Evaluación del potencial de mitigación de emisiones de metano por reconfiguración, reinstalación de estaciones de compresión de gas natural, como parte de las operaciones de procesamiento y transporte de gas natural en la región sur - sureste de México

INECC
INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

Informe 2022

Evaluación del potencial de mitigación de emisiones de metano por reconfiguración, reinstalación de estaciones de compresión de gas natural, como parte de las operaciones de procesamiento y transporte de gas natural en la región sur - sureste de México

Elaboración: 2022

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Diseño y Formación

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
Fotografía de portada tomada de:
https://pixabay.com/photos/alaska-alaska-pipeline-oil-67304/

Directorio Institucional

Dr. Agustín Ávila Romero
Director General de Políticas para la Acción Climática, SEMARNAT y Encargado de Despacho de la Dirección General del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Dra. Claudia Alejandra Octaviano Villasana
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Dra. Juana Itzchel Nieto Ruiz
Dirección de Investigación para Estrategias de Desarrollo Bajo en Carbono

Mtra. Linda Riva Palacio Flores
Subdirección de Modelación y Análisis de Políticas de Mitigación

Fis. Luz María González Osorio
Subdirectora de Modelos y Estudios Financieros de Proyectos de Bajo Carbono

Elaborado por:
Coordinación General de Mitigación del Cambio Climático

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). 2022. Ávila Romero A., Octaviano Villasana C.A., Nieto Ruiz J.I., Evaluación del potencial de mitigación de emisiones de metano por reconfiguración, reinstalación de estaciones de compresión de gas natural, como parte de las operaciones de procesamiento y transporte de gas natural en la región sur - sureste de México. Pp. 28

D. R. © Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Diciembre 2022.
Boulevard Adolfo Ruíz Cortines No. 4209 Col. Jardines en la Montaña, Alcaldía Tlalpan, Ciudad de México C.P. 14210. https://www.gob.mx/inecc

AGRADECIMIENTOS

Un análisis con el detalle de los datos plasmados no habría sido posible sin la participación de múltiples actores. En este sentido se reconoce a todas aquellas personas que contribuyeron en distintos aspectos en la elaboración de este reporte, en especial a la Comisión Reguladora de Energía por la información compartida para la realización de este documento.

CONTENIDO

CONTENIDO 7

TABLAS 8

ILUSTRACIONES 8

I. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS 9

II. INTRODUCCIÓN 10

III. CONSUMO DE GAS NATURAL EN MÉXICO 10

IV. INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EN MÉXICO 10

Transporte 11

Estaciones de compresión en la zona sur 13

Características de la estación de compresión reconfigurada 13

V. EMISIONES DEL SECTOR GAS NATURAL 14

VI. MEDIDAS POTENCIALES DE MITIGACIÓN DE METANO 16

Mitigación de metano en estaciones de compresión 17

VII. MITIGACIÓN ESTIMADA PARA LA ZONA SUR 20

Escenario de mitigación estimada para la estación de compresión Cempoala reconfigurada 22

VIII.PRECIO DEL GAS MITIGADO 23

CONCLUSIONES 25

REFERENCIAS 26

ANEXO 27

TABLAS

Tabla 1. Sistemas que conforman el SISTRANGAS 12
Tabla 2. Características de las EC de la zona sur a 2021 13
Tabla 3. Precio bajo y precio alto del gas no aprovechado 24
Tabla 4. Factores de emisión empleados para estimar los GEI en la zona sur 28

ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Infraestructura nacional para la producción y manejo de gas seco 11
Ilustración 2. Sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural (SISTRANGAS). 12
Ilustración 3. Emisiones zona sur 15
Ilustración 4. Ilustración de las zonas de estudio 18
Ilustración 5. Puntos de emisión de metano con la medida de mitigación asociada 19
Ilustración 6. Compresor centrífugo 19
Ilustración 7. Compresor reciprocante 20
Ilustración 8. Escenario de mitigación por detección y reparación de fugas periódicamente (MTCO2e) 21
Ilustración 9. Diferentes escenarios de mitigación 21
Ilustración 10. Escenario de mitigación 23
Ilustración 11. Índice de referencia nacional de precios de gas natural por región 24

I. ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MMC	Millones de metros cúbicos
Scf	Pies cúbicos estándar
GEI	Gases de efecto invernadero

II. INTRODUCCIÓN

El sector petróleo y gas es una fuente importante de emisiones tanto de dióxido de carbono (CO_2) como de metano (CH_4), este sector representa el 2% de las emisiones globales (Davis, 2021).[1] Datos satelitales del Informe de seguimiento de la quema de gas en el mundo muestran que para 2021 se quemaron alrededor de 144,000 millones de metros cúbicos (MMC) de gas en instalaciones de producción y extracción de petróleo y gas a nivel mundial, lo cual representa casi 400 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono. (Banco mundial, 2022) [2].

En particular para México, estudios muestran que las emisiones de quema de metano ascienden a los 2 MMC por año (Davis, 2021)[1] lo que nos posiciona dentro de los 14 países que a nivel mundial contribuyen con el 80% de las emisiones observadas de quema de gas.

En el presente estudio, se analiza la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI), derivada de la reconfiguración y/o actualización de las estaciones de compresión de gas natural, se presentan alternativas para reducir las emisiones de GEI principalmente de metano, aprovechar su valor comercial y transitar hacia procesos bajos en carbono.

III. CONSUMO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

El consumo de gas natural a nivel nacional en septiembre de 2022 se situó en promedio en 8,345 millones de pies cúbicos diarios (MMpdc), en donde la producción nacional aportó el 30% y el restante 70% se cubrió con el gas seco importado de Estados Unidos.

IV. INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EN MÉXICO

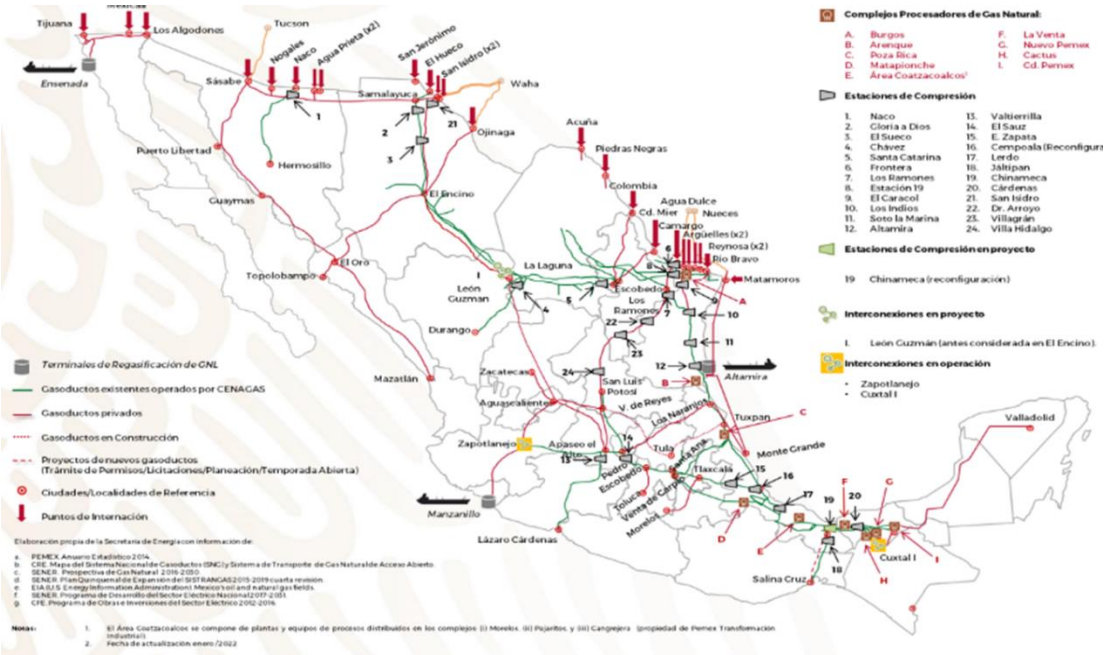
La infraestructura para el procesamiento y transporte de gas natural en México consta de nueve complejos procesadores de gas, 24 estaciones de compresión y tres terminales de regasificación de gas natural licuado, así como una red de gasoductos de 19,060 km, como se presenta en la Ilustración siguiente.

---

[1] Davis, M. Charles, J-H. (2021). Critical outcomes from COP26 for "code red" gas flaring countries. Disponible en: https://flareintel.com/insights/how-a-focus-on-gas-flaring-at-cop26-can-accelerate-decarbonisation. Consultado 17/06/2022.

[2] Banco mundial (2022) Disponible en: https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2022/05/04/a-decade-of-stalled-progress-on-reducing-global-gas-flaring. Consultado 17/06/2022.

Ilustración 1. Infraestructura nacional para la producción y manejo de gas seco3



Fuente: SENER, 2022

Transporte

A diciembre de 2020 operaban 19,060 km de gasoductos para transporte de gas natural (SENER, 2022). Por su parte el sistema de transporte de gas (SISTRANGAS) tiene una longitud total de 10, 336 km y se compone de siete sistemas de transporte de gas natural interconectados entre í e integrados para efectos tarifarios (SENER, 2021) [4], como se muestra a continuación:

[3] SENER; 2022. Prontuario estadístico de octubre 2022. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/776087/202210_En_elaboraci_n_Formato__formato_2022-2023_Accesibilidad__.pdf. Consultado 17 nov 2022.

[4] SENER, 2021. Primera revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/704648/20211229_1300_1a_Rev_2o_PQ_2020-2024_v22.pdf. Consultado el 17 nov 2022.

Tabla 1. Sistemas que conforman el SISTRANGAS

Sistema	Longitud km	Operador
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,990	CENAGAS
Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	114	IEnova
Gasoducto del Bajío (GdB)	204	Engie
Gasoducto de Zacatecas (GNN)	173	SIMSA
Los Ramones Fase I (GdN)	116	IEnova
Los Ramones, Fase II – Norte (TPN)	447	IEnova
Los Ramones, Fase II – Sur (TPS)	292	Engie

Fuente: SENER, 2022

La mayor parte del SISTRANGAS la conforma el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) el cual tiene una longitud de 8,990 km, los cuales atraviesan por diversos estados de la república (Ver), el sistema está constituido por ductos que van desde 4" hasta 48" de diámetro, así como 359 válvulas de seccionamiento, 142 trampas de envió de diablos y 141 trampas de recibo de diablos, 121 Estación de Regulación y Medición (ERM) que distribuyen el gas natural a distintos usuarios.[5]

Ilustración 2. Sistema de transporte y almacenamiento nacional integrado de gas natural (SISTRANGAS).

Fuente: SENER, 2021[6]

[5] https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/descripcion-general

Estaciones de compresión en la zona sur

En México existen 24 estaciones de compresión (EC) (SENER, 2022) con una capacidad total de compresión de 426.45 MW de las cuales, ocho se ubican en la zona sur del país con una capacidad de compresión de 114.24 MW[6].

Tabla 2. Características de las EC de la zona sur a 2021

Nombre	Estatus	Flujo 2021 [MMpcd]	Potencia (MW)
Cempoala	Reconfigurada	939	26.1
Jáltipan	Sin reconfigurar	11	7.01
Cárdenas	Sin reconfigurar	235	Sin datos
Lerdo*	Sin reconfigurar	*	*
Medias Aguas	Sin reconfigurar	11	7.01
Donají	Sin reconfigurar	11	7.01
Chinameca	En proyecto de reconfiguración	423	41.01
Emiliano Zapata	Sin reconfigurar	205	26.1
Total		**1,834**	**114.24**

*Lerdo es considerada a partir del 2023

Fuente: CRE, 2022

Características de la estación de compresión reconfigurada

Como se muestra en la tabla2, únicamente la estación de Cempoala en la zona sur esta reconfigurada. Sus características se presentan a continuación:

Estación de compresión Cempoala

Ubicación: Veracruz
Año de reconfiguración: 2019
Flujo: 1,076.59 MMpcd

[6] Información Comisión Reguladora de Energía, 2022.

La reconfiguración consiste en:

Durante el segundo semestre 2019: Flujo de 992 MMpcd en la succión de la estación de compresión Cempoala, por lo que estaría en condiciones de comprimir el gas mediante los equipos dinámicos existentes y distribuir el flujo de la siguiente forma: (i) 224 MMpcd hacia Venta de Carpio y (ii) 768 MMpcd hacia el Sureste. Se prevé que una vez que el gasoducto Sur de Texas - Tuxpan inyecte gas al SISTRANGAS mediante la interconexión en Montegrande (Tuxpan), sería posible que la estación de compresión Cempoala pueda comprimir volúmenes superiores a 850 MMpcd, lo cual garantizaría una mayor disponibilidad de gas natural en el sureste del país incluyendo la Península de Yucatán y favorecer el desarrollo industrial a nivel local.

V. EMISIONES DEL SECTOR GAS NATURAL

Para la estimación de las emisiones del sector de gas natural los factores de emisión que se emplearon son los aceptados internacionalmente (INECC, 2012)[7] y se pueden consultar en el anexo del presente documento.

Con base en lo anterior y en las características de las EC de la zona sur, se estima que éstas contribuyen con alrededor del 32% de las emisiones nacionales para los rubros de venteo y emisiones fugitivas del subsector transporte de gas natural estimadas en el inventario nacional elaborado por INECC (INECC, 2021).

En particular las emisiones estimadas para la EC Cempoala aportaron el 16% respecto a la estimación nacional.

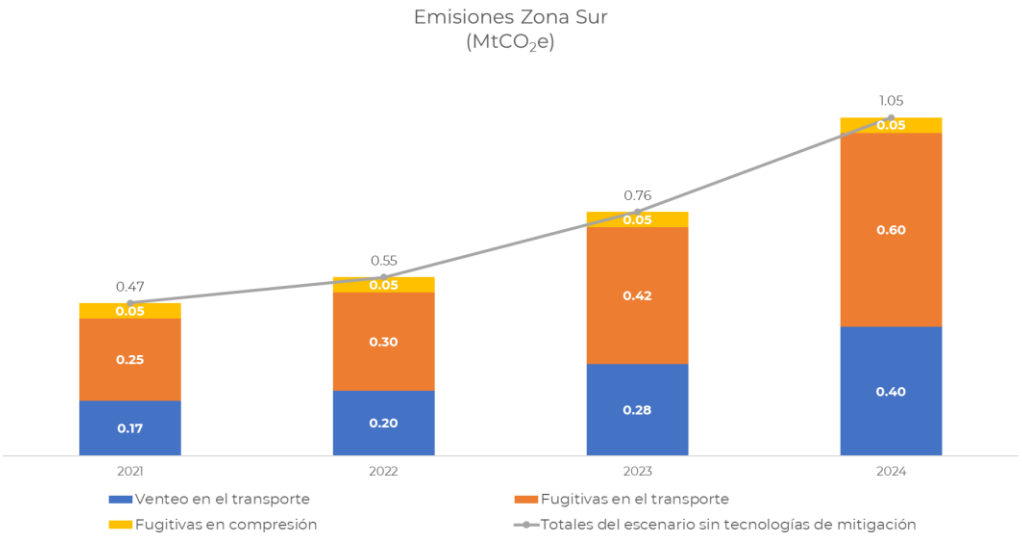
[7] INECC, PNUD, IMP, 2012. Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México.

Tabla 3. Comparativo de emisiones en los rubros de venteo y fugas del transporte de gas natural

Rubro	Nacional (Inventario INECC 2020)	Estaciones de compresión incluyendo Cempoala (Zona sur 2021)	Cempoala (Reconfigurada)
	$MtCO_2e$		
Venteo - Transporte de GN	0.53	0.17	0.09
Fugas - Transporte de GN	0.79	0.25	0.13
Total	1.32	0.42	0.22
Porcentaje nacional	100%	32%	16%

Aunado a las emisiones anteriores, se estimaron también las correspondientes al venteo en la compresión, las cuales son menores respecto a las estimadas en el transporte, sin embargo, se considera relevante su estimación es factible la aplicación de medidas para la reducción de emisiones con medidas específicas que se revisarán más adelante. A continuación, se presentan dichas emisiones de las estaciones de compresión que operan en la zona sur:

Ilustración 3. Emisiones zona sur



Fuente: INECC, 2022

En particular para la estación de compresión reconfigurada de Cempoala, sus emisiones para el año 2021 tomando en cuenta las emisiones de transporte (fugitivas y de venteo) y el venteo en la etapa de compresión ascienden a 0.23 $MtCO_2e$.

VI.MEDIDAS POTENCIALES DE MITIGACIÓN DE METANO

Uno de los puntos clave en la mitigación de metano en las estaciones de compresión, es identificar qué medidas que se podrían instrumentar y estimar su potencial de mitigación.

Por ello, se analizaron medidas que se puedan implementar en el proceso de las estaciones de compresión ya sea en la etapa de transporte o bien de compresión, así como la frecuencia, en caso de que aplique. A continuación, se presenta una tabla con el resumen de las principales medidas que se pueden aplicar[8]:

Medida de mitigación	Fuente	Tipo de emisión	Problemática	Forma de mitigación	Porcentaje de metano que se podría reducir aplicando la medida[9]	
Detección y reparación de fugas	Transporte	Fugitivas	Las emisiones fugitivas son una pérdida no planificada de metano de los ductos, válvulas, bridas y otro tipo de equipos.	La detección y reparación de fugas es una de las opciones más efectivas para poder reducir las emisiones de metano, a través de inspecciones periódicas.	40%	Inspección anual
					60%	Inspección semestral
					80% - 60%	Inspección trimestral
Reemplazo del sistema de empaque del vástago del compresor reciprocante	Compresor reciprocante	Venteo	Una pequeña parte de gas se escapa a través del empaque del vástago y este volumen se incrementa a medida que dicho empaque se desgasta.	Para su mitigación se requiere remplazar el empaque de todos los compresores reciprocantes, cada 26,000 horas de operación.	31% reemplazo de empaques cada 26 mil horas	

[8] Environmental Defense Fund. ICF, 2015. Análisis económico de las oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria mexicana de petróleo y gas natural. Disponible en: https://www.edf.org/sites/default/files/content/301115_mexicomacreport_edf_espanol.pdf. Consultado 22 nov 2022.

Reemplazar sellos húmedos por sellos secos	Compresor centrífugo	Venteo	El aceite atrapa parte del gas que circula a través del sello del compresor. Dicho gas debe ser separado del aceite, y el gas extraído se libera a la atmósfera, se reutiliza o se quema.	Se requiere reemplazar los sellos húmedos por sellos secos que no utilicen aceite y no liberen importantes cantidades de gas. En caso de no reemplazar los sellos húmedos se debería aplicar la captura de las purgas y ruteo hacia el sistema de combustible.	95%
Reemplazo de los dispositivos neumáticos de alta purga (emiten > 30 scf/hr) por controladores de baja purga (emiten < 6 scf/hr)	Transporte (Sistemas con funciones de control).	Venteo	Los dispositivos neumáticos utilizan la presión de la corriente del gas natural para operar. El flujo de este mismo produce emisiones en el trayecto.	Para mitigar las emisiones se requiere hacer un remplazo de dispositivos de alta purga por unos de baja purga, esto con el fin de que las emisiones sean menores debido a la cantidad de gas que se emite en los diferentes dispositivos.	97%

Fuente: Elaboración propia con base en EDF, 2015

Mitigación de metano en estaciones de compresión

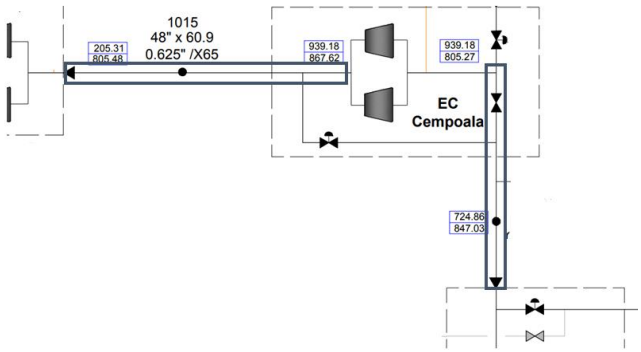
Las acciones de mitigación de metano en las estaciones de compresión de gas natural se pueden llevar a cabo tanto en la etapa de transporte (fugitivas y venteo) como en la de compresión (venteo).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede observar el p roceso general al que es sometido el gas en una EC, cabe destacar que la maquinaria, procesos y orden en que se implemantan varían dependiendo de cada EC.

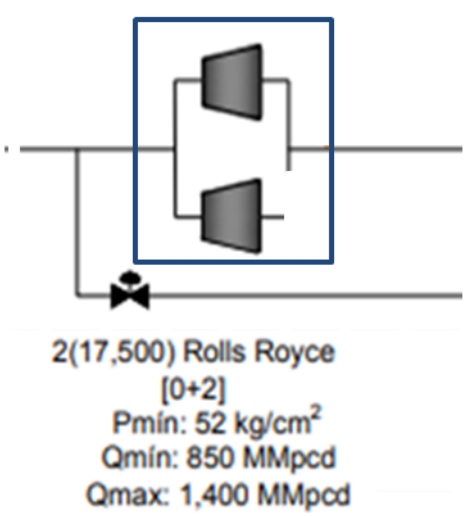
Para este estudio, se contemplaron las emisiones de venteo en la etapa de compresión, las cuales están en función de la cantidad y potencia instalada, así mismo, la longitud de los gasoductos para el transporte a partir de que sale el gas de la EC y hasta su entrega en otro punto se consideran las emisiones en la etapa de transporte.

Ilustración 4. Ilustración de las zonas de estudio

Transporte
(Gasoductos a partir de que sale el gas de la EC y hasta su entrega en otro punto)
Emisiones: venteo y fugitivas

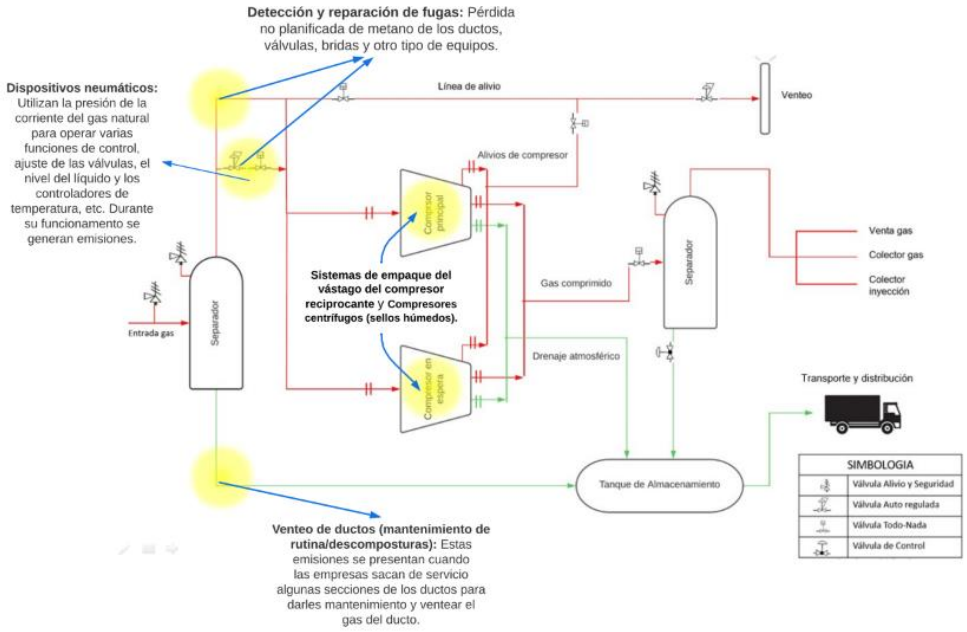


Compresión
(Depende de cantidad y potencia de compresores instalados)
Emisiones: por compresión



En las estaciones de compresión existen varios puntos propensos a tener emisiones los cuales se simbolizan en amarillo en el siguiente diagrama general del proceso unto con las medidas que se pueden aplicar para mitigar GEI:

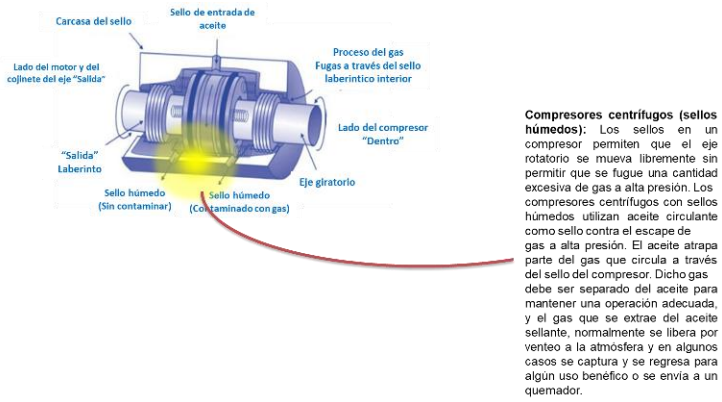
Ilustración 5. Puntos de emisión de metano con la medida de mitigación asociada



Fuente: INEC, 2022

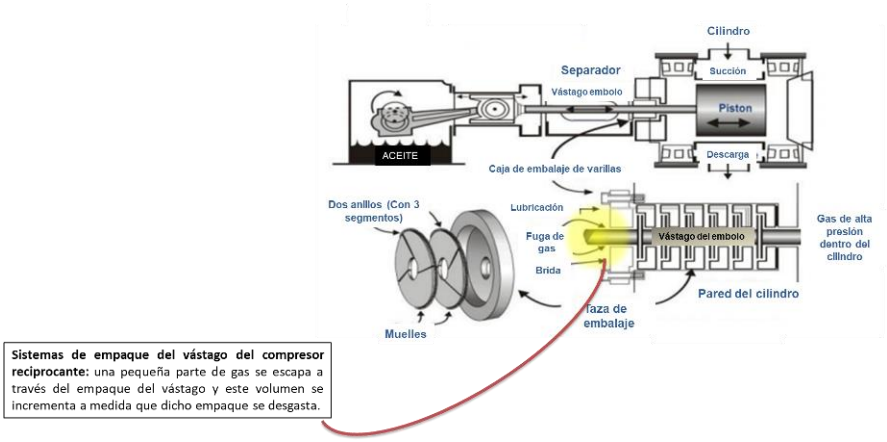
En particular, dependiendo del tipo de compresor, se pueden emplear las siguientes tecnologías,: en un compresor centrífugo la tecnología de mitigación apropiada son los sellos húmedos, los cuales atrapan parte del gas en el aceite que circula a través del compresor, el punto de cuidado en esta tecnología es que el aceite debe ser separado del gas y regresarlo al proceso o bien, enviarlo a quemador.

Ilustración 6. Compresor centrífugo



También existe la medida de reemplazar los sellos húmedos por sellos secos que no utilicen aceite. La tecnología de sellos secos también proporciona beneficios adicionales al ofrecer menores costos de operación. La mayoría de los nuevos compresores centrífugos se están equipando con sellos secos como opción estándar.
Para la mitigación en compresores reciprocantes se requiere reemplazar el empaque de los compresores cada 26,000 horas de operación.

Ilustración 7. Compresor reciprocante



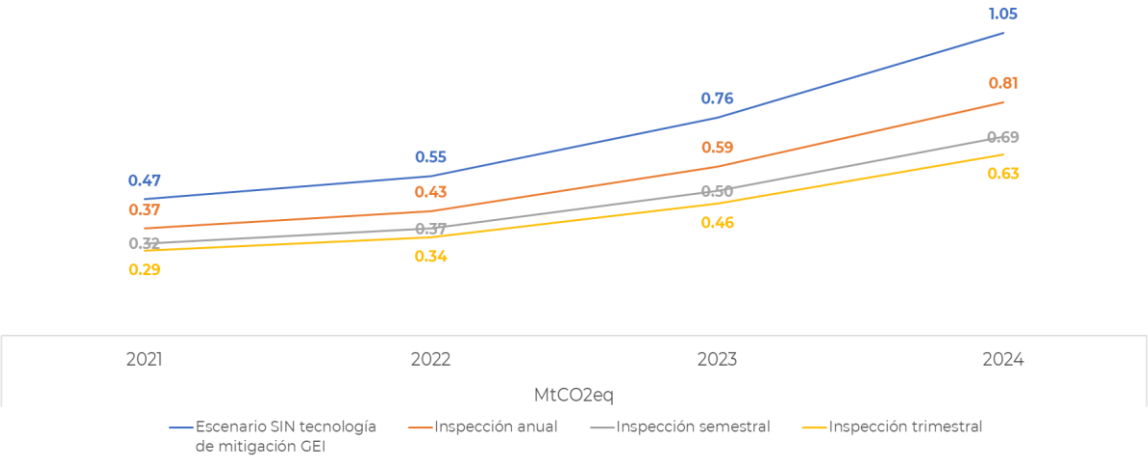
VII. MITIGACIÓN ESTIMADA PARA LA ZONA SUR

La posible mitigación de metano en instalaciones de estaciones de compresión en la zona sur se estimó a partir de escenarios en donde sea apliquen diversas medidas como la detección y reparación de fugas cada tres, seis o doce meses.
Cabe destacar que existen factores a tomar en cuenta en la detección de fugas los cuales son:

- Tiempo que tarda un inspector en revisar cada instalación (o alternativamente, cuántas instalaciones se pueden revisar por día).
- Cuántos inspectores se necesitan por año.
- Cuánta reducción real se puede lograr y el tiempo que se requiere para hacer las reparaciones.

El escenario para las estaciones de compresión de la zona sur en donde mayor mitigación se refleja son las inspecciones trimestrales donde la reducción en el escenario del año 2024 es la mayor con 0.4 $MtCO_2e$, como se muestra a continuación:

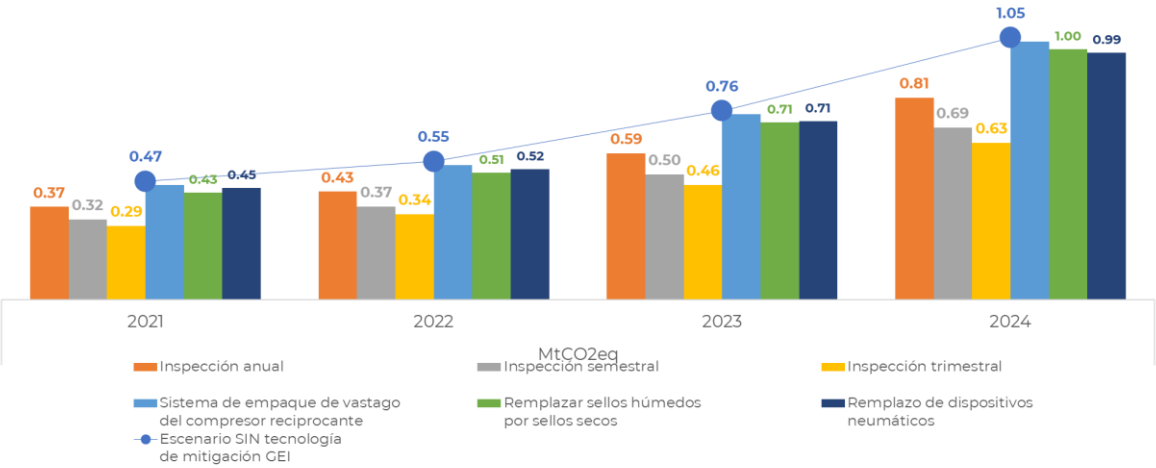
Ilustración 8. Escenario de mitigación por detección y reparación de fugas periódicamente (MTCO2e)



Fuente: INECC, 2022

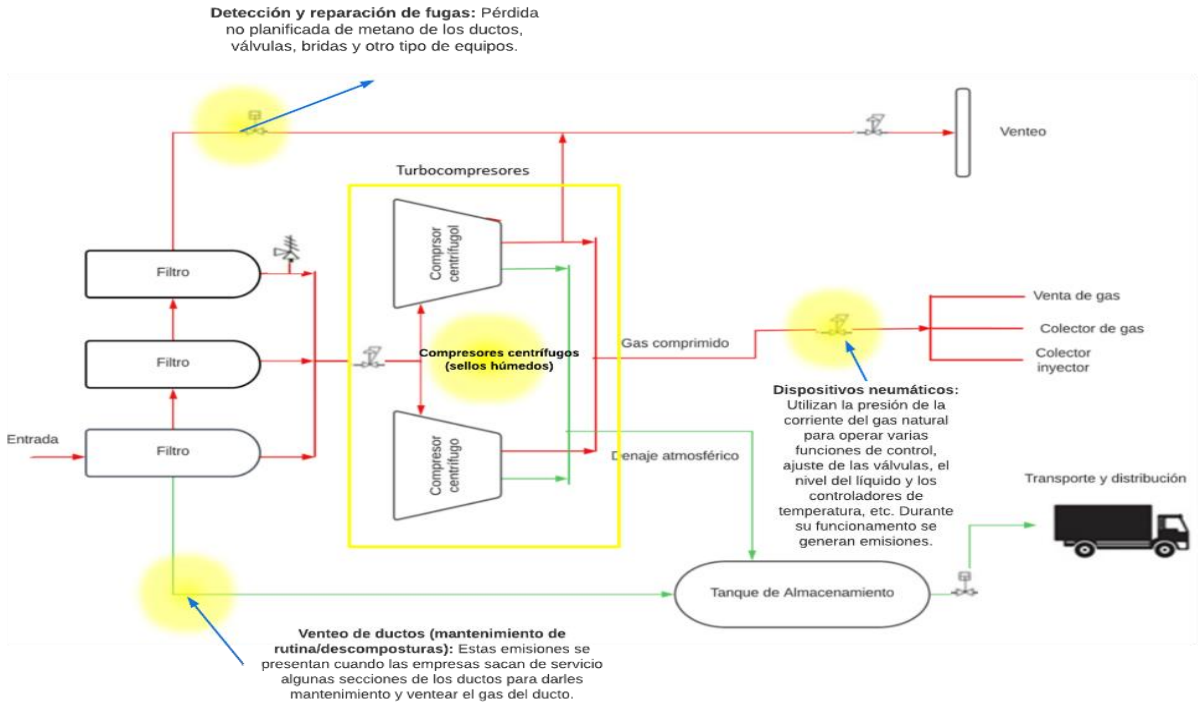
Aunado a lo anterior se estimó la mitigación de metano en el supuesto de que se aplicaran diferentes tecnologías en las estaciones de compresión de la zona sur, siendo las detecciones de fugas con menor periodicidad lo que más repercute en la mitigación.

Ilustración 9. Diferentes escenarios de mitigación



Escenario de mitigación estimada para la estación de compresión Cempoala reconfigurada

Para el caso particular de la EC Cempoala que ya se encuentra reconfigurada, se tiene la siguiente configuración:



Fuente: Elaboración propia con información de CENAGAS[9]

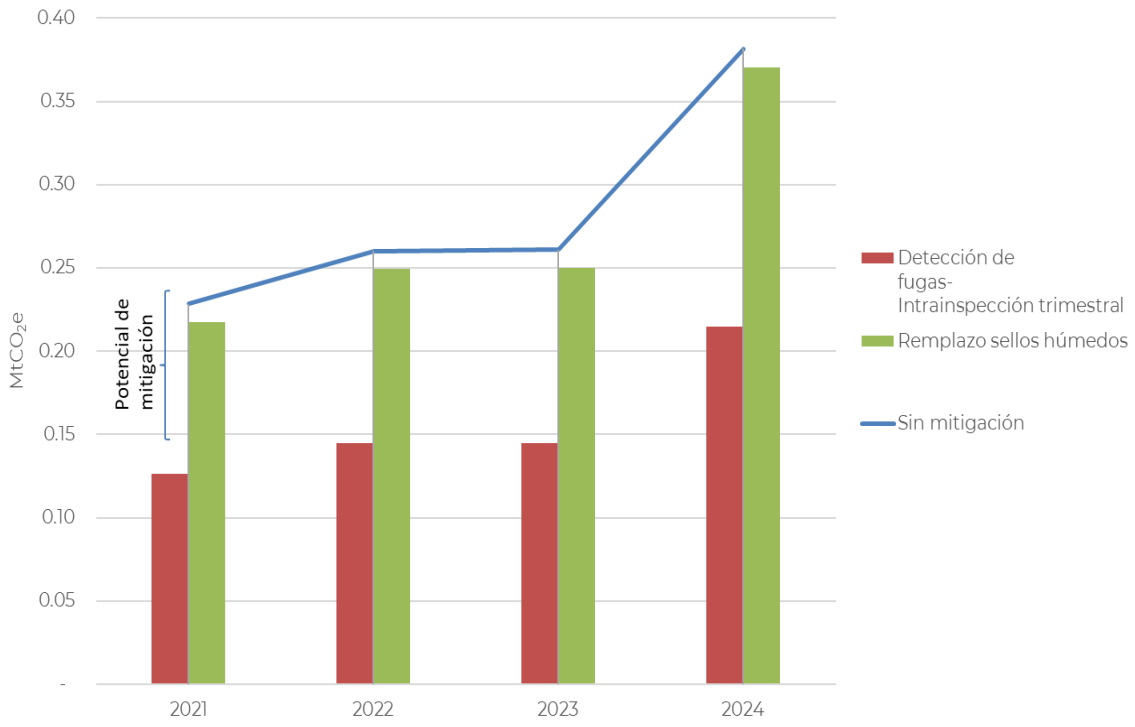
La EC de Cempoala cuenta con tres filtros seguidos por un conjunto de dos compresores centrífugos, llamado esto en conjunto turbocompresor, en donde se centra principalmente la reconfiguración de esta EC.

Se puede observar que para este caso se encuentran cuatro posibles mejoras para la mitigación del GEI (en círculos amarillos).

[9] Estudio de riesgo ambiental. Instalación y operación de dos turbocompresores en la estación de compresión de gas Cempoala, Veracruz http://104.209.210.233/gobmx/2019/3er_T/A73/d/E-09-DMA0209-05-19-DGGPI.pdf

Con base en lo anterior, se tomaron en cuenta para el escenario de mitigación, dos acciones de posible mitigación: i) detección de fugas trimestralmente y, debido a que tiene compresores centrífugos, ii) cambio de sellos húmedos a secos. Lo anterior resulta en una mitigación de 45% en el periodo 2021-2024 como se ilustra a continuación:

Ilustración 10. Escenario de mitigación



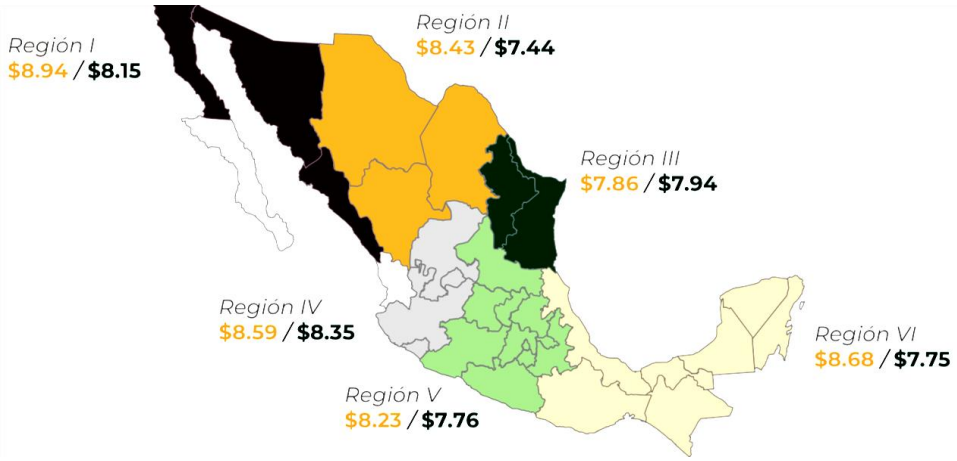
Fuente: Elaboración propia, 2022

VIII. PRECIO DEL GAS MITIGADO

Para estimar los beneficios económicos por el ahorro o venta provenientes del gas natural mitigado, se ocuparon los precios de la región VI de acuerdo el índice de referencia nacional de precios de gas natural por región con los datos promedio al 31 de octubre de 2022 de la US Energy Information Administration y

Reuter publicados por la Secretaría de Energía en su Prontuario Estadístico del mes de octubre de 2022 (SENER, 2022)[10] tal como se indica a continuación:

Ilustración 11. Índice de referencia nacional de precios de gas natural por región



Con base en el indicador anterior, para el gas que se emite a la atmósfera ya sea por emisiones fugitivas o venteo, es decir el gas que no se aprovecha en la estación de compresión Cempoala, repercute en una pérdida en pesos mexicanos de lo siguiente:

Tabla 3. Precio bajo y precio alto del gas no aprovechado

Rubro	2021	2022	2023	2024
Precio bajo región VI (millones mxn/año)	$22,196	$25,443	$25,506	$37,816
Precio alto región VI (millones mxn/año)	$27,562	$31,595	$31,673	$46,959

Fuente: INECC con base en SENER, 2022

[10] SENER; 2022. Prontuario estadístico de octubre 2022. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/776087/202210_En_elaboraci_n_Formato__formato_2022-2023_Accesibilidad__.pdf. Consultado 17 nov 2022.

Tomando en cuenta que para el año 2021 el valor total de las ventas internas de gas natural de PEMEX fue de 58,168 millones de pesos[11], el gas aprovechado y mitigado representaría un 38% adicional a dichas ventas.

CONCLUSIONES

El metano es el principal componente del gas natural, consecuentemente, durante las actividades de la industria del petróleo y gas existen emisiones de este gas, esto constituye una de las fuentes antropogénicas más grandes de emisiones de metano en México.

Al mismo tiempo, hay tecnologías probadas para reducir las emisiones tanto fugitivas como de venteo de metano de la industria de petróleo y gas y, debido al valor del gas que se recupera, la medida mayormente empleada son los mantenimientos trimestrales.

El análisis de las acciones de mitigación de metano nos indica que las opciones tecnológicas aplicables a estaciones de compresión más viables son la detección de fugas para un periodo trimestral en el subsector transporte.

Finalmente, el gas natural no emitido de la EC Cempoala podría representar alrededor de 22 mil millones de pesos anuales en un escenario de precio bajo lo que representaría un incremento en las ganancias de PEMEX.

[11] SENER, SIE. https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions

REFERENCIAS

Banco mundial (2022) Disponible en: https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2022/05/04/a-decade-of-stalled-progress-on-reducing-global-gas-flaring. Consultado: 17 junio 2022.
Comisión Reguladora de Energía, 2022. Información de estaciones de compresión.

Davis, M. Charles, J-H., 2021. Critical outcomes from COP26 for "code red" gas flaring countries. Disponible en: https://flareintel.com/insights/how-a-focus-on-gas-flaring-at-cop26-can-accelerate-decarbonisation. Consultado 17 junio 2022.

Environmental Defense Fund. ICF, 2015. Análisis económico de las oportunidades de reducción de emisiones de metano en la industria mexicana de petróleo y gas natural. Disponible en: https://www.edf.org/sites/default/files/content/301115_mexicomacreport_edf_espanol.pdfConsultado 22 nov 2022.

INECC, PNUD, IMP, 2012. Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México.

INECC, 2021. Inventario Nacional de Emisiones de Gases y compuestos de efecto invernadero. Disponible en: https://www.gob.mx/inecc/documentos/investigaciones-2018-2013-en-materia-de-mitigacion-del-cambio-climatico. Consultado: 22 nov 2022

SENER, 2021. Primera revisión del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2020-2024. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/704648/20211229_1300_1a_Rev_2o_PQ_2020-2024_v22.pdf Consultado el 17 nov 2022.

SENER; 2022. Prontuario estadístico de octubre 2022. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/776087/202210_En_elaboraci_n_Formato__formato_2022-2023_Accesibilidad__.pdf. Consultado 17 nov 2022

ANEXO

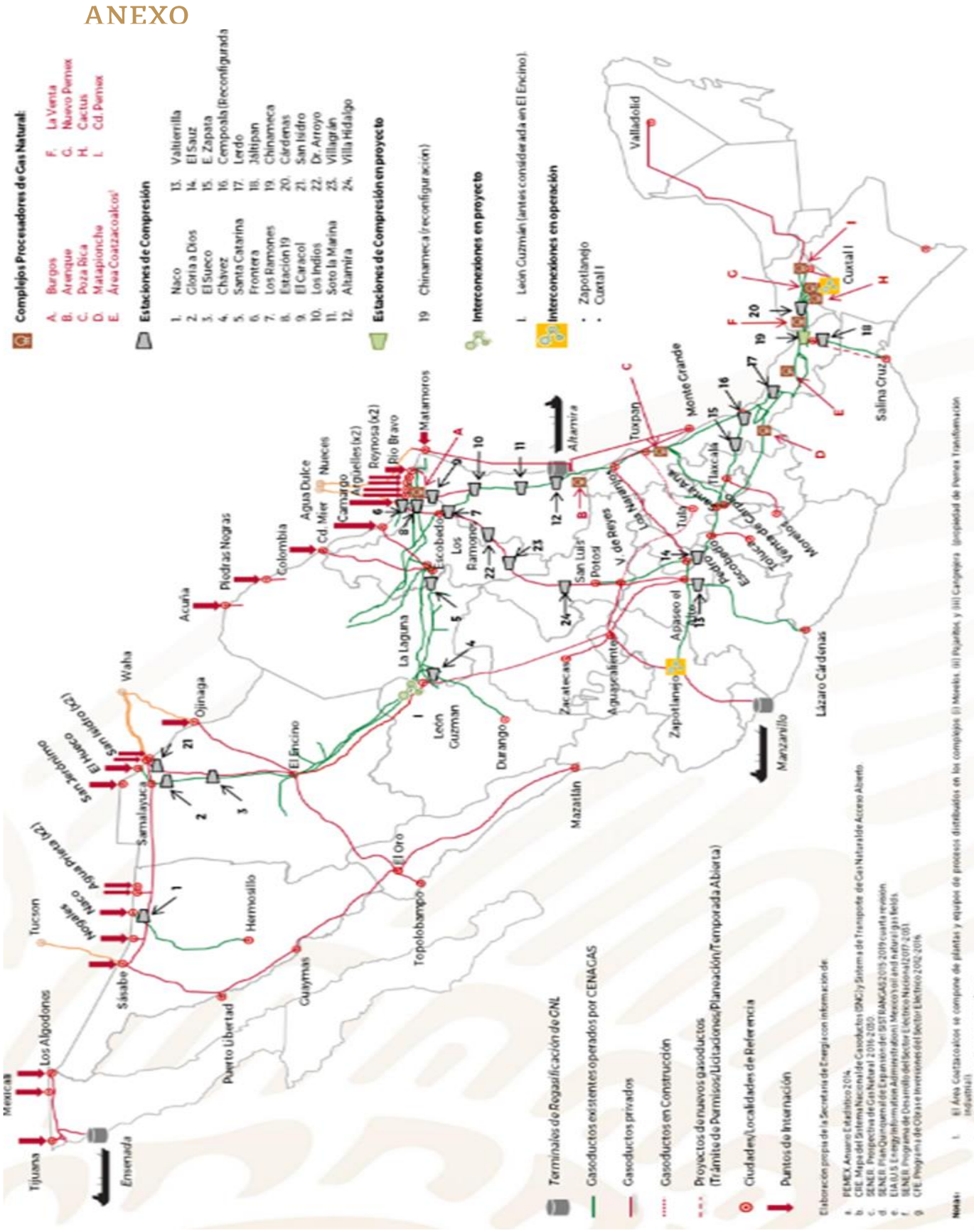

Complejos Procesadores de Gas Natural:
A. Burgos
B. Arenque
C. Poza Rica
D. Matapioncho
E. Área Coatzacoalcos[1]
F. La Venta
G. Nuevo Pemex
H. Cactus
I. Cd. Pemex
Estaciones de Compresión
1. Naco
2. Gloria a Dios
3. El Sueco
4. Chávez
5. Santa Catarina
6. Frontera
7. Los Ramones
8. Estación 19
9. El Caracol
10. Los Indios
11. Soto la Marina
12. Altamira
13. Valtierrilla
14. El Sauz
15. E. Zapata
16. Cerpasola (Reconfigurada
17. Lerdo
18. Jáltipan
19. Chinameca
20. Cárdenas
21. San Isidro
22. Dr. Arroyo
23. Villagrán
24. Villa Hidalgo
Estaciones de Compresión en proyecto
19 Chinameca (reconfiguración)
Interconexiones en proyecto
I. León Guzmán (antes considerada en El Encino).
Interconexiones en operación
• Zapotlanejo
• Cuxtal I
Mexicali
Tijuana
Los Algodones
Ensenada
Sásabe
Tucson
Nogales
Naco
Agua Prieta (X2)
San Jerónimo
El Huásco
San Isidro (X2)
Samalayuca
Waha
Ojinaga
Acuña
Piedras Negras
Colombia
Puerto Libertad
Hermosillo
Guaymas
El Oro
Topolobampo
El Encino
Agua Dulce
Nuevo Cd. Mier
Nuevo Camargo
Arguelles (x2)
Reynosa (x2)
Río Bravo
Matamoros
La Laguna
Escobedo
Los Ramones
Durango
León Guzmán
Mazatlán
Zacatecas
Aguascalientes
San Luis Potosí
V. de Reyes
Altamira
Tuxpan
Monte Grande
Tulín
Tlaxcala
Santa Ana
Escobedo
Pedro Escobedo
Apaseo el Alto
Zapotlanejo
Toluca
Vista de Campo
Morelia
Manzanillo
Lázaro Cárdenas
Salina Cruz
Cuxtal I
Valladolid
Terminales de Regasificación de GNL
Gasoductos existentes operados por CENACAS
Gasoductos privados
Gasoductos en Construcción
Proyectos de nuevos gasoductos (Trámite de Permisos/Licitaciones/Planeación/Temporada Abierta)
Ciudades/Localidades de Referencia
Puntos de Interconexión
Elaboración propia de la Secretaría de Energía con información de:
a. PEMEX Anuario Estadístico 2014
b. CRE. Mapa del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y Sistema de Transporte de Gas Natural de Acceso Abierto.
c. SENER. Prospectiva de Gas Natural 2016-2030
d. SENER. Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2019-2019 cuarta revisión
e. EIA/U.S. Energy Information Administration. Mexico oil and natural gas fields
f. SENER. Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2017-2031
g. CFE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2002-2016
Notas:
1. El Área Coatzacoalcos se compone de plantas y equipos de procesos distribuidos en los complejos (i) Morelos, (ii) Pajaritos y (iii) Cangrejera (propiedad de Pemex Transformación Industrial)
2. Fecha de actualización enero /2022

Tabla 4. Factores de emisión empleados para estimar los GEI en la zona sur

Tipo de emisión	Subsistema	Dato de actividad	FE CO_2	FE CH_4	Unidades	Fuente
Venteo	Transporte de Gas	Millones de metros cúbicos de gas transportados	0.0000031	0.00032	Gg/$10^6 m^3$ gas transportado	INECC, Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México. Página 108. Tabla 49 CO_2 y Tabla 74 CH_4. Refiere al IPCC
Fugitivas	Transporte de gas natural	Millones de metros cúbicos de gas transportados	8.8E-07	0.00048	Gg/$10^6 m^3$ gas transportado	INECC, Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México. Página 165. Tabla 75. Refiere al IPCC, 2006
Fugitivas	Compresión de gas	Capacidad de compresión instalada (MW)	0.0000275	0.015	Gg/MW instalado	INECC, Determinación de factores de emisión para emisiones fugitivas de la industria petrolera en México. Página 165. Tabla 75. Refiere al IPCC, 2006

MEDIO AMBIENTE

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

INECC

INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO