiento constante por fallas en la red de gasoductos que se conecta con la plataforma de Abkatun-A.

Sin embargo, PEP debe de realizar los estudios técnicos y financieros que le permitan adquirir la tecnología idónea para incrementar la producción de gas húmedo o determinar la solución de la contaminación del gas húmedo con nitrógeno, ya que en la actualidad no se cuenta con una perspectiva que garantice a largo plazo una producción óptima de gas húmedo, por lo que la observación persiste.

La acción correspondiente a esta observación se presenta en el Resultado Núm. 6 “Daños recuperables del contrato de suministro de etano”, núm. 2017-6-90T9M-15-0504-01-003.

Por lo anterior, se cuestionó a PEP sobre su opinión para complementar los volúmenes referidos mediante la importación.

Al respecto, PEP informó que, de acuerdo con el artículo 3 de su Estatuto Orgánico, tiene por objeto exclusivo la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos, en el territorio nacional, en la zona económica exclusiva del país, por lo que no ha importado gas húmedo ni cuenta con la infraestructura para hacerlo.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En la sesión extraordinaria 127 del Consejo de Administración de PGPB del 29 de septiembre de 2009, se informó que PGPB contó con la aprobación de PEP para comprometer el suministro de 66.0 Mbd de etano, por un plazo de 20 años, en el Área Coatzacoalcos, Veracruz, contados a partir de enero de 2015, adicionales a los 85.0 Mbd de etano que PGPB suministrará a Pemex Petroquímica en el Área Coatzacoalcos.
- De junio a agosto de 2017, se presentaron contingencias en las plantas criogénicas de los CPG, que resultaron en 29 días de baja producción: 16 días por mantenimiento; 3 por una toma clandestina en gasolinas, y 10 por fallas en los equipos. En ese periodo, el Complejo Etileno XXI rechazó etano por fallas en sus plantas durante 15 días. De

septiembre a diciembre se realizó el mantenimiento de una plataforma de PEP, lo cual redujo la oferta de gas amargo a los CPG, y la producción de etano durante 121 días. Al respecto, la Gerencia de Gestión de Mantenimiento, adscrita a la Subdirección de Confiabilidad de PTRI, informó que existe una coordinación que evita desalineamientos en el mantenimiento y desempeño operativo; además, durante el 2017, ocurrieron eventos que distorsionaron lo programado e incidieron en ajustes y decisiones que aplicó cada empresa productiva subsidiaria, de acuerdo con las condiciones de cada uno de esos eventos.

Sin embargo, en los programas proporcionados no se incluyó el mantenimiento que provocó una baja producción de etano, ni mencionó como impactaría operativamente el mantenimiento en el aprovechamiento de la capacidad instalada de las plantas productoras de etano, ni la acción correctiva inmediata para minimizar penalizaciones del Complejo Etileno XXI.

- Al elaborar el POFAT, se tenía conocimiento de que no se cumpliría con el abastecimiento de etano al Complejo Etileno XXI, ya que PEP no podría entregar el gas amargo requerido. Por lo anterior, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño (DCPCD) informó que debido a la baja producción de etano registrada en el POFAT 2017, se conformó un grupo multidisciplinario donde se evaluaron diversas alternativas, las cuales no se concretaron en 2017. Por lo anterior, PEMEX debe dar continuidad a las alternativas de suministro de etano, con el fin de obtener un balance óptimo de etano en el POFAT y evitar penalizaciones.
- De 2014 a 2017, la producción de gas húmedo disminuyó 1,105.4 MMpcd, el 25.5%, de 4,342.7 a 3,237.3 MMpcd, por lo que PEP no ha tenido la capacidad para cubrir la demanda.
- La capacidad de los CPG Cactus y Nuevo Pemex es de 126.6 Mbd, la cual es subutilizada debido a que en 2017, la oferta de PEP de gas húmedo amargo fue de 63.2 Mbd.

2017-6-90T9M-15-0504-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos, defina en el calendario los días de mantenimiento programados y la utilización de la producción, a fin de aprovechar de mejor forma la capacidad instalada de las plantas productoras de etano en los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, y del área Coatzacoalcos (Cangrejera, Morelos y Pajaritos), así como obtener los volúmenes de producción, de acuerdo con la capacidad instalada y operativa de cada planta.

2017-6-90T9N-15-0504-01-001 **Recomendación**

Para que Petróleos Mexicanos elabore su Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo con los elementos técnicos, metodológicos y logísticos que permitan prever con la anticipación debida las acciones para entregar la materia prima, a fin de cumplir con sus obligaciones contractuales con el Complejo Etileno XXI, así como para incrementar la producción y hacer rentable la producción de etano.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 6 - Acción 2017-6-90T9M-15-0504-01-003

2. Precio y capacidad de producción de etano

En el 2010, año en el que se firmó el contrato, el precio de referencia Mont Belvieu Purity Ethane para ofertar el etano en el mercado internacional, le favorecía a Pemex Gas Petroquímica Básica. Al aplicar la metodología del cálculo obtuvo un precio de 6.5 pesos por metro cúbico ($\$/m^3$), monto superior en 109.7% respecto del prevaeciente en 2017, de 3.1 $\$/m^3$.

En estas circunstancias, se consideró que las condiciones existentes en ese año favorecían a Pemex Gas Petroquímica Básica, para comercializar el producto y aplicar los descuentos ofrecidos en el contrato del 30.0 %, con lo que se absorberían los costos de transporte sin afectar la utilidad de la operación. Sin embargo, a partir de 2013, los precios del etano han registrado un descenso respecto del precio internacional.

El 18 de marzo de 2016, se inició el suministro del petroquímico al Complejo Etileno XXI, cuando continuaba el descenso de los precios de etano, como se indica en el cuadro siguiente:

COMPARATIVO DE PRECIOS DE VENTA A LA FIRMA, INICIO PRUEBAS Y SUMINISTRO DEL CONTRATO DE ETANO				
Año	Precios de etano4/ ($\$/m^3$)1/	Volumen Contractual3/ (Mm3)2/	Importe de ventas (Miles de pesos)	Descripción
2010	6.5	1,087,780.3	7,070,572.0	Firma de contrato de suministro de etano el 19 de febrero de 2010.
2015	2.3	1,087,780.3	2,501,894.7	Fecha de inicio operacional de los etanoductos el 30 de junio de 2015
2017	3.1	1,087,780.3	3,372,118.9	Suministro de etano durante todo el 2017.

FUENTE: Price indications, Mont Belvieu Ethane Price y tipo de cambio promedio anual de 2010,2015 y 2017.

1/ Pesos por metro cúbico.

2/ Miles de metros cúbicos.

3/ Volumen contractual anual.

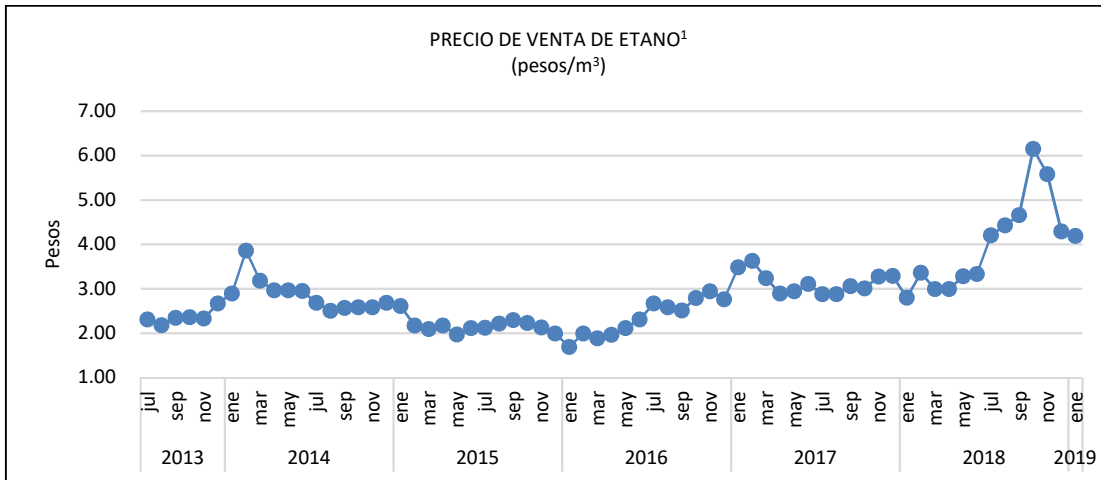
4/ Los precios de venta del etano calculados con el 30.0% de descuento para el precio de referencia Mont Belvieu Purity Ethane.

Se determinó la variación del monto de las ventas de etano, que resultarían de la oferta inicial a la fecha actual, con base en la metodología establecida en el anexo IV "Fórmula de precios para el etano", y en la cláusula 1.1 "volumen contractual" del contrato de suministro de etano, por 66 mil barriles diarios que, al anualizarlos, se obtuvo un volumen de 1,087,780.3 miles de metros cúbicos.

En el supuesto de que en 2017, se hubiesen realizado las ventas por la totalidad del volumen contratado al precio promedio durante 2010, de 6.5 $\$/m^3$, se habrían obtenido 7,070,572.0 miles de pesos, monto mayor en 3,698,453.1 miles de pesos, respecto de los 3,372,118.9 miles de pesos que en ese mismo supuesto se hubieran obtenido en 2017, a un precio promedio de 3.1 $\$/m^3$, lo que correspondería un incremento del 109.7% en los ingresos. Bajo estos supuestos, se hubieran podido absorber los costos de transporte sin afectar la utilidad

de operación, como se ha referido con anterioridad. En cuanto al año 2015, bajo este supuesto, se obtendrían 2,501,894.7 miles de pesos, cifra menor en 4,568,677.3 miles de pesos, respecto del 2010, es decir, el 64.6% menos.

A partir del éxito en la exploración y explotación del shale gas, con la técnica de explotación denominada “fractura hidráulica” conocida como “fracking”, se fortaleció el abastecimiento energético y, por ende, la disminuyó el precio, como se muestra a continuación.



FUENTE: <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Precios>, oficios mensuales de los precios de venta en el 2017, proporcionados por Pemex Transformación Industrial.

¹ Los precios de venta de etano incluyen el descuento.

Como se observa en la gráfica, el comportamiento del precio inició en julio de 2013, con 2.3 \$/m³, y en enero de 2016, encontró el precio más bajo de 1.7 \$/m³, para incrementar su precio a finales de 2018, de 4.3 \$/m³, y a enero de 2019, de 4.2 \$/m³.

Punto de equilibrio

Ante la caída de los precios de venta de etano en los últimos años lo cual generó pérdidas a Pemex Transformación Industrial (PTRI), por lo cual se estimó determinar el “punto de equilibrio” a fin de conocer el volumen de las ventas que requiere PTRI para recuperar los costos de materia prima, los costos fijos (mano de obra, mantenimiento y depreciación) y los costos de transporte.

Para calcular el punto de equilibrio se consideraron los precios sin descuentos, ya que los precios reales de 2017, provocaron pérdidas en la operación con una contribución marginal negativa.

Punto de equilibrio en volumen

Se utilizaron las variables siguientes:

- I. Precio de venta sin descuento (Pv): 4.44 \$/m³
- II. Costos fijos (Cf): 1,308,750.30 miles de pesos

III. Costo variable unitario (Cv): 3.56 \$/m³

Fórmula para calcular el punto de equilibrio en volumen.

$$PE = \text{Costos fijos} / P_v - C_v$$

CÁLCULO DEL PUNTO DE EQUILIBRIO EN VOLUMEN

(Miles de pesos, Mm³)

Costos fijos1 (a)	Diferencia2 (b)	Punto de equilibrio (a/b)	Importe de ventas anuales3
1,308,750.30	0.88	1,487,216.25	6,603,240.15

FUENTE: Costos de producción de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, y facturas de pago de transporte de 2017.

^{1/} Suma de los costos fijos por 85,824.7 miles de pesos, y los costos de transporte por 1,222,825.6 miles de pesos.

^{2/} Resultado del costo variable unitario menos el precio de venta sin descuento.

^{3/} Ventas calculadas con el precio de venta sin descuento (4.44 \$/m³).

Se determinó que para operar en un nivel en que las ventas sean iguales a los costos, PTRI tendría que vender un volumen de etano por 1,487,216.3 miles de metros cúbicos (Mm³), cantidad mayor, por 536,049.9 Mm³, el 56.4% del comercializado en 2017 por 951,166.5 Mm³.

Punto de equilibrio en el precio

Como la contribución marginal de PTRI en el 2017 fue negativa, se efectuó un cálculo para determinar la cantidad necesaria que requiere el precio para llegar al punto de equilibrio, las premisas utilizadas, son las siguientes:

- I. Precio de venta promedio con descuento (Pv): 3.1 \$/m³
- II. Pérdida: 1,707,345.5 miles de pesos
- III. Volumen de ventas en 2017: 951,166.5 Mm³

Fórmula utilizada para calcular el punto de equilibrio en precio.

$$PE = \text{Pérdida} / \text{Volumen de ventas en 2017}$$

CÁLCULO DEL PUNTO DE EQUILIBRIO EN EL PRECIO

(Miles de pesos)

Pérdida1 (a)	Volumen de ventas (Mm3) (b)	Cantidad adicional en precio. (\$/m3) (a/b) (c)	Precio de venta con descuento (\$/m3) (d)	Punto de equilibrio en precio (\$/m3) (c+d)
1,707,345.5	951,166.5	1.8	3.1	4.9

FUENTE: Base de datos de las ventas de etano y los precios de venta de etano vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017.

^{1/} Resultado de las ventas menos los costos fijos y variables.

Se determinó que el precio unitario que requiere PTRI para alcanzar el punto de equilibrio es de 4.9 \$/m³, es decir 1.8 \$/m³ o 58.1 % adicional al precio promedio de 2017, de 3.1 \$/m³.

En conclusión, PTRI requiere aumentar su precio de venta en 58.1% o, en su caso, aumentar el volumen de venta del etano en 56.4%, situación que se debe a los altos costos de producción y, sobre todo a los costos de transporte, como se muestra enseguida:

ESTRUCTURA DE COSTOS DE PTRI EN 2017

(Miles de pesos)

Costos	Importe	%
Costos variables ¹	3,388,301.5	72.2
Costos fijos ¹	85,924.7	1.8
Costo de transporte	1,222,825.6	26.0
Costos totales	4,697,051.8	100.0

FUENTE: Costos de producción de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, facturas de pago de transporte de 2017.

^{1/} Costos de producción por 3,474,226.2 miles de pesos, suma de los costos variables y fijos.

Por otra parte, se revisó la capacidad instalada de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex y el efecto del inicio de la operación del complejo, como sigue:

UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA PARA PRODUCIR ETANO EN LOS COMPLEJOS PROCESADORES DE GAS (CPG), 2013-2017

(Miles de barriles diarios (Mbd), %)

Año	Cactus			Nuevo Pemex ^{1/}			Área Coatzacoalcos ^{2/}		
	Capacidad instalada	Producción (Mbd)	Utilización (%)	Capacidad instalada	Producción (Mbd)	Utilización (%)	Capacidad instalada	Producción (Mbd)	Utilización (%)
2013	42.2	16.6	39.3	84.4	18.0	21.3	106.4	74.0	69.5
2014	42.2	13.9	32.9	84.4	18.3	21.7	106.4	78.3	73.6
2015	42.2	18.3	43.4	84.4	11.5	13.6	106.4	77.6	72.9
2016	42.2	22.9	54.3	84.4	25.0	29.6	106.4	58.6	55.1
2017	42.2	26.9	63.7	84.4	34.8	41.2	106.4	39.7	37.3

FUENTE: Producción de enero-diciembre 2013-2017.

1/ Suma de la capacidad instalada de las plantas fraccionadoras I y II.

2/ Suma de la capacidad instalada de las plantas fraccionadoras de los complejos Morelos, Cangrejera y Pajaritos.

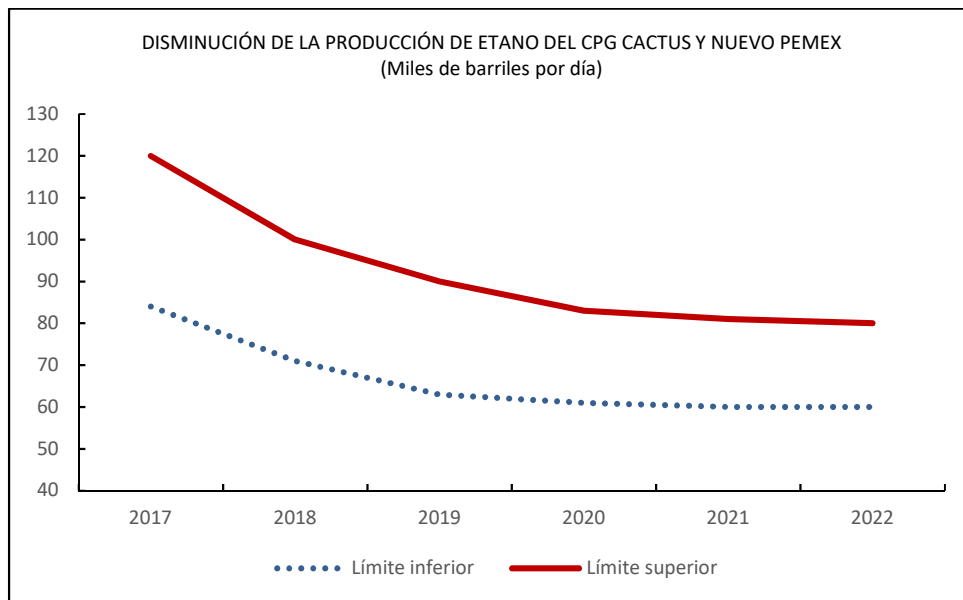
La Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos informó que, como parte del Proyecto de las Obras Asociadas al Complejo Etileno XXI, en los CPG Cactus y Nuevo Pemex no se realizó ninguna reconfiguración operativa de capacidad; sólo adecuaciones de procesos en las plantas endulzadoras, estabilizadoras de condensados y las plantas fraccionadoras de esos complejos, con la finalidad de asegurar la calidad del etano.

A partir de 2016, el incremento en la producción de etano, respecto de los años anteriores, se debió al inicio de la operación comercial para el suministro al Complejo Etileno XXI.

De 2013 a 2017, en los CPG Cactus y Nuevo Pemex se aprovecharon las plantas para producir etano en un rango del 32.9%, como el más bajo, y del 63.7%, como el más alto, así como de 13.6%, como el más bajo, y 41.2% como el más alto, por lo cual la capacidad utilizada de las plantas para producir etano en esos complejos se incrementó en los últimos dos años, por el compromiso de entrega al Complejo Etileno XXI.

De 2013 a 2017, las plantas de los complejos del Área Coatzacoalcos se aprovecharon en 37.3%, como el más bajo, y del 73.6% como el más alto, por lo cual la capacidad utilizada disminuyó en 49.3% en los últimos tres años, de 73.6% en 2014, a 37.3% en 2017, por la falta de materia prima como resultado de la entrada en operaciones del Complejo Etileno XXI.

Por otra parte, en el documento “Prontuario estadístico, Octubre 2017” publicado por la Secretaría de Energía (SENER), se presentó la prospectiva 2017 a 2022 de la disminución de la producción de etano en los CPG Cactus y Nuevo Pemex, como se muestra enseguida:



FUENTE: Prontuario estadístico, octubre 2017. Secretaría de Energía.

De acuerdo con la información publicada por la SENER, la producción de etano disminuirá en forma significativa de 2017 a 2022, por lo cual PTRI no tendrá la capacidad para cubrir la demanda de etano de sus clientes Complejo Etileno XXI y Pemex Etileno, lo que provocaría incumplimientos contractuales.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En el periodo 2013-2017, se incrementó el aprovechamiento de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex para producir etano, mientras que en el Área Coatzacoalcos, la capacidad utilizada disminuyó en 49.3% en los últimos tres años, debido a la falta de materia prima y a la entrada en operaciones del Complejo Etileno XXI.

- En el 2010, año en el que se firmó el contrato, el precio internacional de referencia del etano Mont Belvieu Purity Ethane le favorecía a Pemex Gas Petroquímica Básica, y de haber aplicado el volumen del contrato de suministro de etano por 66 mil barriles diarios se habría obtenido un monto de 7,070,572.0 miles de pesos de ventas, suficiente para la generación de utilidades.
- Se determinó que para operar en un nivel en que las ventas sean iguales a los costos, PTRI tendría que vender un volumen de etano por 1,487,216.5 Mm³, cantidad mayor, por 536,049.9 Mm³, el 56.4%, de lo comercializado en 2017 por 951,166.5 Mm³. O bien elevar el precio unitario a 4.9 \$/m³ para alcanzar el punto de equilibrio, es decir 1.8 \$/m³ adicionales al precio promedio de 2017, de 3.1 \$/m³.

3. Precio de venta, costos de producción y transporte de etano

a. Precio de venta.

En el Anexo IV "Fórmula de precios para el etano" del contrato de suministro suscrito el 19 de febrero de 2010, se dispuso que para determinar el precio mensual en pesos por metro cúbico de etano fase gas existen dos precios internacionales de referencia: el "Mont Belvieu Purity Ethane " y el "Henry Hub Natural Gas", a los cuales se les descuenta el 30.0% y 20.0 %; el que resulte mayor será el utilizado para fijar el precio en Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Los precios de referencia que utilizó PGPB para determinar los precios de venta de etano se basaron en los mercados del Mont Belvieu y el Henry Hub. Estos mercados presentan sus precios en OPIS (Oil Price Information Service) y en "Platts Gas Daily", que se utilizan como plataformas de referencia internacional para la compra y venta de hidrocarburos. Estos precios incluyeron los costos de extracción, transporte, y producción, así como el margen de utilidad respecto del gas natural.

Sin embargo, las condiciones de extracción, transporte y producción de gas natural en México difieren de las de Estados Unidos; además, Pemex Transformación Industrial (PTRI) aplica un descuento a los precios de referencia internacional, lo cual resta ingresos a la entidad por la venta de etano, y los ubica muy por debajo del mercado internacional.

La fórmula de precios para el etano es la siguiente:

$$\text{Precio de contrato } E = \max(R * (1 - Y/100) * FC_1, V * N * FC_2) / FC_3 * TC$$

Donde:

E=Es el precio mensual del etano.

R=Es el precio de referencia Mont Belvieu Purity Ethane. Promedio aritmético de la media de las cotizaciones diarias alta y baja de Mont Belvieu Purity Ethane del Oil Price Information Service (OPIS) en centavos de dólar por galón (US\$c\$/gal).

Y=30.0. Es el factor de descuento que representó el parámetro de elección en la subasta.

FC₁=0.42 US\$c/gal a dólares por barril (US\$/b).

V=80.0%. Es el coeficiente de reducción para la referencia de precios del gas natural, Henry Hub.

N=Es el precio de referencia del Henry Hub Natural Gas. Promedio aritmético de las cotizaciones disponibles punto medio (midpoint) del Henry Hub Natural Gas, publicadas en el Platts Gas Daily en dólares por millón de Btu⁴ (US\$/MMBtu).

TC=Es el tipo de cambio en pesos por dólar (\$/US\$) publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación.

FC₂=2.8046 millones de Btu por barril (MMBtu/b).

FC₃=45.1549 m³ gas/bl líquido.

Al respecto, se destaca que el precio es en dólares, además, en la fórmula no se incluyó ningún margen de utilidad para PTRI, como debiera ser en la determinación del precio de venta; por el contrario, se aplicaron los descuentos sobre los precios internacionales.

Al desarrollar la fórmula se obtienen los precios de venta de etano que PTRI aplicó a sus clientes, los cuales se muestran enseguida:

PRECIOS DE VENTA DE ETANO, 2017

(Pesos (\$)/m³)

Mes	Etano (Et)				Gas natural (GN)				Precio de Etano E= max(Et,GN) (\$/m3)
	Precio de Referencia Mont Belvieu Purity Ethane (R)		Y 30%	Precio R*(1-Y/100) (\$/m3)	Precio de referencia Henry Hub Natural Gas (N)		V 20%	Precio N*(1-V/100) (\$/m3)	
	(Usc/gal)	(\$/m3)			(Usd/MMBtu)	(\$/m3)			
Ene.	25.4781	4.9	0.7	3.4	3.4287	4.4	0.8	3.5	3.5
Feb.	23.4125	4.7	0.7	3.3	3.3894	4.5	0.8	3.6	3.6
Mar.	24.4732	4.6	0.7	3.2	2.8499	3.6	0.8	2.9	3.2
Abr.	22.8031	4.1	0.7	2.9	2.7739	3.4	0.8	2.7	2.9
May.	24.128	4.2	0.7	2.9	3.0618	3.6	0.8	2.9	2.9
Jun.	25.4053	4.4	0.7	3.1	3.1243	3.6	0.8	2.9	3.1
Jul.	24.4188	4.1	0.7	2.9	2.9677	3.3	0.8	2.6	2.9
Ago.	24.8601	4.1	0.7	2.9	2.8672	3.2	0.8	2.6	2.9
Sep.	26.4266	4.4	0.7	3.1	2.8768	3.2	0.8	2.6	3.1
Oct.	26.0438	4.3	0.7	3.0	2.9424	3.2	0.8	2.6	3.0
Nov.	26.6477	4.7	0.7	3.3	2.8882	3.4	0.8	2.7	3.3
Dic.	26.5219	4.7	0.7	3.3	2.955	3.5	0.8	2.8	3.3

FUENTE: Precios de venta de etano vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, emitidos por la Dirección de Comercialización de PTRI.

En enero se utilizó un precio de venta de 3.5 pesos por metro cúbico (\$/m³), y en febrero, de 3.6 \$/m³ del precio de referencia "Henry Hub Natural Gas", y de marzo a diciembre se aplicó el precio del "Mont Belvieu Purity Ethane".

Se comprobó que en la fórmula del precio de venta de etano se consideraron los precios internacionales a los cuales se les aplican los descuentos y el tipo de cambio, por lo que en el precio otorgado al Complejo Etileno XXI no se reconocieron los costos incurridos en la producción, ni en el transporte de etano entregado a este.

⁴ BTU: (British Thermal Unit). Unidad Térmica Británica. La cantidad de calor que se requiere para incrementar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua pura bajo condiciones normales de presión y temperatura.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la Dirección General Adjunta de Programas Transversales, perteneciente a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), informó que en la resolución núm. RES/047/2016 se estableció la metodología general para determinar los precios aplicables a los contratos de venta de primera mano suscritos bajo el nuevo esquema regulatorio; asimismo, en el resolutivo quinto de la resolución núm. RES/071/2016, se dispuso que los adquirentes podrían optar por mantener sus contratos vigentes en sus términos originales o solicitar su adecuación.

La observación persiste debido a que la CRE debe dar seguimiento, mediante la modificación o la emisión de una nueva resolución que le permita redefinir la fórmula para determinar el precio de venta del etano, debido a que, si bien en la resolución RES/047/2016, la comisión estableció que PEMEX debería realizar las acciones necesarias para adecuar los contratos vigentes, a fin de que reflejaran las disposiciones establecidas en esa resolución, en la resolución RES/071/2016 publicada el 23 de marzo de 2016, la CRE presentó la opción para que, en el caso del etano, entre otros petroquímicos, se mantengan los contratos vigentes en sus términos originales, o se solicite su adecuación.

Además, el contrato de suministro de etano no incluyó una cláusula de protección o de revisión de los porcentajes de descuento, y en el precio de venta se comprometió el descuento por 20 años.

b. Costos de transporte

De acuerdo con el contrato de servicio de transporte de etano suscrito entre PGPB y Gasoductos del Sureste, S. de R.L, de C.V. (el transportista), el 13 de diciembre de 2012, PGPB pagará los costos relacionados con el transporte de etano al punto de entrega.

El transportista y PGPB acordaron el pago del servicio de transporte, para lo cual se estimaron tres conceptos: gastos de operación y mantenimiento, gastos de administración, y depreciación de activos fijos. El transportista obtendría una utilidad para recuperar el costo de inversión, de acuerdo con la cláusula 10.2 “Actualizaciones”, inciso b, del contrato de transporte.

El sistema de transporte “etanoductos” se divide en tres segmentos: segmento I, del Complejo Procesador de Gas (CPG) Área Coatzacoalcos al Complejo Etileno XXI; segmento II, a los CPG de Cactus y Nuevo Pemex al Complejo Etileno XXI, y segmento III, del CPG de Ciudad Pemex al CPG de Nuevo Pemex.

Los costos de transporte que PTRI pagó en 2017, se presentan como sigue:

COSTOS DE TRANSPORTE AL COMPLEJO ETILENO XXI, 2017

Mes	Ventas (m3)	Costos de transporte (Miles de pesos y \$/m ³)				Costo de transporte/ventas (\$/m3)
		Costos de transporte (Miles de pesos)				
		Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	Total	
Ene	89,028,711.7	9,244.1	55,481.5	44,101.5	108,827.1	1.2
Feb	82,797,472.6	7,877.1	47,276.8	37,579.7	92,733.6	1.1
Mar	88,466,182.9	8,861.4	53,184.6	42,275.6	104,321.6	1.2
Abr	83,735,684.8	8,306.4	49,853.7	39,627.9	97,788.0	1.2
May	85,380,489.8	8,298.2	49,804.6	39,589.0	97,691.8	1.1
Jun	64,119,592.7	8,147.9	48,902.8	38,872.1	95,922.8	1.5
Jul	80,826,725.9	8,419.6	50,532.9	40,167.8	99,120.3	1.2
Ago	76,222,398.3	8,419.6	50,532.9	40,167.8	99,120.3	1.3
Sep	73,432,495.7	8,585.9	51,530.9	40,961.1	101,077.9	1.4
Oct	80,636,094.2	9,542.2	57,270.8	45,523.8	112,336.8	1.4
Nov	74,899,319.7	9,234.4	55,423.3	44,055.2	108,712.9	1.5
Dic	71,621,293.0	8,933.7	53,618.3	42,620.5	105,172.5	1.5
Total	951,166,461.3	103,870.5	623,413.1	495,542.0	1,222,825.6	1.3

FUENTE: Base de datos de las ventas de etano y facturas de pago de transporte.

En 2017, PTRI pagó 1,222,825.6 miles de pesos por la utilización del etanoducto en sus tres segmentos y transportar el etano al Complejo Etileno XXI, a razón de 1.3 \$/m³ en promedio.

c. Costos de producción

Con la producción, ventas, costos de producción y transporte del etano suministrado al Complejo Etileno XXI, se determinaron los costos unitarios de producción y transporte, los cuales se compararon con los precios de venta, como se muestra enseguida:

COSTOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE, Y PRECIOS DE VENTA DE ETANO COMERCIALIZADOS
AL COMPLEJO ETILENO XXI
(Miles de pesos, m3 y \$/m3)

Mes	Producción (m3)	Ventas (m3)	Costo de producción (Miles de pesos)	Costo de transporte (Miles de pesos)	Costo/ producción ² (\$/m3) (a)	Costo/ transporte ² (\$/m3) (b)	Costo total (\$/m3) (a+b)	Precio de venta (\$/m3) ^{1/}
Ene	95,270,680.7	89,028,711.7	274,555.3	108,827.1	2.9	1.2	4.1	3.5
Feb	85,423,791.1	82,797,472.6	417,812.6	92,733.6	4.9	1.1	6.0	3.6
Mar	93,111,209.4	88,466,182.9	380,980.4	104,321.6	4.1	1.2	5.3	3.2
Abr	89,660,630.3	83,735,684.8	252,072.3	97,788.0	2.8	1.2	4.0	2.9
May	90,580,957.2	85,380,489.8	291,339.8	97,691.8	3.2	1.1	4.3	2.9
Jun	79,695,565.8	64,119,592.7	294,359.5	95,922.8	3.7	1.5	5.2	3.1
Jul	85,438,650.1	80,826,725.9	291,543.9	99,120.3	3.4	1.2	4.6	2.9
Ago	80,093,592.9	76,222,398.3	277,705.4	99,120.3	3.5	1.3	4.8	2.9
Sep	78,301,121.5	73,432,495.7	291,049.3	101,077.9	3.7	1.4	5.1	3.1
Oct	84,253,241.5	80,636,094.2	249,949.8	112,336.8	3.0	1.4	4.4	3.0
Nov	76,658,049.5	74,899,319.7	263,350.5	108,712.9	3.4	1.5	4.9	3.3
Dic	74,783,689.4	71,621,293.0	189,507.2	105,172.5	2.5	1.5	4.0	3.3
Total	1,013,271,179.5	951,166,461.3	3,474,226.2	1,222,825.6	3.4	1.3	4.7	3.1

FUENTE: Costos de producción de los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex, base de datos de las ventas de etano, facturas de pago de transporte, balance de producción y ventas de etano de 2017.

1/ Precios de venta de etano vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, emitidos por la Dirección de Comercialización de PTRI.

2/ Resultado de dividir el costo de producción y ventas con el volumen de producción por mil.

Se analizaron los costos de producción y transporte, con los resultados siguientes:

- Al considerar la producción y las ventas de 2017, se obtuvo un costo unitario de producción de 3.4 \$/m³, y un costo de transporte de 1.3 \$/m³, que totalizaron 4.7 \$/m³, y el precio de venta de 3.1 \$/m³, por lo que el diferencial de 1.6 \$/m³ correspondió a la pérdida que obtiene Pemex Transformación Industrial (PTRI) en cada m³ entregado.
- En el 2017, PTRI obtuvo un costo de producción de 3,474,226.2 miles de pesos, y un costo de transporte de 1,222,825.6 miles de pesos; en consecuencia, a PTRI le costó 4,697,051.8 miles de pesos producir y vender etano al Complejo Etileno XXI, y obtuvo 2,989,706.3 miles de pesos de la venta de 951,166,461.3 m³ del petroquímico al Complejo Etileno XXI, lo que significó una pérdida para PTRI de 1,707,345.5 miles de pesos que sumados a los 1,935,088.1 miles de pesos de la pérdida en 2016, totalizaron 3,642,433.6 miles de pesos en ambos periodos.

Por lo anterior, PTRI vendió el etano por debajo de su costo de producción, ya que en la fórmula del precio de venta sólo se consideraron precios internacionales a los cuales se les aplicaron los descuentos y el tipo de cambio, por lo que en el precio otorgado al Complejo Etileno XXI no se reconocieron los costos reales. En consecuencia, no existen las condiciones para generar valor económico a PTRI, en incumplimiento del objetivo de las "Reglas de Operación del Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial de Petróleos Mexicanos", en el cual se establece que se deben autorizar los mecanismos para determinar los precios y las tarifas de los bienes y servicios que PEMEX produce, comercializa y presta a sus empresas productivas subsidiarias y, en su caso, empresas filiales, a terceros o entre sí, al

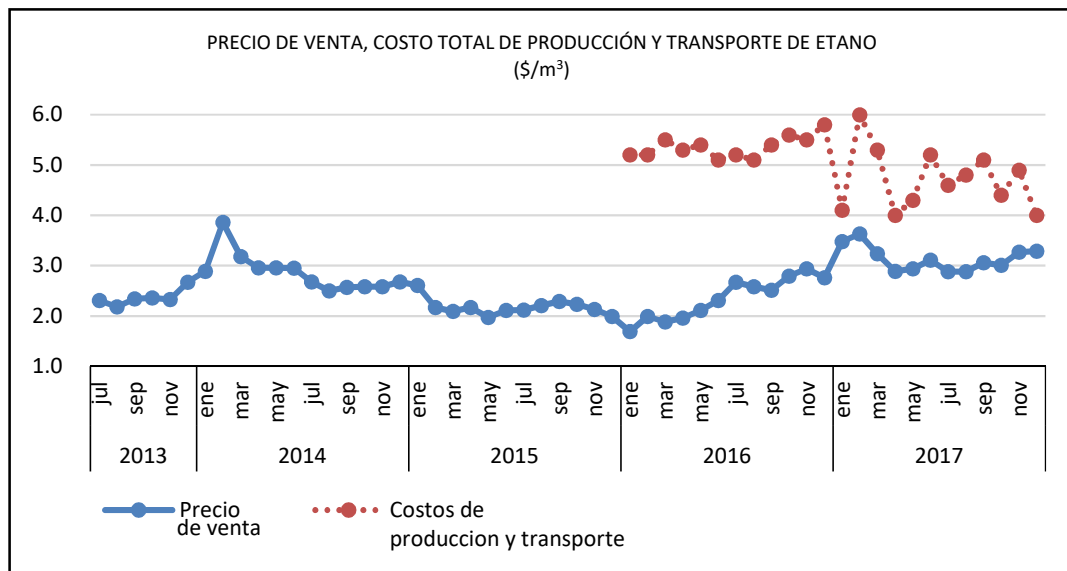
interior de las mismas, o entre las distintas líneas de negocio para buscar la generación de valor económico.

Se cuestionó a PTRI sobre las estrategias para atender lo mencionado, e informó que está renegociando el precio de venta de etano con el Complejo Etileno XXI, a fin de alcanzar un acuerdo para modificar el precio que se le otorga y reconocer todos los costos incurridos en la operación.

Sin embargo, la respuesta de la entidad es contradictoria, ya que la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de PEMEX informó que PTRI no puede actualizar su fórmula de precio de acuerdo con la RES/047/2016, debido a que el Complejo Etileno XXI se ha negado a suscribir con PTRI el nuevo modelo de contrato de venta de primera mano o comercialización. Además, la entidad proporcionó copia del oficio del 14 de marzo de 2018, mediante el cual el Complejo Etileno XXI informó a PTRI que no le interesaba ni pretendía adoptar los modelos de contratos propuestos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

La Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales de la Dirección General de PTRI informó que la fórmula de precios utilizada para la comercialización de etano se autorizó en 2010, con base en las condiciones de producción, comerciales y económicas que regían en ese año; esta fórmula se autorizó y está regulada por la CRE, por lo que al ser el etano un producto regulado, no se puede modificar.

Por otra parte, se analizaron los precios de venta de etano autorizados de 2013 a 2017, y se determinó el comportamiento del precio como sigue:



FUENTE: <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Precios>, oficios mensuales de los precios de venta y los costos de producción de los complejos procesadores de gas Cactus, Nuevo Pemex y el Área Coatzacoalcos en el 2017, proporcionados por Pemex Transformación Industrial.

Del análisis de la gráfica, se concluyó que el precio de venta del etano se mantuvo por debajo de los costos de producción y transporte, lo cual no lo hace rentable, ya que PTRI tiene que absorber el diferencial entre ambos conceptos.

Por lo anterior, se concluyó lo siguiente:

- En la fórmula del precio de venta de etano sólo se consideraron los precios internacionales a los cuales se les aplicaron los descuentos del 30.0% o 20.0 % de los precios "Mont Belvieu Purity" y "Henry Hub Natural Gas", y el tipo de cambio, por lo que en el precio otorgado al Complejo Etileno XXI no se reconocen el costo real de producción de PTRI, ni tampoco un margen de utilidad. Al respecto, la Dirección General Adjunta de Programas Transversales, perteneciente a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), informó que en las resoluciones núms. RES/047/2016 y RES/071/2016, se estableció la metodología general para determinar los precios aplicables a los contratos de venta de primera mano, y que los adquirientes podrían optar por mantener sus contratos vigentes en sus términos originales, o solicitar su adecuación. Por lo anterior, se requiere que la CRE modifique o, en su caso, emita una nueva resolución que permita redefinir la fórmula para determinar el precio de venta del etano, debido a que la CRE presentó la opción para que, en el caso del etano, entre otros petroquímicos, se mantengan los contratos vigentes en sus términos originales, o se solicite su adecuación.
- En el contrato de suministro de etano no se consideró una cláusula de protección o de revisión de los porcentajes de descuento, por lo cual no se previeron situaciones de posible incumplimiento de baja producción y se comprometió el descuento en el precio de venta por 20 años.
- En el 2017, PTRI registró un costo de producción de 3,474,226.2 miles de pesos, y un costo de transporte de 1,222,825.6 miles de pesos; en consecuencia, a PTRI le costó 4,697,051.8 miles de pesos producir y vender etano al Complejo Etileno XXI, y obtuvo 2,989,706.3 miles de pesos de la venta de 951,166,461.3 m³ del petroquímico al Complejo Etileno XXI, lo que significa una pérdida para PTRI de 1,707,345.5 miles de pesos.
- PTRI vendió el etano por debajo de su costo de producción, lo cual no hace rentable el negocio, ya que tiene que absorber la pérdida, por lo cual no existen las condiciones para generar valor económico, en incumplimiento de las "Reglas de Operación del Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial de Petróleos Mexicanos".

2017-0-45100-15-0504-01-001 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía, en coordinación con Pemex Transformación Industrial, analice, redefina y, en su caso, modifique la fórmula para determinar los precios de venta con una utilidad razonable que le permita recuperar los costos de producción y transporte de etano reales, a fin de promover el desarrollo eficiente de la comercialización de ese petroquímico.

4. Resultado de la venta de etano a Pemex Etileno

Producción de etano

En 2017, se revisó la producción de etano de los Complejos Procesadores de Gas (CPG) de Pemex Transformación Industrial (PTRI) Morelos, Cangrejera y Pajaritos, pertenecientes al Área Coatzacoalcos, respecto de la utilización de la capacidad instalada y del Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), con los resultados siguientes:

CUMPLIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE ETANO PROGRAMADA Y CAPACIDAD INSTALADA
DE LOS CPG ÁREA COATZACOALCOS1/
(Miles de barriles diarios, %)

Mes	Capacidad instalada	Producción		Cumplimiento (%)	
		POFAT	Real	Capacidad instalada	POFAT
Enero	106.4	51.4	41.9	39.4	81.5
Febrero	106.4	50.9	47.5	44.6	93.3
Marzo	106.4	48.5	46.8	44.0	96.5
Abril	106.4	50.0	42.6	40.0	85.2
Mayo	106.4	47.7	39.6	37.2	83.0
Junio	106.4	47.2	48.2	45.3	102.1
Julio	106.4	45.4	41.7	39.2	91.9
Agosto	106.4	44.8	36.6	34.4	81.7
Septiembre	106.4	44.7	34.5	32.4	77.2
Octubre	106.4	44.1	35.2	33.1	79.8
Noviembre	106.4	43.3	31.5	29.6	72.7
Diciembre	106.4	42.1	31.2	29.3	74.1
Promedio	106.4	46.7	39.8	37.4	84.9

FUENTE: Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), producción de etano y capacidad instalada para producir etano por complejo procesador en 2017.

1/ Suma de la capacidad instalada de las plantas fraccionadoras de los CPG Morelos, Cangrejera y Pajaritos.

CPG: Complejo Procesador de Gas.

La producción de los CPG Área Coatzacoalcos se envía a los Complejos Petroquímicos (CPQ) Cangrejera y Morelos, pertenecientes a Pemex Etileno.

En 2017, se aprovechó el 37.4% de los 106.4 miles de barriles diarios (Mbd) de la capacidad instalada para producir etano en los CPG del Área Coatzacoalcos, y el 84.9% de los 46.7 Mbd programados en el POFAT.

La entidad informó que la baja producción se debió a las razones siguientes:

- El 20 de octubre de 2017, el Sector de Pajaritos del CPG Área Coatzacoalcos quedó fuera de operación a causa de una falla en un equipo auxiliar.
- Del 19 al 25 de noviembre de 2017, se realizó una reparación mayor en la planta fraccionadora del CPG Cangrejera.

- En el último trimestre, la entrega de etano disminuyó debido a la baja oferta de gas amargo de Pemex Exploración y Producción (PEP).

Costos de producción de etano

Se compararon los costos de producción y ventas, así como los costos unitarios, con los precios de venta de etano, como se muestra en seguida:

COSTOS DE PRODUCCIÓN, VENTAS Y PRECIOS DE VENTA DE ETANO COMERCIALIZADOS A PEMEX ETILENO
(m3, miles de pesos y pesos por metro cúbico (\$/m3))

Mes	Producción (m3)	Ventas (m3)	Costo de producción y ventas (Miles de pesos)	Costo producción y venta unitario1 (\$/m3)	Precio de venta unitario (\$/m3)
Ene	58,575,550.1	51,446,797.5	193,066.0	3.3	3.5
Feb	59,911,470.9	52,665,374.4	220,342.2	3.7	3.6
Mar	65,350,895.7	59,185,418.1	202,376.4	3.1	3.2
Abr	57,541,613.2	51,738,067.8	164,859.7	2.9	2.9
May	55,338,507.0	51,480,057.7	165,816.5	3.0	2.9
Jun	65,126,928.0	61,049,960.9	221,679.1	3.4	3.1
Jul	58,288,908.1	55,544,920.7	182,773.7	3.1	2.9
Ago	51,079,659.1	48,670,922.9	159,060.5	3.1	2.9
Sep	46,681,525.9	45,766,324.8	136,885.9	2.9	3.1
Oct	49,109,120.6	46,443,613.8	163,523.9	3.3	3.0
Nov	42,521,796.7	40,780,171.6	170,116.3	4.0	3.3
Dic	43,619,997.3	42,699,826.4	164,538.6	3.8	3.3
Total	653,145,972.6	607,471,456.9	2,145,038.8	3.3	3.1

FUENTE: Costos de producción de los complejos procesadores de gas del Área Coatzacoalcos, base de datos de las ventas de etano y precios de venta de etano vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, emitidos por la Dirección de Comercialización de Pemex Transformación Industrial.

1/ Resultado de dividir el costo de producción y ventas con el volumen de producción por mil.

A partir del 1 de septiembre de 2013, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público autorizó que el precio de venta del etano a Pemex Etileno se homologara con el precio de venta del etano autorizado por la Comisión Reguladora de Energía para el Complejo Etileno XXI.

Con lo anterior, se determinó lo siguiente:

- El costo de producción y ventas totalizó 2,145,038.8 miles de pesos.
- En 2017, el costo unitario de producción y ventas de etano para el cliente Pemex Etileno fue de 3.3 \$/m³, y el precio de venta, de 3.1 \$/m³.
- En 2017, PTRI vendió 607,471,456.9 m³ de etano a Pemex Etileno, con un costo de producción y ventas de 2,145,038.8 miles de pesos. PTRI obtuvo 1,930,386.0 miles de pesos por la venta, lo que significó una pérdida para esa empresa de 214,652.8 miles de pesos, debido a los costos de producción relacionados con la baja producción, y los precios de venta del etano homologados con el precio de venta para el Complejo Etileno XXI.

Conviene mencionar que los 1,930,386.0 miles de pesos correspondieron al importe del suministro de etano a Pemex Etileno de enero a diciembre de 2017; sin embargo, en el informe de la auditoría núm. 502-DE "Gestión Financiera de los Centros Procesadores de Gas Nuevo Pemex, Cactus, Ciudad Pemex y Cangrejera", se determinó que en dos meses no se facturó el total del volumen suministrado, por lo que sólo se facturaron 1,884,513.8 miles de pesos.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En 2017, se aprovechó el 37.4% de los 106.4 miles de barriles diarios (Mbd) de la capacidad instalada para producir etano en los CPG del Área Coatzacoalcos, y el 84.9% de los 46.7 Mbd programados en el POFAT, por la baja oferta de materia prima, así como por reparaciones mayores y fallas en las plantas de producción.
- En 2017, PTRI obtuvo 1,930,386.0 miles de pesos por la venta del petroquímico a Pemex Etileno, pero el costo por producir y vender el etano fue de 2,145,038.8 miles de pesos, por lo que registró una pérdida en ese año de 241,846.1 miles de pesos, debido a los costos de producción relacionados con la baja producción, aunado a los precios de venta del etano, los cuales incluyeron el 30.0% o 20.0 % de los precios "Mont Belvieu Purity" y "Henry Hub Natural Gas" debido a que se homologaron los precios de Pemex Etileno con los del Complejo Etileno XXI.

5. Causales de rescisión del contrato de suministro de etano del Complejo Etileno XXI

Las cláusulas principales del contrato de suministro de etano se analizaron en los resultados núms. 3 "Precio de venta, costos de producción y transporte de etano"; 6 "Daños recuperables del contrato de suministro de etano"; 8 "Participación de la Comisión Reguladora de Energía en los contratos de suministro y de servicio de transporte de etano", y 10 "Determinación, cobro, registro contable y presentación en la Cuenta Pública de los ingresos por venta de etano y calidad".

Por lo anterior y debido a la problemática en el suministro de etano en los años subsecuentes, se analizaron las causales de rescisión del contrato del Complejo Etileno XXI, entre otras, las cláusulas siguientes:

a. Comprador

El comprador podrá dar por terminado el contrato de suministro y, si así lo elige, solicitar a PGPB, o a la persona que éste designe, que compre las instalaciones del proyecto de acuerdo con el procedimiento para la valoración y transferencia de las instalaciones del proyecto establecido en el contrato. Las causales de terminación a favor del comprador son, entre otras, las siguientes:

- i. Incumplimiento o violación significativa por parte del vendedor de una obligación bajo cualquier disposición o acuerdo relacionados con su obligación de suministrar etano, en virtud del contrato por un periodo de 180 días después de que Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) reciba la notificación de dicho incumplimiento.
- ii. Si por cualquier motivo el promedio de los volúmenes de etano entregados durante un periodo de 180 días consecutivos, es menor del 70.0% del volumen contractual programado para ser entregado durante ese periodo.

- iii. En cualquier momento en que PGPB ya no esté obligado a pagar daños tasados al comprador debido a que se llegó al límite de 300,000,000.0 dólares por daños, perjuicios y pérdidas ocasionados por PGPB al entregar al comprador un volumen promedio diario de etano menor al volumen contractual durante dos trimestres, sin que haya compensado esos volúmenes deficitarios con la entrega de volúmenes adicionales de etano.
- iv. Por un cambio de ley discriminatorio, un cambio de ley en el de sector o un cambio de ley general.

b. PGPB

En el contrato de suministro se establece que PGPB podrá dar por terminado o rescindido el contrato de suministro, por las causales siguientes:

- i. Incumplimiento de un pago por parte del comprador.
- iv. En cualquier momento en que el comprador ya no esté obligado a pagar los daños tasados a PGPB debido a que se llegó al límite de 200,000,000.0 dólares por daños, perjuicios y pérdidas ocasionados por el comprador al no aceptar un volumen promedio diario de etano equivalente o mayor al volumen contractual durante cualquier trimestre.

c. Ambas partes

Si alguna de las partes diera por terminado el contrato como consecuencia de un evento de fuerza mayor extendido, PGPB podrá comprar las instalaciones del proyecto a un precio determinado con el procedimiento para la valoración y transferencia de las instalaciones del proyecto establecido en el contrato.

Por otro lado, se dispuso que en caso de alguna controversia, las partes tratarán de resolverla de buena fe mediante negociaciones consistentes en la intervención de un perito independiente, quien emitirá un reporte no vinculante en el que se proponga una solución.

Las partes también acordaron que toda controversia, disputa, reclamo o diferencia relacionada con cualquier aspecto del presente contrato o su ejecución, cumplimiento, interpretación, incumplimiento y validez, incluyendo el alcance de la cláusula arbitral, que no hubiera sido resuelta mediante negociaciones, será dirimida y resuelta exclusivamente por arbitraje de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional. El laudo arbitral será definitivo y obligatorio para las partes.

Además, cualquiera de las partes podrá solicitar una medida cautelar judicial, orden judicial preliminar u otra acción judicial procedente si, a su juicio dicha acción, es necesaria para evitar un daño irreparable.

En relación con el procedimiento para la valoración y transferencia de las instalaciones del proyecto, se determinaron dos precios de compra, ya sea en caso de evento de incumplimiento, de cambio de ley discriminatorio y de cambio de ley en el sector, así como en caso de evento de fuerza mayor, y de cambio de ley general.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En el contrato de suministro suscrito con el Complejo Etileno XXI no se establecieron las causales a favor para que PGPB pueda rescindir o terminar el contrato en caso de que

presente dificultades económicas o cambios en las condiciones del mercado, o de fuerza mayor, como la baja producción de gas húmedo, casos en que el contrato no resulte rentable o conveniente para el Estado. Por el contrario, cedió descuentos en el precio de venta de etano y se comprometió a cubrir los costos de transporte para llevar el producto a las instalaciones del Complejo Etileno XXI.

- Se cuestionó sobre el costo para PTRI por terminar anticipadamente el contrato de suministro de etano, así como las implicaciones o afectaciones por la terminación anticipada, en virtud de que comprometió el descuento en el precio de venta por 20 años y vendió el etano por debajo de su costo de producción, lo cual no hace rentable el negocio. Al respecto, la entidad respondió que, de acuerdo con la cláusula 2 “Cálculo del precio de compra y de los costos por terminación”, del Anexo IX “Procedimiento para la valoración y transferencia de las instalaciones del proyecto” del contrato de suministro, “...el Comprador calculará el precio de compra de las instalaciones del Proyecto...”, por lo cual, al indicar que se realizará el cálculo en el momento de la compra, PTRI no contaba con un monto establecido.
- El contrato presenta desventajas en el precio de venta, los costos de producción, el costo de transporte del producto y las causales con que puede darse por rescindido, lo que ha generado un desequilibrio financiero para Pemex Transformación Industrial. Si bien, el contrato administrativo que se firmó no pretendió el perjuicio de ninguna de las partes, pero si reducir a su mínima expresión los perjuicios ocasionados, la relación contractual analizada denota inequidad en contra de los intereses del Estado representado por PTRI, ya que no se establecieron cláusulas de protección para PGPB, a fin de salvaguardar el interés general como una condición obligada de cualquier contrato que firma el Estado por conducto de su representante, particularmente en los casos en que el contrato no resulte rentable o conveniente para el Estado, sin dejar de considerar la naturaleza jurídica de la entidad como Empresa Productiva del Estado, obligada a generar valor económico y rentabilidad, así como actuar de manera eficiente, con sentido de equidad, mejorar la productividad para maximizar la renta del Estado, y contribuir al desarrollo nacional.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante el oficio de fecha 24 de enero de 2019, la Dirección General de PTRI informó que, conforme a las recomendaciones emitidas por este Órgano de Fiscalización Superior en la auditoría 1800-DE, las cuales se mencionan en el apartado de antecedentes de este informe, realizó una mesa de trabajo en conjunto con Braskem-Idesa, para analizar y discutir las condiciones de suministro de etano y del contrato de suministro vigente, con el objeto de evaluar alternativas que mejoren el suministro de etano y buscar opciones para alinear las condiciones comerciales y financieras de la relación contractual. La mesa de trabajo sesionó durante 2017 hasta julio de 2018, sin lograr un acuerdo aceptable para ambas partes. Por su parte, Braskem-Idesa propuso como condición para continuar con las negociaciones, que se involucrara el equipo de transición de la nueva administración, por lo que se suspendieron las reuniones.

Por lo anterior, la Dirección General de PTRI informó que, a esta fecha, la nueva administración de PEMEX está analizando las alternativas para determinar la mejor estrategia

en relación con este proyecto, por lo que, en su oportunidad, se adoptarán las decisiones que aseguren las mejores condiciones para ambas partes.

Asimismo, el área expuso lo siguiente:

(sic) Por lo expuesto y para efecto de estar en posibilidad de continuar atendiendo las recomendaciones del Informe Individual de la Auditoría 1800-DE, agradeceremos que las Recomendaciones de la Auditoría 504-DE, identificadas con los consecutivos 005, 006 y 008, se eliminen del Informe Individual de Auditoría 1800-DE, en consideración de lo expuesto en la presente nota y en consideración además de que las acciones que se están llevando a cabo para atender la Auditoría 1800-DE atenderían de fondo las propuestas de recomendación de la Auditoría 504-DE.

Sin embargo, se considera que los argumentos expuestos por la Dirección General de PTRI no son suficientes, debido a que las observaciones emitidas en este informe requieren de documentación comprobatoria que de sustento a las alternativas propuestas por PTRI.

2017-6-90T9M-15-0504-01-002 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Petróleos Mexicanos, analice, la modificación al "Contrato de suministro de etano" y busque las alternativas jurídicas que le permitan negociar nuevamente con el Complejo Etileno XXI la fórmula de descuento sobre los precios internacionales y los porcentajes utilizados para determinar los descuentos, que permita tener protección contra la volatilidad de precios internacionales por el tiempo en que el precio se mantenga deprimido; asimismo, revisar que las penalizaciones por la falta de entrega del etano sean equitativas, debido a que las condiciones afectan en mayor medida a una de las partes.

6. Daños recuperables del contrato de suministro de etano

En el apartado "Declaraciones" del contrato se indicó que:

"PEMEX ha declarado que cuenta con las reservas suficientes de gas natural, y que ha comprometido suficiente cantidad de gas natural para permitir al Vendedor cumplir sus obligaciones bajo este Contrato, y que el Vendedor cuenta con la organización, elementos y capacidad técnica, financiera, comercial y legal para cumplir con las obligaciones a que se refiere este Contrato durante la vigencia del mismo".

En 2017, se suministraron 951,166,461.3 m³ de fase gas de etano, un promedio diario de 2,605,935.5 m³, equivalentes a 57.9 miles de barriles diarios (Mbd), y quedaron pendientes 132,426,983.9 m³. En consecuencia, se impusieron penalizaciones de conformidad con la cláusula 13 "Daños recuperables" del contrato de suministro, la cual dispone que si durante cualquier trimestre Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) entregara un volumen promedio diario de etano menor al volumen contractual, deberá compensar al Complejo Etileno XXI la suma equivalente al 200.0% del precio promedio del etano durante el periodo en que hubiera ocurrido el incumplimiento, multiplicado por el volumen de dicho déficit que no hubiera sido compensado durante los dos trimestres subsecuentes, hasta un máximo de 300,000.0 miles de dólares. Además, si durante cualquier trimestre el Complejo Etileno XXI no acepta un volumen promedio diario de etano equivalente o mayor que el volumen contractual, deberá compensar a PGPB una suma equivalente al 30.0% del precio promedio del etano durante el

periodo en que hubiera ocurrido el incumplimiento, multiplicado por el volumen de dicho déficit que no hubiera sido compensado durante los dos trimestres subsecuentes, hasta un máximo de 200,000.0 miles de dólares.

Por lo anterior, se revisó el cálculo de las penalizaciones determinadas en 2017, de acuerdo con la cláusula en mención. Se comprobó que en los dos primeros trimestres se determinaron daños a Pemex Transformación Industrial (PTRI) por 2,964,447.1 m3, equivalentes a 2,961.4 miles de pesos, debido a que el Complejo Etileno XXI no aceptó el etano que le envió PTRI.

Sin embargo, se determinaron daños al Complejo Etileno XXI en los cuatro trimestres por 132,426,983.9 m3, debido a que PTRI incumplió en el suministro del etano, por lo que el Complejo Etileno XXI le aplicó penalizaciones entre diciembre de 2017 y octubre de 2018, por 810,155.4 miles de pesos.

Se comprobó que los porcentajes utilizados para determinar las penalizaciones no son equitativos, ya que el porcentaje que se aplicó para compensar al Complejo Etileno XXI fue del 200.0%, y a PTRI, del 30.0% del precio promedio.

Conviene señalar que en la cláusula 9 “Eventos de Fuerza Mayor y Eventos de Demoras”, del contrato de suministro de etano, se estableció que cualquier suceso que afecte la capacidad de PEMEX para entregar a PTRI la materia prima que éste necesite para el procesamiento y entrega de etano al Complejo Etileno XXI, en virtud de las cláusulas y condiciones establecidas en el contrato, se consideraría como evento de fuerza mayor⁵, por lo que se suspenderían las obligaciones en la medida y el lapso en que no pudiera cumplirlas la parte que la invoque.

Además, en la cláusula 4.3 “Excepciones” del contrato de suministro se dispone que la obligación del vendedor de poner a disposición o de entregar el etano se reducirá en la medida en la que un paro de emergencia o un evento de fuerza mayor afecten significativamente su capacidad de poner a disposición o entregar los volúmenes de etano establecidos en el contrato.

Por lo anterior, se cuestionó a PTRI sobre la aplicación de ambas cláusulas para notificar al Complejo Etileno XXI, ya que debido a la baja oferta de gas amargo (materia prima para el procesamiento del etano) de Pemex Exploración y Producción (PEP), tendría que disminuir el volumen establecido en el contrato para evitar el incumplimiento de la cláusula 13 “Daños Recuperables”, y el pago de penalizaciones.

Al respecto, la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales de PTRI informó que para los eventos ocurridos en el 2017, que impidieron tener una operación normal, se invocaron las fuerzas mayores; sin embargo, dichos eventos no cumplieron con la excepción establecida en la cláusula 4.3.2, por lo cual no pudieron hacerse valer.

La cláusula 4.3.2 establece que *“La obligación del Vendedor de poner a disposición o entregar el Etano se reducirá en la medida en que un Paro por Emergencia, algún Mantenimiento*

⁵ Causas de eventos de fuerza mayor: Actos de la naturaleza (inundación, explosión, rayo, tormenta, terremoto, huracán, etc.); guerra, disturbios civiles, o cualquier otro acto que afecte gravemente el orden público; huelga, paro forzoso u otros disturbios industriales similares; actos de cualquier autoridad gubernamental, civil o militar; cualquier suceso que afecte la capacidad de la planta de recibir o procesar etano o distribuir etileno; y, cualquier suceso que afecte la capacidad de PEMEX para entregar al vendedor la materia prima que necesite para el procesamiento y entrega de etano al comprador.

Programado a un Evento de Fuerza Mayor afecte significativamente su capacidad de poner a disposición o entregar algunos de los volúmenes de Etano establecidos en este Contrato; siempre que el Vendedor no pueda entregar dicho Etano utilizando otras instalaciones o recursos, realizando los esfuerzos comerciales razonables y sin violar ningún contrato o acuerdo vinculante existente entre el Vendedor y otra Persona; y siempre que, además, en la medida en que el Vendedor sea capaz de suministrar Etano a cualquier Persona, el Vendedor deberá (si puede hacerlo sin incurrir en incumplimiento de cualquier contrato o compromiso vinculante existente entre el Vendedor y cualquier Persona) suministrar primero Etano al Comprador hasta que el monto de Etano entregado al Comprador sea al menos del setenta y cinco por ciento (75%) del Volumen del Contrato. En cualquiera de los casos referidos, cualquier costo razonable adicional en que incurra el Vendedor al tener que entregar el Etano desde otras instalaciones o con otros recursos serán afrontados y pagados por el Comprador al Vendedor.”

Asimismo, la subdirección informó que PTRI no invocó la excepción establecida en la cláusula 13.1.2 debido a que el incumplimiento en la entrega de gas húmedo por parte de PEP, de acuerdo con el clausulado del contrato y sus convenios modificatorios, no está dentro de las definiciones de evento de fuerza mayor.

Conviene mencionar que el 13 de abril de 2010, PEP y PGPB suscribieron el “Contrato para respaldar el suministro de etano para el proyecto Etileno XXI”, en el que se establecieron, entre otras, las cláusulas siguientes:

“PRIMERA.- PEP reconoce y acepta que una vez consultado por PGPB, revisó y aprobó que PGPB se obligue a suministrar el etano en la calidad y volúmenes previstos en el contrato de suministro.

SEGUNDA.- Como consecuencia de la cláusula anterior y en los términos del contrato de compraventa de gas celebrado entre PEP y PGPB, PEP asume la obligación de establecer dentro de las nominaciones previstas en dicho contrato, la cantidad y calidad de gas en el punto de entrega correspondiente (tal y como se definen dichos conceptos en el contrato de compraventa de gas), en la calidad y volúmenes necesarios para que PGPB pueda suministrar el etano de acuerdo con lo pactado en el contrato de suministro.

Asimismo, PEP se constituye responsable solidario de PGPB ante la obligación de largo plazo prevista en el contrato de suministro.

TERCERA.- En caso de que PEP incumpla con los volúmenes o calidad del gas que PGPB requiera para suministrar el etano en los términos del contrato de suministro, PEP responderá a PGPB por los daños y perjuicios que se causen en contra de dicho Organismo por el incumplimiento de PGPB en el suministro de Etano imputable a PEP.

QUINTA.- El presente contrato es accesorio al contrato de suministro, por lo que su vigencia y validez queda sujeta a la vigencia y validez del primero (incluyendo sus modificaciones y/o ampliaciones), en el entendido de que respaldará la obligación de PGPB de suministrar etano en cualquier momento que de conformidad con el contrato de suministro se requiera”.

Por lo anterior, PEP debe proporcionar la cantidad y calidad de gas húmedo para que PTRI pueda suministrar el etano de acuerdo con lo pactado con el Complejo Etileno XXI. De lo contrario, PEP debe responder a PTRI por los daños y perjuicios que se causen por el

incumplimiento, de acuerdo con la cláusula 3 del “Contrato para respaldar el suministro de etano para el proyecto Etileno XXI”, suscrito entre PEP y PGPB.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante la nota informativa del 22 de enero de 2019, la Subdirección de la Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio de Exploración de PEP informó que no se está cumpliendo la meta propuesta al inicio del proyecto, principalmente por tres factores: el primero se debió a que en el 2014, mediante la Ronda Cero, no le asignaron 31 campos de explotación y producción con un impacto de 333 MMpcd; el segundo, a la disminución del presupuesto que afectó a las estrategias de desarrollo en los campos de explotación y producción, y el tercero, a la insuficiencia presupuestal para el mantenimiento de pozos.

Sin embargo, PEP no ha presentado al Consejo de Administración de PEMEX los estudios técnicos ni financieros para que PTRI tenga las garantías de suministrar etano hasta el 2035, de acuerdo con el contrato suscrito con el Complejo Etileno XXI, o en su caso, para que establezca las causas para rescindir el contrato, por lo que la observación persiste.

PEP informó que durante 2017 no hubo reclamaciones de PTRI respecto del volumen o de la calidad del gas húmedo que le entregó.

Por otra parte, se cuestionó a PEP si está en condiciones de importar gas húmedo (materia prima para producir etano) con el fin de abastecer a PTRI; PEP informó que no ha importado gas húmedo ni cuenta con la infraestructura para hacerlo, ni con instalaciones para procesarlo.

También, se preguntó a PTRI si está en condiciones de importar etano para cumplir el compromiso contractual con el Complejo Etileno XXI, y evitar el pago de penalizaciones. Al respecto, indicó que no cuenta con la infraestructura para importar etano, pero que en 2018 Pemex Etileno realizó importaciones de etano mediante su propia infraestructura, por lo que la importación la realiza directamente en sus instalaciones, y no existe infraestructura que permita enviar la corriente de etano importado a la planta del Complejo Etileno XXI. Por lo tanto, PTRI no está en condiciones viables.

Por otra parte, el acuerdo CA-077/2018 emitido en la sesión 927 extraordinaria del 29 de mayo de 2018, en el Consejo de Administración de PEMEX tomó conocimiento de la “Estrategia general de comercialización de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno”, documento en el cual se informó que la oferta esperada de gas húmedo amargo (GHA) en el sureste no es suficiente para satisfacer las necesidades de PEMEX, y que de mantenerse con la situación actual los efectos colaterales serían las siguientes:

- PEP no producirá suficiente gas húmedo amargo en el sureste para satisfacer su demanda de gas seco para bombeo neumático y gas combustible.
- Cierre parcial o total de 28 plantas de PTRI por falta de oferta de gas.
- Incumplimiento en 2024 del volumen de etano pactado contractualmente con el Complejo Etileno XXI.

En el horizonte de 2020 a 2034, PEP requiere en el sureste, en promedio, 307 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas seco adicionales para combustible y bombeo neumático.

Además, se informó que, para la producción de etano y costos asociados con el incumplimiento de los contratos, el compromiso contractual de suministro de etano es de 66.0 Mbd; de no cumplirse con este volumen, PEMEX debe pagar el 200.0% del valor del etano no suministrado, y si proporciona menos del 70.0% del volumen pactado, está obligado a comprar el Complejo Etileno XXI. En caso de no realizarse el proyecto, se incumplirá el contrato de suministro de etano en 2024, y en el 2026 sería necesario adquirir la infraestructura.

Por lo anterior, se planteó la oportunidad de negocio para PEP de comercializar el gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno; el volumen de gas húmedo amargo comercializado podría ser procesado para obtener el gas seco y se generaría un volumen de gas seco para enfrentar el déficit que afecta a PEP actualmente. El promedio anual de gas seco disponible para PEP incrementaría de 391 a 629 MMpcd, con lo que se reduciría el déficit esperado; además, se incrementaría la producción de etano en más del 50.0%, con lo que se enfrentarían a los compromisos contractuales.

En el acuerdo CAEPS-PTRI-002/2018 de la sesión 15 ordinaria del 13 de abril de 2018, en el que se aprobó el Informe Ejecutivo del Director General de PTRI de enero a diciembre de 2017, presentado al Consejo de Administración, se mencionó que en los complejos de gas se procesaron 3,237.3 MMpcd, 434.2 MMpcd, 11.8% inferior en relación con 2016, por 3,671.5 MMpcd, como consecuencia de la baja disponibilidad de gas húmedo amargo del mesozoico y de gas húmedo dulce de Burgos proveniente de la oferta de PEP.

Por otra parte, se solicitó a la entidad los estudios y proyecciones financieras de los resultados esperados en el negocio de etano con el Complejo Etileno XXI. La entidad informó que en la Subdirección de Análisis Estratégico no se realizan estudios ni análisis de resultados financieros por cliente.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En 2017, se determinaron daños a PTRI por 2,964,447.1 m³, equivalentes a 2,961.4 miles de pesos, debido a que el Complejo Etileno XXI no aceptó el etano que le envió PTRI. Sin embargo, en los cuatro trimestres de ese año se determinaron daños al Complejo Etileno XXI por 132,426,983.9 m³, debido a que PTRI incumplió con el suministro del etano, por lo que el Complejo Etileno XXI le aplicó una penalización de 810,155.4 miles de pesos.
- Los porcentajes utilizados para determinar las penalizaciones por incumplimientos en el suministro de etano no son equitativos, ya que el porcentaje que se aplica para compensar al Complejo Etileno XXI fue del 200.0%, y a PTRI, del 30.0% del precio promedio.
- PEP debe proporcionar la cantidad y calidad de gas húmedo para que PTRI pueda suministrar el etano de acuerdo con lo pactado con el Complejo Etileno XXI; de lo contrario, PEP debe responder a PTRI por los daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento, de acuerdo con la cláusula 3 del “Contrato para respaldar el suministro de etano para el proyecto Etileno XXI”, suscrito entre PEP y PGPB. Al respecto, la Subdirección de la Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio de Exploración de PEP informó sobre las causas por las que no está cumpliendo con

la meta propuesta al inicio del proyecto. Sin embargo, PEP no ha presentado estudios técnicos ni financieros al Consejo de Administración de PEMEX, para que PTRI tenga las garantías de suministrar etano hasta el 2035, de acuerdo con el contrato suscrito con el Braskem-Idesa, o en su caso, para que establezca las causas para rescindir el contrato.

- PEP carece de infraestructura para importar gas húmedo, por lo que no cuenta con instalaciones que permitan procesar la importación de ese gas.
- PTRI informó que no cuenta con infraestructura para la importación de etano; tampoco existe infraestructura para enviar la corriente de etano importado a la planta del Complejo Etileno XXI.
- El Consejo de Administración de PEMEX tiene conocimiento del déficit en la producción de gas húmedo que enfrenta PEP y de las consecuencias que implica el incumplimiento del contrato de suministro de etano al Complejo Etileno XXI.
- La entidad no cuenta con estudios ni proyecciones financieras de los resultados esperados en el negocio de etano con el Complejo Etileno XXI.

2017-6-90T9G-15-0504-01-001 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción cumpla con la entrega comprometida de cantidad y calidad del gas húmedo para Pemex Transformación Industrial, a fin de que pueda suministrarlo, de acuerdo con lo pactado con el Complejo Etileno XXI, a fin de evitar penalizaciones.

2017-6-90T9M-15-0504-01-003 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Pemex Exploración y Producción y Pemex Etileno, someta a la aprobación del Comité de Estrategia e Inversiones del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, el "Caso de Negocio" establecido en las Políticas y Lineamientos Generales, para que se realicen los estudios técnicos y financieros que permitan definir las alternativas que incluyan estrategias de inversión y de suministro en infraestructura (perforación y extracción, almacenamiento y transporte) e importación de gas húmedo y etano, a fin de que Pemex Exploración y Producción suministre el gas húmedo necesario y, a su vez, Pemex Transformación Industrial incremente la utilización de la capacidad instalada de los complejos procesadores de gas y proporcione el volumen comprometido al Complejo Etileno XXI, en tanto que Pemex Etileno complemente su demanda para minimizar las penas por incumplimiento en el volumen.

7. Contrato de servicio de transporte de etano (etanoductos)

En el acta núm. 849 del 29 de octubre de 2012, del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (PEMEX), los consejeros emitieron las opiniones respecto del transporte por ducto siguientes:

- Un consejero indicó que en febrero de 2010, cuando se firmó el contrato del Complejo Etileno XXI, se sabía que se requeriría el ducto, por lo cual pudo incluirse en ese proyecto, y se hubiera evitado la urgencia presentada después de tres años.

- Otro consejero indicó que le parecía relevante aprobar el contrato, dadas las implicaciones que tendría para Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) el retrasarlo, ya que se podría incurrir en penalizaciones graves. Explicó que se trataba de un contrato singular porque deriva del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el Ramo del Petróleo, que fue controvertido por la Cámara de Diputados, pero cuya constitucionalidad fue confirmada por la Suprema Corte de Justicia de la Nación.
- Otro consejero señaló que se trata de transportar un petroquímico básico y que será la primera ocasión que se estaría hablando de transporte de productos, cuyo manejo está reservado a la Nación.
- Otro consejero manifestó que el posponer la aprobación podría derivar en algún tipo de responsabilidad si el ducto no estuviera a tiempo ni empatado con el proyecto del Complejo Etileno XXI que está avanzando.
- Otro consejero indicó que la Secretaría de Economía había seguido el proyecto y destacó la importancia que tiene para el país, ya que se trata de la mayor inversión extranjera directa que jamás haya tenido un país en desarrollo.

Por lo anterior, se sometió la propuesta a consideración del Consejo, de lo que resultaron siete votos a favor y siete en contra. El secretario declaró un empate y se adoptaron los acuerdos siguientes:

“Primero: Aprueba el contrato tipo "A" de servicio de transporte de etano, entendiéndose como tal el documento ejecutivo que contiene los términos y condiciones técnicas, económica ambientales, sociales y legales fundamentales de la contratación, sin prejuzgar la modalidad de esta última”.

“Segundo: Determina los términos y condiciones que no podrán ser modificados sin su consentimiento, en los términos presentados”.

Como resultado del contrato de suministro de etano, el 13 de diciembre de 2012, PGPB firmó un contrato de servicio de transporte de etano con Gasoductos del Sureste, S. de R.L, de C.V. (el transportista), con objeto de prestar los servicios de transporte por ducto de etano y etano líquido en los centros procesadores de gas (CPG) de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus, así como en los complejos Etileno XXI y Petroquímico Cangrejera, y el pago del servicio por parte de PGPB al transportista, con una vigencia de 21 años (un año de pruebas y 20 años de operación comercial en el Complejo Etileno XXI).

En el primer convenio modificatorio suscrito el 13 de junio de 2014, la vigencia del contrato se redujo a 20 años y seis meses, debido a que el Complejo Etileno XXI notificó que no requeriría etano para realizar pruebas en 2014 y, por ende, se modificó el cambio en la fecha de inicio de la operación comercial.

El 31 de julio de 2015, se firmó el segundo convenio modificatorio al contrato referido, en el cual PGPB y el transportista acordaron, con base en el último presupuesto estimado de inversión, actualizar y modificar los pagos por servicio, en el entendido de que el transportista no tendrá derecho de solicitar un nuevo ajuste a los pagos por variaciones en el costo de inversión, por lo cual se modificaron los anexos 15 “Pago por servicios” y 22 “Metodología de

actualizaciones de pago por servicio”, que determinan la forma de calcular la tarifa por segmento.

Por lo anterior, el monto del contrato pasaría de 982,709.6 miles de dólares, autorizados inicialmente, a 1,346,434.0 miles de dólares, autorizados por el Consejo de Administración de PEMEX en la sesión 895 del 29 de julio de 2015.

El transportista y PGPB acordaron el pago del servicio de transporte, para lo cual se estimaron tres conceptos: gastos de operación y mantenimiento, gastos de administración, y depreciación de activos fijos. El transportista obtendría una utilidad con el fin de recuperar el costo de inversión, de acuerdo con la cláusula 10.2 “Actualizaciones”, inciso b.

El 18 de noviembre de 2015, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó los permisos de transporte por ducto de petroquímicos núms. PQ/9206/TRA/DUC/2015 y PQ/9207/TRA/DUC/2015, en los cuales se establece que el sistema de transporte “etanoductos” se divide en tres segmentos: segmento I, del Complejo Procesador de Gas (CPG) Área Coatzacoalcos, al Complejo Etileno XXI, con una longitud de 5.2 kilómetros; segmento II, de los CPG de Cactus y Nuevo Pemex al Complejo Etileno XXI, con una longitud de 147 kilómetros; y el segmento III, del CPG de Ciudad Pemex al CPG de Nuevo Pemex, con una longitud de 80.6 kilómetros.

Se verificaron los pagos del servicio de transporte de etano por segmento, con los resultados siguientes:

- **Segmento I**

El 20 de enero de 2015, se inició la operación comercial del segmento I, con una tarifa inicial de 14,031.8 dólares por día (US\$/d), la cual se actualizó en septiembre de ese año a 15,756.6 US\$/d, vigente a septiembre de 2016; de enero a septiembre de 2017, se actualizó a 14,956.7 US\$/d, y de octubre a diciembre, a 15,556.6 US\$/d. Se comprobó que en 2017, PTRI pagó 103,870.5 miles de pesos, más el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

- **Segmento II**

El 8 de julio de 2015, se inició la operación comercial del segmento II, con una tarifa inicial de 77,876.6 US\$/d, la cual se actualizó en septiembre de ese año a 93,512.0 US\$/d, vigente a septiembre de 2016; de enero a septiembre de 2017, se actualizó a 89,767.7 US\$/d, y de octubre a diciembre, a 93,368.0 US\$/d, por lo que se comprobó que en 2017, PTRI pagó 623,413.1 miles de pesos, más IVA.

- **Segmento III**

El 21 de diciembre de 2015, se inició la operación comercial del segmento III, con una tarifa inicial de 36,298.9 US\$/d, la cual se actualizó en septiembre de ese mismo año a 70,859.0 US\$/d, vigente a septiembre de 2016; de enero a septiembre de 2017, se actualizó a 71,355.1 US\$/d, y de octubre a diciembre, a 74,216.9 US\$/d, por lo que se comprobó que en 2017, PTRI pagó 495,542.0 miles de pesos, más IVA.

Conviene mencionar que en 2017, no se utilizó el tramo I; sin embargo, Pemex Transformación Industrial (PTRI) pagó al transportista 103,870.5 miles de pesos, más IVA, por

ese segmento, en cumplimiento de la cláusula 4.13 “Pago” del contrato de servicio de transporte.

Por otra parte, en el contrato de servicio de transporte se establecieron las causales de rescisión y de terminación del mismo, como sigue:

a. Rescisión del contrato

Las causales de rescisión del contrato se derivan del incumplimiento del mismo, ya sea por parte de PGPB o del transportista, las cuales pueden surgir o no durante su vigencia. Algunas de las causales pueden ser subsanadas dentro del plazo previsto para cada supuesto.

En caso de que el transportista se encuentre en alguno de los supuestos establecidos en la cláusula 13.1 “Eventos de Incumplimiento del Transportista”, PGPB deberá otorgar al transportista un periodo para subsanar el incumplimiento de que se trate. Si concluye ese periodo sin que el transportista hubiera subsanado el incumplimiento, PGPB podrá determinar la rescisión administrativa del contrato.

En tal caso, el transportista deberá pagar a PGPB una pena convencional equivalente al monto de la garantía prevista en la cláusula “Garantía”, disminuida por el monto de las penalizaciones que el primero hubiera pagado al segundo con anterioridad a la rescisión del contrato.

Además, PGPB, sujeto a la ley aplicable y a que obtenga las autorizaciones necesarias, tendrá derecho de comprar o designar a un tercero a fin de que compre todos los derechos, títulos e intereses del transportista en y con respecto de los activos del proyecto a un precio que se negociará de buena fe entre las partes.

El transportista tendrá derecho de recibir el pago por los servicios de transporte prestados a la fecha de dicho incumplimiento, según se aplique, así como de cualquier monto líquido y exigible a la fecha que derive de la prestación de los servicios de transporte.

b. Terminación anticipada

PGPB podrá terminar de forma anticipada el contrato cuando se presente alguna de las causales que impidan dar continuidad al contrato de servicio de transporte, ya sea por un caso fortuito o fuerza mayor, por la imposibilidad de determinar la temporalidad de la suspensión del contrato, cuando se presenten causas que impidan su ejecución, o cuando la Secretaría de la Función Pública, o los órganos Internos de Control en PEMEX, mediante resolución, determinen la nulidad total o parcial que dio origen al contrato.

En este caso, el transportista tendrá derecho de recibir:

1. El pago por servicio devengado a la fecha de la terminación anticipada.
2. La cuota por caso fortuito o fuerza mayor después de la fecha de operación comercial o la cuota por terminación después de la fecha de operación comercial, o la que se aplique para cada segmento.
3. Los gastos que se originen por la terminación anticipada, siempre que éstos sean razonables, deben estar debidamente comprobados y relacionados directamente con la terminación anticipada.

Además, se estableció que en caso de que surja alguna situación distinta de las causales de rescisión, será resuelta mediante un procedimiento de conciliación para intentar resolver la disputa. Si no se llegara a un acuerdo satisfactorio para ambas partes, o alguno se rehusara a seguir el procedimiento de conciliación, la disputa deberá ser resuelta mediante arbitraje de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional vigente al inicio del arbitraje. El laudo arbitral será definitivo y obligatorio para las partes, y el costo del arbitraje será pagado por la parte desfavorecida por el laudo.

Conviene mencionar que en 2012, PGPB tenía una participación en Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., del 50.0%, negocio que le ofrecía las ventajas siguientes:

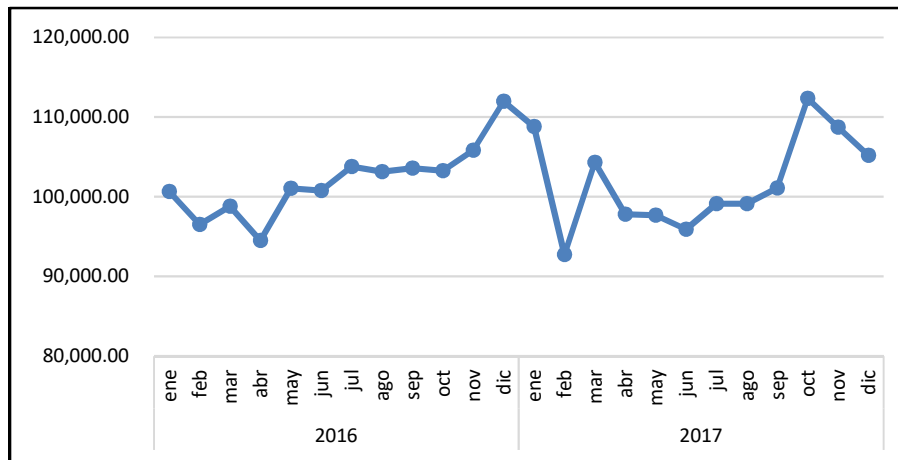
- PGPB era miembro del Consejo de Administración, lo que le permitía influir en las decisiones de dicha empresa.
- Gasoductos de Chihuahua demostró ser un vehículo ágil para la prestación de servicios de transporte de hidrocarburos por medio de empresas de propósito específico.
- Las inversiones realizadas representaban información para PGPB, lo que brindaba transparencia en la determinación del pago de servicio de transporte.
- Al participar como accionista, a PGPB le correspondía el 50.0% de las utilidades que obtendría el prestador de servicios.

Sin embargo, de acuerdo con el “Documento soporte de la desinversión de la participación de PGPB”, del 19 de junio de 2015, PGPB vendió su participación a la empresa Infraestructura Energética Nova S.A.B. de C.V. (IEnova). La justificación de la desinversión de la participación de PEMEX, se sustentó en buscar maximizar sus recursos en proyectos con altos rendimientos de acuerdo con su nuevo modelo de negocio, al considerar que la compañía no representaba un activo estratégico, en la necesidad de buscar diversificar sus fuentes de financiamiento, también se consideró el momento que experimenta la industria mexicana de energía, en tener una oferta atractiva de parte de IEnova y en la rentabilidad que representó para PEMEX realizar la desinversión a los niveles de oferta disponible.

El 27 de septiembre de 2016, se concretó la venta de la participación accionaria de PEMEX en 609.0 millones de dólares, valor de la empresa, según el estudio del valuador.

Por otra parte, se analizó el comportamiento de los pagos por el servicio de transporte en 2016 y 2017, como sigue:

PAGOS POR EL SERVICIO DE TRANSPORTE
(Miles de pesos)



FUENTE: Memoria de cálculo de los pagos por servicio del transporte de etano.

La tarifa del servicio de transporte de etano de 2016 y 2017, se ajustó en forma anual de acuerdo con el índice de inflación. El comportamiento al alza y baja de las tarifas se debió al tipo de cambio y a los días de cada mes, ya que el servicio de transporte se realiza diariamente.

De lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En 2017, PTRI pagó 1,222,825.6 miles de pesos, más IVA, por el servicio de transporte de etano de los segmentos I, II y III.
- En el contrato de servicio de transporte se establecieron causales a favor de PGPB de rescisión y terminación anticipada; sin embargo, en ninguna se establece que PGPB/PTRI pueda rescindir o terminar el contrato en caso de que ese organismo presente dificultades económicas o cambios en las condiciones del mercado, por lo que, en caso de que decidiera darlo por terminado, deberá hacerlo mediante un procedimiento de conciliación o arbitraje, de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional vigente.
- PGPB era propietario del 50.0% de las acciones de Gasoductos de Chihuahua, S. de R.L. de C.V., y por lo tanto, podía influir en las decisiones de negocio, lo que le representaba el beneficio de tener el 50.0% de las utilidades que obtendría el prestador de servicios. Sin embargo, el 27 de septiembre de 2016, PGPB vendió su participación, por 609.0 millones de dólares.

8. Participación de la Comisión Reguladora de Energía en los contratos de suministro y de servicio de transporte de etano

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es una dependencia de la Administración Pública Federal centralizada, con carácter de órgano regulador coordinado en materia energética, de conformidad con el artículo 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

De acuerdo con el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la CRE:

Fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

En el artículo décimo tercero transitorio de la Ley de Hidrocarburos se establece que:

La regulación de las ventas de primera mano⁶ incluirá la aprobación y expedición de los términos y condiciones generales, así como la expedición de la metodología para calcular sus precios. En estas materias, se deberá observar la práctica común en mercados desarrollados de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, por lo que los precios deberán reflejar, el costo de oportunidad, así como las condiciones y prácticas de competitividad en el mercado internacional de esos productos.

También, la Ley de la Industria Eléctrica y demás leyes aplicables disponen lo siguiente:

“La CRE deberá regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos”.

Por lo anterior, se analizó la participación de la CRE en los contratos de suministro y de servicio de transporte de etano.

En la Resolución núm. RES/036/2010 “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprobó los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de etano, así como la metodología para la determinación de sus precios, para el proyecto”, publicada el 11 de febrero de 2010, la CRE informó que las condiciones y características del modelo de contrato de suministro propuesto por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) reflejan prácticas comunes en la industria, que son resultado de la negociación y discusión con el consorcio ganador en el proceso de subasta, así como con otros participantes.

De acuerdo con sus facultades, la CRE aprobó los términos y condiciones a los que deben sujetarse las ventas de primera mano de etano, así como la metodología para determinar el precio para la venta al Complejo Etileno XXI. En la cláusula 4.4 “Transferencia de propiedad” del contrato de suministro de etano se estableció que PGPB pagará todos los costos relacionados con el transporte de etano al punto de entrega, por lo que, desde 2010, ya se tenía considerado que PGPB, actualmente PTRI, absorbería el costo de transporte durante los 20 años de vigencia del contrato.

La CRE informó que, de acuerdo con la resolución RES/036/2010, la metodología de precio de venta de primera mano de etano propuesta por PGPB y autorizada por la CRE, no consideró

⁶ Ventas de primera mano: primera enajenación, en territorio nacional, que realice PEMEX, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra empresa productiva del Estado, o una persona moral, por cuenta y orden del Estado, a un tercero o entre ellos.

los costos de servicio de transporte por ducto, ya que no se previó en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía⁷ vigente en ese momento.

Además, en la propuesta presentada por PGPB para autorizar la fórmula de precio de venta de primera mano del etano para el proyecto, se indicó que se desarrollarían diversos proyectos de inversión con objeto de disponer de la infraestructura necesaria para abastecer, a partir de 2014, la demanda de etano de Pemex Petroquímica (PPQ) y del proyecto, mediante el proyecto integral de transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos. Estos proyectos se presentarían, para su autorización, a las instancias correspondientes en fechas posteriores. Por ello, la CRE determinó que las contraprestaciones asociadas con el proyecto integral de transporte de petroquímicos de Nuevo Pemex-Cactus a Coatzacoalcos (transporte del etano), se sujetarían a una evaluación posterior y que, por tanto, era independiente del precio de venta de primera mano que, conforme a la propuesta de PGPB, consistía únicamente en el costo de la molécula.

En la RES/047/2016, publicada el 28 de enero de 2016, se expiden las “metodologías para determinar los precios de ventas de primera mano de los productos petroquímicos y petrolíferos distintos de la gasolina y diésel”; en su considerando noveno se incluyen los elementos que integrarían el precio y que deben considerarse en los costos de logística (transporte). Sin embargo, en la fórmula de venta de etano establecida en el contrato de suministro con el Complejo Etileno XXI, no se incluyeron los costos de transporte.

En el resolutivo cuarto de la RES/047/2016 se establece que:

“Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, empresas filiales o divisiones, así como cualquier entidad controlada por dichas personas, deberán realizar las acciones necesarias para adecuar los contratos vigentes a fin de que reflejen las disposiciones establecidas en esta resolución”.

Sin embargo, en el resolutivo quinto de la RES/071/2016 publicada el 23 de marzo de 2016, se dispuso lo siguiente:

“... la Comisión Reguladora de Energía emite las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las ventas de primera mano y la comercialización de petrolíferos y petroquímicos, con excepción de gasolina, diésel y gas licuado de petróleo, con condiciones de regulación asimétrica a Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, sus empresas filiales y divisiones y cualquier otra entidad controlada por dichas personas...”

“Antes del 29 de febrero de 2016, Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios, empresas filiales o divisiones, así como cualquier entidad controlada por dichas personas, deberán realizar las acciones necesarias para adecuar los contratos vigentes de petrolíferos, con excepción de los relativos a gasolina y diésel, a fin de que reflejen las disposiciones establecidas en esta Resolución. Por lo que toca a petroquímicos, los

⁷ Ley abrogada el 11 de agosto de 2014, con la entrada en vigor de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

adquirentes podrán optar por mantener sus contratos vigentes en sus términos originales, o solicitar su adecuación antes del 31 de mayo de 2016”.

El 8 de agosto de 2018, se solicitó a la CRE que emitiera su postura respecto del proyecto. El 23 de agosto de 2018, la Secretaría Ejecutiva de la CRE manifestó, de conformidad con las facultades conferidas en la Ley de Hidrocarburos, que no está en posición de emitir una postura sobre este proyecto, ya que no está dentro de sus atribuciones el intervenir en la negociación de las condiciones comerciales que se pacten o se hayan pactado entre particulares durante la contratación de suministro de productos regulados, o de la prestación de servicios asociados a los mismos. Sin embargo, los antecedentes de la participación de la CRE en la autorización de la fórmula indican que no determinó inconveniente en el proceso desarrollado por PGPB para asignar el contrato de suministro de etano como parte del proyecto; además, estuvo de acuerdo con la fórmula propuesta para determinar el precio de venta de primera mano basada en las referencias del etano en Mont Belvieu y del gas natural en Henry Hub, ya que ésta permitiría reflejar el costo de oportunidad⁸ del etano, al considerar las condiciones de competencia con las que se diseñó el proyecto.

Se comprobó que en la fórmula del precio de venta de etano sólo se consideraron los precios internacionales a los cuales se les aplicaron los descuentos y el tipo de cambio, por lo que en el precio otorgado al Complejo Etileno XXI no se reconocieron los costos de producción y transporte reales, ni el margen de utilidad. En consecuencia, en el 2017, PTRI tuvo una pérdida de 1,707,345.5 miles de pesos.

Si bien en la resolución RES/047/2016, la CRE estableció que PEMEX debería realizar las acciones necesarias para adecuar los contratos vigentes a fin de que reflejaran las disposiciones establecidas en esa resolución, en la resolución RES/071/2016 publicada el 23 de marzo de 2016, la CRE presentó la opción para que, en el caso del etano, entre otros petroquímicos, se mantengan los contratos vigentes en sus términos originales, o se solicite su adecuación.

Por otra parte, el 8 de agosto de 2018, se solicitó a la CRE que informara sobre su participación en el proceso de adjudicación del contrato de servicio de transporte de etano. El 23 de agosto de 2018, la CRE manifestó que, de conformidad con el artículo 3, fracción VII, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, contaba con atribuciones para aprobar y expedir los términos y condiciones a los que deberán sujetarse las ventas de primera mano del combustóleo, el gas y los petroquímicos básicos, entre ellos el etano, así como las metodologías para determinar sus precios, pero no tiene facultades para regular o participar en los procesos de adjudicación de los contratos de servicio de los entes regulados.

Además, la CRE aclaró que su alcance sobre el proyecto de Gasoductos del Sureste S. de R.L. de C.V., se limitó a otorgar los permisos del servicio de transporte, así como de evaluar el

⁸ Si el precio de etano respecto del gas natural en el mercado es menor, entonces los productores optan por venderlo dentro de la corriente de gas natural como combustible (para incrementar el poder calorífico de gas con alto contenido de nitrógeno) o reinyectarlo a pozos para extraer crudo. En caso contrario, si el precio del etano es mayor al gas natural, los productores lo venden al precio para su uso petroquímico.

cumplimiento de la regulación aplicable. Por ello, el 18 de noviembre de 2015, la CRE otorgó el título de permiso de transporte de petroquímicos.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- En la Resolución núm. RES/036/2010 “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía aprobó los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de etano, así como de la metodología para la determinación de sus precios, para el proyecto”, publicada el 11 de febrero de 2010, la CRE autorizó la fórmula que se aplicaría en las ventas de primera mano de etano, basada en las referencias Mont Belvieu y del gas natural en Henry Hub, además de un factor de ajuste. Sin embargo, en la fórmula del precio de venta de etano sólo se consideraron los precios internacionales, a los cuales se les aplicaron los descuentos y el tipo de cambio, por lo cual en el precio otorgado al Complejo Etileno XXI no se reconocen los costos de producción y transporte reales, ni tampoco el margen de utilidad. Por tanto, en 2017, PTRI tuvo una pérdida de operación de 1,707,345.5 miles de pesos.
- Si bien en la resolución RES/047/2016, la CRE estableció que Petróleos Mexicanos (PEMEX) debería realizar las acciones necesarias para adecuar los contratos vigentes, a fin de que reflejaran las disposiciones establecidas en esa resolución, en la resolución RES/071/2016 publicada el 23 de marzo de 2016, la CRE da la opción para que en el caso de etano, entre otros petroquímicos, se mantengan los contratos vigentes en sus términos originales, o se solicite su adecuación.
- De acuerdo con el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, es necesario que la CRE realice las acciones necesarias a fin de fomentar el desarrollo eficiente de la comercialización del etano.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la Dirección General Adjunta de Programas Transversales de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) informó que, de conformidad con el transitorio décimo tercero de la Ley de Hidrocarburos, la CRE ha emitido una serie de instrumentos regulatorios referente a las ventas de primera mano de petroquímicos, como la resolución núm. RES/071/2016, la cual, en su resolutivo quinto dispuso que los adquirientes podrían optar por mantener sus contratos vigentes en sus términos originales o solicitar su adecuación. Por lo anterior, cualquier modificación por parte de la CRE a los contratos de suministro de petroquímicos, sólo puede provenir de la solicitud y justificación de PEMEX, así como de sus órganos subsidiarios y del adquiriente.

La observación persiste debido a que la CRE debe dar seguimiento, mediante la modificación o emisión de una nueva resolución, en la que las adecuaciones a los contratos de suministro de petroquímicos no brinden la opción de mantener los contratos vigentes en sus términos originales.

2017-0-45100-15-0504-01-002 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de su competencia, emita y publique la resolución por la cual se determine; y que Petróleos Mexicanos realice las acciones necesarias para adecuar los contratos vigentes referente a petroquímicos, sin que sea

potestativo para los adquirentes, a fin de modificar los términos contractuales originales, y evitar desventajas contra el Estado Mexicano.

9. Cadena productiva etano-etileno en Petróleos Mexicanos (PEMEX)

A partir de 2004, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), actualmente Pemex Transformación Industrial (PTRI); Petroquímica Cangrejera, S.A. de C.V.; Petroquímica Morelos, S.A. de C.V., y Petroquímica Pajaritos, S.A. de C.V., actualmente Petroquímica Mexicana de Vinilo, iniciaron la cadena productiva etano-etileno como empresas filiales de Pemex Petroquímica (ahora Pemex Etileno).

En el Informe Anual 2016 de PEMEX se indicó que, en relación con los productos de la cadena etano-etileno, en ese año se produjeron 1,690.7 miles de toneladas (Mt), con una reducción respecto de 2015 de 15.2%, debido a una menor disponibilidad de materia prima, y a que en abril de 2016 entró en operación el Complejo Etileno XXI, lo cual redujo, en forma considerable, el suministro de etano a Pemex Etileno.

Además, el Informe Anual 2017 de PEMEX se mencionó que la producción de petroquímicos en Pemex Etileno alcanzó en ese año 1,274.1 Mt, 24.6% menos respecto de 2016, como resultado de la reducción en la entrega de etano a Pemex Etileno, debido a la entrada en operación del Complejo Etileno XXI, al cual se le suministró etano desde abril de 2016.

De acuerdo con el documento “Visión de Negocios” de PEMEX, la producción se concentra en el etileno y óxido de etileno. Pemex Etileno es una de las empresas más rentables del grupo PEMEX, ya que presenta múltiplos favorables sobre el valor de su materia prima (etano); sin embargo, sus márgenes se ven mermados con frecuencia debido a la falta de materia prima.

Pemex Etileno implantó diversas medidas para enfrentar la escasez de etano y diversificar su portafolio de productos, como sigue:

- En sinergia con PTRI, se enriqueció el contenido de propano en el etano al 7.1% en 2017 (80 toneladas diarias). Con este incremento se obtuvo una producción adicional de etileno de 60.0 toneladas diarias.
- La importación de etano permitirá a Pemex Etileno estabilizar su producción de polietilenos y óxido de etileno.
- En el Plan de Negocios de PEMEX se informó que al solucionar el problema de la materia prima, Pemex Etileno se puede consolidar como una empresa rentable con márgenes atractivos. La cadena de valor de etileno incrementaría entre 12 y 20 veces el valor de su materia prima (etano).

En el acta de sesión ordinaria núm. 10 del 27 de septiembre de 2018, del Consejo de Administración de Pemex Etileno, se mencionó lo siguiente:

El problema principal para importar etano es la infraestructura; sin embargo, el proyecto consiste en utilizar infraestructura existente de Pemex Etileno, como la Terminal Refrigerada de Etileno en Pajaritos, la cual se conecta con los complejos petroquímicos de Cangrejera y Morelos. Esta terminal está diseñada para almacenar y exportar etileno; sin embargo, sin necesidad de mayor inversión, se podría modificar para recibir etano líquido y almacenarlo, vaporizarlo y conectarlo a las plantas de etileno de Cangrejera y Morelos.

Con los precios que se han comentado a las empresas interesadas, las plantas de polietileno de baja densidad, las de óxido de etileno y la planta swing, se recuperarían los costos fijos y los variables; es decir, existe una factibilidad comercial de importar etano a un precio mayor al nacional, dada la restricción de etano nacional.

El 12 de enero de 2018, en Coatzacoalcos, Veracruz, atracó el primer buque de etano importado con 4.9 Mt; en marzo se recibieron dos buques con 4.9 Mt cada uno.

Durante febrero y marzo de 2018, en la planta de etileno de Cangrejera se consumió etano importado con un estimado de 11.8 miles de toneladas.

ETANO IMPORTADO Y PRODUCTOS OBTENIDOS				
(Miles de toneladas y miles de pesos)				
Etano importado consumido	Productos obtenidos			Contribución marginal ⁹ estimado (miles de pesos)
	Etileno producido	Polietileno de baja densidad producido	Óxido de etileno producido	
11.8	8.6	5.4	2.7	50,900.0

FUENTE: Informe ejecutivo del Director General de enero a diciembre de 2017, presentado en la sesión ordinaria 12 del 12 de abril de 2018, ante el Consejo de Administración de Pemex Etileno.

Se estima que el consumo de las 11.8 miles de toneladas de etano importado tuvo una contribución marginal en Pemex Etileno por 50,900.0 miles de pesos.

En el acta de la sesión ordinaria 2, del 12 y 13 de abril de 2018, el Consejo de Administración de Pemex Etileno mencionó lo siguiente:

En Estados Unidos existen cada vez más excedentes de etano y de etileno; además, se están construyendo varias terminales para exportar y algunas ya están funcionando, por lo que a la fecha, se importa etano y se envía a las plantas con márgenes más altos, ya que ese producto tiene un precio más alto que el etano nacional proporcionado por PTRI.

Por otro lado, el Director General de Pemex Etileno informó que las plantas del complejo no son fáciles de apagar y arrancar; además, al tener los dos crackers en operación se puede aprovechar la materia prima cuando está disponible.

Al respecto, el Coordinador de Operaciones de Pemex Etileno explicó las implicaciones de apagar y arrancar los crackers, los cuales tenían un restablecimiento de siete días con un costo mayor a los 50 millones de pesos, hasta un restablecimiento de 11 días con un costo cercano a 100 millones de pesos.

Además, debido a que disminuyó el suministro de materia prima, la iniciativa de almacenamiento de etano se modificó por la importación de etano, por lo que la terminal de etileno se reconfiguró en una terminal dúplex, tanto de etano como de etileno.

⁹ Contribución marginal: diferencia entre las ventas netas y el costo de ventas que muestra la capacidad de cubrir los costos fijos y obtener utilidades.

Conviene mencionar que Pemex Etileno suscribió con Pemex Procurement International, Inc., actuando por cuenta y orden de Pemex Etileno y el vendedor, el contrato para el suministro de etano líquido pureza 94.0% mínimo, a la Terminal Refrigerada de Etileno y Embarques Pajaritos (TREP) de Pemex Etileno, para el periodo 2018-2020.

En el contrato se establecieron las cantidades o volúmenes requeridos, como sigue:

ETANO A IMPORTAR POR PEMEX ETILENO DE 2018 A 2020
(MILES DE TONELADAS Y METROS CÚBICOS)

Año	Cantidad mínima		Cantidad máxima	
	(Miles de toneladas)	(Metros cúbicos)	(Miles de toneladas)	(Metros cúbicos)
2018	108.0	87,195,960.0	144.0	116,261,280.0
2019	216.0	174,391,920.0	288.0	232,522,560.0
2020	216.0	174,391,920.0	288.0	232,522,560.0

FUENTE: Contrato suscrito con Pemex Procurement International, Inc., actuando por cuenta y orden de Pemex Etileno y el vendedor, para el suministro de etano líquido pureza 94.0% mínimo, a la Terminal Refrigerada de Etileno y Embarques Pajaritos (TREP) de Pemex Etileno, para los años 2018-2020, y factores de conversión proporcionados por Pemex Transformación Industrial.

En 2017, PTRI suministró 607,471,456.9 m³ de etano a Pemex Etileno; sin embargo, dejó de enviar 132,426,938.95 m³ al Complejo Etileno XXI, lo cual le generó una penalización de 810,155.4 miles de pesos, debido a que PTRI incumplió con el suministro del etano.

Por lo anterior, y considerando el menor daño al Estado, PTRI y Pemex Etileno deberán evaluar la mejor opción para que PTRI cumpla con los volúmenes contractuales con el Complejo Etileno XXI, teniendo como premisa la importación de etano que realizó Pemex Etileno.

Con motivo de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante nota informativa del 18 de diciembre de 2018, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño (DCPCD) de PEMEX informó que al elaborar el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) del 2017, el pronóstico de la disponibilidad de etano no ponía en riesgo los compromisos contractuales de suministro de etano con el Complejo Etileno XXI; sin embargo, la tendencia descendente que se observaba en 2017, para las proyecciones a mediano plazo (2018) en la producción de gas húmedo amargo del sureste suponía una limitación en el abasto de etano que afectaría a este cliente. Por ello, en el segundo semestre de 2017 Pemex Etileno, PTRI y la DCPCD analizaron diferentes escenarios para cumplir con la entrega de la totalidad de etano requerida por los clientes de PTRI, y se tomó la decisión de que Pemex Etileno importara etano, a fin de minimizar los posibles incumplimientos por parte de PTRI, privilegiando la maximización de la renta de Pemex Etileno.

Sin embargo, lo informado por la entidad no atiende la observación, debido a que si bien PEMEX, en coordinación con Pemex Etileno y PTRI, decidieron que Pemex Etileno importara etano, no proporcionó el soporte documental de los escenarios de negocio ni las alternativas analizadas, en los que se reflejen las mejores condiciones para PEMEX.

La acción correspondiente a esta observación se presenta en el Resultado Núm. 6 “Daños recuperables del contrato de suministro de etano”, núm. 2017-6-90T9M-15-0504-01-003.

Por otra parte, en 2017, se suministraron al Complejo Etileno XXI 57.7 miles de barriles diarios (Mbd) de etano, cantidad inferior a los 66.0 Mbd comprometidos contractualmente, equivalentes a 132,426,983.9 m³ de etano, de lo que resultaron daños y perjuicios a cargo de PTRI por 810,155.4 miles de pesos.

Ante el incumplimiento en la entrega de etano en 2018, por parte de PTRI, Pemex Etileno importó etano para utilizarlo en sus Complejos Petroquímicos Cangrejera y Morelos. Se comparó el volumen de los daños y perjuicios por incumplimiento de los volúmenes contractuales por 132,426,983.9 m³, y se comparó con los costos por importar, en el supuesto de que se hubiera importado etano y vendido al Complejo Etileno XXI, con objeto de evitar el cargo por daños y perjuicios como se muestra a continuación:

INGRESOS QUE SE OBTENDRÍAN EN CASO DE HABER VENDIDO EL ETANO NO ENTREGADO EN 2017

(Miles de pesos)

Mes	Etano no entregado (m3)	Precio de venta por m3	Ingresos
Enero	2,953,333.7	3.48	10,277.6
Febrero	496,838.5	3.63	1,803.5
Marzo	1,482,357.6	3.24	4,802.8
Abril	4,251,346.2	2.89	12,286.4
Mayo	7,233,947.6	2.94	21,267.8
Junio	25,287,007.3	3.11	78,642.6
Julio	11,560,094.1	2.88	33,293.1
Agosto	16,164,421.7	2.88	46,553.5
Septiembre	15,974,104.3	3.06	48,880.8
Octubre	11,750,725.8	3.01	35,369.7
Noviembre	14,507,280.3	3.27	47,438.8
Diciembre	20,765,527.0	3.29	68,318.6
Total 2017	132,426,983.9		408,935.2

FUENTE: Precios de venta de etano vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre 2017, emitidos por la Dirección de Comercialización de PTRI. Incluyen dos variables con las cuales se descuenta el 30.0% o 20.0% en los precios internacionales "Mont Belvieu Purity Ethane " y "Henry Hub Natural Gas", respectivamente.

Es conveniente mencionar que el precio de venta de etano vigentes del 1 de enero al 31 de diciembre 2017, incluyó dos variables con las cuales se descuenta el 30.0% o 20.0% sobre los precios internacionales "Mont Belvieu Purity Ethane" y "Henry Hub Natural Gas", respectivamente. Por lo anterior, de haberse entregado el volumen de etano, los ingresos para PTRI totalizarían un importe de 408,935.2 miles de pesos.

A continuación, se muestra el costo de importar el volumen comprometido contractualmente considerando los precios obtenidos en la importación de Pemex Etileno, considerando los tipos de cambio de dólar de 2017.

COSTO DEL ETANO EN EL SUPUESTO CASO DE IMPORTAR EL VOLUMEN DE ETANO EN 2017

(Miles de pesos)

Mes	Etano importado (supuesto) (m3)	Precio de etano	Costo del etano importado
Enero	2,953,333.7	8.39	24,778.5
Febrero	496,838.5	7.62	3,785.9
Marzo	1,482,357.6	8.13	12,051.6
Abril	4,251,346.2	7.88	33,500.6
Mayo	7,233,947.6	7.88	57,003.5
Junio	25,287,007.3	7.62	192,687.0
Julio	11,560,094.1	7.62	88,087.9
Agosto	16,164,421.7	7.62	123,172.9
Septiembre	15,974,104.3	7.62	121,722.7
Octubre	11,750,725.8	7.62	89,540.5
Noviembre	14,507,280.3	7.62	110,545.5
Diciembre	20,765,527.0	7.62	158,233.3
Total 2017	132,426,983.9		1,015,109.9

FUENTE: Precio de etano obtenido del Sistema de Información Energética.
Determinado con base en las importaciones de Pemex Etileno en 2018, con tipos de cambio de dólar de 2017.

PTRI tendría que pagar 1,015,109.9 miles de pesos por la importación del volumen comprometido, monto que incluye el precio del etano más el flete o transporte de Houston a la Terminal Refrigerada de Pajaritos en Coatzacoalcos, Ver., propiedad de Pemex Etileno; sin embargo, el precio no considera el flete de Coatzacoalcos Ver., a las instalaciones del Complejo Etileno XXI, debido a que en el contrato vigente se prevé la entrega en sus instalaciones sin costo alguno.

Es conveniente mencionar que Pemex Etileno pagó por la importación, de acuerdo con las condiciones: en 20 días naturales después de haberlo recibido, mientras que las condiciones para Braskem-Idesa son de 30 días después de haber entregado el producto, por lo cual Pemex estaría financiando al menos 10 días la operación. Para el presente análisis no se consideró el costo financiero de la operación, debido a que no resulta significativo y por otro lado no se tiene precisión sobre las fechas y volúmenes de la importación y la logística entre la capacidad de transporte por barco y la entrega en las instalaciones del Complejo Etileno XXI.

Tampoco se incluyó el costo de recibir el producto importado y entregarlo en las instalaciones del Complejo Etileno XXI (transporte), tal como lo establece el contrato, ya que la entrega se realiza en sus instalaciones sin costo alguno, debido a que no se tiene antecedente y por tanto el costo del transporte de Coatzacoalcos Ver., a las instalaciones del Complejo Etileno XXI.

Finalmente, resulta importante mencionar que PTRI confirmó que no cuenta con infraestructura para almacenar ni transportar el etano.

- Para el uso del etanoducto este sólo permite enviar la corriente de etano en una sola dirección a la planta del Complejo Etileno XXI.
- Por lo cual tendría que utilizar autos tanque cuyo costo no está incluido en el cálculo debido a que, como se mencionó no se tiene antecedente alguno sobre estas operaciones.

Al comparar ambos resultados, se obtuvo lo siguiente:

COMPARATIVO DE LOS DAÑOS POR MULTA CON LA PÉRDIDA EN LA VENTA DEL ETANO IMPORTADO
(Miles de pesos)

A	B	C=A-B	D	D-C
Ingresos que se obtendrían en el supuesto de haber vendido el etano importado	Costo de etano importado	Pérdida en la venta del etano importado	Daños y perjuicios. Multa por 200% del precio de venta	Daño menor
408,935.2	1,015,109.9	-606,174.7	810,155.4	203,980.7

A. Los ingresos por la venta del etano no entregado se calcularon de acuerdo con los montos establecidos en el contrato de suministro.

B. El costo del etano importado consideró el supuesto de importarlo para lo cual se ponderó como premisa la importación efectuada por Pemex Etileno en 2018, al tipo de cambio del dólar en 2017.

C=A-B. La supuesta pérdida de PTRI, en el caso de vender el etano importado considerando el 30.0% o 20.0 % sobre los precios internacionales "Mont Belvieu Purity Ethane" y "Henry Hub Natural Gas", respectivamente

D. Daños y perjuicios 200% considera el monto de las penalizaciones determinadas en 2017, debido a que PTRI no suministró 132,426,983.9 M³ de etano.

E=D-C. El "daño menor" es el resultado de comparar la pérdida de la supuesta venta del etano importado con la penalización del 200%, pagada por PTRI.

Al comparar el monto de la pérdida en la venta del etano importado, con la multa del 200.0% por los daños y perjuicios, se obtuvo un daño menor por 203,980.7 miles de pesos.

En conclusión, para el caso de que PEMEX hubiera decidido importar etano por conducto de Pemex Etileno, y entregarlo a PTRI para cumplir con el volumen contractual del Complejo Etileno XXI, se obtendría una pérdida por la venta de etano de 606,174.7 miles de pesos, que comparados con la multa impuesta por 810,155.4 miles de pesos, se obtendría un daño menor por 203,980.7 miles de pesos, monto en el que no se consideró lo siguiente:

- 1) Pemex Etileno debía importar y entregar el etano a PTRI para cumplir con el volumen contractual, por lo que no se incluyó el costo financiero de la operación, ya que tendría que pagar 1,015,109.9 miles de pesos, los cuales recuperaría posteriormente una vez entregado y facturado el producto.
- 2) Las condiciones para recibir el producto importado y entregarlo en las instalaciones del Complejo Etileno XXI (Transporte), no se incluyó el flete de Coatzacoalcos Ver., a las instalaciones del Complejo Etileno XXI, debido a que en el contrato se prevé la entrega en sus instalaciones sin costo alguno. Por lo cual tendría que utilizar autos

tanque, cuyo costo no está incluido en el cálculo debido a que no se tiene antecedente alguno.

- 3) PTRI confirmó que no cuenta con infraestructura para transportar el etano que permita enviar la corriente de etano importado a la planta del Complejo Etileno XXI, ya que sólo opera en una dirección.
- 4) No se cuenta con infraestructura para almacenar el volumen y mantenerlo en condiciones.

Es conveniente aclarar que debido a que este resultado se realizó con base en la combinación de datos reales y supuestos, no se pueden emitir acciones sobre el particular.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 6 - Acción 2017-6-90T9M-15-0504-01-003

10. Determinación, cobro, registro contable y presentación en la Cuenta Pública de los ingresos por venta de etano y calidad

En 2017, Pemex Transformación Industrial (PTRI) obtuvo 4,392,179.0 miles de pesos de la venta del etano, de los cuales se revisaron, mediante muestreo aleatorio, 50 documentos por 2,756,273.1 miles de pesos, el 62.8% de los ingresos, como se detalla a continuación:

MUESTRA DE VENTAS DE ETANO POR CLIENTE, 2017
(Miles de pesos)

Cliente	Documentos	Importe	IVA	Total
Complejo	30	2,438,783.2	390,205.3	2,828,988.5
Pemex Etileno	20	317,489.9	44,258.91	361,748.8
Totales	50	2,756,273.1	434,464.2	3,190,737.3

FUENTE: Bases de datos de las ventas de etano de PTRI.

¹ Durante la revisión se observaron dos facturas por 40,872.0 miles de pesos, se gravaron con el 0.0% de IVA

Complejo Etileno XXI

Se comprobó que el Complejo Etileno XXI envió a PTRI las nominaciones donde se desglosan los volúmenes que se recibieron cada día, en cumplimiento de la cláusula 8 "Entregas programadas" del contrato de suministro.

Además, se constató que el etano se entregó de conformidad con la cláusula 4.4 "Transferencia de propiedad" del contrato de suministro, la cual establece lo siguiente:

"El Etano vendido en virtud del presente Contrato será entregado por el Vendedor por medio de ducto...

...El Vendedor pagará todos los costos relacionados con el transporte del Etano hasta el Punto de Entrega incluyendo, en forma enunciativa mas no limitativa, los costos relacionados con los gasoductos del Vendedor utilizados para la entrega del Etano de conformidad con este Contrato, y todas las demás Inversiones, comisiones a cargos

requeridos para permitir que el Vendedor transporte las cantidades requeridas de Etano hasta el Punto de Entrega.”

Por otra parte, se verificó el cumplimiento de la cláusula 7 “Términos de pago” del contrato de suministro de etano, en la cual se establece que el cliente deberá efectuar los pagos en pesos, sin descuento ni deducción alguna, dentro de los 20 días siguientes de que PTRI ponga la factura a disposición.

Los 2,438,783.2 miles de pesos se integraron por 2,754,072.3 miles de pesos, correspondientes al suministro de etano, y (315,289.1) miles de pesos, a notas de crédito y débito.

Al respecto, se comprobó que los cobros se realizaron durante los 20 días de plazo de crédito previstos en el contrato de suministro de etano. Los importes coincidieron con los presentados en los registros contables y los estados de cuenta bancarios; asimismo, las notas de crédito se compensaron de acuerdo con la cláusula 7.11 del contrato.

Se revisaron las especificaciones de calidad (metano, etano, propano, butano, bióxido de carbono, agua, metanol y ácido sulfhídrico), contenidas en los certificados de calidad de productos de enero, mayo, agosto y noviembre, del etano entregado mediante ducto en 2017. Se comprobó que las especificaciones coincidieron con las establecidas en el Anexo II “Especificaciones” del contrato de suministro de etano.

Asimismo, se verificó la calibración de los medidores oficiales que registran el volumen de etano en las instalaciones del Complejo Etileno XXI, suministrado por los CPG Cactus y Nuevo Pemex, los medidores ultrasónicos e instrumentación auxiliar, los transmisores de presión y temperatura, así como el cromatógrafo para las lecturas de calidad del etano, contaron con los certificados de calibración vigentes.

Pemex Etileno

Se verificó que Pemex Etileno envió sus programas mensuales con los volúmenes de etano requeridos, así como las confirmaciones de entrega por parte de PTRI, de conformidad con la cláusula 3.4 “Programas mensuales” del contrato de compra-venta de etano. Asimismo, mediante los reportes mensuales de pedidos y de entrega-recepción de etano, se comprobó que el etano se entregó por medio del etanoducto, conforme a la cláusula 6 “Entrega” del contrato en mención.

Por otra parte, de conformidad con la cláusula 9 “Términos de pago” del contrato de compra-venta de etano suscrito el 1 de diciembre de 2004, el cliente deberá efectuar los pagos en moneda nacional conforme al Sistema de Compensación Interorganismos, durante los 40 días siguientes de que PTRI ponga la factura a disposición.

Se revisaron los 20 documentos por 317,489.9 miles de pesos, integrados por 259,281.1 miles de pesos, correspondientes al suministro de etano, y 58,208.8 miles de pesos, a notas de débito.

Al respecto, se comprobó que se cumplió el plazo previsto para compensar los 317,489.9 miles de pesos; sin embargo, se corroboró que dos facturas por 40,872.0 miles de pesos, se gravaron con el 0.0% de Impuesto al Valor Agregado (IVA).

La Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales de PTRI informó que durante 2017, el entorno regulatorio de la venta de los diferentes productos sufrió cambios en la funcionalidad de los sistemas durante el segundo semestre del año. Las facturas se emitieron sin calcular el IVA debido a un error de configuración del sistema.

Por lo anterior, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, esa subdirección instruyó las acciones de control necesarias y acreditó el cobro a Pemex Etileno de 6,539.5 miles de pesos, correspondientes a la diferencia del IVA no cobrado.

La cobranza se realizó conforme a los Lineamientos Generales de Tesorería para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, emitidos el 24 de septiembre de 2015, y la Guía para la Operación de los Procesos de Tesorería por medio del módulo IHC en Petróleos Mexicanos (PEMEX) y organismos subsidiarios, difundida en mayo de 2011; además, coincidió con los registros contables.

Se comprobó que los 50 documentos revisados cumplieron con los requisitos fiscales establecidos en los artículos 29 y 29-A del Código Fiscal de la Federación, así como en el numeral 2.7.1.32. del apartado “Cumplimiento de requisitos en la expedición de comprobantes fiscales”, de la Segunda Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2017, emitido el 18 de junio de 2017. Además, los importes coincidieron con los presentados en los registros contables y en los estados de cuenta bancarios.

Presentación en la Cuenta Pública

En el Estado de Actividades del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, presentado en la Cuenta Pública, PTRI reportó 1,020,451,680.6 miles de pesos por la venta de bienes y servicios, de los cuales 871,490,386.1 miles de pesos correspondieron a los ingresos por ventas en el país; de éstos, 2,444,856.1 miles de pesos, el 0.3%, se obtuvieron de la venta de etano al Complejo Etileno XXI, y 37,103,574.0 miles de pesos de las ventas intercompañías, de los cuales, 1,947,322.9 miles de pesos, el 5.2%, se generaron por la comercialización de etano a Pemex Etileno.

Se verificó que la entidad presentó los estados y la información financiera presupuestaria en el periodo y los formatos establecidos en los Lineamientos para la Integración de la Cuenta Pública 2017.

Por lo anterior, se concluye lo siguiente:

- El Complejo Etileno XXI y Pemex Etileno enviaron sus programas mensuales con los volúmenes de etano requeridos y los pagos, de conformidad con los contratos respectivos.
- Respecto de dos facturas emitidas a Pemex Etileno por 40,872.0 miles de pesos, gravadas con el 0.0% de IVA, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales instruyó las acciones de control necesarias y acreditó el cobro a Pemex Etileno de 6,539.5 miles de pesos, correspondientes a la diferencia del IVA no cobrado

- La entidad presentó los estados e información financiera presupuestaria en el periodo y formatos previstos en los Lineamientos para la Integración de la Cuenta Pública 2017.

Recuperaciones Operadas

En el transcurso de la revisión se recuperaron recursos por 6,539,518.70 pesos, con motivo de la intervención de la ASF.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 7 observaciones, de la cual fue 1 solventada por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. Las 6 restantes generaron: 7 Recomendaciones.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 6 de febrero de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera para comprobar que los volúmenes y precios se facturaron de conformidad con los contratos, así como verificar la rentabilidad en la operación, su registro y presentación en la Cuenta Pública, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Transformación Industrial (PTRI) no cumplió con las disposiciones legales y normativas aplicables en la materia, entre cuyos aspectos observados destacan los siguientes:

- La capacidad instalada para producir etano se aprovechó en 63.7%, respecto de los 42.2 miles de barriles diarios (Mbd) en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Cactus; en 41.2%, de los 84.4 Mbd en el CPG de Nuevo Pemex, y en 37.4%, de los 106.4 Mbd en los CPG del Área Coatzacoalcos, debido a la falta de gas húmedo materia prima para producir etano.
- El precio del etano en 2010 fecha en que se firmó el contrato por PGPB fue de 6.5 pesos por metro cúbico (\$/m³) considerando los descuentos del 20.0% y 30.0% del precio internacional; el contrato también consideró los costos de transporte para llevar el etano a las instalaciones del Complejo Etileno XXI; los porcentajes utilizados para determinar las penalizaciones no son equitativos, del 200.0% para compensar por no surtir PTRI el etano comprometido y del 30% para compensar a PTRI por no recibir el Complejo Etileno XXI el volumen comprometido.
- En 2017, PTRI vendió 951,166,461.3 m³ de etano al consorcio, con un costo de producción de 3,474,226.2 miles de pesos, y un costo de transporte de 1,222,825.6 miles de pesos; en consecuencia, a PTRI le costó 4,697,051.8 miles de pesos producir y vender etano a ese cliente; PTRI obtuvo 2,989,706.3 miles de pesos de la venta del petroquímico a ese cliente, lo que significó una pérdida por 1,707,345.5 miles de pesos en ese año.
- En 2017, se determinaron daños a PTRI debido a que el Complejo Etileno XXI no aceptó el etano que PTRI le envió por 2,964,447.1 m³, equivalentes a 2,961.4 miles de pesos. A su vez, PTRI incumplió con el suministro del etano, por lo cual le aplicó una penalización de 810,155.4 miles de pesos, debido a que no suministró 132,426,983.9 m³ durante el año.

- En 2017, PTRI vendió 607,471,456.9 m³ de etano a Pemex Etileno, con un costo de producción y ventas de 2,145,038.8 miles de pesos; en 2017 PTRI obtuvo 1,930,386.0 miles de pesos por la venta del petroquímico, al homologar el precio del etano lo que significó una pérdida de 214,652.8 miles de pesos en ese año.

Por lo anterior se advierte que Pemex Transformación Industrial debe aplicar medidas que contribuyan a generar una mejora en los resultados operativos tendentes a:

- Incrementar el suministro de gas húmedo a PTRI, como materia prima a los centros procesadores de gas.
- Promover la importación del etano por medio de Pemex Etileno para complementar las necesidades comprometidas.
- Solicitar la intervención de la CRE para que regule el precio y realice las acciones necesarias, a fin de fomentar el desarrollo eficiente de la comercialización del etano.

Las medidas anteriores resultan necesarias para atenuar la problemática prevaleciente del precio internacional del etano, debido a que mientras se mantenga bajo PTRI no podrá evitar las pérdidas, asimismo, emprender las acciones que mejoren el surtimiento del gas húmedo materia prima indispensable para producir el etano.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Jesús Caloca Moreno

Rubén Medina Estrada

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 el cumplimiento de la producción de etano, la capacidad instalada y los programas de producción.

2. Evaluar la tendencia de la producción y las ventas de etano de 2013-2017, así como el abastecimiento a filiales y privados.
3. Verificar que los medidores oficiales de etano cumplieron con los programas de calibración y la normativa.
4. Verificar el cumplimiento de los contratos y convenios de suministro de etano.
5. Verificar el cumplimiento del contrato de servicio de transporte de etano (etanoducto).
6. Comprobar que los ingresos por el transporte y las ventas de etano se ajustaron a los mecanismos de precios y las tarifas autorizados.
7. Verificar que la determinación y el cobro de los ingresos por las ventas de etano se ajustaron a las disposiciones legales y normativas.
8. Comprobar que el registro contable de los ingresos por ventas de etano y su presentación en Cuenta Pública cumplieron con las disposiciones legales y normativas.
9. Comprobar la participación de la Comisión Reguladora de Energía en la autorización de los contratos de suministro y de servicio de transporte de etano.
10. Evaluar la rentabilidad en la operación de comercialización de etano.
11. Verificar la integración de la cadena productiva etano-etileno en Petróleos Mexicanos.

Áreas Revisadas

La Dirección General y las subdirecciones de Proceso de Gas y Petroquímicos, de Confiabilidad y Mantenimiento, así como de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales, adscritas a Pemex Transformación Industrial; las subdirecciones de Tesorería y de Coordinación Financiera para Empresas Productivas Subsidiarias, pertenecientes a la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos.

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. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, Art. 51, Frac. I, II, III y V, 53, Frac. I, 60, Frac. VIII y 66, Frac. VI y VIII; Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, Art. Art. 19, fracción II, 29, Frac. IV y V, 30, Frac. I, II, III y V; Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 42; Ley de Hidrocarburos, Art. décimo tercero transitorio, Par. cuarto; Políticas y Lineamientos Generales para las Inversiones, Asociaciones y Alianzas Estratégicas de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, Política II.4; Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, Art. 99, Frac. I, III, V y VI; Contrato para respaldar el suministro de etano para el proyecto Etileno XXI, Cláusulas primera, segunda y tercera.

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.