SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

TERCERA REVISIÓN

PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS

2020 - 2024

OCTUBRE 2023

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS 3

INTRODUCCIÓN 4

1. MARCO LEGAL 5

2. ANTECEDENTES 6

2.1. PLAN QUINQUENAL 2020-2024 SEGUNDA REVISIÓN ANUAL 6

2.2. AVANCE DE LOS PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA 7

2.2.1. Proyecto “Leona Vicario” 7

2.2.2. Proyecto “León Guzmán” 7

2.2.3. Proyecto “Dulces Nombres” 7

2.2.4. Estación de compresión Chinameca 7

2.2.5. Interconexión El Encino 7

2.2.6. Libramiento Reynosa 8

3. PANORAMA 2022 9

3.1. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL 9

3.1.1. Infraestructura SISTRANGAS 9

3.2. OFERTA DE GAS NATURAL 11

3.3. DEMANDA DE GAS NATURAL 12

4. TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024 14

4.1 METODOLOGÍA APLICADA 14

4.2 PRONÓSTICO DE OFERTA DE GAS NATURAL 15

4.3. PRONÓSTICO DE DEMANDA DE GAS NATURAL 16

4.3.1. Demanda nacional de gas natural 19

4.3.2. Demanda para el SISTRANGAS 19

4.4. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE 20

5. PROPUESTA DE LA TERCERA REVISIÓN PARA OPINIÓN TÉCNICA DE LA CRE 21

6. OPINIÓN TÉCNICA DE LA CRE 22

7. TERCERA REVISIÓN ANUAL APROBADA POR LA SENER 26

7.1 PROPUESTA DEL CENAGAS A LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024 26

7.2 PROYECTOS APROBADOS EN LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL 2020–2024 26

ANEXO. - FICHAS TÉCNICAS DE LOS PROYECTOS 29

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PROYECTOS QUE CONFORMARON LA SEGUNDA REVISIÓN 6
TABLA 2. TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE GNL 9
TABLA 3. SISTEMAS QUE CONFORMAN EL SISTRANGAS 9
TABLA 4. DEMANDA PROMEDIO ENE-DIC 2022 DEL SISTRANGAS 12
TABLA 5. PROYECTOS A CARGO DE CENAGAS QUE CONFORMAN LA PROPUESTA DE TERCERA REVISIÓN 21
TABLA 6. PROYECTOS QUE CONFORMAN LA TERCERA REVISIÓN 26

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL 10
FIGURA 2. OFERTA DE GAS NATURAL DEL 2015 AL 2022 (MMPCD) 11
FIGURA 3. CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS POR SECTOR 2013 – 2022 (MMPCD) 13
FIGURA 4. CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS POR SECTOR, ENE-AGO 2023 (MMPCD) 13
FIGURA 5. SEGUIMIENTO A LOS PRONÓSTICOS DE OFERTA DE LA SEGUNDA REVISIÓN 15
FIGURA 6. ESCENARIOS DE INYECCIÓN NACIONAL DE GAS SECO EVALUADOS PARA LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL 16
FIGURA 7. SEGUIMIENTO A LOS PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE LA SEGUNDA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL 17
FIGURA 8. PARTICIPACIÓN EN LA CONSULTA PÚBLICA NACIONAL 2019, 2020, 2021 Y 2022 18
FIGURA 9. ESCENARIOS DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL DE LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL 19
FIGURA 10. ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS EVALUADOS PARA LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL 20
FIGURA 11. MAPA DE LA TERCERA REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS 2020-2024 28

INTRODUCCIÓN

El 5 de noviembre de 2020, la Secretaría de Energía (SENER) publicó el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024 (Plan Quinquenal), el cual toma como base la visión y estrategia de la Política Energética y se alinea al Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

Con el objetivo de verificar la vigencia de los planes quinquenales de expansión ante la evolución del mercado de gas natural y poder realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), la SENER, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) llevan a cabo una revisión anual de dichos planes, conforme lo establecido en el artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 66 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

La Primera Revisión Anual del Plan Quinquenal (Primera Revisión) fue publicada en diciembre de 2021, actualizó y confirmó la necesidad de proyectos que tienen el propósito de mejorar la condiciones de continuidad del suministro de gas natural en la zona sureste del país, brindar redundancia, mayor flexibilidad operativa y diversificar las fuentes de suministro, consistentes en la instalación de cabezales, interconexiones, estaciones de compresión e instalación de equipos de medición, control y regulación principalmente.

En la Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal (Segunda Revisión), publicada en diciembre de 2022 el CENAGAS actualizó la metodología utilizada en la elaboración de la primera revisión anual incorporando elementos que apoyan en la evaluación de los proyectos de infraestructura y a la toma de decisiones que mejoren continuamente las condiciones del sistema de transporte.

Para la Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal (Tercera Revisión), se consideran como elementos clave la evaluación de proyectos que generen redundancia al sistema y aseguren un continuo suministro, basándose en la:

i. Jerarquización de proyectos, bajo una perspectiva de riesgos y beneficios de largo plazo, y
ii. Costo/beneficio considerando, cuantificando y valorando los efectos sociales, ambientales y económicos.

La aprobación y publicación de esta Tercera Revisión, parte de la propuesta del CENAGAS que contó con opinión técnica previa de la CRE, se conforma de siete secciones. En las tres primeras se proporcionan el marco legal, los antecedentes y el panorama de mercado. Posteriormente, en la cuarta sección se expone la metodología aplicada y los resultados obtenidos. En la sección 5 se presentan los ajustes a la cartera de proyectos propuestos para la tercera revisión anual, mientras que en las secciones 6 y 7 se expone la opinión técnica emitida por la CRE por medio del Acuerdo número A/006/2023 y la revisión aprobada por la SENER. Adicionalmente, este documento se acompaña de las fichas técnicas de los proyectos aprobados en esta revisión.

1. MARCO LEGAL

La Ley de Hidrocarburos (Ley), reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos fue publicada el 11 de agosto de 2014, en ella se establece el procedimiento para la publicación y revisión anual de los planes quinquenales de expansión del SISTRANGAS, en los artículos 69 de la Ley y 66 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento) y en los artículos cuarto, fracción IX y décimo sexto, fracción II del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural (el Decreto). En dichos ordenamientos, se establece que cada cinco años, los gestores de los sistemas integrados deberán proponer a la SENER previa opinión técnica de la CRE, los planes quinquenales de expansión y optimización de la infraestructura de transporte por ducto y almacenamiento, así como de la expansión del SISTRANGAS, y año con año éste será revisado y ajustado, conforme a la normatividad aplicable.

Las revisiones anuales deberán considerar, además de la planeación indicativa, en su caso, los proyectos estratégicos y de cobertura social incluidos en el Plan, conforme lo establecido en los artículos 69 y 122 de la Ley. De acuerdo con el artículo 66 del Reglamento, la SENER podrá determinar en cualquier momento que un proyecto reúne las características para ser considerado como estratégico o en su caso, de cobertura social y lo comunicará al CENAGAS para su consideración en la revisión anual respectiva.

Por otra parte, en cumplimiento con el plazo previsto en el Transitorio Décimo Segundo de la Ley, y conforme a lo establecido en el artículo Vigésimo Tercero, fracción IX, y Transitorio Noveno del Decreto, la SENER estableció el 7 de julio de 2016 como la fecha a partir de la cual el CENAGAS cuenta con las capacidades técnicas para llevar a cabo los procesos de licitación de los proyectos contenidos en los planes quinquenales de expansión del SISTRANGAS.

Las atribuciones específicas de la SENER asociadas con la aprobación y emisión de un plan quinquenal de expansión y optimización de la infraestructura de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, así como su revisión anual e instruir su publicación están establecidas en los artículos 16, fracciones XVIII y XX y 21, fracciones V y VI del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

2. ANTECEDENTES

2.1. PLAN QUINQUENAL 2020-2024 SEGUNDA REVISIÓN ANUAL

El 5 de noviembre de 2020, SENER aprobó y publicó el Plan Quinquenal. En cumplimiento con el procedimiento establecido en el artículo 66 del Reglamento, el 14 de enero de 2022, CENAGAS, en su calidad de Gestor Independiente del SISTRANGAS, presentó a la CRE para su opinión técnica, la propuesta de la Segunda Revisión.

El 11 de marzo de 2022, la CRE emitió su opinión técnica a través del Acuerdo A/009/2022, respecto de dicha propuesta, determinando, entre otros aspectos, mantener la cartera de proyectos presentada por el Centro, dado que contiene los proyectos aprobados por la Secretaría de Energía en la Primera Revisión, mientras que los tres nuevos proyectos contemplados se presentaron como indicativos, conforme al mandato del artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos.

Derivado de esa opinión técnica, misma que fue incorporada en la propuesta, el Consejo de Administración del Centro, en su Sesión 49 Ordinaria del 29 de junio de 2022, a través del Acuerdo CA-015/2022, tomó conocimiento de la propuesta de la Segunda Revisión para presentarla a la Secretaría de Energía y que ésta resolviera lo conducente. Posteriormente, el 12 de julio del 2022, CENAGAS la presentó a la SENER para su aprobación y publicación.

Finalmente, los días 12 y 15 de diciembre de 2022, la Secretaría aprobó y publicó, respectivamente, la Segunda Revisión, conformada por los proyectos de la TABLA 1:

TABLA 1. PROYECTOS QUE CONFORMARON LA SEGUNDA REVISIÓN

PROYECTO		CLASIFICACIÓN	INVERSIÓN ESTIMADA (MMUSD)	FECHA ESTIMADA DE OPERACIÓN
1.	Leona Vicario	Indicativo	20.04	2023
2.	Interconexión León Guzmán	Indicativo	0	2022
3.	Dulces Nombres	Indicativo	18.63	2024-2025
4.	Estación de Compresión Chinameca	Indicativo	14.45	2023
5.	Interconexión El Encino	Indicativo	13.61	2024-2025
6.	Libramiento Reynosa	Indicativo	105.92	2023-2024

Fuente: Segunda Revisión

2.2. AVANCE DE LOS PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

2.2.1. Proyecto "Leona Vicario"

Actualmente el proyecto se encuentra en fase de desarrollo, específicamente, acondicionado de terreno para montaje de patines de medición y soldado de silletas envolventes en el gasoducto de 48" Cactus – San Fernando. La construcción no considera obra civil, pero sí el acondicionamiento y la integración de diversos sistemas. Se espera que los trabajos se concluyan en 2024.

2.2.2. Proyecto "León Guzmán"

Con la interconexión (de aproximadamente 457 m) entre el SISTRANGAS con el gasoducto El Encino – La Laguna, en León Guzmán, será posible inyectar hasta 100 MMpcd al Sistema con destino a Durango.

El diseño fue desarrollado por el operador del sistema El Encino – La Laguna en el período de noviembre de 2018 a febrero de 2021. Posteriormente, la empresa realizó las actividades consistentes en: ingeniería de detalle, procura, construcción y puesta en marcha. Los trabajos de interconexión concluyeron satisfactoriamente el 30 de noviembre de 2021.

2.2.3. Proyecto "Dulces Nombres"

Con base en los resultados obtenidos del análisis hidráulico CENAGAS identificó que el proyecto El Encino es más flexible ante cambios en la oferta y/o demanda de gas natural de la zona norte, así como para garantizar la operación del SISTRANGAS, por lo que el Centro propuso que el proyecto Dulces Nombres sea dado de baja de la cartera de proyectos de la Tercera Revisión.

2.2.4. Estación de compresión Chinameca

En este proyecto CENAGAS se encuentra realizando las acciones necesarias y progresan los trabajos de desmantelamiento de las estaciones de compresión Santa Catarina y Los Ramones, en el caso de Chinameca, se tienen avances en la obra civil, así como en el desarrollo de la ingeniería y en la rehabilitación de la turbomaquinaria. CENAGAS prevé el inicio de operaciones hacia el primer trimestre de 2024.

2.2.5. Interconexión El Encino

Derivado de la evaluación de los escenarios de oferta y demanda, así como de la cartera de proyectos para la Tercera Revisión, se determinó la viabilidad para el desarrollo de la interconexión El Encino, por lo que se comenzará con la definición del plan de trabajo y de las actividades de conceptualización dentro de las que se encuentran, los convenios de inversión, la ingeniería conceptual y filosofía de operación. Con ello, se busca brindar certidumbre a su desarrollo para su dimensionamiento adecuado y estimación de costos. CENAGAS prevé el inicio de operaciones en 2024.

2.2.6. Libramiento Reynosa

El proyecto se encuentra en desarrollo y como parte de la gestión de los recursos para su implementación, este proyecto fue revisado por la Unidad de Inversiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y por su parte, CENAGAS atendió las observaciones de dicha Unidad, con lo que, a través del Sistema de Cartera de Inversión, se otorgó el registro del proyecto en cartera de conformidad con los artículos 34 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH), 47 del Reglamento de la LFPRH, 61 del Reglamento Interior de la SHCP y los Lineamientos para el registro. Con lo anterior, el CENAGAS está en posibilidad de continuar con el procedimiento para la asignación de los recursos y, posteriormente, el procedimiento de contratación para su desarrollo y construcción.

3. PANORAMA 2022

3.1. TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

En 2022, el segmento norte del gasoducto Tula-Villa de Reyes inició operaciones y con ello se suman 42 sistemas de transporte de gas natural en operación en el país, lo que da como resultado una longitud aproximada de 19,170 km. Del total de esta longitud, 3,050 km han iniciado operaciones durante la presente administración, esto significa que del primero de diciembre de 2018 al 31 de diciembre de 2022, la red de transporte de gas natural creció aproximadamente 16%.

En cuanto a la infraestructura de almacenamiento de gas natural existen tres (3) terminales de Gas Natural Licuado (GNL) que operan como abasto a ciertos usuarios en particular (ver TABLA 2), por lo que actualmente, el CENAGAS no cuenta con capacidad de almacenamiento operativo ni estratégico. Por ello, y principalmente para el SISTRANGAS, es necesario contar con opciones que permitan contar con inventarios operativos que posibiliten balancear el sistema ante circunstancias imprevistas que pudieran comprometer su operación e integridad y así garantizar la continuidad de sus servicios de transporte.

TABLA 2. TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE GNL

PERMISIONARIO	OPERADOR	USUARIO
Terminal de LNG[1] de Altamira, S. de R. L. de C. V.	Enagás	CFE
Terminal KMS de GNL, S. de R. L. de C. V.	KOGAS	Energía Occidente de México (para CFE)
Energía Costa Azul, S. de R. L. de C. V.	IEnova	Gasoducto Rosarito

Fuente: Elaboración CENAGAS con fuentes diversas.

3.1.1. Infraestructura SISTRANGAS

El SISTRANGAS tiene una longitud total de 10,336 kilómetros (ver TABLA 3), una capacidad contratada de 6,819,610 GJ/d[2] y se compone por los siguientes siete (7) sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí e integrados para efectos tarifarios.

TABLA 3. SISTEMAS QUE CONFORMAN EL SISTRANGAS

SISTEMA	LONGITUD (KM)
1. Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,990
2. Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	114
3. Gasoducto del Bajío (GdB),	204

[1] Gas Natural Licuado, por sus siglas en inglés.
[2] Dato a diciembre de 2022.

SISTEMA	LONGITUD (KM)
4. Gasoducto de Zacatecas (Gas Natural del Noroeste, GNN)	173
5. Los Ramones, Fase I (Gasoductos del Noreste, GdN)	116
6. Los Ramones, Fase II – Norte (TAG Pipelines Norte, TPN)	447
7. Los Ramones, Fase II – Sur (TAG Pipelines Sur, TPS)	292

Fuente: Elaboración CENAGAS y SENER con fuentes diversas.

FIGURA 1. SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL

Fuente: Elaboración CENAGAS.

Como se observa en la FIGURA 1, de los 10,336 kilómetros que conforman el SISTRANGAS, 8,990 kilómetros son del SNG, propiedad de CENAGAS, esto quiere decir que el Estado Mexicano es dueño del 87% de los ductos de este Sistema. Así el SNG, funge como el sistema central, está constituido por ductos que van desde 4" hasta 48" de diámetro, nueve (9) estaciones de compresión con una potencia instalada total de 256,400 hp[3], 359 válvulas de seccionamiento, 142 trampas de envío de diablos, 141 trampas de recibo de diablos y 121 Estaciones de Regulación y Medición (ERM) que distribuyen el gas natural a distintos usuarios.

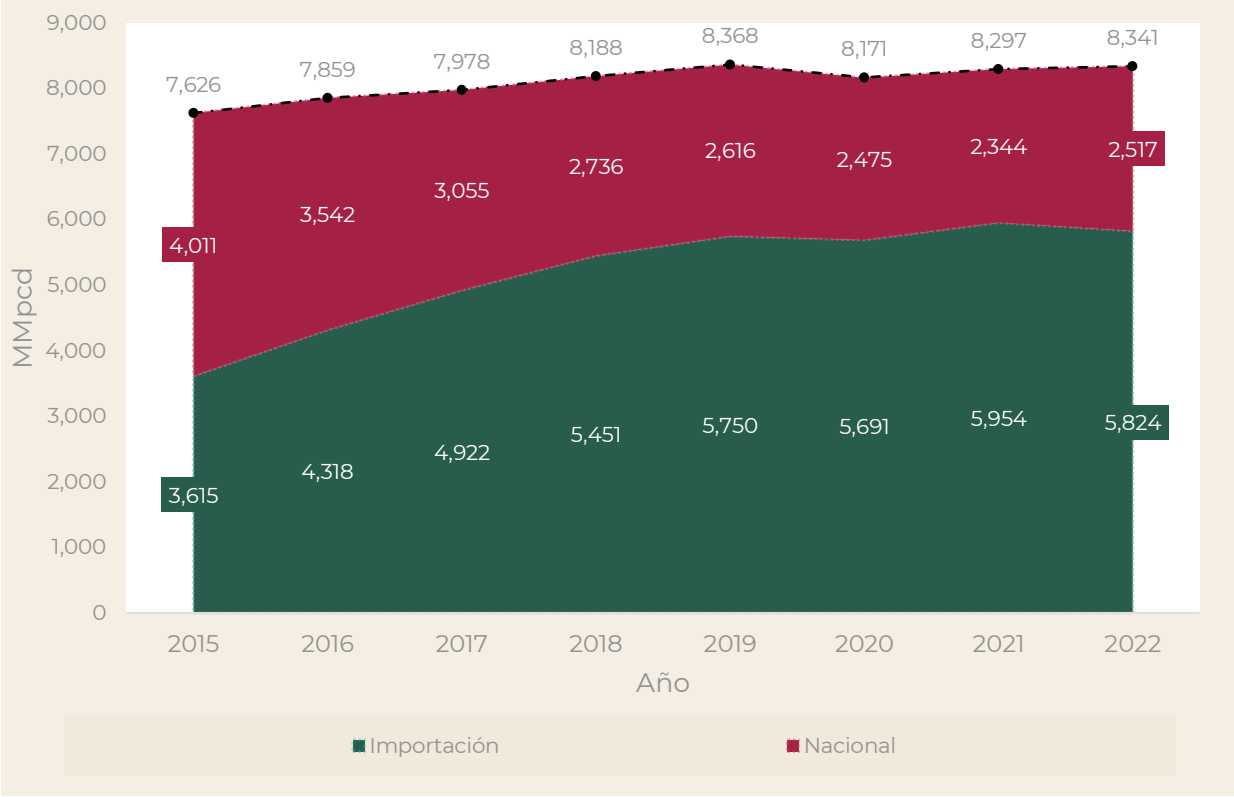
[3] hp: Horse power, caballos de fuerza, unidad de medida de potencia.

3.2. OFERTA DE GAS NATURAL

La oferta de gas natural se compone de las inyecciones provenientes de la importación (vía ducto y GNL) y de la producción nacional. Debido a la estrategia para el abasto de gas natural de las administraciones anteriores, misma que consistió en aumentar la importación de este combustible desde los Estados Unidos, aprovechando los precios bajos principalmente en las regiones oeste y sur de Texas, la importación de gas natural en los últimos años se ha incrementado (ver FIGURA 2).

Esa estrategia representa una dependencia de dicho energético proveniente de Estados Unidos de América, por lo que debe mantenerse la garantía de suministro de gas natural para la continuidad de las actividades industriales del país, en particular del sector energía, como la generación eléctrica y las actividades de refinación. Cabe mencionar que, desde el último trimestre de 2021, se ha observado una recuperación en la producción nacional de gas natural, lo que ha permitido contrarrestar el incremento de las importaciones de este hidrocarburo.

FIGURA 2. OFERTA DE GAS NATURAL DEL 2015 AL 2022 (MMPCD)



Fuente: Elaboración CENAGAS.

Específicamente para el SISTRANGAS, durante 2022 el promedio de las inyecciones nacionales fue de 1,590 MMpcd, mientras que las inyecciones por importaciones alcanzaron los 3,053 MMpcd[4] . Es decir, el 66% de la demanda del Sistema fue atendida con gas de importación.

[4] Importaciones realizadas a través de ductos de internación y Gas Natural Licuado (GNL).

3.3. DEMANDA DE GAS NATURAL

Durante 2022, el consumo de gas natural en el país ascendió a un promedio de 8,341 MMpcd[5], de los que el SISTRANGAS suministró 4,461 MMpcd, aproximadamente el 53% del total nacional (ver TABLA 4). El 47% restante, equivalente a 3,880 MMpcd fue atendido por otros sistemas.

TABLA 4. DEMANDA PROMEDIO ENE-DIC 2022 DEL SISTRANGAS

SECTOR	MMPCD	% PARTICIPACIÓN
Total SISTRANGAS	**4,461**	**53%**
Eléctrico	1,590	36%
Industrial	936	21%
Petrolero	1,030	23%
Distribución	904	20%
Otros sistemas	**3,880**	**47%**
TOTAL	**8,341**	**100%**

Fuente: Elaboración CENAGAS con base en datos de medición.

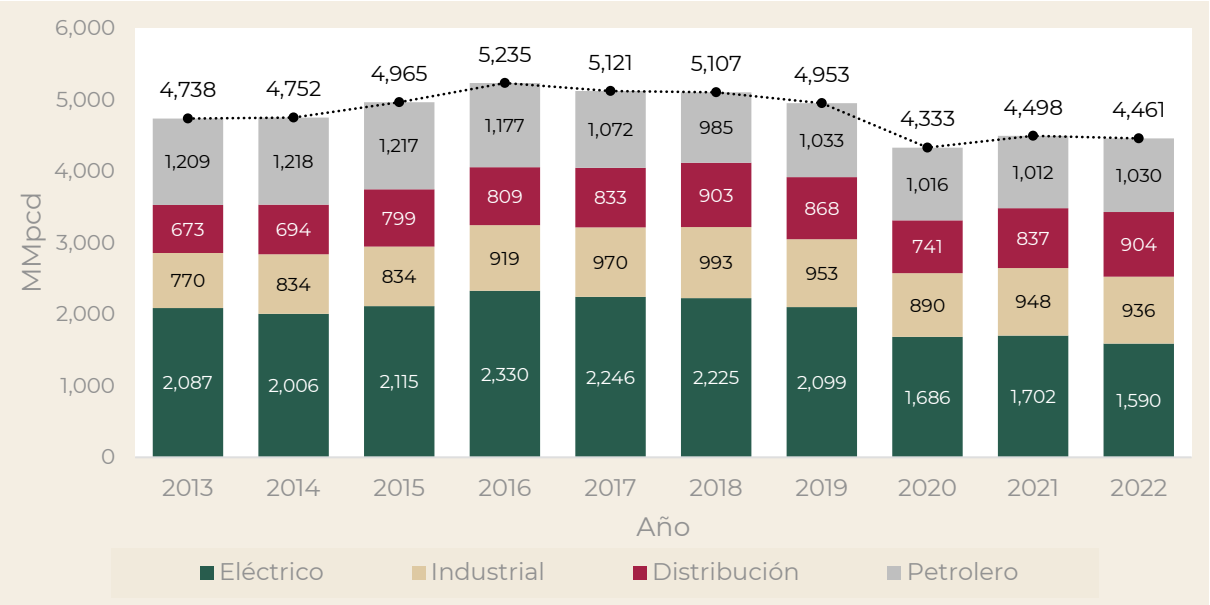
El sector eléctrico representa la mayor parte del consumo en el SISTRANGAS debido al creciente uso de gas natural en plantas de ciclo combinado. Para los sectores industrial y distribución también se ha observado un incremento en la demanda, no obstante, éste se ha visto limitado por la falta de disponibilidad de este hidrocarburo, principalmente, así como por la cobertura de las redes de distribución y transporte de gas natural que operan en el país.

En el sector petrolero (Centros Petroquímicos, Refinerías y para Bombeo Neumático), la demanda de gas natural está en función de la producción de gas natural y de crudo mismas que, en 2022 presentaron una tendencia creciente, al igual que la demanda en el sector.

Pese al incremento en el consumo aparente de gas natural observado durante el período 2015-2019 (ver FIGURA 3), a una tasa anual de 2.35%, en 2020 se presentó una disminución originada de la suspensión y/o restricción de producción de diversos sectores a causa de la contingencia sanitaria declarada por la enfermedad COVID-19. Adicionalmente, los consumos del SISTRANGAS (ver FIGURA 3) también se redujeron por la migración de demanda eléctrica a sistemas privados no integrados. A partir de 2021 los consumos se recuperaron de forma gradual, a pesar de que en febrero de ese año se llevó a cabo la suspensión y/o restricción de producción de diversos sectores a causa del vórtice polar que afectó el sur de Estados Unidos y el norte de México, provocando una reducción en las importaciones de gas natural. Para 2022, se presentó una reducción en la demanda de gas natural principalmente en el sector eléctrico, sobre todo por la migración de centrales eléctricas a sistemas privados (ver FIGURA 4).

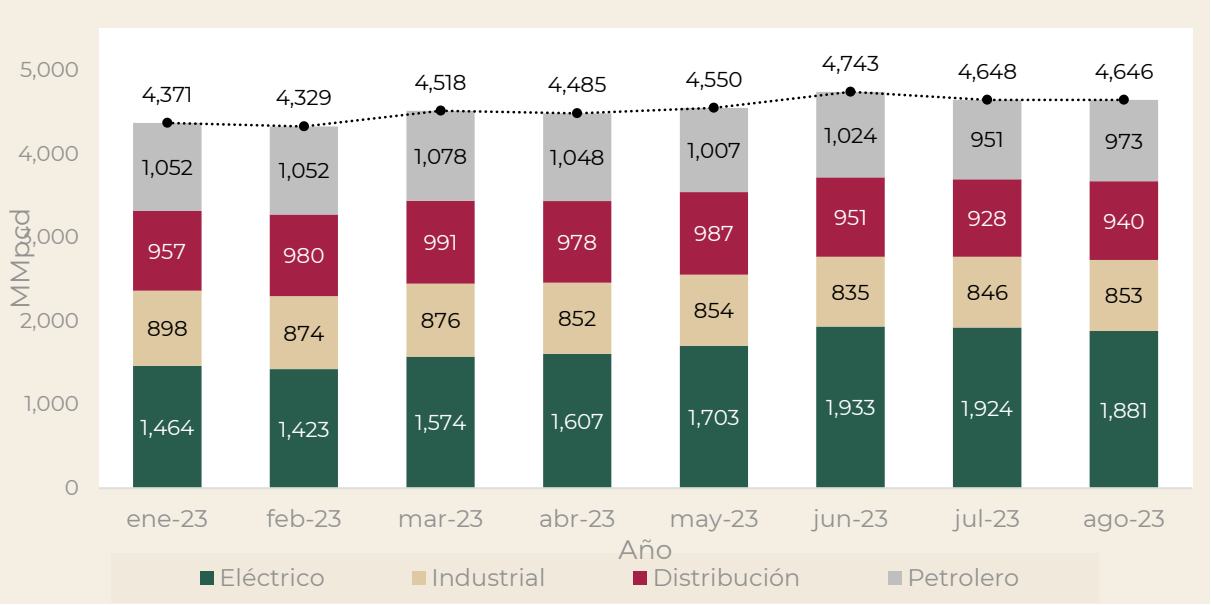
[5] De acuerdo con información del Prontuario Estadístico de la SENER del mes de diciembre de 2022.

FIGURA 3. CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS POR SECTOR 2013 – 2022[6] (MMPCD)



Fuente: Elaboración CENAGAS con base en datos de medición.

FIGURA 4. CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS POR SECTOR, ENE-AGO 2023 (MMPCD)



Fuente: Elaboración CENAGAS con base en datos de medición.

[6] Datos hasta diciembre de 2022.

4. TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024

4.1 METODOLOGÍA APLICADA

Del panorama expuesto anteriormente y considerando las recomendaciones realizadas por la CRE y la SENER para la elaboración de la propuesta de la Tercera Revisión, el CENAGAS realizó diversas actividades, entre las que destacan:

a. Realización de la Consulta Pública Nacional 2022 para identificar la demanda y oferta potenciales de gas natural en todo el país, a largo plazo;

b. Comunicación con CENACE, PEMEX y CFE, para revisar la información de producción y de demanda de gas natural para los sectores eléctrico y petrolero, con el propósito de realizar las mejores estimaciones posibles.

c. Ajustar a los modelos de pronósticos, de optimización y de simulación hidráulica que permiten evaluar diferentes escenarios de oferta, demanda y la relación que guarden con proyectos de infraestructura;

d. Actualización de las metodologías de jerarquización de proyectos con base en riesgos comerciales, operativos y de confiabilidad y los beneficios de largo plazo de cada proyecto, así como análisis de impactos sociales, ambientales y económicos.

El primer paso de la metodología utilizada por CENAGAS para la elaboración de la Tercera Revisión fue la actualización de las proyecciones de oferta (gas disponible para el SISTRANGAS) y de demanda de gas natural para un horizonte de largo plazo (14 años), a partir de los cuales se evaluó la cartera de proyectos en materia de transporte de gas natural, mediante un modelo de optimización de flujos. Los proyectos seleccionados en la fase anterior se evaluaron hidráulicamente para identificar si son técnicamente factibles.

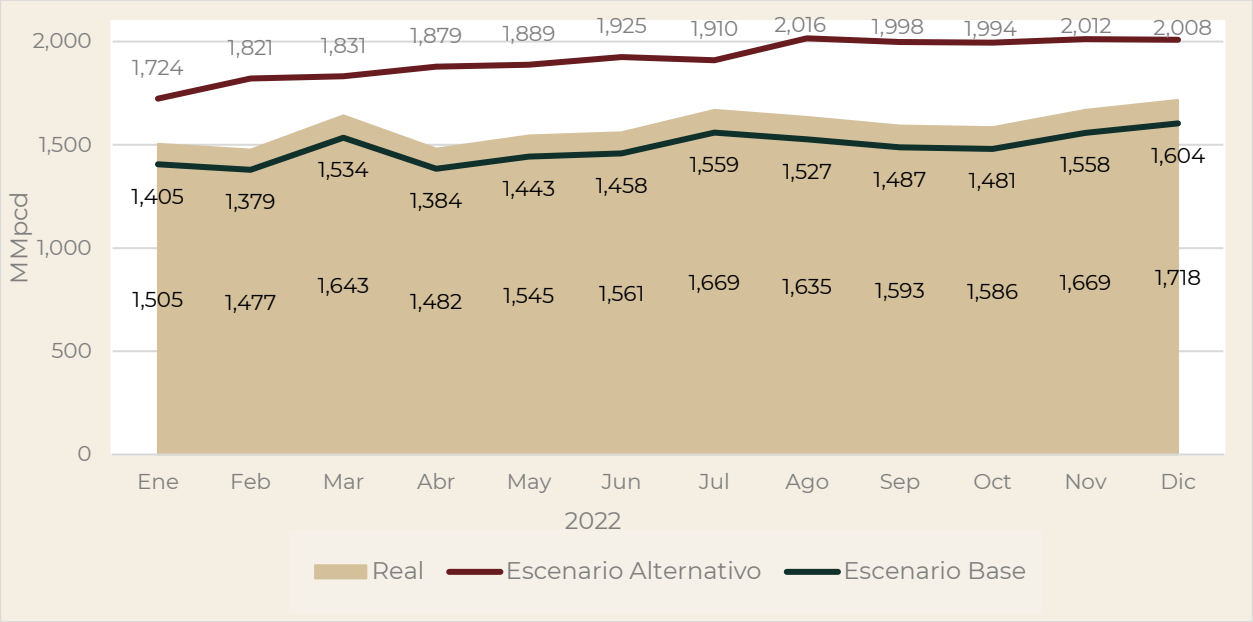
Los proyectos técnicamente factibles fueron jerarquizados bajo una perspectiva de riesgos y de beneficios de largo plazo y sometidos a un análisis costo/beneficio considerando, cuantificando y valorando los efectos sociales, ambientales y económicos, de conformidad con lo solicitado por la Comisión en el Acuerdo Cuarto del Acuerdo Número A/009/2022.

Finalmente, en cuanto al desarrollo de almacenamiento de gas natural, el CENAGAS y la SENER trabajan conjuntamente para establecer una estrategia de almacenamiento, como parte de lo cual se continúa con la evaluación de diversas alternativas.

4.2 PRONÓSTICO DE OFERTA DE GAS NATURAL

Los pronósticos de oferta de gas natural considerados por el Centro durante la Segunda Revisión fueron ajustados para la propuesta Tercera Revisión, con el objetivo de mantenerlos vigentes ante la evolución del mercado de gas natural. Como se puede observar en la FIGURA 5, respecto a las inyecciones observadas al SISTRANGAS en 2022, el pronóstico del escenario Base fue el que presentó el menor error promedio. Dicho escenario fue construido a partir de la metodología desarrollada por CENAGAS.

FIGURA 5. SEGUIMIENTO A LOS PRONÓSTICOS DE OFERTA DE LA SEGUNDA REVISIÓN



Fuente: Elaboración CENAGAS.

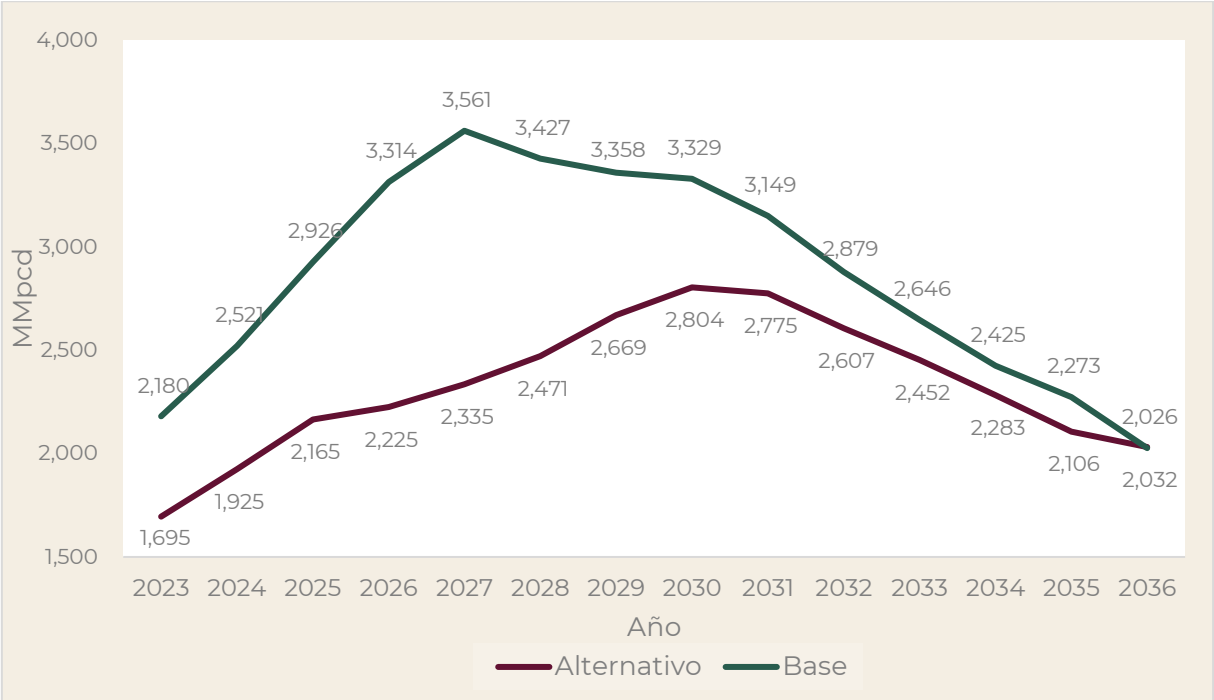
La metodología de pronósticos de CENAGAS permitió obtener las estimaciones de oferta nacional por punto de inyección al Sistema con base en la *Actualización de la Prospectiva de Producción 2020 – 2034* (ver FIGURA 6) de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)[7], considerando diversos factores tales como el aprovechamiento de gas, el contenido de nitrógeno, la recuperación de producción en los campos relevantes y la quema y el venteo. También se realizaron estimaciones de: i) el envío de gas húmedo amargo y gas húmedo dulce a cada Centro Procesador de Gas (CPG) conectado al SISTRANGAS y la producción de gas seco dulce con base en el factor de encogimiento y los autoconsumos de cada centro y, ii) la cantidad de gas seco que puede ser inyectado directamente de los campos al SISTRANGAS. Adicionalmente, se evaluó la prospectiva de producción de gas natural proporcionada por PEMEX[8]. Como resultado, se determinaron los siguientes escenarios:

i. Escenario Base: proviene de la información proporcionada por PEMEX, la cual considera inyección desde Nuevas Áreas Terrestres en la zona norte del país, además de campos en desarrollo en la zona centro y Lerdo, así como el proyecto Llave.

[7] Información enviada por CNH a través del Oficio No. 270.156/2022.
[8] Información enviada por la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y desempeño de PEMEX, por medio del oficio PEMEX-DCPCD-SPEAREF-517-2022-RE-UGTP-000592-2022.

ii. Escenario Alternativo: considera que la inyección continúe su tendencia ascendente (a partir de los incrementos observados desde el último trimestre de 2021) dados los ajustes en infraestructura y aumento de producción previstos en la zona de Veracruz, en el corto plazo por el mejor aprovechamiento de Ixachi y Quesqui (que realizan inyecciones en Papan y Playuela), y para el largo plazo en el punto de inyección de Lerdo.

FIGURA 6. ESCENARIOS DE INYECCIÓN NACIONAL DE GAS SECO EVALUADOS PARA LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL

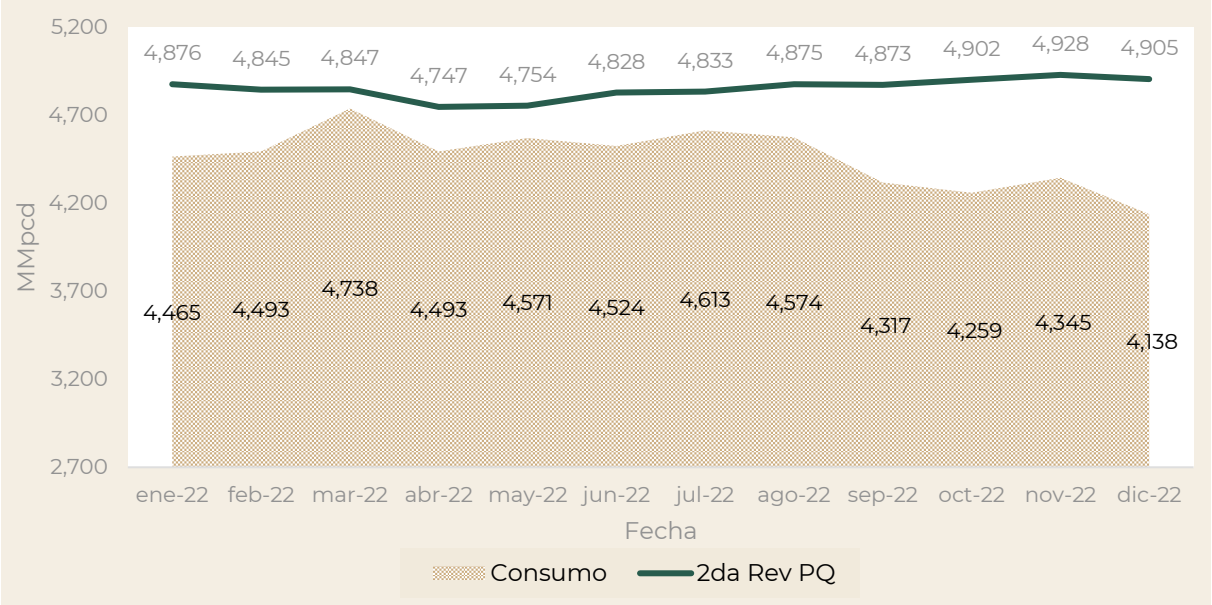


Fuente: Elaboración CENAGAS.

4.3. PRONÓSTICO DE DEMANDA DE GAS NATURAL

Los escenarios de demanda de gas seco se construyeron tomando como base las estimaciones de la demanda de los usuarios del SISTRANGAS, en el corto y largo plazo, realizadas por CENAGAS de acuerdo con datos históricos de medición (consumos), reportados del 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2022.

FIGURA 7. SEGUIMIENTO A LOS PRONÓSTICOS DE DEMANDA DE LA SEGUNDA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL



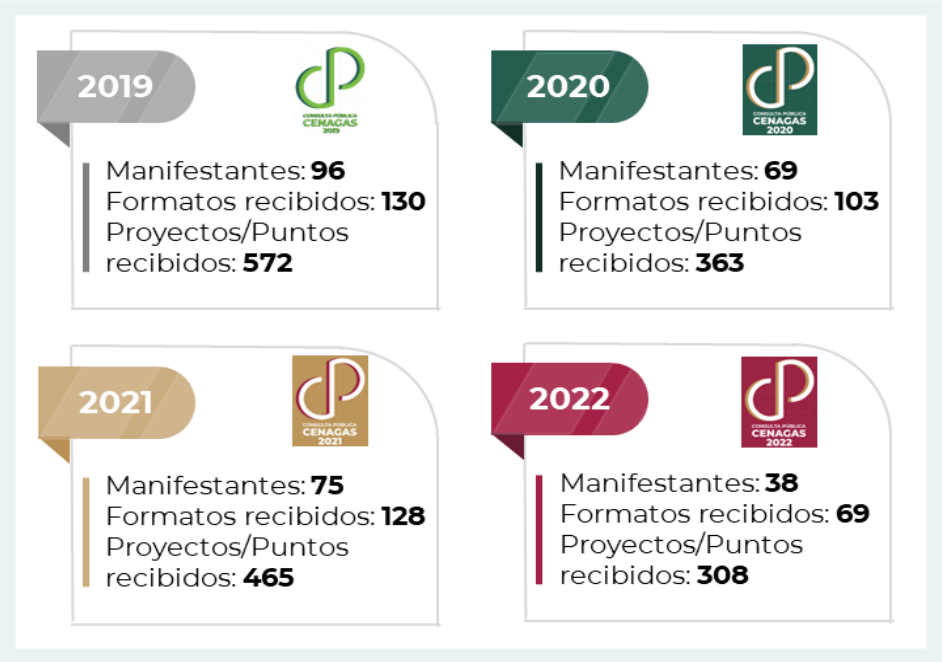
Fuente: Elaboración CENAGAS.

Al respecto, en vista de la afectación al consumo de gas natural observado durante febrero de 2021, por la disminución en las importaciones derivado del vórtice polar[9], el primer paso consistió en ajustar los modelos utilizados por el Centro para la estimación de la demanda de los usuarios del Sistema, con el objetivo de excluir los valores atípicos causados por el dicho evento. En la FIGURA 7, se muestra el comportamiento del consumo en 2022 respecto a lo pronosticado por CENAGAS para la Segunda Revisión.

Estas estimaciones se complementaron con información de demanda recopilada de otras fuentes, siendo las principales los ejercicios de Consulta Pública Nacional 2019, 2020, 2021 y 2022 llevadas a cabo por CENAGAS (cuyos resultados se presentan en la FIGURA 8), las solicitudes de factibilidad de transporte negadas por el Centro y las EPE.

[9] Consultar sección 3.3. de este documento.

FIGURA 8. PARTICIPACIÓN EN LA CONSULTA PÚBLICA NACIONAL 2019, 2020, 2021 Y 2022



Fuente: Elaboración CENAGAS.

Toda la información fue sometida a distintos procesos de validación con el fin de evitar duplicidad y verificar la consistencia de los datos, como lo son: tipo y tamaño del proyecto, tecnología, demanda manifestada, ubicación, sistema de transporte actual y de interés. Como resultado de todo lo anterior se construyeron dos escenarios:

i. Escenario Base: Construido con una orientación hacia los mercados potenciales con mayor probabilidad de desarrollo, considera el incremento tendencial de la demanda de los usuarios actuales del SISTRANGAS de los sectores eléctrico, industrial y distribución, la demanda petrolera manifestada por PEMEX, la demanda contenida detectada por medio de las solicitudes de transporte negadas, se incorpora proyectos factibles[10] identificados por medio de los ejercicios de Consulta Pública Nacional, además de la demanda manifestada por CFEnergía para proyectos prioritarios y algunos usuarios del servicio de comercialización y nuevos proyectos como lo son las plantas de fertilizantes y terminales de licuefacción. Por último, se incorpora la demanda de otros sistemas de transporte.

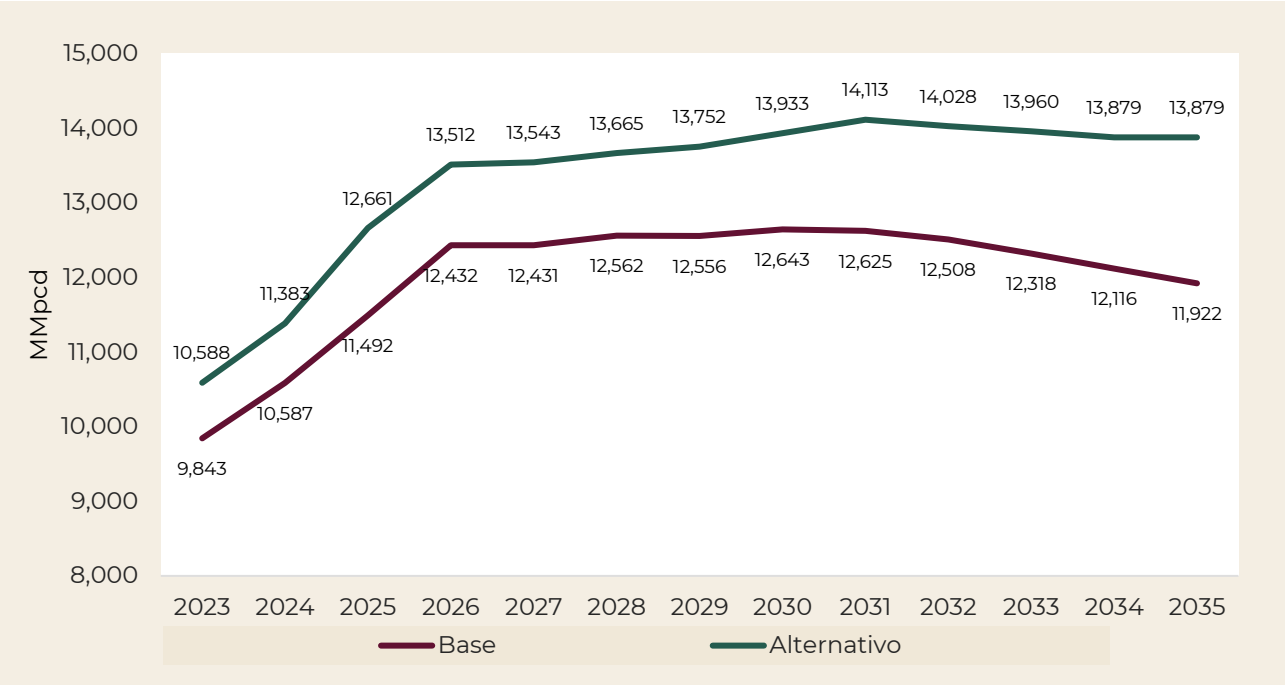
ii. Escenario Alternativo: Toma como referencia el escenario Base e incorpora totalidad de los proyectos (factibles e indicativos) identificados por medio de los ejercicios de Consulta Pública Nacional.

[10] Los proyectos fueron clasificados como factibles de acuerdo con los siguientes criterios: 1) su demanda manifestada es consistente con el consumo de industria de características similares. 2) Están conectados a un sistema de transporte, ya sea que deseen permanecer en él o que quieran migrar a otro o, en su defecto, 3) si no cuentan con suministro de gas natural, su ubicación geográfica los convierte en proyectos de fácil acceso al servicio.

4.3.1. Demanda nacional de gas natural

En general, como resultado del ejercicio de planeación 2022 conducido por CENAGAS, base de la presente propuesta de Tercera Revisión, se observa una tendencia creciente (ver FIGURA 9) donde la tasa media de crecimiento de 2023 a 2024 es de 7.6% y 7.5% para los escenarios Base y Alternativo, respectivamente; mientras que las tasas medias de crecimiento de 2025 a 2035 son de 0.4% y 0.9%, respectivamente.

FIGURA 9. ESCENARIOS DE DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL DE LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL

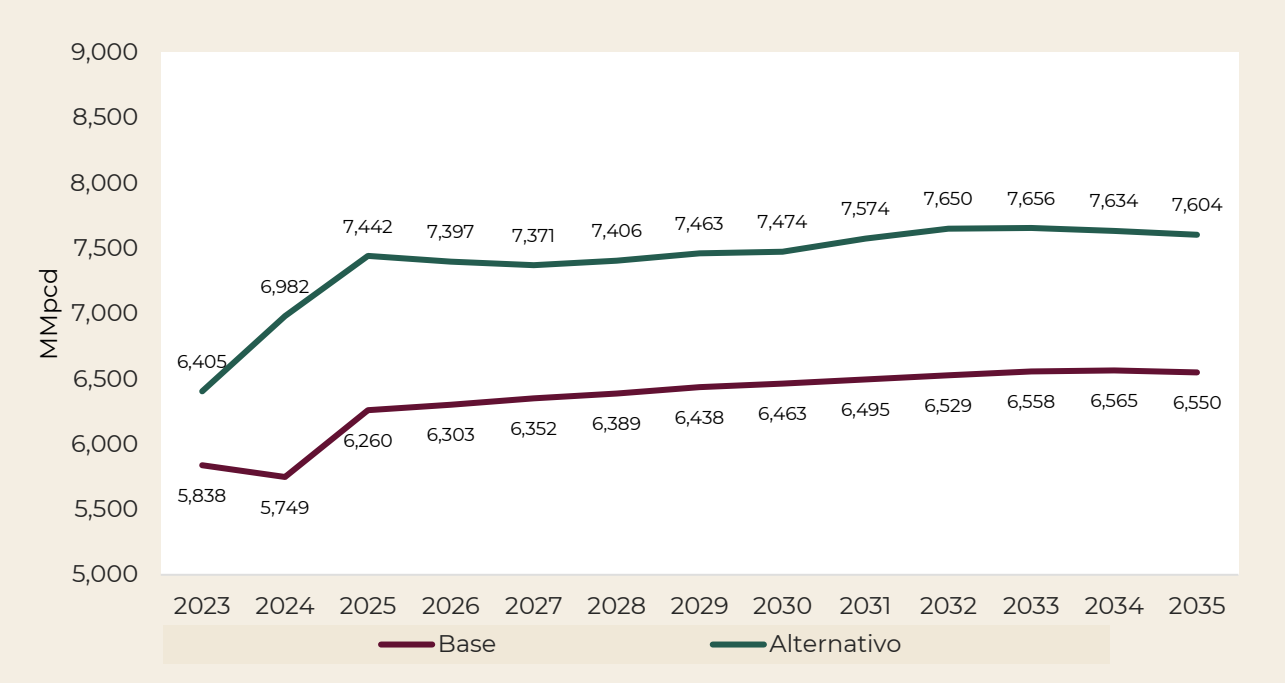


Fuente: Elaboración CENAGAS.

4.3.2. Demanda para el SISTRANGAS

Particularmente para el SISTRANGAS (ver FIGURA 10), en el escenario Base, la tasa media de crecimiento de 2023 a 2024 es de -1.52%, mientras que para el escenario Alternativo es de 9.0%. Las tasas medias de crecimiento de 2023 a 2035 son de 1.0% y 1.4% para los escenarios Base y Alternativo, respectivamente.

FIGURA 10. ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL SISTRANGAS EVALUADOS PARA LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL SEGUNDO PLAN QUINQUENAL



Fuente: Elaboración CENAGAS.

4.4. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

La evaluación se llevó a cabo en cuatro (4) fases:

i. Evaluación técnica: realizada en primera instancia por medio del modelo de optimización de flujos con el objetivo de determinar los escenarios críticos que debían evaluarse en la modelación hidráulica, la cual indica cuáles son las condiciones requeridas y generadas por la entrada en operación de los proyectos.

ii. Jerarquización: desarrollada con base en los riesgos comerciales, operativos y de confiabilidad y en los beneficios de largo plazo de cada proyecto factible técnicamente.

iii. Evaluación de impactos sociales, ambientales y económicos: cuyo objetivo es proporcionar mayores elementos de análisis sobre las condiciones de los proyectos, que permitan apoyar la toma de decisiones, para así establecer una base sobre la cual medir los cambios derivados de su implementación y darles seguimiento.

iv. Análisis integral de impacto tarifario: se enfoca en estudiar el impacto de los proyectos que conforman el Plan Quinquenal en su conjunto, es decir, las variaciones en las tarifas del SISTRANGAS si se desarrolla la totalidad de dichos proyectos a mediano plazo (hasta el año 2028).

5. PROPUESTA DE LA TERCERA REVISIÓN PARA OPINIÓN TÉCNICA DE LA CRE

Con base en los resultados obtenidos de las evaluaciones anteriormente descritas, el CENAGAS sometió a opinión técnica de la CRE la cartera de proyectos siguiente:

TABLA 5. PROYECTOS A CARGO DE CENAGAS QUE CONFORMAN LA PROPUESTA DE TERCERA REVISIÓN

PROYECTO		CLASIFICACIÓN	INVERSIÓN ESTIMADA[11] (MMUSD)	FECHA ESTIMADA DE OPERACIÓN
1.	Leona Vicario	Indicativo	21.33	2023-2024
2.	Interconexión León Guzmán	Indicativo	0	2023
3.	Estación compresión Chinameca	Indicativo	15.38	2024
4.	Interconexión El Encino	Indicativo	14.49	2024
5.	Libramiento Reynosa	Indicativo	127.75	2024-2025
6.	Estaciones de compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají	Indicativo	52.33	2024

Fuente: Elaboración CENAGAS.

Como parte de los proyectos a cargo del CFE, considerados en el contexto de infraestructura futura señalados en la Segunda Revisión, se informa que se mantiene la vigencia del proyecto Puerta al Sureste (anteriormente denominado Extensión al Sureste) que consiste en asegurar gas natural a las plantas de generación actuales y futuras de la CFE en el sureste y suministro a la industria, mediante la construcción de un gasoducto marino que unificaría el sistema compuesto por los gasoductos: Naranjos- Tamazunchale, Tamazunchale-El Sauz, Tuxpan-Tula y Tula-Villa de Reyes con la nueva infraestructura, con conexión a Tierra en Veracruz en su primera fase.

[11] Cifras expresadas a diciembre de 2022.

6. OPINIÓN TÉCNICA DE LA CRE

El 31 de enero de 2023, el Centro solicitó a la Comisión la opinión técnica a la propuesta de la Tercera Revisión, sobre la cual el 7 de marzo de 2023, en la Sesión 51 Ordinaria el Consejo de Administración de CENAGAS, tomó conocimiento.

El 15 de marzo de 2023, en sesión ordinaria del Órgano de Gobierno de la CRE, se aprobó el Acuerdo número A/006/2023 por el que emite la opinión técnica respecto a la Tercera Revisión.

A continuación, los argumentos expuestos por la Comisión en el Acuerdo en cuestión, en lo general indicaron que:

I. Se mantiene la cartera de proyectos presentada por el Centro, dado que contiene los proyectos aprobados por SENER en la Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020 - 2024, mientras que el nuevo proyecto Reacondicionamiento de las Estaciones de Compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají contemplado, se presenta como indicativo, conforme al mandato del artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos.

II. Los proyectos se encuentran alineados a las facultades legales de CENAGAS y tienden a dar flexibilidad y redundancia, además de incrementar la capacidad en el SISTRANGAS.

III. En el desarrollo de los proyectos se debe asignar la capacidad adicional a través de temporadas abiertas, conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural.

IV. El desarrollo de los proyectos debe asignarse a través de procesos competitivos, garantizando la no discriminación, participación inclusiva, los menores costos y maximización de beneficios.

V. Se debe favorecer la viabilidad económica de largo plazo de la infraestructura y minimizar la exposición al riesgo financiero mediante la celebración de contratos de servicios en base firme atendiendo a las necesidades de los usuarios en el corto, mediano y largo plazo.

VI. El Centro deberá procurar la aplicación de acciones que en conjunto propicien el uso óptimo de la infraestructura en el Sistema.

VII. Las interconexiones físicas de los proyectos contenidos dentro de la tercera revisión anual del Segundo Plan Quinquenal, no implican la integración al SISTRANGAS. La infraestructura por desarrollar se considerará interconectada para fines operativos, sin que esto implique la integración al Sistema, siendo que la integración es voluntaria, previa evaluación de la Comisión, por lo que los efectos en las tarifas del SISTRANGAS serán evaluados en su momento para cada proyecto, a solicitud de CENAGAS y esto se sujetará a las disposiciones legales vigentes.

En cuanto a la cartera de proyectos, la Comisión indicó lo siguiente:

I. Respecto al proyecto de Leona Vicario, el Centro deberá disminuir los riesgos asociados a éste para evitar otro desfase en el inicio de operaciones. Asimismo, debe priorizar la terminación

del desarrollo de dicho proyecto debido a que permite el reforzamiento de abastecimiento de gas natural en la zona.

II. Para el proyecto indicativo interconexión León Guzmán, CENAGAS deberá llevar a cabo las acciones necesarias que permitan prestar sus servicios a nuevos usuarios para el aprovechamiento de la capacidad disponible en el sistema, ya sea en la modalidad de Base Firme y/o Base Interrumpible, de tal manera que se logre iniciar operaciones en el año de 2023.

III. El proyecto Estación de Compresión Chinameca mantiene un grado de avance alto.

IV. El proyecto Interconexión El Encino estima iniciar operaciones en el año 2024, por lo que el Centro deberá definir a la brevedad la fuente de financiamiento y el proceso de Temporada Abierta a fin de cuantificar la demanda potencial y dar continuidad a las siguientes fases del desarrollo del proyecto.

V. Para el proyecto Libramiento Reynosa se mantiene la opinión de que debe contemplar estrategias para mantener costos y gastos eficientes, por lo que durante 2023 deberá finalizar las actividades de conceptualización del proyecto para así continuar con las siguientes etapas, considerando que este resulta trascendental para la seguridad de la población.

VI. Respecto al proyecto Reacondicionamiento de las Estaciones de Compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají, durante el año de 2023, CENAGAS deberá continuar con las fases de contratación y desarrollo, así como iniciar la gestión de la asignación de los recursos por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

VII. Respecto a la posible colaboración del Centro con terceros para el desarrollo de proyectos, la Comisión requiere, para una correcta evaluación del programa de inversiones, el sustento técnico que permita distinguir los posibles riesgos comerciales.

Adicionalmente, para la Cuarta Revisión del Plan Quinquenal, la CRE señaló que el Centro debe considerar lo siguiente:

I. Presentar una planeación detallada sobre las diferentes etapas del proyecto Reacondicionamiento de las Estaciones de Compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají, indicando la estimación final de los costos y gastos, así como la actualización de los posibles usuarios beneficiados del proyecto y la demanda potencial.

II. Presentar a la CRE la planeación que efectúe junto con SENER para el desarrollo de almacenamiento; plantear su desarrollo mediante procesos competitivos y no discriminatorios y apegada a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto, y acorde con la Política Pública de Almacenamiento de Gas Natural que se encuentre vigente.

III. La Comisión reitera la sugerencia a CENAGAS, actuando como facilitador del encuentro de la oferta y la demanda de capacidad de transporte y almacenamiento de gas natural, de ejecutar el ejercicio de consulta pública priorizando el uso de los medios virtuales, así como otros procesos de recopilación de información que sirvan de complemento; a fin de obtener datos certeros para conformar la cartera de proyectos indicativos a incluir en el Plan Quinquenal de

Expansión que corresponda, y sus revisiones. Se debe identificar el sector al que pertenece el interesado en capacidad, la capacidad ociosa de las empresas por falta de disponibilidad de gas natural (oferta) y cuál energético se dejaría de utilizar en caso de contar con suficiente oferta de gas natural en la región.

IV. Mantener la actualización del ejercicio de priorización de los proyectos en desarrollo y a ser desarrollados, que demuestren beneficios a largo plazo en términos de desarrollo eficiente de la infraestructura, confianza y certeza a los participantes del mercado, competencia en el sector, aumento de la cobertura y confiabilidad, estabilidad, seguridad en el suministro y prestación de los servicios.

V. Continuar con la actualización de los indicadores de jerarquización de los proyectos que constituyen la cartera correspondiente, así como la matriz de riesgos comerciales, operativos y de confiabilidad y las modificaciones a la propuesta de mitigación sobre los posibles riesgos identificados conforme vayan avanzando las diferentes etapas de cada uno de los proyectos que constituyen la cartera correspondiente.

VI. Actualizar el ejercicio de análisis costo/beneficio considerando la identificación, cuantificación y valoración de los efectos sociales, económicos y ambientales.

VII. Respecto a la evaluación de los efectos ambientales, se solicita se considere la opción de modificar los parámetros de la fórmula final.

VIII. Mantener la elaboración de la matriz de impactos sociales conforme a los formatos correspondientes establecidos en las fracciones II, III y IV del artículo 10 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el sector energético, según sea el caso y conforme al progreso de cada uno de los proyectos contenidos en la cartera propuesta.

IX. Presentar la memoria de cálculo en formato Excel, de cada uno de los indicadores que conforman la metodología de jerarquización de proyectos, impactos sociales, ambientales y económicos con fórmulas rastreables.

X. Presentar escenarios de oferta y demanda que consideren los resultados de la consulta pública y los proyectos de la Política Pública en materia de energía que emita la actual administración, en un horizonte de proyección de al menos 14 años. Asimismo, se recomienda mantener consistencia con los criterios establecidos en la modelación de años anteriores.

XI. Proporcionar la información de los modelos econométricos utilizados e indicar el programa econométrico utilizado.

XII. Integrar los diagramas de Gantt para cada uno de los proyectos que integren la cartera correspondiente, indicando la planeación ejecutada y la proyectada.

XIII. Dentro de las fichas técnicas de los proyectos que integran la cartera de inversión, se recomienda incluir en la sección de Hitos las fechas estimadas para cada una de las etapas de desarrollo de los proyectos.

XIV. Presentar de manera semestral, la estructura de desglose de trabajo con las actividades específicas que incluyan como mínimo las etapas de memorandos de entendimientos, convenios de inversión, ingeniería conceptual, ingeniería básica, ingeniería de detalle, procura, construcción, puesta en marcha, marcando los hitos de avance hasta el inicio de operaciones, con las fechas tentativas y la ruta crítica, para cada uno de los proyectos contenidos en el Plan Quinquenal para dar seguimiento oportuno de lo programado versus lo realizado y dar seguimiento para los años subsecuentes. La primera entrega de esta información se requiere sea presentada a la Comisión más tardar el 30 de junio de 2022.

XV. Presentar el desarrollo y grado de avance de la estrategia de Almacenamiento, apegado a la Política en materia de energía de la SENER para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo económico nacional.

7. TERCERA REVISIÓN ANUAL APROBADA POR LA SENER

7.1 PROPUESTA DEL CENAGAS A LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL 2020-2024

El resultado de las actividades descritas en la sección 4 de este documento fueron entregadas a la Comisión Reguladora de Energía por parte del CENAGAS, quien a su vez emitió su opinión técnica sobre la propuesta mediante el Acuerdo A/006/2023 el 15 de marzo de 2023, cuyo contenido no modificó los ajustes propuestos por CENAGAS, por lo que el Centro conservó la propuesta. (ver TABLA 5)

El 27 de marzo de 2023, el CENAGAS envió la propuesta de la Tercera Revisión con la opinión y atención a los comentarios realizados por la CRE, cumpliendo con lo dispuesto en el Artículo 66 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

7.2 PROYECTOS APROBADOS EN LA TERCERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL 2020–2024

Toda vez que la Comisión emitió una opinión técnica sobre la propuesta de la Tercera Revisión que no modifica los ajustes planteados por CENAGAS y valida la lista de proyectos, la SENER (ver FIGURA 11) aprueba la propuesta Tercera Revisión con los proyectos incluidos en la TABLA 6.

TABLA 6. PROYECTOS QUE CONFORMAN LA TERCERA REVISIÓN

PROYECTO		CLASIFICACIÓN	INVERSIÓN ESTIMADA (MMUSD)	FECHA ESTIMADA DE OPERACIÓN
1.	Leona Vicario	Indicativo	21.33	2023-2024
2.	Interconexión León Guzmán	Indicativo	0	2023
3.	Estación compresión Chinameca	Indicativo	15.38	2024
4.	Interconexión El Encino	Indicativo	14.49	2024
5.	Libramiento Reynosa	Indicativo	127.75	2024-2025
6.	Estaciones de compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají	Indicativo	52.33	2024

Fuente: Elaboración SENER - CENAGAS.

A continuación se describen las características más relevantes de cada proyecto.

Proyecto "Leona Vicario". Incluye un cabezal de regulación para manejar las corrientes de gas de oferta nacional del sureste y el flujo proveniente del troncal de 48'' (Cactus-San Fernando). Habilitando la interconexión requerida para que el gasoducto brinde suministro a la refinería Olmeca, ubicada en Paraíso, Tabasco. El cabezal contempla la confluencia de diversos flujos a fin de proporcionar la regulación requerida en la inyección nacional de los CPG Cactus y Nuevo PEMEX, para que sea enviada independientemente del arreglo de presiones existentes en el Sistema.

Proyecto "Interconexión León Guzmán". Este proyecto se refiere a la interconexión entre el SISTRANGAS con el gasoducto El Encino-La Laguna, en León Guzmán, con lo cual será posible inyectar hasta 100 MMpcd al SISTRANGAS con destino a la ciudad de Durango. Las obras han sido concluidas y la interconexión está lista para su inicio de operaciones comerciales.

Proyecto "Estación de Compresión Chinameca". Se ubicará en el municipio de Chinameca, Veracruz. Consiste en la reconfiguración de tres (3) compresores que serán trasladados a la EC Chinameca, patines de válvulas y equipos asociados, así como adecuar la infraestructura de tuberías para poder hacerla bidireccional en su manejo de un flujo de 550 a 820 MMpcd.

Proyecto "Interconexión El Encino". Es la interconexión entre el SISTRANGAS y el sistema de transporte Ojinaga-El Encino-La Laguna, la cual permitirá disponer de un nuevo punto de inyección de gas hasta por 150 MMpcd en el sector Chihuahua y con alcance de transporte hasta Torreón.

Proyecto "Libramiento Reynosa". Este proyecto responde a la necesidad de garantizar el transporte seguro en la zona de Reynosa, donde se cuenta con el ducto de 12" y 18" que va de Matamoros a Reynosa, pero que presenta valores de la Máxima Presión de Operación Permisible tales que limitan la capacidad en el transporte de la región, para inyección y extracción, por lo que se plantea la construcción de un gasoducto desde el punto de internación TETCO/Tennessee con una trayectoria alejada de la zona más poblada de Reynosa, Tamaulipas hasta la estación Anzaldúas ubicada en la localidad de Anzaldúas, Tamaulipas y conectividad con la Estación 19, ubicada en la localidad de Providencia, Tamaulipas.

Proyecto "Estaciones de compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají". Derivado del incremento en la demanda en Salina Cruz, Oaxaca, se requiere optimizar la capacidad de transporte de la zona sur del SISTRANGAS. De acuerdo con lo anterior se propone el reacondicionamiento de las Estaciones de Compresión que se encuentran sobre el ducto de 12" Jáltipan - Salina Cruz, que posibilitan un rango mayor de presión, mejorando la operación e incrementando la disponibilidad de gas natural, a un nivel suficiente para satisfacer la demanda de transporte.

FIGURA 11. MAPA DE LA TERCERA REVISIÓN DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTRANGAS 2020-2024

ANEXO. - FICHAS TÉCNICAS DE LOS PROYECTOS

1. Proyecto "Leona Vicario"

Fecha estimada de inicio de operaciones:	2023 - 2024
Clasificación del proyecto:	Indicativo
Estatus del proyecto	En construcción

Motivación

Ante la declinación de disponibilidad de gas natural en la zona sureste en los años recientes, y como parte de uno de los objetivos de la presente administración de impulsar el rescate energético nacional, fortaleciendo a las Empresas Productivas del Estado, como PEMEX, es necesario desarrollar opciones que permitan brindar redundancia a las inyecciones nacionales de gas seco al sistema de transporte en la zona sureste del país.

Por lo anterior, se requieren opciones que brinden flexibilidad al SISTRANGAS ante cualquier escenario de oferta nacional, con la finalidad de garantizar la continuidad del suministro en dicha zona.

Descripción del Proyecto

Se propone construir un cabezal en la trampa de envío y recibo de diablos de la Estación Cactus, localizada a las afueras del Centro Procesador de Gas (CPG) Cactus, en Reforma, Chiapas.

El proyecto considera el manejo y flujo proveniente de norte a sur por el troncal de 48" (Cactus-San Fernando), así como la interconexión con la Península de Yucatán y la interconexión con un nuevo gasoducto que suministre gas natural a la refinería Olmeca en Paraíso, Tabasco.

El diseño del cabezal debe contemplar la confluencia de diversos flujos a fin de proporcionar la regulación requerida en la inyección nacional de los CPG Cactus y Nuevo PEMEX, para que la misma sea enviada independientemente del arreglo de presiones existentes en el sistema.

Beneficios del Proyecto

1. Mejora en las condiciones de continuidad en el suministro de gas natural en la zona sureste, al brindar redundancia y flexibilidad operativa para atender la demanda de la zona, ante variaciones significativas en el suministro nacional al SISTRANGAS vía inyección nacional de los CPG.
2. Reforzamiento del abastecimiento de gas natural a la Península de Yucatán.
3. Suministro a la futura refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco.

Ubicación

Mecanismos de desarrollo

Modificación a cargo de CENAGAS en su calidad de transportista.

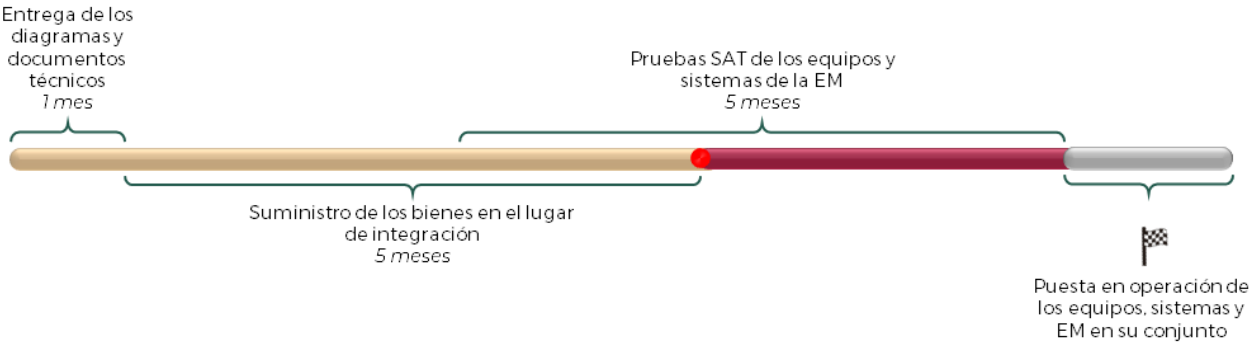
Estimación de costos

CAPEX (mdd)[1]	OPEX (mdd)	RI anual estimado (mdp)[2]
21.33	0.64	65.36

[1] Millones de dólares expresados a diciembre de 2021.
[2] Millones de pesos expresados a diciembre de 2021.
Fuente: CENAGAS.

Hitos

- *Situación actual*



2. Proyecto "Interconexión León Guzmán"

Fecha estimada de inicio de operaciones:	2023
Clasificación del proyecto:	Indicativo
Estatus del proyecto	Por iniciar operaciones comerciales

Motivación

A través de una interconexión entre el SISTRANGAS y el gasoducto El Encino – La Laguna (EELL) en León Guzmán, será posible atender la demanda de la CFE en la ciudad de Durango con una de las fuentes de suministro, actualmente, más baratas del mercado de gas natural.

Descripción del Proyecto

interconexión entre el SISTRANGAS con el gasoducto El Encino – La Laguna, en León Guzmán será posible adicionar hasta 100 MMpcd al SISTRANGAS con destino a la ciudad de Durango.

Beneficios del Proyecto

1. Fortalecer la Seguridad Energética a través de la mejora en las condiciones de continuidad en el suministro de gas natural, al incrementar la disponibilidad de gas natural en el norte del país.
2. Diversificación de fuentes de suministro.
3. Flexibilidad operativa.
4. Reducir los costos de la generación eléctrica al contar con precios de gas natural más bajos.

Ubicación

Mecanismos de desarrollo

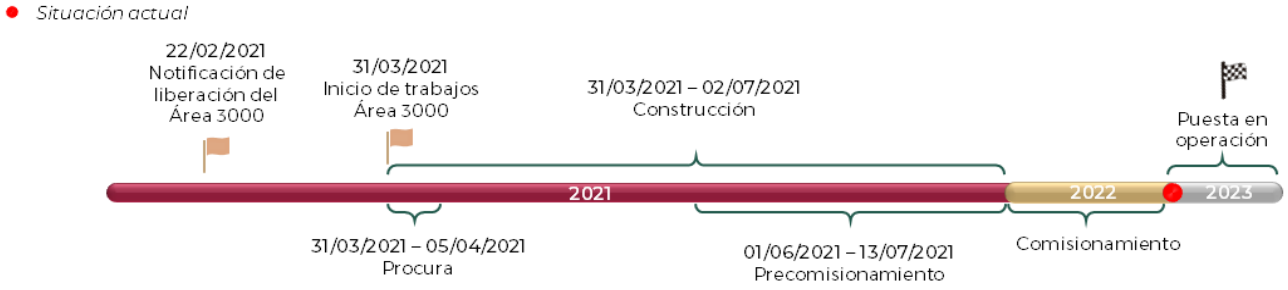
Inversión de privados

Estimación de costos[1]

CAPEX (mdd)	OPEX (mdd)	RI anual estimado (mdp)
0	0	0

[1] Derivado que los costos asociados al proyecto no generan impacto en la Tarifas de Transporte de Gas Natural del SISTRANGAS se consideran en cero.
Fuente: CENAGAS.

Hitos



3. Proyecto "Estación de Compresión Chinameca"

Fecha estimada de inicio de operaciones:	2024
Clasificación del proyecto:	Indicativo
Estatus del proyecto:	En construcción

Motivación

CENAGAS en cumplimiento con sus programas de transporte de gas natural en las redes de gasoductos que cubren el territorio nacional, precisa la implementación de sistemas de compresión que mejoren la capacidad de transporte de las instalaciones.

Con la reconfiguración de la EC Chinameca se obtendría un aumento de capacidad y una flexibilidad de compresión bidireccional en el manejo de gas en los ductos de la zona sur de Veracruz y hacia la Península de Yucatán.

Se tendría la flexibilidad para enviar gas a almacenamiento en caso de excedentes del sur o de enviar al noreste el gas extraído de la infraestructura de almacenamiento desarrollada en el sur.

Descripción del Proyecto

El objetivo es la reconfiguración de tres (3) compresores que serán trasladados a la EC Chinameca, así como patines de válvulas y equipos asociados y adecuar la infraestructura de tuberías para poder hacerla bidireccional en su manejo de gas para poder cumplir los siguientes requerimientos operativos:

- Flujo (MMpcd): 550-820
- Presión de gas de succión (kg/cm^2): 50 - 59
- Presión de gas de descarga (kg/cm^2): 55 - 65
- Temperatura succión (°C): 28

Beneficios del Proyecto

1. Brindar flexibilidad operativa bidireccional en los sistemas de transporte, operando la Estación de Compresión de norte al sur o de sur al norte del país.
2. Capacidad para enviar gas para almacenamiento en las cavernas salinas cuando sea requerido.
3. En caso de contingencia energética por falta de gas de importación y/o nacional, se podrá hacer uso del gas contenido en la infraestructura de almacenamiento en el sur para enviar al noreste del país.

Estimación de costos

CAPEX (mdd)[1]	OPEX (mdd)	RI anual estimado (mdp)[2]
15.38	0.05	38.85

[1] Millones de dólares expresados a diciembre de 2022.
[2] Millones de pesos expresados a diciembre de 2022.
Fuente: CENAGAS.

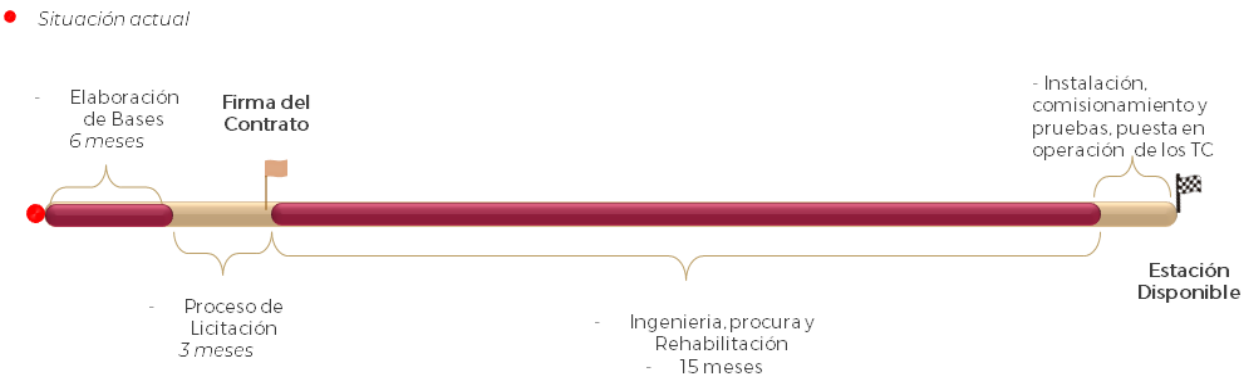
Ubicación

Localización: Municipio de Chinameca, Veracruz, kilómetro 160.386 del gasoducto de 48", Cactus – Los Ramones

Mecanismos de desarrollo

Proyecto a cargo de CENAGAS en su calidad de transportista.

Hitos


Situación actual
- Elaboración de Bases
6 meses
Firma del Contrato
- Instalación, comisionamiento y pruebas, puesta en operación de los TC
Estación Disponible
- Proceso de Licitación
3 meses
- Ingenieria, procura y Rehabilitación
- 15 meses

4. Proyecto "Interconexión El Encino"

Fecha estimada de inicio de operaciones:	2024
Clasificación del proyecto:	Indicativo
Estatus del proyecto:	En planeación

Motivación

Este proyecto permite aprovechar la capacidad anclada por la CFE en el Gasoducto El Encino – La Laguna (propiedad de privados) a través de una interconexión en el ducto de 24", El Encino – El Peñón, cuya MPOP es superior a la del ducto de 16".

Con ello se garantizará un transporte más eficiente en el Sistema y la convivencia con la inyección en León Guzmán.

Beneficios del Proyecto

- Se optimiza la capacidad contratada por la CFE en el sistema El Encino – La Laguna.
- Mejora la operación en la zona, ya que posibilita un rango mayor de presiones y flujos de trabajo en el ducto de 24"
- Otorga flexibilidad operativa a los sectores Torreón y Chihuahua mediante nuevas fuentes de suministro.

Estimación de costos

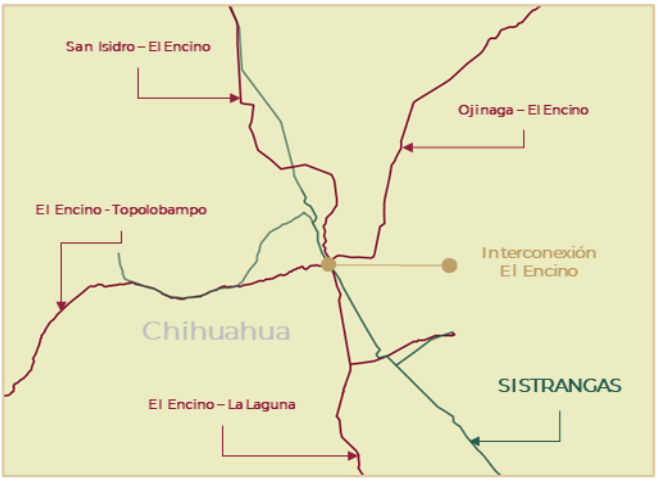
CAPEX (mdd)[1]	OPEX (mdd)	RI anual estimado (mdp)[2]
14.49	0.43	44.38

[1] Millones de dólares expresados a diciembre de 2022.
[2] Millones de pesos expresados a diciembre de 2022.
Fuente: CENAGAS.

Descripción del Proyecto

Se considera la interconexión del sistema Ojinaga – El Encino – La Laguna con el Sistema Nacional de Gasoductos en el tramo de 24" El Encino – El Peñón, en la estación El Encino con una capacidad de 150 MMpcd. Así mismo se requiere la construcción de una EMRyC.

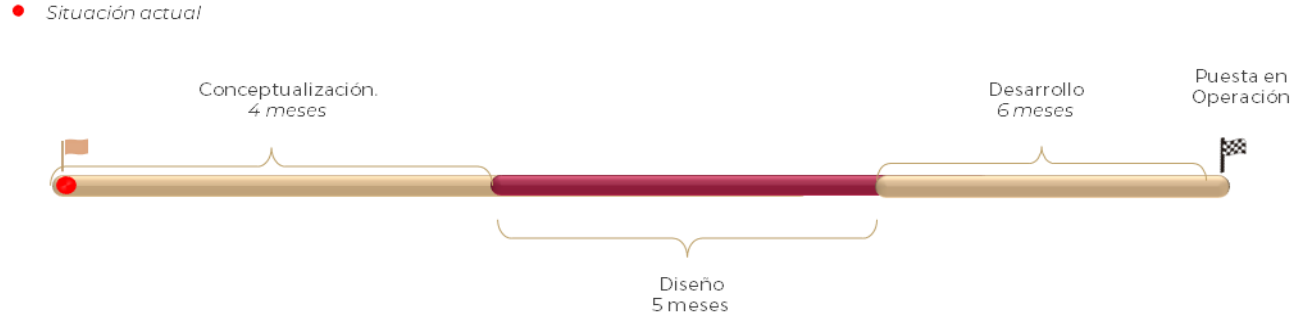
Ubicación



Mecanismos de desarrollo

Convenio de inversión entre privados y el Sistema Nacional de Gasoductos.

Hitos



5. Gasoducto "Libramiento Reynosa"

Fecha estimada de inicio de operaciones:	2024 – 2025
Clasificación del proyecto:	Indicativo
Estatus del proyecto:	En planeación

Motivación

En la zona de Reynosa se tiene un ducto de 12" – 18" – 12" para el suministro de los usuarios en Río Bravo y Matamoros, pero este ducto cuenta con los valores más bajos de MPOP del Sistema y una parte de su trazo se encuentra en la zona conurbada de Reynosa, representando un riesgo para la población.

Como solución a lo anteriormente expuesto, se propone la construcción de un gasoducto que libre la zona urbana de Reynosa.

Adicionalmente, se tendrá la posibilidad de interconexión para suministro a la central de Río Bravo a la presión requerida y se podría contar con una interconexión para recibir la inyección de la producción de gas los campos en la zona de Reynosa.

Beneficios del Proyecto

- Mejorar las condiciones de seguridad en la zona de Reynosa mediante el transporte en baja presión del ducto existente y el transporte en alta presión a través del Libramiento Reynosa.
- Aprovechar la capacidad disponible de inyección en el punto de importación TETCO, que actualmente se ve afectada por no contar con la presión mínima requerida para convivir con la inyección del punto de importación Tennessee.
- Habilitar la inyección de gas al SISTRANGAS de hasta 62 MMpcd proveniente de campos productores en la zona.
- Dar continuidad a la prestación del servicio y atender la demanda prospectiva, tanto de usuarios actuales como nuevos usuarios, así permitiendo el desarrollo de nuevos mercados y contribuyendo al crecimiento económico de la región.

Mecanismos de desarrollo

Proyecto a cargo de CENAGAS en su calidad de transportista.

Descripción del Proyecto

Para incrementar la capacidad de transporte en la zona de Reynosa y mejorar las condiciones de seguridad operativa se propone un nuevo gasoducto con las siguientes características:

- Capacidad de 280 MMpcd;
- Longitud aproximada de 55.6 km;
- El trayecto sería desde la EMRyC Tetco hasta el punto TGP - Estación 19, con el objetivo de evitar la mancha urbana.

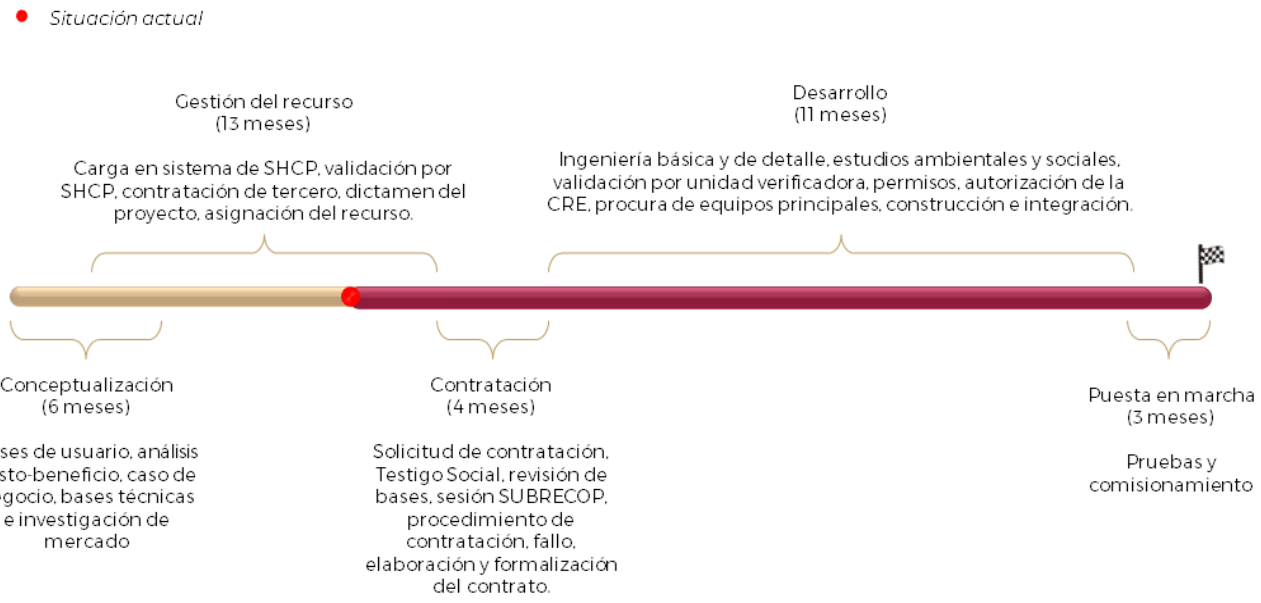
Ubicación

Estimación de costos

CAPEX (mdd)[1]	OPEX (mdd)	RI anual estimado (mdp)[2]
127.75	3.83	391.42

[1] Millones de dólares expresados a diciembre de 2022.
[2] Millones de pesos expresados a diciembre de 2022.
Fuente: CENAGAS.

Hitos


Situación actual
Gestión del recurso
(13 meses)
Carga en sistema de SHCP, validación por SHCP, contratación de tercero, dictamen del proyecto, asignación del recurso.
Desarrollo
(11 meses)
Ingeniería básica y de detalle, estudios ambientales y sociales, validación por unidad verificadora, permisos, autorización de la CRE, procura de equipos principales, construcción e integración.
Conceptualización
(6 meses)
Bases de usuario, análisis costo-beneficio, caso de negocio, bases técnicas e investigación de mercado
Contratación
(4 meses)
Solicitud de contratación, Testigo Social, revisión de bases, sesión SUBRECOP, procedimiento de contratación, fallo, elaboración y formalización del contrato.
Puesta en marcha
(3 meses)
Pruebas y comisionamiento

6. Proyecto "Reacondicionamiento de las Estaciones de Compresión Jáltipan, Medias Aguas y Donají".

Fecha estimada de inicio de operaciones:	2024
Clasificación del proyecto:	Indicativo
Estatus del proyecto:	En planeación

Motivación

La presión necesaria para transportar la molécula a la zona de Salina Cruz mediante el ducto de 12", y satisfacer su demanda, se encuentra limitada por las condiciones de operación del ducto de 30" con el que se interconecta.

Con la puesta en servicio de las EC Jáltipan, Medias Aguas y Donají se obtendrá un aumento de capacidad y una flexibilidad de compresión en el manejo de gas en el ducto Jáltipan-Salina Cruz, atendiendo a las necesidades derivadas de las restricciones de presión antes mencionadas.

Con ello se garantizará la entrega de la molécula, tal que la demanda en Salina Cruz sea atendida.

Beneficios del Proyecto

1. Mejora la operación en la zona, ya que posibilita un rango mayor de presiones en el ducto de 12" Jáltipan - Salina Cruz.
2. Incrementa la disponibilidad de gas natural suficiente para satisfacer la demanda de transporte en la zona de Salina Cruz, Oaxaca.

Mecanismos de desarrollo

Proyecto a cargo de CENAGAS en su calidad de transportista.

Estimación de costos

CAPEX (mdd)[1]	OPEX (mdd)	RI anual estimado (mdp)[2]
52.33	1.57	160.32

[1] Millones de dólares expresados a diciembre de 2022.
[2] Millones de pesos expresados a diciembre de 2022.
Fuente: CENAGAS.

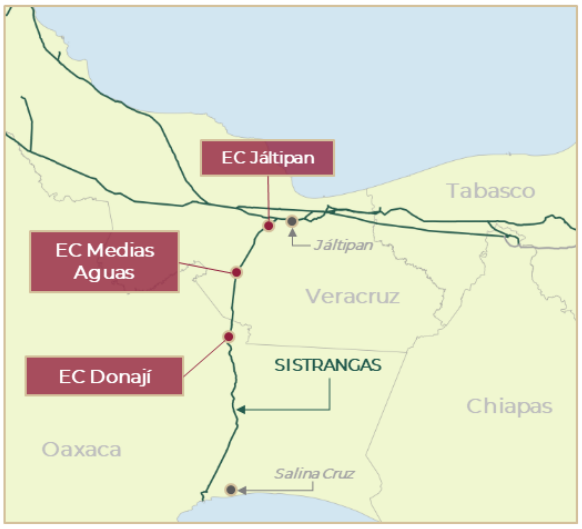
Descripción del Proyecto

Para incrementar la capacidad de transporte a la zona de Salina Cruz se considera la instalación de tres (3) Estaciones de Compresión. Cada una contará con dos (2) trenes de compresión, de tal forma que uno funcione como reserva y uno se encuentre en operación, cumpliendo con los siguientes requerimientos operativos:

- Flujo (MMpcd): 90
- Presión de gas de succión (kg/cm^2): 50-54
- Presión de gas de descarga (kg/cm^2): 65
- Temperatura succión (°C): 22

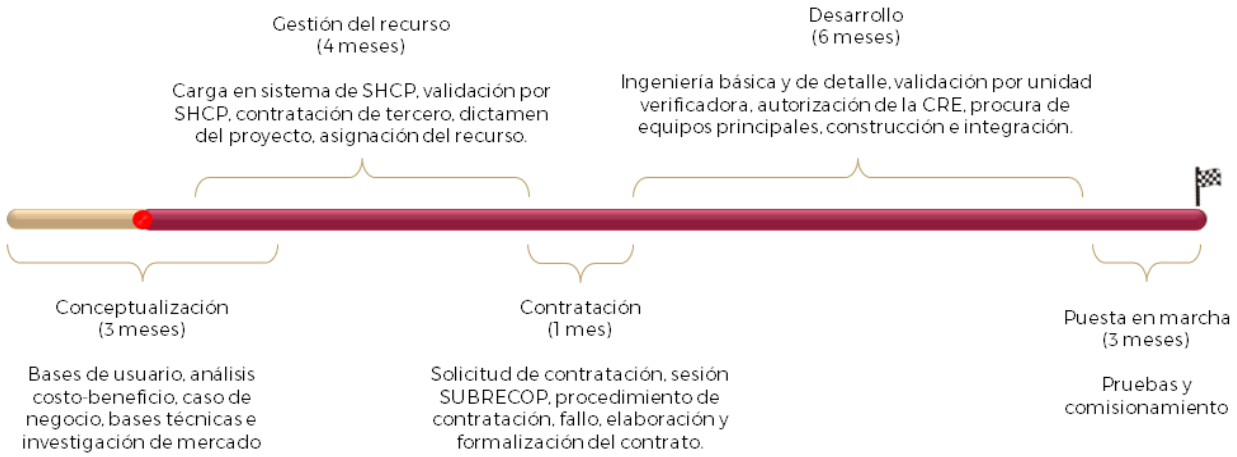
Cabe mencionar que, para cubrir por completo la demanda, se propone que simultáneamente con la entrada de operación de la estaciones de compresión, se lleve a cabo el reacondicionamiento del ducto de 12" hasta una MPOP de 995.63 psi (70 kg/cm^2).

Ubicación



Hitos

- *Situación actual*



GOBIERNO DE
MÉXICO

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Insurgentes Sur 890, Del Valle,
Benito Juárez, CP 03100, CDMX