

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

RECURSOS Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN VENEZUELA Y SUS OPORTUNIDADES DE UTILIZACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Lárez L., Frederick R.
Pinto M., Melissa F.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

RECURSOS Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN VENEZUELA Y SUS OPORTUNIDADES DE UTILIZACIÓN

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Lisbeth Miranda

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Diego González

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Lárez L. Frederick R.,
Pinto M. Melissa F.
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida y hacerme tan afortunado al haberme regalado unos padres tan maravillosos e inigualables, y colocarme en una bella y unida familia al lado de mis hermanos Norfred y mi bella e inteligente hermanita Stephanie.

A mis abuelos, tíos(as), primos(as), familiares y seres queridos.

Frederick R. Lárez L.

DEDICATORIA

A mi madre y hermanos.

Melissa Pinto Madrid

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios y que continúe guiando mis pasos en todo el recorrido de mi vida y tener su Bendición Divina por siempre.

A mi querida e ilustre Universidad Central de Venezuela que a través de su cuerpo profesoral forjaron mi conocimiento base para emprender próximamente con éxito mi vida profesional.

A la Profesora Lisbeth Miranda por su colaboración, paciencia y orientación en la elaboración de nuestro trabajo. Así mismo al Ingeniero Diego González por su gran apoyo, dedicación y valiosísimos aportes.

A mis Padres eternamente, a los que amo, respeto, admiro y le pido a Dios me los conserve llenos de salud y felicidad. Así mismo por todo el apoyo, confianza e impulso que han dedicado, haciendo que mis debilidades siempre las convierta en fortalezas.

A mis Hermanos, Norfred por su disposición siempre a colaborar, y a mi Hermanita Stephanie futura Ingeniera por su motivación, paciencia y ayuda las veces que fueron necesarias.

A mis Tíos(as) muy especialmente a Tía Aixa, Tío Gustavo y Tía María Elena por la gran confianza y apoyo brindado, que Dios los llene de mucha salud. Así mismo a mis Tíos(as) Deyanira, Orlando e Ivan, gracias por su apoyo.

A mis Abuelas Ofelia, Eca y Adita mi respeto y que Dios las tenga en la gloria en un sitio muy especial como ellas se lo merecen, estoy seguro que desde el más allá lo están celebrando en grande. Igualmente a mi Abuelita Ada y Abuelo Rafael, por su gran amor y cariño que siempre me han profesado.

A mis Primos(as), muy especialmente a Nany, Arlex y Ricardo porque siempre que he necesitado de su ayuda me han tendido la mano.

A mis grandes amigos Jorge, Nicolás, Leonardo, y a todos los que me brindaron su apoyo sin excepción gracias infinitas.

Frederick R. Lárez L.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar gracias a nuestra casa de estudios, la Universidad Central de Venezuela por habernos acogido y ser el lugar de tantos acontecimientos importantes en torno a nuestra educación académica. Además quisiera agradecer a nuestra tutora académica la profesora Lisbeth Miranda y a nuestro tutor industrial el Ingeniero Diego González, por darnos la oportunidad de trabajar con ellos y brindarnos apoyo en la realización de este Trabajo Especial de Grado, ya que sin ellos esto no sería posible.

También quisiera agradecer a mi madre, Ayari Madrid de Pinto, por haberme acompañado durante este largo recorrido, apoyándome incondicionalmente y brindándome las herramientas necesarias para lograr este triunfo y ser una madre excepcional. Gracias a mi Hermana Vanessa, por ser igualmente unos de los pilares en este camino. A mi hermano Vicente por su apoyo. A tíos, Mónica Madrid, a Marco Madrid, a Milagros Madrid, a mis primos; y a mis abuelos que dejaron grandes valores en mí. A toda mi familia y amigos: Sergio Ibarra, Adriana Gutiérrez, Laura Itriago y a todos aquellos que estuvieron presentes esta etapa de mi educación.

Melissa Pinto Madrid

**Lárez L., Frederick R.
Pinto M., Melissa F.**

**RECURSOS Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN VENEZUELA Y SUS
OPORTUNIDADES DE UTILIZACIÓN**

Tutor Académico: Prof. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ing. Diego González.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Año 2012, 151 p.

Palabras Claves: Gas Natural, Gas-Obtención y Producción, Industria del Gas.

El gas natural es un recurso energético que se posiciona en el segundo lugar a nivel mundial respecto a su consumo. Su producción históricamente ha estado vinculada a la producción petrolera.

La utilización del gas natural abarca diversos sectores como el siderúrgico, eléctrico, petroquímica, aluminio, cemento, doméstico, y en la industria petrolera para la reinyección y generación de energía.

Venezuela tiene unas reservas de gas natural de 195,2 BPC, de las cuales 80% están asociadas al petróleo y posee importantes recursos.

Existen diversos proyectos en materia gasífera, vinculados al desarrollo energético del país, que en conjunto estiman una producción de gas de 14.438 MMPCD para el año 2016 que permitiría cubrir la creciente demanda energética y además traería beneficios monetarios al país, sin embargo, la mayoría de éstos presentan actualmente un escaso avance. El cumplimiento de estos proyectos depende de grandes inversiones en tecnología e instalaciones que faciliten su manejo, además de mejoras en algunas políticas por parte del Estado. Entre éstos proyectos se destacan: Proyecto Mariscal Sucre, Proyecto de Gas Anaco, Proyecto de Gas San Tomé, Proyecto Rafael Urdaneta, Proyecto Plataforma Deltana, Interconexión Centro-Occidente, el uso del Gas Natural Vehicular e inclusive la exportación de gas a nivel regional.

ÍNDICE

	Pág.
Lista de tablas	xii
Lista de figuras.....	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: EL PROBLEMA.....	3
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Objetivos de la investigación.....	3
1.2.1. Objetivo general.....	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	7
2.1. Definición de Gas Natural	8
2.2. Clasificación del Gas Natural respecto a su composición y propiedades físicoquímicas	10
2.3. Especificaciones de calidad del Gas Natural.....	11
2.4. Entes reguladores.....	15
2.4.1. Ente regulador del Gas Natural en Venezuela	15
2.5. Procesamiento del Gas Natural	15
2.5.1. Productos comerciales que se obtienen del gas natural y sus principales usos	16
2.5.2. Tipos de procesamiento	18
2.5.3. Procesos para la extracción de productos comerciales	19
2.6. Almacenamiento, distribución y transporte del Gas Natural.....	20
2.6.1. Almacenamiento del Gas Natural	20
2.6.2. Distribución.....	21
2.6.3. Transporte	22
2.7. GNL.....	23
2.7.1. Tecnología de licuefacción	24
2.7.2. Almacenamiento	29
2.7.3. Transporte	29
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	32

MARCO METODOLÓGICO.....	32
3.1. Tipo de Investigación	33
3.2. Diseño de la Investigación.....	33
3.2.1. Investigación no experimental	33
3.3. Definición de variables e indicadores.....	34
3.4. Población y muestra	35
3.5. Técnicas e instrumentos de la recolección de datos	36
3.5.1. Técnicas Documentales.....	36
3.5.2. Técnicas de Relaciones Individuales y Grupales	37
3.6. Etapas de la Investigación	37
3.6.1. Revisión de la bibliografía con la finalidad de obtener información relacionada con la historia del gas natural en Venezuela.....	37
3.6.2. Análisis de la ubicación y reservas de los principales yacimientos de gas libre en Venezuela (oriente, occidente y centro sur del país)	37
3.6.3. Establecer cuáles son las principales deficiencias existentes en el sector energético de Venezuela	38
3.6.4. Evaluación de las facilidades de manejo del gas natural en Venezuela como las capacidades actuales de los gasoductos y las plantas de tratamiento existentes.....	38
3.6.5. Avances en los proyectos de producción de gas asociado al petróleo y la producción de gas libre	38
3.6.6. Estudio en la capacidad de extensión de yacimientos y desarrollo de pozos de gas por año en áreas probadas.....	39
3.6.7. Evaluación de la posible utilización de productos derivados del gas natural	39
3.6.8. Predicción del comportamiento del consumo de gas	39
3.6.9. Realización de un balance de gas natural en Venezuela.....	39
3.6.10. Estudio de las posibilidades de exportación de gas en Venezuela a nivel Regional y abastecimiento del consumo interno.....	40
3.6.11. Estudio de la posibilidad de sustitución de líquidos a nivel automotor (impulso del consumo de GNV)	40
3.6.12. Estimación de los efectos en la industria petrolera con la implementación de una ley que sancione la quema de gas	40
3.6.13. Análisis de las oportunidades de desarrollo de la industria del gas	41

3.7. Análisis de datos.....	41
3.8. Limitaciones	41
CAPÍTULO IV: RESULTADOS	43
4.1. Antecedentes del desarrollo de la Industria de Gas en Venezuela	43
4.2. Ubicación yacimientos de gas en Venezuela.....	47
4.3. Recursos y Reservas de Gas Natural	48
4.3.1. Reservas de Gas Natural	48
4.3.2. Reservas de gas en Venezuela y el mundo	50
4.3.3. Recursos de Gas Natural	52
4.4. Sector energético	55
4.4.1. Demanda mundial de energía.....	55
4.5. Mercado del gas natural en Venezuela.....	58
4.5.1. Oferta de Gas Natural en Venezuela.....	58
4.5.2. Producción y disponibilidad estimada a futuro del Gas Natural.....	60
4.5.3. Consumo Actual de Gas Natural en Venezuela.....	61
4.5.4. Estimados de Consumo de Gas Natural en Venezuela	63
4.5.5. Balance Demanda-Oferta.....	65
4.5.6. Deficiencias en el Sector Gasífero en Venezuela	66
4.5.7. Deficiencias en el sector eléctrico.....	69
4.6. Facilidades de manejo existentes en Venezuela.....	70
4.6.1. Plantas de Compresión de Gas Natural en Venezuela	70
4.6.2. Plantas de Procesamiento de Gas Natural en Venezuela	71
4.6.3. Sistema de Gasoductos en Venezuela.....	74
4.7. Desarrollo y Extensión de Yacimientos	75
4.8. Proyectos en desarrollo de Gas Natural en Venezuela.....	79
4.8.1. Proyecto Gas Anaco.....	79
4.8.2. Proyecto Gas San Tomé.....	82
4.8.3. Proyecto Mariscal Sucre	83
4.8.4. Proyecto Plataforma Deltana	86
4.8.5. Proyecto Rafael Urdaneta	90
4.8.6. Proyecto Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)	93

4.9. Avances de los proyectos de gas natural que se encuentran en desarrollo actualmente en Venezuela.....	94
4.10. Planes de Venezuela con GNL.....	96
4.11. El Gas Natural Vehicular (GNV).....	99
4.11.1. Principales consumidores de GNV en Latinoamérica.....	101
4.11.2. El GNV comparado con la gasolina.....	102
4.11.3. Mercado de la gasolina en Venezuela.....	103
4.11.4. Inicios del GNV en Venezuela.....	104
4.11.5. Proyecto Autogas.....	104
4.11.6. Mercado automotor en Venezuela.....	105
4.11.7. Infraestructura y distribución de GNV en Venezuela.....	106
4.11.8. Implicaciones económicas de la sustitución de GNV.....	106
4.12. Quema y venteo de gas.....	108
4.12.1. Protocolo de Kioto.....	112
4.12.2. Quema de gas a nivel mundial.....	114
4.12.3. Quema y venteo de gas en Venezuela.....	116
CONCLUSIONES.....	121
RECOMENDACIONES.....	125
BIBLIOGRAFÍA.....	127
APÉNDICE.....	134
GLOSARIO.....	139

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. Componentes del Gas Natural	10
Tabla 2.2. Composición porcentual del Gas Natural de acuerdo a su clasificación ..	11
Tabla 2.3. Especificaciones de calidad del Gas Natural	12
Tabla 2.4. Especificaciones para los parámetros de poder calorífico bruto, temperatura de rocío e Índice de Wobbe	13
Tabla 2.5. Comparación de las especificaciones del Gas Natural según el país	13
Tabla 2.6. Comparación de parámetros de calidad del Gas Natural	14
Tabla 3.1. Variaciones e Indicadores de la investigación	34
Tabla 3.2. Población/ Muestra	36
Tabla 4.1. Recursos de Gas Natural en áreas someras Costa Afuera.....	53
Tabla 4.2. Recursos de Gas Natural Costa Afuera.....	54
Tabla 4.3. Recursos totales en tierra de Gas Natural en Venezuela.....	55
Tabla 4.4. Producción de Gas Natural para el año 2011	59
Tabla 4.5. Producción y disponibilidad de Gas en Venezuela.....	59
Tabla 4.6. Producción de Gas Natural en Venezuela.....	60
Tabla 4.7. Ventas de Gas Natural por sector de consumo	62
Tabla 4.8. Requerimientos de gas metano por sectores para el año 2023.....	64
Tabla 4.9. Consumo de Gas Natural en la Región Oriental de Venezuela	69
Tabla 4.10. Infraestructura de Compresión.....	70
Tabla 4.11. Capacidad de los sistemas de procesamiento del gas natural en la Región Occidental de Venezuela.....	73
Tabla 4.12. Capacidad de los sistemas de procesamiento del Gas Natural en la Región Oriental de Venezuela	74
Tabla 4.13. Capacidades Fase I y II del Proyecto Gas Anaco	81
Tabla 4.14. Área de los Bloques de la Plataforma Deltana.....	87
Tabla 4.15. Avance de los Proyectos de Gas Natural	94

Tabla 4.16. Países con mayor consumo de GNV.....	101
Tabla 4.17. Propiedades de la Gasolina y el GNV.....	103
Tabla 4.18. Parque Automotor en Venezuela	105
Tabla 4.19. Sustitución del 10% de vehículos particulares y de transporte.....	107
Tabla A.1. Numero de Yacimientos y Pozos Activos de Gas.....	135
Tabla A.2. Tabla de ahorros al instalar GNC en comparación con la nafta según kilometraje mensual	138

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Aporte total en energía primaria según tipo de energía.....	7
Figura 2.2. Etapas del procesamiento del Gas Natural	20
Figura 2.3. Cadena de Valor del Gas Natural	21
Figura 2.4. Barco productor y Barco metanero de la compañía Shell Australia	22
Figura 2.5. Comparación del costo del transporte de gas vs. Distancia.....	23
Figura 2.6. Proceso C3MR	25
Figura 2.7. Proceso AP-X TM	26
Figura 2.8. Proceso Cascada	27
Figura 2.9. Proceso Shell DMR	28
Figura 2.10. Proceso Linde	29
Figura 2.11. Buque metanero “Sokoto”	30
Figura 2.12. Interior de un tanque tipo membrana modelo CS1	31
Figura 3.1. Esquematización de la investigación.....	32
Figura 4.1. Principales areas de explotación, reservas y plantas de procesamiento de Gas Natural	46
Figura 4.2. Primer flujo de gas del descubrimiento del Perla 1X	47
Figura 4.3. Ubicación de los yacimientos de Gas en Venezuela	48
Figura 4.4. Ranking de Reservas Probadas de Gas Natural.....	51
Figura 4.5. Reservas Probadas de Gas Natural en Venezuela	51
Figura 4.6. Recursos de Gas Natural en áreas someras Costa Afuera	52
Figura 4.7. Recursos de Gas Natural Costa Afuera	53
Figura 4.8. Reservas Probadas y Expectativas de Gas Costa Afuera	54
Figura 4.9. Consumo de Energía Mundial	56
Figura 4.10. Estimado de Energía Mundial para el año 2040.....	57
Figura 4.11. Consumo Mundial de Energía	57
Figura 4.12. Perfil de Producción de Gas Natural 2011-2016.....	61

Figura 4.13. Demanda de Gas Natural en Venezuela para el periodo 2011-2023.....	64
Figura 4.14. Balance Oferta – Demanda del Gas Natural.....	65
Figura 4.15. Producción de Petróleo y Gas Natural en Venezuela.....	66
Figura 4.16. Consumo de Gas en Venezuela por sector	68
Figura 4.17. Ubicación geográfica de las plantas de procesamiento de Gas Natural en Venezuela.....	73
Figura 4.18. Sistema de Gasoductos en Venezuela	75
Figura 4.19. Conteo de taladros de gas en Venezuela para el período enero 2011- abril 2012	77
Figura 4.20. Conteo de taladros de gas y petróleo en Venezuela para el período enero 2011- abril 2012	78
Figura 4.21. Centros Operativos del Área de Anaco	80
Figura 4.22. Áreas operativas del Proyecto San Tomé.....	83
Figura 4.23. Llegada del barco Neptune Discoverer al Campo Dragón	84
Figura 4.24. Cronograma de perforación de pozos del Proyecto Mariscal Sucre (primera fase).....	85
Figura 4.25. Ubicación de los Bloques de la Plataforma Deltana	88
Figura 4.26. Mapa del golfo de Venezuela (Proyecto Rafael Urdaneta).....	91
Figura 4.27. Interconexión Centro Oriente Occidente.....	93
Figura 4.28. Líneas de distribución previstas para la exportación de GNL y GNC ..	98
Figura 4.29. Esquema de acondicionamiento de GNL	98
Figura 4.30. Plan de Gasoductos en el Golfo de Venezuela para la distribución de GNC	99
Figura 4.31. Vehículos que usan GNV a nivel Mundial.....	100
Figura 4.32. Ubicación de los puntos de expendio de GNV en Venezuela	106
Figura 4.33. Composición satelital que muestra la reducción de la quema de gas en Nigeria, durante 14 años	114
Figura 4.34. Descarga de Dióxido de Azufre	118
Figura 4.35. Emisiones de SO ₂	119
Figura A.1. Precios de GNL en EE.UU	135

Figura A.2. Geopolítica del GNL	136
Figura A.3. Red de transporte mundial de GNL.....	136
Figura A.4. Ubicación del Gasoducto planificado que llegará hasta Panamá	137
Figura A.5. Ventas de Energía.....	137
Figura A.6. Estimados de Quema de Gas en Venezuela	138

INTRODUCCIÓN

El uso de energías alternativas es cada vez más necesario, debido a la latente preocupación por el calentamiento global. Por lo que el gas natural siendo un combustible más limpio y abundante cobra un papel muy importante.

El gas natural es un combustible que genera menor impacto ambiental al comparársele con otros combustibles fósiles. Su uso arroja significativamente menores emisiones al ambiente de contaminantes como: dióxido de sulfuro, óxido nitroso y dióxido de carbono. Lo que le da una ventaja sobre el uso del carbón y el petróleo que generan grandes problemas que contribuyen al efecto invernadero. Aunque los recursos de gas natural son finitos y el gas natural no es una fuente energética renovable, estos recursos y reservas son abundantes en Venezuela.

Por otra parte, es importante destacar la relación que existe entre la energía requerida para extraer y procesar una fuente energética y la energía que al final se obtiene de ella, de ésta relación surge la energía neta. A mayor consumo de energía en los procesos que permitirán aprovechar esta fuente energética, menor será la energía neta proporcionada por esa fuente a los distintos sectores de consumo; pero además el costo y la contaminación serán mayores.

La energía neta del gas natural es mucho mayor que la gran mayoría de las otras fuentes energéticas primarias en el mundo, incluyendo el petróleo, y es mucho más amigable con el ambiente. Por lo que se recomienda hacer una evaluación desde una perspectiva ambiental del desarrollo de fuentes de energía sustentables localizadas en Venezuela.

La historia de la producción del gas natural en Venezuela tiene sus inicios en 1918. La producción del mismo ha estado sujeta a la producción del petróleo. Su uso está dirigido principalmente al sector petrolero: reinyección en el yacimiento como método de recuperación secundaria y levantamiento artificial de gas, proceso de desulfuración, entre otros. El resto para el consumo, va dirigido al sector no petrolero:

mercado interno como el sector petroquímico, siderúrgico, cemento, aluminio, eléctrico, comercial y residencial.

Las reservas totales de gas estimadas para el 2011 son 195,2 Billones de pies cúbicos (BPC); de los cuales 159,8 BPC son reservas de gas asociado y 35,5 BPC de gas libre.

Tomando en cuenta el alto déficit energético que actualmente existe en el país, y la explotación del gas que ha sido hasta el día de hoy bastante conservadora, es necesario implementar medidas que permitan incrementar la producción en el sector gasífero.

De acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, el Ejecutivo Nacional es el que se encarga del pleno desarrollo de este hidrocarburo. Por ello, éste debe dictar medidas que generen mayores inversiones para el desarrollo de la producción de gas en el país, desarrollando reservas de gas libre o bien sea reactivando pozos cerrados aptos para producir petróleo y gas.

Con este Trabajo Especial de Grado se presentará de manera exhaustiva todo lo relacionado con los recursos y reservas de gas natural en Venezuela y todo aquello que conlleve al desarrollo de este hidrocarburo.

CAPITULO I: EL PROBLEMA

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

En la realización del estudio para evaluar el mercado gasífero en Venezuela es necesario recabar información para la generación de datos que permitan hacer el análisis. La investigación se debe realizar basada en un enfoque histórico para poder sustentar el comportamiento actual y futuro de la demanda-oferta hidrocarburífera en el país.

Debido a la creciente demanda en materia energética y a la necesidad de desarrollo de la industria hidrocarburífera, que cada vez cobra más importancia, se consideró analizar los recursos y reservas de gas natural en Venezuela, que posee una significativa cantidad de reservas y recursos, actualmente sin ser explotados, lo que abre una ventana hacia nuevas oportunidades de desarrollo en el país. Se decidió hacer un balance que permita la evaluación de las cifras y la estimación del déficit existente.

1.2. Objetivos de la investigación

1.2.1. Objetivo general

- Analizar el potencial de desarrollo de los recursos y las reservas de gas natural en Venezuela y los beneficios que conlleva su explotación.

1.2.2. Objetivos específicos

- Revisar la bibliografía con la finalidad de obtener información relacionada con la historia del gas natural en Venezuela.

- Analizar ubicación y reservas de los principales yacimientos de gas libre en Venezuela (oriente, occidente y centro sur del país).
- Establecer cuáles son las principales deficiencias existentes en el sector energético de Venezuela.
- Evaluar las facilidades de manejo del gas natural en Venezuela como las capacidades actuales de los gasoductos y las plantas de tratamiento existentes.
- Investigar los avances de los proyectos de producción de gas asociado al petróleo y la producción de gas libre (Proyecto Mariscal Sucre, Proyecto de Gas Anaco, Proyecto de Gas San Tomé, Proyecto Rafael Urdaneta, Proyecto Plataforma Deltana, Interconexión Centro Occidente).
- Estudiar la capacidad de extensión de yacimientos y desarrollo de pozos de gas por año en áreas probadas.
- Evaluar la posible utilización de productos derivados del gas natural.
- Realizar un balance de gas natural en Venezuela.
- Predecir el comportamiento del consumo de gas.
- Estudiar posibilidades de exportación de gas en Venezuela a nivel Regional y abastecimiento del consumo interno.
- Estudiar la posibilidad de la sustitución de líquidos a nivel automotor (impulso del consumo de GNV).

- Estimar cómo podría afectar a la industria petrolera una posible ley que sancione fuertemente la quema de gas.
- Analizar oportunidades de desarrollo de la industria del gas.

1.3. Alcance

El presente Trabajo Especial de Grado tiene como finalidad hacer un estudio sobre el potencial de aprovechamiento de la producción de gas natural en Venezuela, así como realizar una investigación del avance de los proyectos actualmente existentes en el país en materia de gas, lo cual permitirá evaluar las oportunidades de utilización de este recurso natural en un futuro cercano. Además de esto se busca brindar una perspectiva fuera de la empresa estatal acerca de los planes de desarrollo.

Realizando un análisis de los consumos y deficiencias energéticas, se buscará enmarcar los diversos escenarios para que se logre el completo desarrollo de una industria gasífera, que no dependa de la industria petrolera.

1.4. Justificación

En Venezuela existe una cifra importante de reservas probadas de gas natural que no han sido desarrolladas, distribuida en las Cuencas Oriental y Occidental, así como el gas asociado al petróleo que no es aprovechado.

El desarrollo de las reservas de gas natural generaría un gran aporte al país, con la posibilidad de sustitución de líquidos a nivel de transporte, lo que supone un ahorro de dinero por parte del gobierno; lograr la gasificación del parque automotor, ayudará a sincerar los precios de la gasolina.

Otro de los aportes del desarrollo de este hidrocarburo sería depender menos de la energía hidroeléctrica, remarcando la necesidad energética que vive el país y que este no se vea afectado por la falta de energía en largos períodos de sequía. Logrando

cubrir la demanda nacional, se podría pensar en exportación, lo que generaría ingresos al país.

Una industria del gas en Venezuela, paralela a la industria del petróleo no dependería de las subidas y bajadas de los precios del petróleo, al igual que no dependería de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuando exige recortes en la producción.

En la actualidad existen una serie de proyectos para desarrollar la industria del gas en Venezuela, siendo de gran importancia conocer en qué etapa de desarrollo se encuentran, para poder pronosticar en qué momento entraría en vigencia la producción nacional de gas. A través de este trabajo, se busca la descripción del sector del gas natural y el avance de los proyectos existentes, así como fundamentar el desarrollo de esta alternativa energética, que más que un hidrocarburo limpio es un recurso que se está desperdiciando en la actualidad. La quema de gas se puede ver afectada en un futuro si se implantan impuestos a esta actividad. Además de lo mencionado, se busca la evaluación de las políticas públicas, para la implementación y desarrollo de esta alternativa energética en futuro cercano.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

EL GAS NATURAL

El gas natural es una fuente de energía primaria de gran importancia en el escenario energético mundial. Ésta ha asumido el mayor avance en las últimas décadas. Actualmente es la segunda fuente de energía de mayor demanda luego del petróleo, representando la quinta parte del consumo de energía en el mundo.

Muchos lo consideran como el combustible del futuro debido a las ventajas ambientales y económicas que éste tiene frente a otros, resultando así de gran interés su explotación para muchos países. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía o IEA por sus siglas en inglés, el gas natural en el año 1997 representaba el 22% de la producción de energía mundial y para el año 2020 se estima que represente un 26%, tal como se observa en la figura 2.1.

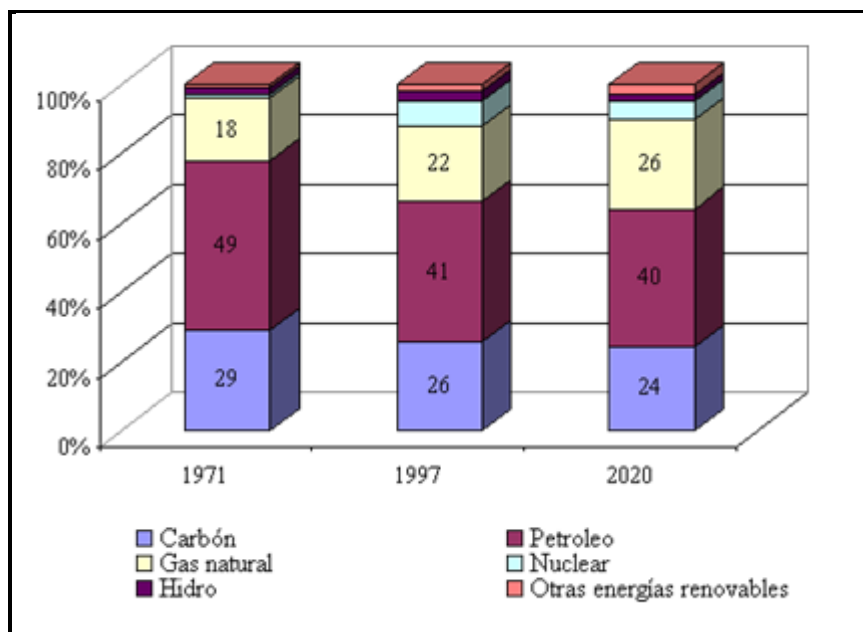


Figura 2.1. Aporte total en energía primaria según tipo de energía.
Fuente: *World Energy Outlook 2000, International Energy Agency*

2.1. Definición de Gas Natural

El gas se refiere a un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad el cual no tiene volumen definido. El gas natural generalmente es una mezcla gaseosa incolora e inodora, que tiene presentes compuestos hidrocarburos y no-hidrocarburos. Los compuestos de hidrocarburos o también conocidos como parafínicos, constituyen por lo general el 90% de la mezcla y estos son: metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), normal butano (nC_4H_{10}), normal pentano (nC_5H_{12}), iso-pentano (iC_5H_{12}), hexano (C_6H_{14}) y heptano plus (C_{7+}).

Los componentes de gases no-hidrocarburos también referidos como impurezas, son: dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), nitrógeno (N_2), así como vapor de agua y helio (He) en algunos casos; estos compuestos representan el 10% de la mezcla.

El gas natural es encontrado en yacimientos donde la temperatura se encuentra por encima de la temperatura crítica. Existen tres clasificaciones de yacimientos de gas:

- **Gas Condensado:**

Se considera que el gas que a condiciones de yacimiento es un fluido monofásico, pero a determinadas condiciones de presión y temperatura se convierte en un fluido bifásico (gas y líquido) lo que es conocido como condensación retrograda. La temperatura de yacimiento se encuentra entre la crítica y la cricondentérmica.

- **Gas Seco:**

Es aquel en donde tanto a condiciones (presión y temperatura) de yacimiento como de superficie el hidrocarburo no condensa. Su presión inicial excede la temperatura cricondentérmica, y el gas se genera debido a un proceso de expansión.

- **Gas Húmedo:**

Este tipo de yacimiento es aquel donde la temperatura de yacimiento excede la cricondentérmica y el fluido en el yacimiento permanece en fase gaseosa, sin

embargo al producir, la temperatura y la presión de gas disminuye, lo que hace que el gas entre en una región bifásica en donde este condensa en superficie.

Además de esta clasificación de yacimientos existe otra, que es la clasificación según su origen:

- **Yacimiento de Gas Asociado:**

Es aquel donde el gas se encuentra disuelto en el petróleo y por lo tanto la producción de gas está vinculada a la producción del petróleo. En este tipo de yacimientos por lo general el gas producido es usado para la reinyección en los pozos, por razones de manejo de volúmenes y además para mantener las presiones en el yacimiento.

- **Yacimiento de Gas No Asociado:**

Es definido como yacimiento de gas libre, o aquel que posee una porción de líquidos muy reducida, un ejemplo de esto son los yacimientos de gas condensado.

En la tabla 2.1, realizada con información suministrada por el Ente Nacional del Gas (ENAGAS), se observa la composición del gas y el estado físico de cada uno de los componentes, además de la diferenciación porcentual de los componentes cuando el gas es procedente de gas asociado o gas no asociado.

Tabla 2.1. Componentes del Gas Natural (ENAGAS, 2011)

Componentes	Nomenclatura	Estado Natural	Gas No asociado Composición (%)	Gas Asociado Composición (%)
Metano	CH ₄	Gaseoso	55-98	60-80
Etano	C ₂ H ₆	Gaseoso	0,1-20	10-20
Propano	C ₃ H ₈	Gaseoso	0,05-12	5-12
Butano	C ₄ H ₁₀	Gaseoso	0,01-0,8	2-8
Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0,01-0,8	1-3
Hexano	C ₆ H ₁₄	Líquido	0,01-0,5	0,01-0,5
Heptano	C ₇ H ₁₄	Líquido	0,01-0,4	0,01-0,4
Nitrógeno	N ₂	Gaseoso	0,1-5	0,1-5
Gas Carbónico	CO-CO ₂	Gaseoso	0,2-30	0,2-30
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	Gaseoso	Trazas-28	Trazas-28
Hidrógeno	H ₂	Gaseoso	Trazas-24	Trazas-24
Oxígeno	O ₂	Gaseoso	0,09-30	Trazas
Agua	H ₂ O	Gaseoso	Trazas	Trazas
Helio	He	Gaseoso	Trazas-4	Trazas-4

2.2. Clasificación del Gas Natural respecto a su composición y propiedades fisicoquímicas

De acuerdo a los componentes que se encuentran presentes en el Gas Natural recibe una denominación específica, que indica de manera cuantitativa la composición de la mezcla. Es necesario hacer esta diferenciación, ya que de acuerdo a los componentes existentes, el gas puede ocasionar problemas tanto desde el punto de vista operacional, como de procesamiento y requerirá diferentes tratamientos para su manejo. La clasificación es la siguiente:

- **Gas Agrio:**

Es el que posee altos contenidos de CO₂ y derivados del azufre (sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, sulfuros y disulfuros). Posee más de 4 ppmv de H₂S.

- **Gas Dulce:**
Es aquel que posee bajos contenidos de CO₂ y derivados de azufre. Este se obtiene por procesos de endulzamiento. Posee menos de 4 ppmv de H₂S.
- **Gas Húmedo:**
Gas con un contenido de humedad mayor a 112,11 mg de agua por m³ de gas.
- **Gas Seco:**
Gas con un contenido de humedad menor a 112,11 mg de agua por m³ de gas.
- **Gas Rico:**
Gas con un contenido significativo de compuestos más pesados que el etano.
- **Gas Pobre:**
Contiene pocas cantidades de propano y compuestos más pesados.

En la tabla 2.2 presentada a continuación se observa la composición porcentual de etano, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, de acuerdo al tipo de gas.

Tabla 2.2. Composición porcentual del Gas Natural de acuerdo a su clasificación (ENAGAS, 2011)

Denominación	Gas Dulce Seco	Gas Acido Seco	Gas Dulce Húmedo	Gas Acido Húmedo
Componentes	Gas Asociado		Gas No Asociado	
Etano	>10%	>10%	<10%	<10%
H₂S	>1%	<1%	>1%	<1%
CO₂	>2%	<2%	>2%	<2%

2.3. Especificaciones de calidad del Gas Natural

Es necesario que el Gas Natural extraído cumpla con ciertas especificaciones para el transporte y la comercialización, ya que este contiene impurezas y elementos contaminantes. En la tabla 2.3, con datos proporcionados por ENAGAS, para el 1 de enero de 2012, se muestran los valores mínimos y máximos permitidos de los componentes del Gas Natural. Es importante mencionar, que los componentes que no

se encuentran en la tabla se rigen por las especificaciones dictadas en Normas COVENIN 3568-1:2000, 3568-2:2000 y ISO 133686:1998.

Tabla 2.3. Especificaciones de calidad del Gas Natural (ENAGAS, 2012)

Componentes	Valores	
	Mínimo	Máximo
Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)	-	4,16 ppm molar
Monóxido de Carbono (CO)	-	0,1 % molar
Dióxido de Carbono (CO₂)	-	2% molar
Agua (H₂O)	-	5,625 lb/MMPC
Nitrógeno (N₂)	-	1% molar
Hidrógeno (H₂)	-	0,1% molar
Oxígeno (O₂)	-	0,1% molar
Azufre	-	18,42 ppm molar
Mercurio (Hg)	Menores de 0,01 µg/Nm ³	
Metano (CH₄)	-	-
Etano (C₂H₆)	-	12%
Propano (C₃H₈)	-	3%
Butano+ (C₄H₁₀+) 	-	1,5% molar
Hidrocarburos Insaturados	-	0,2% molar

Otros de los parámetros que son importantes regular para que el Gas cumpla con las condiciones de calidad son: la temperatura de rocío, el poder calorífico del hidrocarburo y el índice de Wobbe (combustión del gas). A continuación en la tabla 2.4, extraída de ENAGAS, se observan los valores mínimos y máximos para los parámetros mencionados.

Tabla 2.4. Especificaciones para los parámetros de poder calorífico bruto, temperatura de rocío e Índice de Wobbe (ENAGAS, 2011)

Parámetros	Valores	
	Mínimo	Máximo
Poder Calorífico Bruto	950 BTU/PC	1148 BTU/PC
Temperatura de Rocío	Diferencial 20 °C con respecto a la Temperatura Ambiental	
Índice Wobbe	1312,97 BTU/PC	1392,65 BTU/PC

Las especificaciones de calidad del Gas Natural varían según cada país, ya que se rigen por distintas normativas. En la tabla 2.5 (ENAGAS), se muestran algunas de las comparaciones en distintas regiones del mundo.

Tabla 2.5. Comparación de las especificaciones del Gas Natural según el país (ENAGAS, 2011)

Componentes	Mar del Norte	Bolivia	Brasil	Venezuela Normas ENAGAS 2012	S.I.	Argentina	EE.UU	Kuwait
	Porcentaje (%)							
Metano	94,4	90,8	89,44	80	88,5	95,0	80,9	76,7
Etano	3,1	6,0	6,7	12	4,3	4,0	6,8	16,05
Propano	0,5	1,2	2,26	3,0	1,8	-	2,7	8,95
Butano	0,2	0	0,46	1,5	1,8	-	1,1	3,75
Pentano	0,2	-	-	-	-	-	0,5	1,9
Nitrógeno	1,1	1,5	0,8	1	3	1,0	7,9	-
Dióxido de Carbono	0,5	0,5	0,34	2	2		0,1	2,15
Sulfuro de Hidrógeno	-	-	-	6	6	-	-	0,05

Poder Calorífico (Kcal/m³)	9.800	8.300-10.000	8.300-10.000	11.200	10.800	8.500-10.200	10.200	13.400
S.I.: Sistema Internacional								

En la tabla 2.6 (ENAGAS), se muestra una comparación de las especificaciones según las normas COVENIN del 2002, con las normas de ENAGAS del 2006 y con el sistema internacional.

Tabla 2.6. Comparación de parámetros de calidad del Gas Natural (ENAGAS, 2011)

Componentes	Venezuela COVENIN 2002	Venezuela Normas ENAGAS 2006	S.I.	Unidades	Límite	
					Mín.	Máx.
Sulfuro de Hidrógeno	17,3	6	6	mg/m ³	-	x
Monóxido de Carbono	0,1	0,1	0,1	% Molar	-	x
Dióxido de Carbono	8,5	2	2	% Molar	-	x
Agua	112	90	97	mg/m ³	-	x
Nitrógeno	1	1	3	% Molar	-	x
Hidrógeno	0,1	0,1	0,1	% Molar	-	x
Oxígeno	0,1	0,1	0,1	% Molar	-	x
Azufre	38	25	23	mg/m ³	-	x
Mercurio	S.I.	No Reportado	S.I.		-	x
Metano	80	80	88,5	% Molar	x	-
Etano	12	12	4,3	% Molar	-	x
Propano	3	3	1,8	% Molar	-	x
Butano y elementos más pesados	1,5	1,5	1,8	% Molar	-	x
Poder Calorífico	8429-10206	8500-10206	8500-10200	Kcal/m ³	x	-

2.4. Entes reguladores

Los entes reguladores son aquellos organismos y/o empresas que se encargan de prestar un servicio al sector consumidor y su principal objetivo es controlar la aplicación y cumplimiento de todas aquellas normas, licencias y contratos implementados que regulan la relación consumidor-empresa, funcionando como intermediario entre estos.

2.4.1. Ente regulador del Gas Natural en Venezuela

- Ente Nacional del Gas (ENAGAS): Es un organismo adscrito al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Su creación fue aprobada en el año 1999 a través de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG). Su objetivo es coordinar de manera integrada los sectores involucrados en las actividades del sector del Gas en las áreas de explotación, procesamiento, transporte, distribución, y almacenamiento, para satisfacer a los consumidores, y generando así la expansión de la industria del gas.

Cabe destacar, que quien dirige todas las actividades en materia de gas y petróleo es el Ministerio de Energía y Petróleo, y además la figura del ente nacional está en la actualidad supeditada al Ejecutivo Nacional, lo cual indica, que si la empresa estatal es la que rige todas las actividades en materia de, explotación, procesamiento, transporte, distribución, y almacenamiento, y a su vez, ejerce la función de ente regulador, no existe en verdad un organismo que vele por los intereses de los consumidores.

2.5. Procesamiento del Gas Natural

En una publicación (Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, 2000, p. 7) se define procesamiento como una actividad cuyo objetivo principal consiste en separar y fraccionar los componentes hidrocarburos del gas, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico, es decir, que el objetivo principal de esta etapa consiste en obtener los componentes que conforman el gas, siendo este una materia prima, a través de un proceso de transformación.

En la tabla 3.1, ya fueron mencionados los componentes del gas natural antes de ser procesado y los principales productos que se obtienen del procesamiento del gas son el gas pobre y los líquidos del gas natural (LGN).

2.5.1. Productos comerciales que se obtienen del gas natural y sus principales usos

A continuación se mencionan los principales productos que se obtienen del procesamiento del gas natural y los diferentes tipos de usos y sectores de consumo de cada uno de esos.

Gas Pobre:

- Anticongelante
- Combustible para vehículos
- Desinfectantes
- Fertilizantes
- Fumigantes
- Materia para la fabricación de textiles
- Tintas

LGN:

Este tiene diversos usos como combustible para automóvil o autogas, combustible para refinerías y combustible doméstico, que se distribuye a través de bombonas o redes de distribución. Los usos en el sector industrial son los siguientes:

- Generación de electricidad (alimentación de centrales eléctricas).
- En los hornos de fabricación de cemento.
- Fábricas de vidrio, textiles y alimentos.
- Pulpas de papel.
- Siderúrgica (obtención de hidrógeno y monóxido de carbono requeridos en procesos de reducción del hierro).

En el sector de la industria petroquímica el GLP es usado para obtener:

- Etano:

- Cremas y perfumes
- Detergentes
- Filtros y envolturas para cigarros
- Líquidos para frenos y amortiguadores
- Materia para la fabricación de textiles
- Partes automotrices
- Plástico
- Pinturas y esmaltes
- Resinas
- Tuberías
- Gasolina Natural o Nafta:
 - Adhesivos y pinturas
 - Bolsas
 - Cauchos
 - Cosméticos
 - Elastómeros
 - Insecticidas
 - Materias para la fabricación de textiles
 - Plásticos
 - Poliuretanos
 - Productos farmacéuticos
 - Resinas
- Propano:
 - Acrílicos
 - Partes automotrices
 - Pinturas y esmaltes
 - Productos sintéticos
 - Tuberías

Otro de los usos en la industria petrolera del gas es para los procesos de desulfuración, es decir, retirar el contenido de azufre en el crudo. También se usa en

campo para la generación eléctrica de plantas compresoras, refinerías y otras instalaciones de la industria.

Como se puede observar el Gas Natural tiene múltiples usos, compitiendo con otras formas de generación de energía, ya que posee una serie de ventajas como la baja contaminación ambiental; un barril de petróleo equivalente de gas produce 87 Kg de CO₂, un barril de petróleo produce 104 Kg de CO₂ y uno de carbón 157 kg de CO₂ (Nelson Hernández, 2007), lo que lo hace una forma de energía más limpia que el petróleo y el carbón.

El procesamiento del gas además de la finalidad de obtención de productos de valor comercial como los mencionados anteriormente, tiene la finalidad de eliminar impurezas contenidas en el Gas Natural como los sólidos, gases ácidos, agua, y el H₂S, ya que son corrosivos y pueden ser altamente contaminantes. Los estándares de calidad del gas los rigen las empresas ambientales, distribución, almacenamiento, transporte y re-inyección, en donde debería entrar a ejercer su función un ente regulador para que estos estén satisfechos. Uno de los problemas que ocasiona el contenido de agua y H₂S, es la precipitación de sólidos y la formación de hidratos.

2.5.2. Tipos de procesamiento

Existen dos tipos de procesamiento, el que se realiza directamente en campo y el que se realiza para la extracción de los productos comerciales. Del procesamiento realizado en campo, es decir, directamente después de la extracción del gas, existen las siguientes etapas:

- **Separación:**

Se refiere al proceso en donde se somete el gas a los procesos de separación de líquidos (petróleo, condensado y agua) en recipientes metálicos a presión llamados separadores, según PDVSA, 2005.

- **Endulzamiento:**

En este proceso va dirigido hacia la remoción del H₂S y el dióxido de carbono del Gas Natural.

- **Deshidratación:**

Consiste en la remoción de agua del gas.

- **Control del punto de rocío:**

Este proceso consiste en regular las condiciones de presión y temperatura del gas, para evitar la condensación de hidrocarburos.

2.5.3. Procesos para la extracción de productos comerciales

- **Plantas criogénicas:**

Su función es recobrar los líquidos, disminuyendo la temperatura del gas a temperaturas criogénicas que se encuentran entre -100 a -150°F.

- **Plantas de fraccionamiento:**

Es el proceso mediante el cual se trata la mezcla líquida que se obtiene del proceso de criogenización, para extraer productos más puros como el etano, propano y la nafta.

En la figura 2.2, elaborada con información de Petróleos Mexicanos (PEMEX), se muestran las diferentes etapas del procesamiento del Gas Natural, inicialmente se observa la fuente del gas natural, si es extraído de yacimientos de gas asociado o no asociado y prosiguen cinco etapas; la primera etapa se basa en el proceso de separación, en la cual los productos son gas agrio y petróleo de los yacimientos procedentes de gas asociado y gas agrio de los yacimientos de gas no asociados. La segunda etapa consta de los procesos de endulzamiento, separación de agua y gases ácidos (H_2S y CO_2). La tercera etapa es el proceso de recuperación de azufre a través de reacciones térmicas y catalíticas, el azufre que se obtiene de este proceso es comercializado en el mercado. La cuarta etapa es el proceso de recuperación de productos licuables y la separación de hidrocarburos líquidos mediante procesos criogénicos, donde se obtiene el gas pobre (gas metano), que es uno de los productos para la venta. Finalmente, la quinta etapa es el fraccionamiento de los hidrocarburos, de estos se obtiene los productos para la comercialización (el etileno, propileno y gasolina natural o naftas).

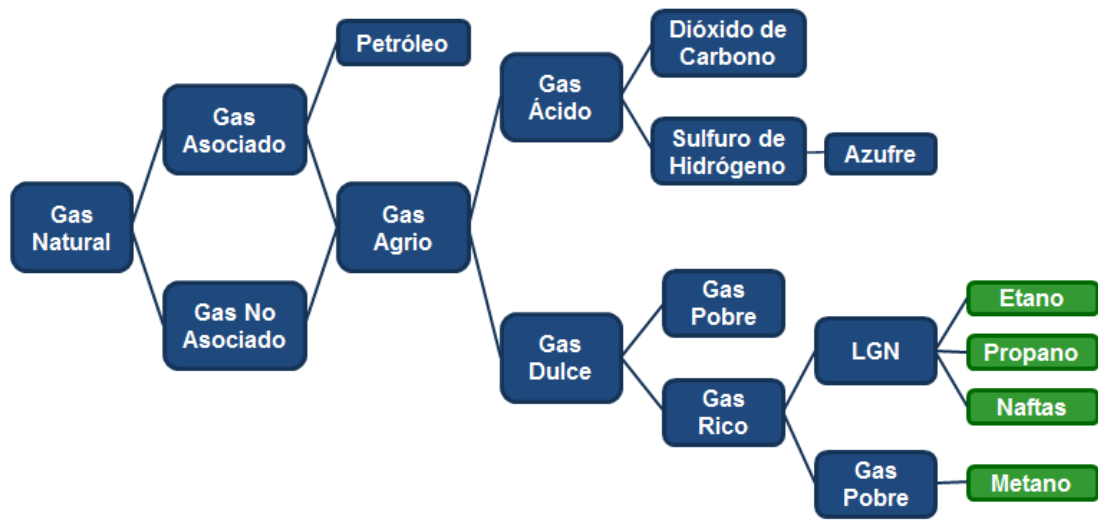


Figura 2.2. Etapas del procesamiento del Gas Natural

2.6. Almacenamiento, distribución y transporte del Gas Natural

En cada uno de los procesos por los que es sometido el gas natural, desde la extracción hasta llegar a su destino final (consumidor), es imprescindible tener las disposiciones aptas para el almacenamiento, distribución y transporte.

2.6.1. Almacenamiento del Gas Natural

El almacenamiento de gas se refiere a toda actividad para mantener en un depósito el gas temporalmente (Reglamento de la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, 2000). Las razones de almacenamiento son para poder satisfacer altos consumos de energía, respaldar la entrega del gas en caso de fallas a nivel de suministro, cubrir la demanda estacional, incrementar el factor de utilización de las tuberías y para la conservación de energía (Rondón, 2008).

Citando el artículo 22° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), “Las actividades concernientes a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, así como las de procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución, industrialización, comercialización y exportación, podrán ser realizadas directamente por el Estado o por entes de su propiedad, o también por personas

privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional, conforme al artículo 3° de esta Ley”, de manera que el desarrollo de las actividades mencionadas pueden ser ejecutadas por el Estado o empresas privadas.

En la figura 2.3, se muestra una ilustración de las etapas por la que pasa el gas natural hasta llegar al consumidor final.

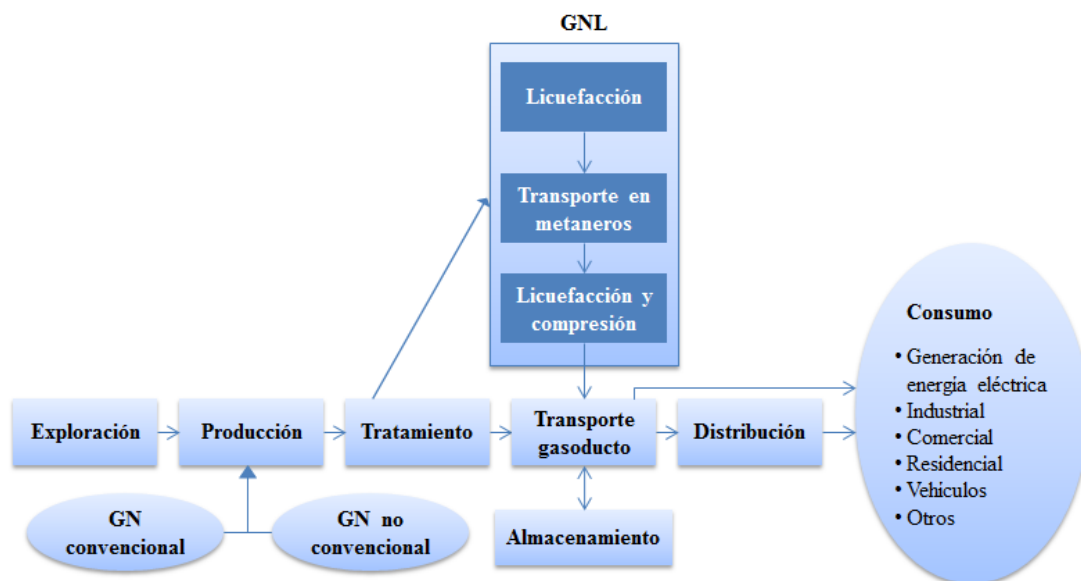


Figura 2.3. Cadena de Valor del Gas Natural.

2.6.2. Distribución

Se define como todo el conjunto de actividades que permiten recibir, trasladar, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción en el sistema de transporte hasta los puntos de consumo, mediante sistemas de distribución Industrial y Doméstica. (ENAGAS, 2012).

2.6.3. Transporte

Es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el Gas Natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución, para ello se requiere el uso de gasoductos y plantas de compresión si se transmite el hidrocarburo en estado gaseoso o facilidades de licuefacción, regasificación y desplazamiento vía marítima si se transporta en estado líquido (ENAGAS, 2012).

El gas natural licuado o GNL, se obtiene gracias a un proceso de licuefacción en donde a altas presiones y bajas temperaturas el gas se transforma en líquido. El propósito de la transformación a líquido es que facilita su transporte y una vez que llega a su destino este es regresado a su estado gaseoso. El medio de transporte de GNL son barcos especializados para esta carga que se tienen por nombre “barcos metaneros”. En la figura 2.4, se puede observar la imagen del campo de producción flotante de la compañía Shell Australia, con un metanero cargando a un lado y la comparación de la longitud de este campo, cabe destacar que estos barcos son sumamente costosos y requieren de tiempo para su construcción.

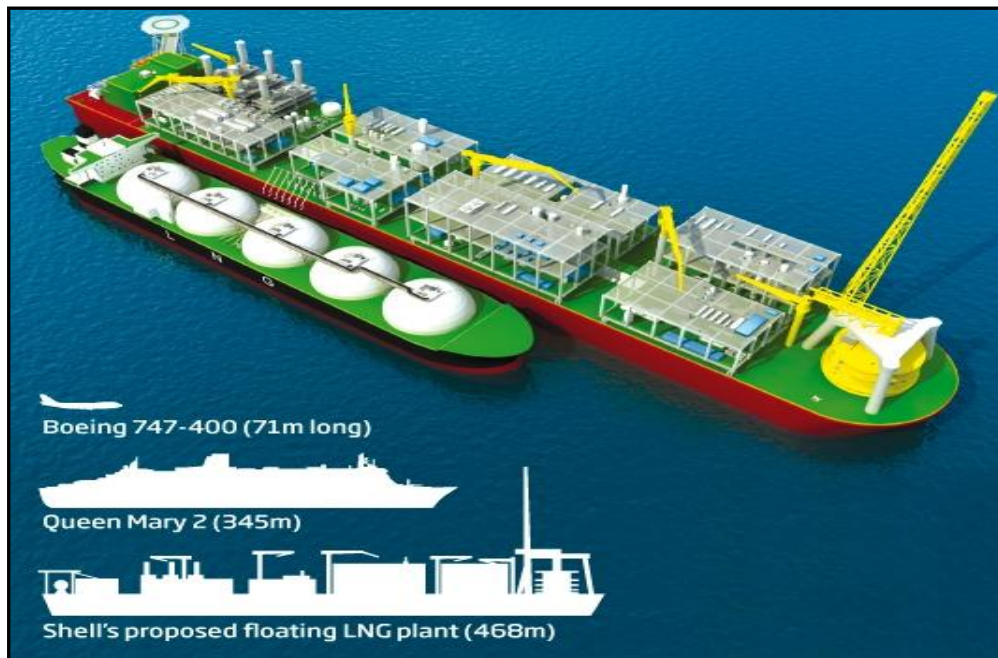


Figura 2.4. Barco productor y Barco metanero de la compañía Shell Australia. Imagen tomada de http://www.energydigital.com/oil_gas/shell-prelude-floating-liquefied-natural-gas-terminal

La distancia óptima máxima para que los gasoductos se consideren más rentables que el transporte de GNL, es de 3.540,5 km en tierra y sumergidos 1.126,5 km, según información del *Center for Energy Economics*, s.f. En la figura 2.5, se demuestra como resulta más económico el transporte de GNL que a través de gasoductos para distancias superiores a las antes mencionadas. En el apéndice A.3, se observa la red mundial de transporte de GNL.

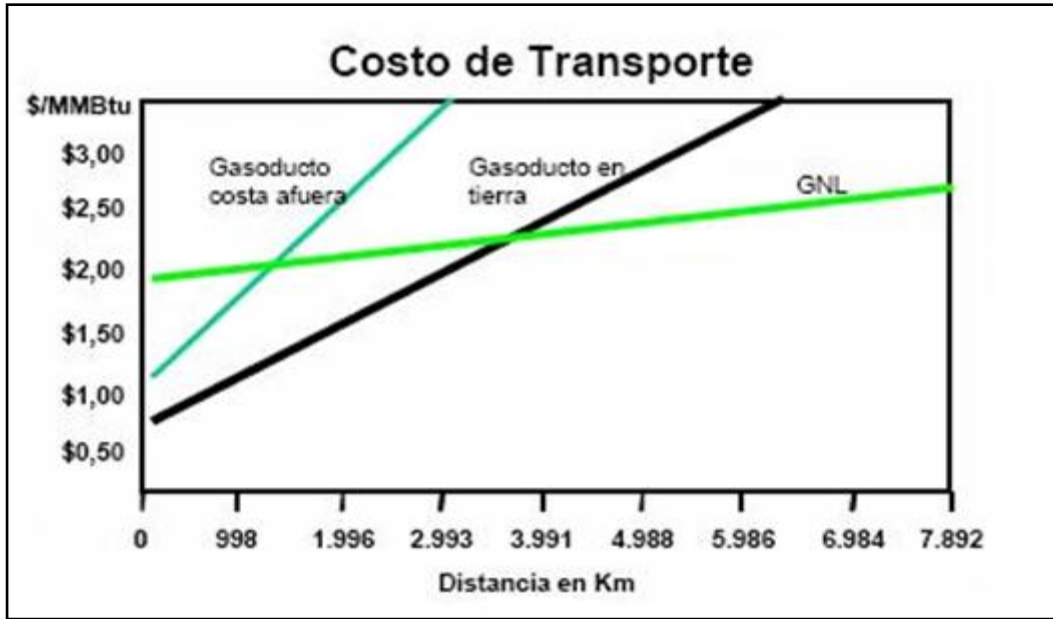


Figura 2.5. Comparación del costo del transporte de gas vs. Distancia. Fuente: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

2.7. GNL

El GNL es gas metano que ha sido licuado a través de su enfriamiento (temperaturas alrededor de -160°C). El objetivo de su licuefacción es hacer más práctico su transporte, ya que el volumen se reduce considerablemente, aproximadamente 600 veces el volumen del gas natural (Curt, 2004).

2.7.1. Tecnología de licuefacción

Las facilidades de licuefacción deben ser diseñadas para cubrir la creciente demanda de GNL, y numerosos retos que conlleva. Por ello, los procesos han sufrido por una serie de mejoras a través del tiempo, que han incrementado su capacidad de manejo y su eficiencia. La experiencia en el área de licuefacción tiene un siglo, con la primera planta de GNL, que fue construida en 1912. Actualmente existen 4 tipos de proceso para la licuefacción del gas:

- **C3MR**

Este es un ciclo de criogenización del gas natural, que fue diseñado por *Air Products & Chemicals*, una compañía dedicada a la venta de gases y químicos industriales. En este proceso primero se pre enfría el gas seco con propano a -35°C . Luego el gas pasa a través de un intercambiador criogénico principal y es sub-enfriado con una mezcla refrigerante (MR) a temperaturas entre -150°C y -162°C el gas seco junto con el propano son comprimidos a altas presiones de manera que pueda condensar por al aire ambiental o el agua fría. El propano líquido reduce la temperatura y refrigera el gas natural. Luego el gas pasa por un proceso de separación en donde se separa el refrigerante a altas presiones, la mezcla refrigerante es recuperada y reutilizada, además que los costos de los refrigerantes son bastante elevados. El C3MR es el proceso de mayor eficiencia en el mercado, por su mínima complejidad, fácil operación y alta disponibilidad. En la figura 2.6, a continuación se muestra el proceso C3MR.

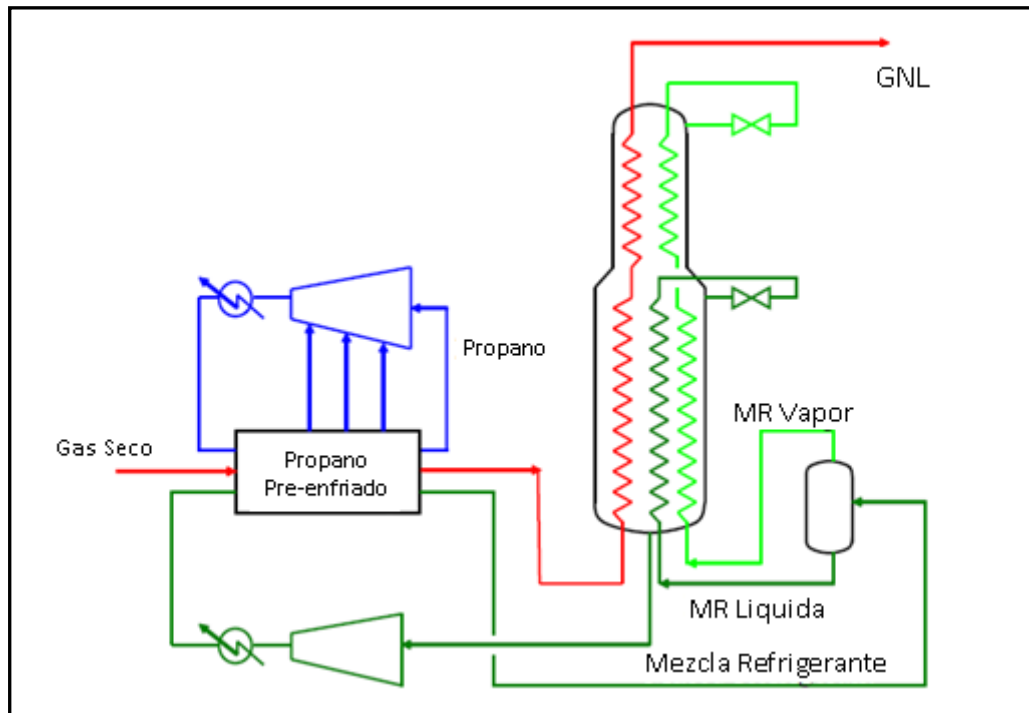


Figura 2.6. C3MR. (The C3MR Liquefaction Cycle versatily for a fast growing ever changing LNG industry, 2006)

Existen otros procesos tecnológicos de licuefacción de mayor tren de capacidad que el C3MR, en el 2008 fue implementado en Qatar un proceso llamado AP-X™, una tecnología de evolución del C3MR. El proceso es similar al de C3MR, pero se adiciona una última etapa en el proceso de sub-enfriamiento del GNL, donde se utiliza un sistema de nitrógeno expandido, el cual se basa en Nitrógeno comprimido a altas presiones y luego enfriado a temperatura ambiente donde ocurre la expansión. Este proceso del nitrógeno somete al gas a la refrigeración. Este proceso es mucho más costoso, sin embargo es fácil de operar y tiene un tren de capacidad de 8 millones de toneladas anuales (MTA) mientras que el C3MR posee 5MTA de capacidad. En la figura 2.7, se muestra el proceso de licuefacción de AP-X™.

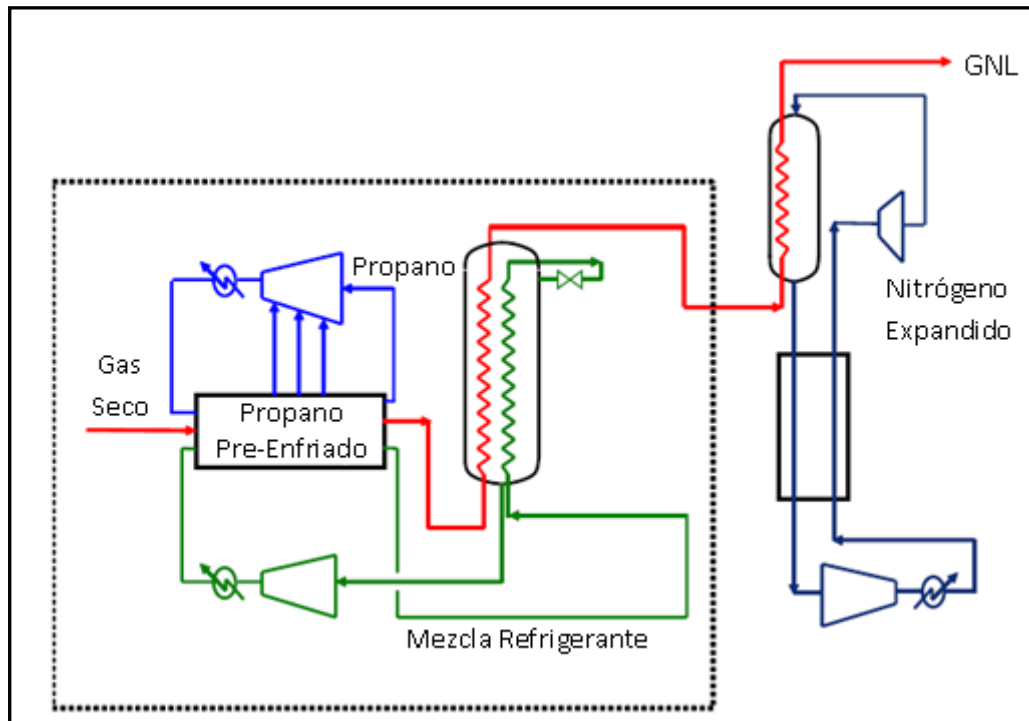


Figura 2.7. Proceso AP-X™. Fuente: The C3MR Liquefaction Cycle versatily for a fast growing ever changing LNG industry, 2006.

- **Cascada**

Este proceso fue introducido en la década de los 60, por la compañía *Conoco Phillips*. Este proceso se realiza a través de 3 ciclos, utilizando en cada uno propano, etileno y metano respectivamente como refrigerantes con altos niveles de presión en cada ciclo e igual potencia. Esta tecnología es vieja comparada con las otras, sin embargo, ha sido mejorado a través de los años para incrementar la capacidad operacional en la producción de GNL. Esta planta cuenta con un tren de licuefacción con un compresor/turbina de gas para comprimir el gas. En las líneas de compresión tiene velocidades variables de las turbinas de gas, lo que brinda una fácil operación, ya que la unidad no deja de funcionar porque se apaguen los compresores y el reinicio de estos se realiza sin pérdidas de refrigerante. En la figura 2.8, se muestra un esquema de este proceso.

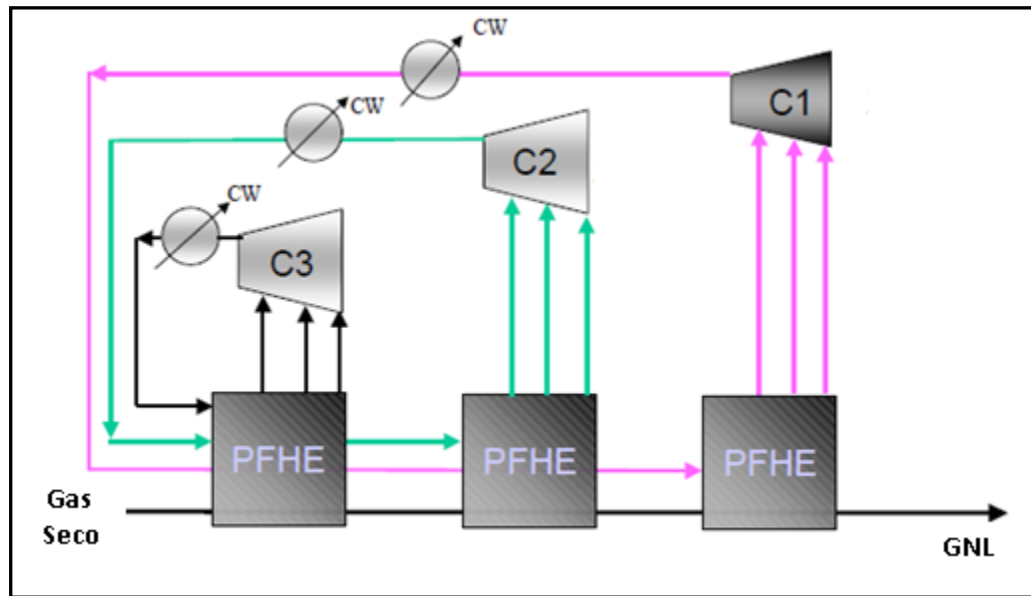


Figura 2.8. Proceso Cascada. Fuente: The Phillips optimized Cascade LNG process a quarter century of improvements, 1996.

- **Shell DMR**

Como se observa en la figura 2.9, el gas pasa por dos ciclos con una mezcla dual de refrigerante o DMR por sus siglas en inglés, y a través de intercambiadores en espiral. La mezcla refrigerante utilizada en el primer ciclo permite que se lleve a cabo la condensación. La diferencia de este proceso con el C3MR es que posee un ciclo de pre enfriado de la mezcla refrigerante. La mezcla refrigerante, está compuesta por etano y propano. Otra de las diferencias con el proceso C3MR, es que tiene menor equipamiento y es un proceso más flexible, con un amplio rango de condiciones de operación, por lo que se dice que este proceso es una alternativa viable en las regiones con clima tropical.

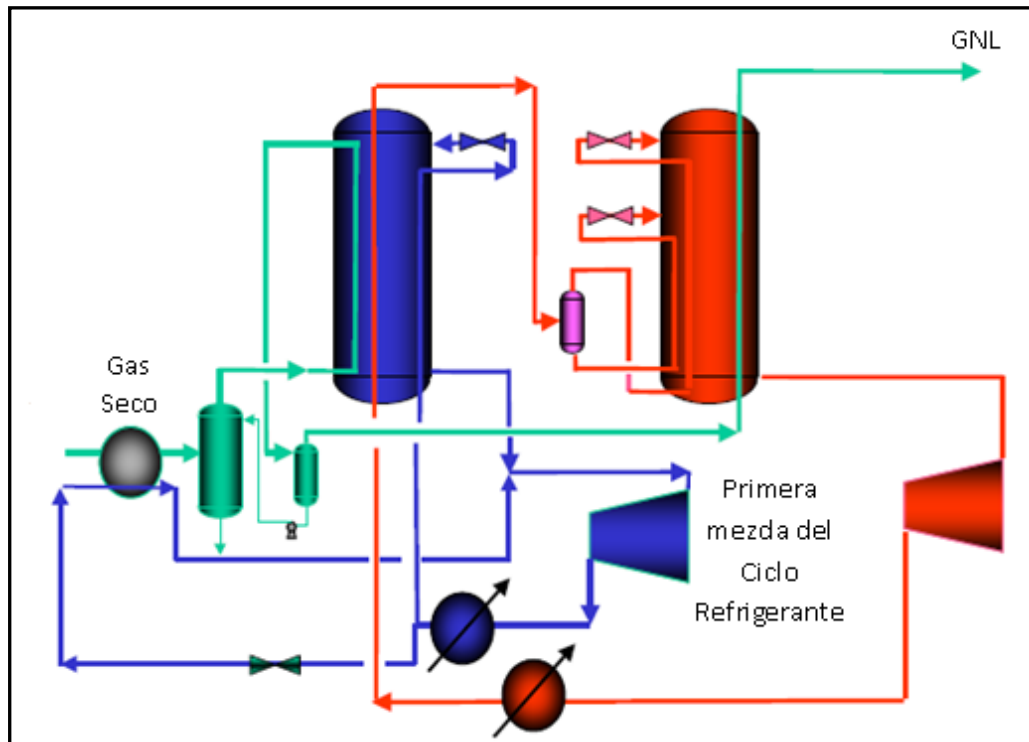


Figura 2.9. Proceso Shell DMR. (*Natural Gas Liquefaction Processes Comparison*, s.f)

- **Linde**

Este proceso se lleva a cabo a través de 3 ciclos, similares al proceso de cascada, a diferencia de que se utiliza mezcla refrigerante en todos los ciclos, por lo que posee una mejor eficiencia. Además, no se utiliza la misma potencia en todos los ciclos como en el proceso de cascada; sino que es utilizado un intercambiador de placa en el primer ciclo y en ciclos de enfriamiento posteriores intercambiadores de espiral. En la figura 2.10, que se muestra a continuación, se presenta el esquema del proceso Linde.

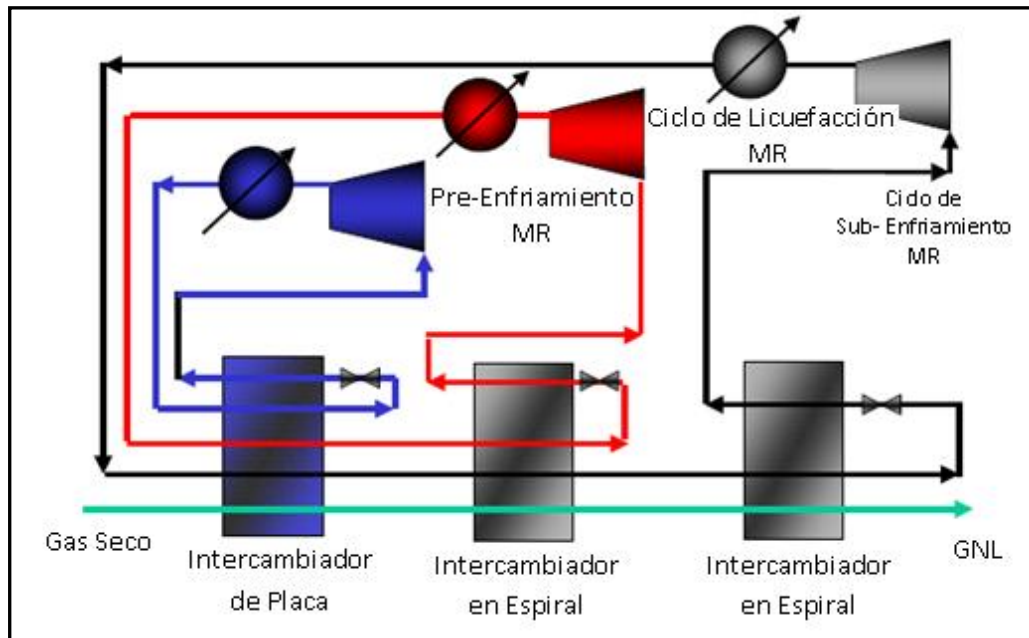


Figura 2.10. Proceso Linde. Fuente: Natural Gas Liquefaction Processes Comparison, s.f.

2.7.2. Almacenamiento

El almacenamiento del GNL es en contenedores en forma cilíndrica o de domo, con paredes externas de concreto pretensado y recubiertos internamente por paredes de acero con alto contenido de níquel. La presión de almacenamiento de estos tanques es bastante baja, alrededor de 1,45 lpc. Para que el GNL permanezca en estado líquido se debe mantener aislado y con enfriamiento constante, independientemente de la presión, pero el aislamiento total es imposible por lo que siempre se vaporiza una porción de GNL que hay que enviar nuevamente a los procesos de licuefacción.

2.7.3. Transporte

- **Terrestre:** Existen camiones para la distribución de GNL con una capacidad de aproximadamente 56.000 L; estos se surten de una terminal de carga, e igualmente existen carros ferroviarios que se surten de la misma manera.
- **Marítimo:** Se realiza a través de buques especialmente diseñados, llamados barcos metaneros, e igualmente existen tuberías que lo transporta en diversas

partes del mundo. La presión a la que es transportado el GNL es ligeramente superior a la presión atmosférica. Hoy en día existen tecnologías sumamente avanzadas en este tema y existen buques que tienen incorporados los separadores, compresores y sistemas de licuefacción, como el que se mostró en la 2.4. Los tanques de almacenamiento en los metaneros están diseñados para soportar las temperaturas criogénicas a las que debe estar el GNL.

Existen 2 tipos de tanques para almacenar el GNL en los metaneros, esféricos y de membrana.

- **Esféricos:** Esta tecnología fue implementada en 1971 por una compañía Noruega, que es la que se encarga de su fabricación. En la actualidad existen alrededor de 100 barcos de este tipo en operación. Estos tanques de forma esférica están fabricados con tecnología de punta, el material es de acero inoxidable y aluminio, se encuentran aislados con espuma de poliuretano y pesan alrededor de 800 toneladas. Cada metanero puede contener 4 o más tanques esféricos. En la figura 2.11, mostrada a continuación se observa un buque metanero con 4 tanques esféricos.



Figura 2.11. Buque metanero “Sokoto”. Imagen: Antonio Sáez

- **De membrana:** Son fabricados por las compañías francesas *Gaz Transport & Technigaz's*, y *Qatar Gas*. Existen varios modelos de tipo membrana. Entre estos están el NO 96, Mark III, CS1, Q-Flex y Q-Max. .Básicamente consisten en paredes aislantes formadas a través de membranas fabricadas con aleaciones metálicas que soportan y aíslan las bajas temperaturas. Son bastante seguras y poseen una alta resistencia. En la figura 2.12, a continuación se muestra una imagen del interior de una membrana tipo CS1, y se observa la enorme dimensión de este contenedor.



Figura 2.12. Interior de un tanque tipo membrana modelo CS1. (*Gaz Transport & Technigaz's*, 2012)

Como puede apreciarse estos buques son tecnologías de avanzada, que brindan seguridad y gran resistencia y requieren un período de construcción de alrededor de dos años, en ello recaen sus elevados costos.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se explican los procedimientos para el cumplimiento de los objetivos planteados, iniciando con una breve historia del Gas Natural en Venezuela, seguido de un análisis en la ubicación y reservas de los principales yacimientos de gas libre existentes en Venezuela.

Por otra parte, se establecieron las deficiencias existentes en el sector energético de Venezuela, y algunas posibles soluciones a esta problemática, destacando el uso de energías alternativas tal como el gas natural. Conforme a esto, se considera hacer un estudio formal del arte del Gas Natural en Venezuela.

Este estudio se llevó a cabo a través de los pasos que se desglosan en la esquematización mostrada en la figura 3.1.

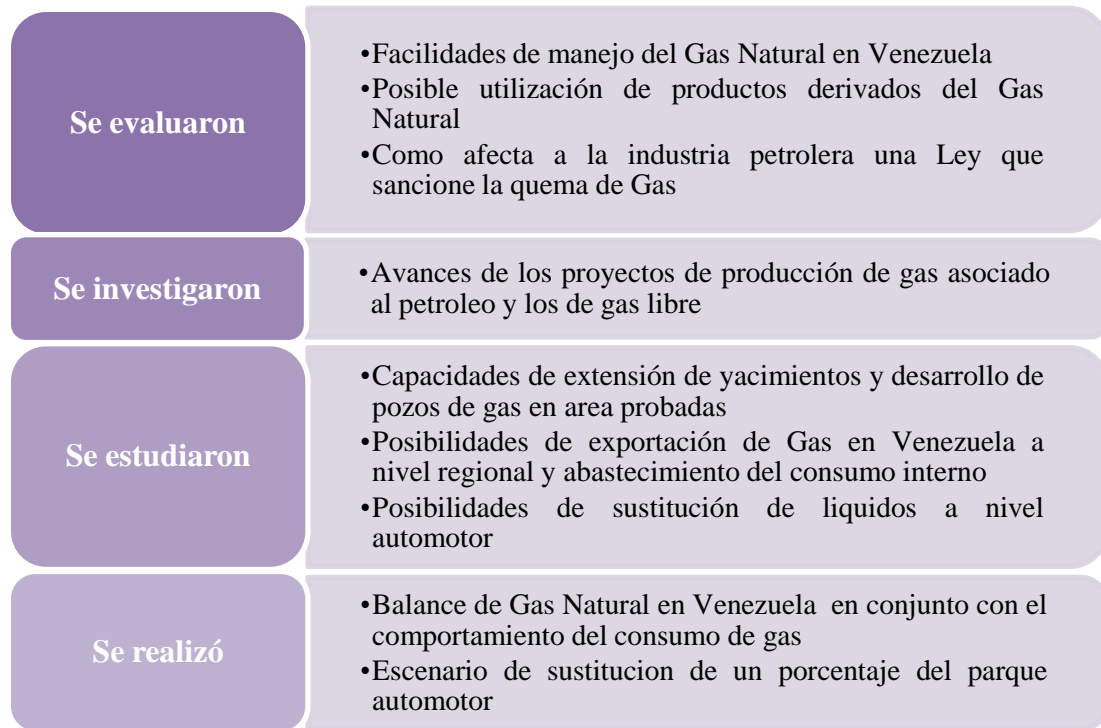


Figura 3.1. Esquematización de la investigación

3.1. Tipo de Investigación

La investigación es de tipo documental, basándose en toda la información recolectada de distintas fuentes escritas para el desarrollo de cada uno de los objetivos planteados, así como también entrevistas no estructuradas realizadas a especialistas en el tema.

3.2. Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación básicamente se refiere al plan o estrategia concebida para obtener la información que se desea (Hernández, Fernández y Baptista, 2003).

El diseño de una investigación para Hernández y otros se puede clasificar en:

- Investigación experimental, donde se manipulan intencionalmente una o más variables independientes para analizar las consecuencias que la manipulación tiene sobre una o más variables dependientes, dentro de una situación de control para el investigador.
- Investigación no experimental, se define como la investigación que se realiza sin manipular deliberadamente variables, no varía en forma intencional las variables independientes, lo que se hace es observar tal y como se da un fenómeno en su contexto natural para después analizarlos.

De acuerdo a lo anterior, ésta investigación es no experimental, ya que en efecto, la información y datos obtenidos no son manipulados, más bien son analizados con el fin de obtener las conclusiones o inferencias procedentes.

3.2.1. Investigación no experimental

Hernández y otros (2003) mencionan que este tipo de investigación se divide de la siguiente manera:

- En diseños transaccionales o transversales: Se recolectan datos en un solo momento, en un tiempo único. El propósito es analizar y describir variables en un momento dado.
- En diseños longitudinales: Se recolectan datos a través del tiempo en un punto o período para ser inferencias respecto al cambio, sus determinantes y consecuencias.

Por lo expuesto, el diseño de esta investigación es no experimental longitudinal, pues estará basada en la historia y desarrollo de la industria gas natural en Venezuela.

3.3. Definición de variables e indicadores

Para la realización de este estudio será necesaria la recopilación de información de ciertas variables, sub-variables y el análisis de sus respectivos indicadores.

Arias (2006) define a la variable como una característica o cualidad; magnitud o cantidad, que puede sufrir cambios, y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control en una investigación. Por otra parte, Arias menciona que un indicador es un indicio, señal o unidad de medida que permite estudiar o cuantificar una variable.

Las variables e indicadores asociadas a esta investigación se encuentran contenidas en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Variables e Indicadores de la investigación

VARIABLE	SUB-VARIABLE	INDICADOR
Reservas Probadas	Reservas Desarrolladas	Volumen (BPC)
	Reservas No Desarrolladas	Volumen (BPC)
Reservas Probables	No se exhiben	Volumen (BPC)
Reservas Posibles	No se exhiben	Volumen (BPC)
Recursos	No se exhiben	Volumen (BPC)
Precio del Gas Natural	Precio en Venezuela	Moneda (\$)
	Precio Internacional	Moneda (\$)
Parque Automotor	Demanda	Cantidad (N°)

3.4. Población y muestra

Población:

Para Arias (2006), la población se define como un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio.

En este caso, la población es de tipo accesible, y para efectos de esta investigación, abarcará en primer lugar las Reservas de Gas Natural en Venezuela y cómo éstas se van a desarrollar en los próximos años, y por otro lado, implicará al parque automotor de Venezuela como base de consumo para la sustitución de líquidos al Sistema de Gas Natural Vehicular o GNV.

Muestra:

Estando determinada la población, objeto de estudio, lo siguiente es determinar la muestra representativa de la misma. Arias (2006) define la muestra como un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible. La muestra es obtenida con el fin de investigar a partir del conocimiento de sus características particulares, las propiedades de una población.

La lógica de la Investigación indica que el tipo de muestreo a adoptarse y aplicarse a la población es el muestreo no probabilístico el cual según Arias es un procedimiento de selección en el que se desconoce la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra.

En el marco correspondiente a esta investigación, las muestras estarán representadas por el número de Proyectos de Gas Natural que se optaron para realizar el estudio, y en otro ámbito, por el número de vehículos que posee el sistema GNV. A través de la tabla 3.2 se observa claramente la población y muestra de este trabajo de investigación.

Tabla 3.2. Población/Muestra

POBLACIÓN	MUESTRA
Reservas de Gas Natural	Proyecto Mariscal Sucre
	Proyecto de Gas Anaco
	Proyecto de Gas San Tomé
	Proyecto Rafael Urdaneta
	Proyecto Plataforma Deltana
	Interconexión Centro Occidente (ICO)
Vehículos motores	Vehículos con sistema GNV

3.5. Técnicas e instrumentos de la recolección de datos

Para el desarrollo de esta investigación fue necesario utilizar herramientas que permitieron recolectar el mayor número de información necesaria, con el fin de obtener un conocimiento más amplio sobre el desarrollo de la industria del Gas Natural en Venezuela.

En los conceptos de técnica e instrumento de recolección de datos, Arias (2006) precisa que se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información. Además señala que un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.

Para los efectos de este Trabajo Especial de Grado; donde ya se han definido tanto el problema, las interrogantes planteadas y los objetivos, y en relación con la recolección de datos, se emplearon las siguientes técnicas e instrumentos:

3.5.1. Técnicas Documentales

- **Observación Documental:** Mediante esta técnica se procedió a realizar una lectura detallada y rigurosa de textos, Tesis de Grado y otros materiales escritos relacionados con el Gas Natural en Venezuela y los beneficios asociados a su explotación, con la finalidad de extraer todos los datos bibliográficos útiles y que

facilitaron la descripción, análisis e interpretación para la investigación del objeto de estudio. Adicionalmente se buscaron datos relacionados al tema a partir de reportes, documentaciones, comunicaciones, registros, etc.

3.5.2. Técnicas de Relaciones Individuales y Grupales

- Entrevistas Informales: Esta técnica permitió obtener respuestas verbales sobre algunas interrogantes planteadas, inherentes a la investigación, y se llevó a cabo a partir de conversaciones informales con personas calificadas en el tema en cuestión.

Adicionalmente, se utilizaron técnicas operacionales tales como: el subrayado, fichas bibliográficas, construcción y presentación de índices, presentación del trabajo escrito, cuadros, gráficos e ilustraciones.

3.6. Etapas de la Investigación

En esta fase fue necesario:

3.6.1. Revisión de la bibliografía con la finalidad de obtener información relacionada con la historia del gas natural en Venezuela

En este objetivo se pretende exponer claramente cuáles han sido los antecedentes y evolución del gas natural en Venezuela en cuanto a su descubrimiento, producción y además de la utilización alcanzada hasta la actualidad.

Para esto se recopiló toda la bibliografía necesaria proveniente de fuentes escritas tales como Tesis de Grado, textos afines al tema y documentos de la web.

3.6.2. Análisis de la ubicación y reservas de los principales yacimientos de gas libre en Venezuela (oriente, occidente y centro sur del país)

A través de mapas se indicó la ubicación de los principales yacimientos de gas tanto libre como asociado, además de esto se recabó la información necesaria para indicar el número de reservas actuales, descritas por tipo y por región. Se comparó la cifra de reservas de Gas Natural de Venezuela con la de otros países. De igual manera se

realizó una investigación acerca de la ubicación de los mayores contenidos de reservas de gas libre en el país.

3.6.3. Establecer cuáles son las principales deficiencias existentes en el sector energético de Venezuela

Se realizó un análisis de la situación actual del sector energético, mencionando cuáles son las deficiencias más notorias en el país y las consecuencias que trae en su crecimiento económico. También se realizó una investigación de las deficiencias existentes dentro del sector petrolero, con información recabada de prensa y en el último Informe de Gestión de PDVSA. Lo cual permitió construir los escenarios de la futura demanda energética en Venezuela.

3.6.4. Evaluación de las facilidades de manejo del gas natural en Venezuela como las capacidades actuales de los gasoductos y las plantas de tratamiento existentes

Para que en un futuro cercano se puedan manejar los grandes volúmenes de gas previstos, es necesario contar con las instalaciones necesarias para ello. Por esto fue necesario hacer una revisión de las capacidades de manejo del Gas Natural, evaluando las condiciones existentes en la actualidad de tratamiento y distribución. Por ello se describen las capacidades de los gasoductos, así como de las infraestructuras de compresión y tratamiento del gas, de igual manera se investigó acerca de las sustituciones futuras de algunas plantas.

3.6.5. Avances en los proyectos de producción de gas asociado al petróleo y la producción de gas libre

De las propuestas y proyectos hechos por PDVSA como el Proyecto Mariscal Sucre, Proyecto de Gas Anaco, Proyecto de Gas San Tomé, Proyecto Rafael Urdaneta, Proyecto Plataforma Deltana, Interconexión Centro Occidente, se realizó una investigación sobre la puesta en marcha de los mismos. Esta sección se divide por el número de proyectos y con información basada en el Informe de Gestión de PDVSA 2011 y datos históricos del PODE 2008, así como información recabada en prensa y otras fuentes

confidenciales, se extraen los aspectos más resaltantes de los estados actuales de cada uno de los proyectos. Siendo de primer orden en este trabajo estudiar todas las posibilidades de desarrollo de la industria del Gas.

3.6.6. Estudio en la capacidad de extensión de yacimientos y desarrollo de pozos de gas por año en áreas probadas

Esto se formaliza con la información recabada acerca de la historia del Gas en Venezuela y la información más actual que se encuentra respecto a los nuevos descubrimientos y proyectos que se han realizado en la industria así como su desarrollo. Se efectuarán comparaciones con otros países para poder observar si el desarrollo de la industria del Gas va en una dirección de progreso.

3.6.7. Evaluación de la posible utilización de productos derivados del gas natural

Con la demanda energética e industrial en el país se evaluó el déficit, la amplia gama de sectores y utilidades que pueden cubrir los productos derivados.

3.6.8. Predicción del comportamiento del consumo de gas

Con estimaciones recabadas del sector energético mundial y de Venezuela, a través de su análisis, se realizó un pronóstico del comportamiento de consumo del gas hasta el año 2030, suficiente para mostrar cómo éste se va a ir posicionando en el sector energético.

3.6.9. Realización de un balance de gas natural en Venezuela

De acuerdo a datos oficiales recabados de producción e importación de gas en Venezuela, en conjunto con los datos de consumo del mismo, fue llevada a cabo una comparación de la oferta-demanda, para observar claramente la “cobertura” del mercado gasífero. Además de esto se realizaron escenarios discretos para los próximos años, con la adición de futuros desarrollos de la industria del gas, para finalmente hacer una evaluación de los mismos.

3.6.10. Estudio de las posibilidades de exportación de gas en Venezuela a nivel Regional y abastecimiento del consumo interno

Se realizó un estudio acerca de todos los por menores tras la exportación de gas, plantas, medios de transporte, entre otros. Así como los planes de exportación que tiene Venezuela, para ratificar si efectivamente es ejecutable o no la exportación en el tiempo establecido.

3.6.11. Estudio de la posibilidad de sustitución de líquidos a nivel automotor (impulso del consumo de GNV)

Se emprendió una investigación acerca los principales mercados consumidores de GNV, y las implicaciones ambientales y beneficios que conlleva el uso de este combustible. De igual manera se investigó acerca del parque automotor de Venezuela, y se realizaron algunas suposiciones en relación a los beneficios económicos. Por otra parte, se analizó la situación actual del proyecto AUTOGAS, acerca del proceso de conversión de vehículos, comparando con otros países de la región latinoamericana en torno a uso del gas en el sector vehicular.

3.6.12. Estimación de los efectos en la industria petrolera con la implementación de una ley que sancione la quema de gas

Tomando en cuenta las afecciones de la emisión de gas al ambiente, en conjunto con algunas de las leyes y normativas que actualmente son vinculadas al control de la quema de gas en el sector petrolero, se evaluó de manera cualitativa como se vería afectada la industria en caso de modificaciones en estas leyes y las implicaciones de la disminución de los volúmenes de gas que son arrojados.

3.6.13. Análisis de las oportunidades de desarrollo de la industria del gas

De acuerdo a la información que se recabo anteriormente, se agruparon los aspectos más resaltantes y las tendencias del comportamiento de los últimos años en la industria, para determinar cuáles son las oportunidades de desarrollo en el país.

3.7. Análisis de datos

El análisis de los datos para Balestrini (2006) implica el establecimiento de categorías, la ordenación y manipulación de los datos para resumirlos y poder sacar algunos resultados en función de las interrogantes de investigación.

Para desarrollar este proceso se emplearon las siguientes técnicas:

- **Cronogramas de ejecución:** Mediante esta técnica se pudo visualizar el cumplimiento o no de las fechas programadas para llevar a cabo las actividades preestablecidas.
- **Hemeroteca:** Mediante la obtención de información de medios impresos y digitales se realizó una recolección de diversos artículos referentes a la temática de interés, la cual facilito la adquisición de datos que no fueron posibles encontrar en otros medios.
- **Listas de verificación:** Las cuales permitieron constatar si se cumplió o no con las especificaciones técnicas contractuales y preestablecidas para llevar a cabo el Trabajo Especial de Grado.
- **Gráficos:** A partir de los datos obtenidos del cuestionario de observación directa se graficaron los resultados para cada una de las áreas del conocimiento facilitando la comprensión de los resultados.
- **Pronósticos:** De acuerdo a las diferentes fuentes consultadas se unificaron las cifras y se calculó matemáticamente las tendencias de los últimos años para poder realizar de manera discreta pronósticos que se adecuen a las exigencias.

3.8. Limitaciones

La disponibilidad y acceso a la información por políticas de confidencialidad de la empresa estatal PDVSA, y sobre lo anterior, disparidad en la poca información

recaudada correspondiente a datos recientes de la producción de gas natural en Venezuela y avances que ha tenido su industria, hicieron limitante en esta investigación, específicamente en la estimación de cifras y la realización de los objetivos planteados para el año en curso.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

RESULTADOS

4.1. Antecedentes del desarrollo de la Industria de Gas en Venezuela

Es de gran importancia mencionar algunos de los hitos de la industria gasífera en Venezuela, antes de describir el panorama actual de los proyectos.

Para comenzar, se tiene que ésta Industria da sus inicios paralelamente a los inicios petroleros en el año de 1922, con el reventón del Pozo Barroso-2, en donde se descubrió el Campo La Rosa en el Estado Zulia. Durante esta época, el total del gas producido era venteado a la atmósfera en los campos productores, situación que se abreviaría para el año 1931, cuando el Ministerio de Fomento exigió a las petroleras que pagarán el gas asociado producido en sus operaciones. Poco después, el Ministerio de Fomento junto a la *Venezuela Gulf Oil* acordarían las bases para la explotación del gas natural.

En 1933, se iniciaron las operaciones de inyección de gas natural en los yacimientos de los Campos Quiriquire (Edo. Monagas) y Cumarebo (Edo. Falcón), con fines de recuperación secundaria de petróleo. Para 1937, el volumen de gas natural producido en Venezuela era de 406 MMPCD, y en el año sucesivo, Maracaibo se convertiría en la primera ciudad venezolana en disponer de una red de suministro de gas directo para uso doméstico.

El desarrollo de la industria permitiría instalar en el año 1940 la primera planta de procesamiento de gas en el Campo Mene Grande (Edo. Zulia). Por otra parte, las actividades exploratorias continuaban, y con esto las reservas probadas de gas se incrementaban con los descubrimientos del Campo Valle 13 (Empresa Las Mercedes) y el Campo Lechozo (Creole) en 1947, y para 1948 el Campo Placer (*Empresa Atlantic*), todos estos campos en el Estado Guárico. A pesar de los avances en las actividades exploratorias de esa época, se exponía la desventura de no utilizar el gas

de una manera adecuada, sin embargo, empresas petroleras adelantaban varios proyectos relacionados al uso de este recurso, entre los cuales estaban las Plantas de Jusepín y Mulata (Edo. Monagas), las Plantas de Guara y Oficina (Edo. Anzoátegui), y la Planta de Absorción La Paz en el Edo. Zulia.

Los años 50 comenzaban con la creación del Ministerio de Minas e Hidrocarburos que más adelante se llamaría Ministerio de Energía y Minas, y para ese entonces ya se contaban con 176 pozos perforados de gas natural, de los cuales sólo 51 eran productores (Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Anuario Petrolero 1950-1951). En 1954, Creole empezaba a operar la Planta de Reinyección de Gas Tía Juana N°1, primera en el mundo, instalada “Aguas Adentro” sobre una plataforma de concreto armado. Por lo demás, en 1955 fue aprobada la construcción del Gasoducto La Paz – Cardón.

Para 1960, se creaba la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) como principal empresa petrolera, que además garantizaba el desarrollo nacional del gas con 657 km de gasoductos (sin incluir los que comenzaban a instalarse). Posteriormente las empresas *Phillips* y *Shell* en 1967, inauguraban la planta de inyección de gas Lamargas I, en el Lago de Maracaibo.

Llegaba el año 1970, con la culminación del Gasoducto Anaco- Pto. Ordaz, con una longitud de 228 Km, para el suministro de gas a las industrias de Guayana. El crecimiento del mercado interno de gas seguía extendiéndose, y con esto a la par, la industria avanzaba con los inicios de centros industriales tales como el Complejo de Bajo Grande en 1970, las Plantas TJ-1, TJ-2 y TJ-3 en 1971, el Complejo Petroquímico de El Tablazo y la Planta de Procesamiento de GLP en 1974, con capacidad para 150 MMPCD.

Con la nacionalización de la industria y el comercio de los hidrocarburos, en 1975 se funda Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), realizando más las políticas de ampliación de la Industria del Gas Natural en Venezuela, a través de sistemas operativos y unidades de transformación, junto con los esfuerzos que se concebían en el área de exploración. Ese mismo año, el volumen de gas utilizado superaba por primera vez el 90 % del volumen total producido.

Entre 1979 y 1980 LAGOVEN (Filial de PDVSA), descubre a través de varios pozos exploratorios, un enorme potencial de gas no asociado en la Plataforma Continental al norte de la Península de Paria (Edo. Sucre), este hallazgo incrementó las reservas de gas no asociado en Venezuela.

Continuando en la década de los 80, CORPOVEN con el pozo exploratorio Tonoro-4E descubría en 1981 un campo de gas no asociado en el Estado Anzoátegui. Pronto para 1985 se iniciaban actividades en el Complejo Criogénico de Oriente, con una capacidad de extracción de 812 MMPCD en la Planta San Joaquín y 70 MBPD en la Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Jose.

Producto de los esfuerzos exploratorios, la relación Reservas/Producción (R/P) estimada había subido considerablemente, pasando de 71 años en 1976 a 112 años en 1988, hecho que representaba aún más el potencial gasífero de Venezuela.

Entraba en actividad el año 1990 con la Nueva Red de Gas (NURGAS) entre Anaco y Morón con 620 km de longitud y capacidad para transportar 650 MMPCD. Para 1992 arrancaba a nivel nacional el Proyecto de Gas Natural Vehicular (GNV), pero no tuvo éxito, conforme a que se debía garantizar el abastecimiento por tubería a las estaciones de servicio. Los avances se extendían en 1993 con la primera ampliación del Complejo Criogénico de Oriente, denominado ACCRO I y II, en donde se elevó la capacidad de extracción; así mismo para 1998 terminaba la ampliación de la Planta de Fraccionamiento Jose, elevándose la capacidad de fraccionamiento a 150 MBPD, para esa fecha la capacidad total de producción de LNG se situaba en 330 MBPD.

Se aproximaba el final de un siglo histórico, con la empresa PDVSA GAS (filial de PDVSA) creada en 1998 para garantizar el procesamiento, transmisión, distribución y comercialización a nivel nacional del gas natural y sus derivados. Inmediatamente se promulgaría en 1999 el decreto N°310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), para puntualizar el marco legal que ampara el negocio del gas natural en toda la cadena de valor y permite la participación del sector privado en el mismo.

A inicios de este siglo, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio de Energía y Minas, abría algunas licitaciones a empresas privadas para la exploración en áreas de

gas no asociado, adjudicando en principio dos áreas con reservas probadas (Yucal-Placer Norte y Sur), y otras nueve para exploración y explotación. En el 2001 se otorgaron las licencias para las áreas de Yucal-Placer, Barbacoas, Tiznados, Tinaco, Barrancas, y en el 2002 se otorgó otra para el área de San Carlos. En la figura 4.1, se muestra la ubicación de los campos de explotación de gas, ubicación de las reservas y de algunas plantas de procesamiento.

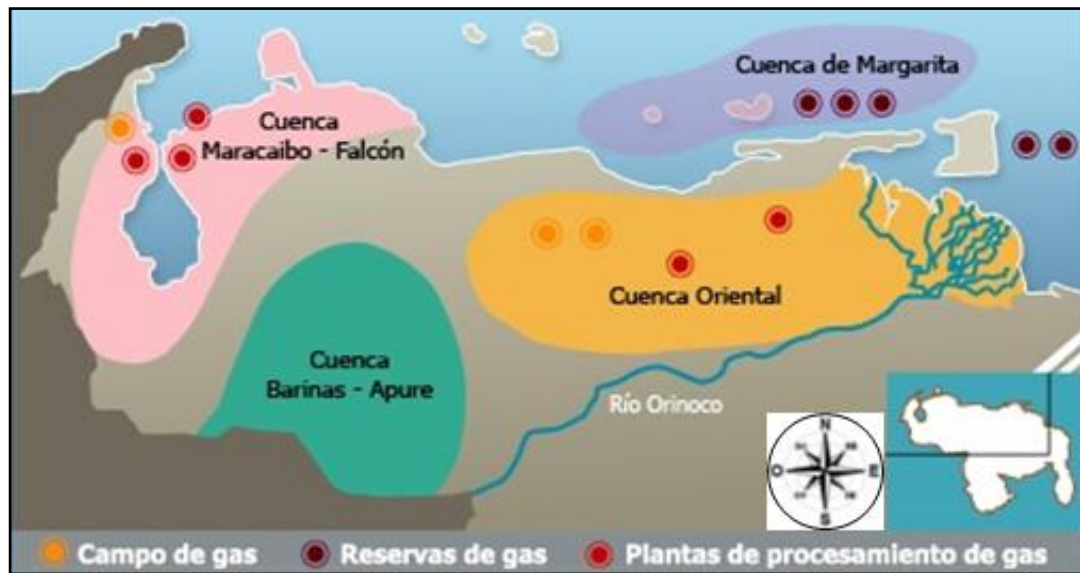


Figura 4.1. Principales áreas de explotación, reservas y plantas de procesamiento de gas natural.
Fuente: http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pespe/aspectostecnicos/gasnatural/reservas_gasiferas.html

Las licitaciones no se detenían, y en el 2003 se otorgaron licencias para los Bloques 2 y 4 de la Plataforma Deltana, y en el año 2004 para el Bloque 3.

Al Noreste de Falcón se abrían otras licitaciones en el año 2005 con el proyecto Rafael Urdaneta, siendo el otorgamiento de licencias dividido en dos fases. Las compañías ganadoras recibieron sus licencias de explotación a 30 años, con la salvedad de que una vez manifestada la rentabilidad, el Estado mediante PDVSA tendría participación en un 35%. En los bloques correspondientes al Proyecto Mariscal Sucre se han realizado varias licitaciones, sin ningún éxito hasta la fecha.

Con todo lo mencionado, el Ministerio de Energía y PDVSA en el año 2005 anunciaban a través del Plan Siembra Petrolera (2006 - 2012) donde se tenía una meta

que estimaba para el año 2012 se alcanzaría una producción de 10.300 MMPCD de gas natural.

4.2. Ubicación yacimientos de gas en Venezuela

De acuerdo a la ubicación de las zonas productoras de gas en Venezuela, el país se puede dividir en dos regiones: región occidental y región oriental.

La región oriental es dependiente de los yacimientos de gas de Anaco y San Tomé, además es donde se encuentra la mayor acumulación de reservas de gas en la actualidad. Sin embargo, se estima que en un futuro la producción del país podría ser soportada por la producción de Cuencas Costa Afuera como las de Mariscal Sucre, la Plataforma Deltana y otros yacimientos de menor magnitud. La región occidental es abastecida por la Cuenca de Maracaibo y en un futuro cercano será abastecida por Cuencas Costa Afuera como la de Cardón IV (Yacimiento Perla). En la figura 4.2, se muestra una imagen tomada del primer mechorrio de gas en el descubrimiento en el año 2009 del Campo de Gas Perla, ubicado en el estado Falcón.



Figura 4.2. Primer flujo de Gas del descubrimiento del Perla 1X. Imagen: Verónica Castillo

A continuación en la figura 4.3, se muestran las distintas áreas en el territorio venezolano donde se ubican los yacimientos de gas asociado y no asociado.

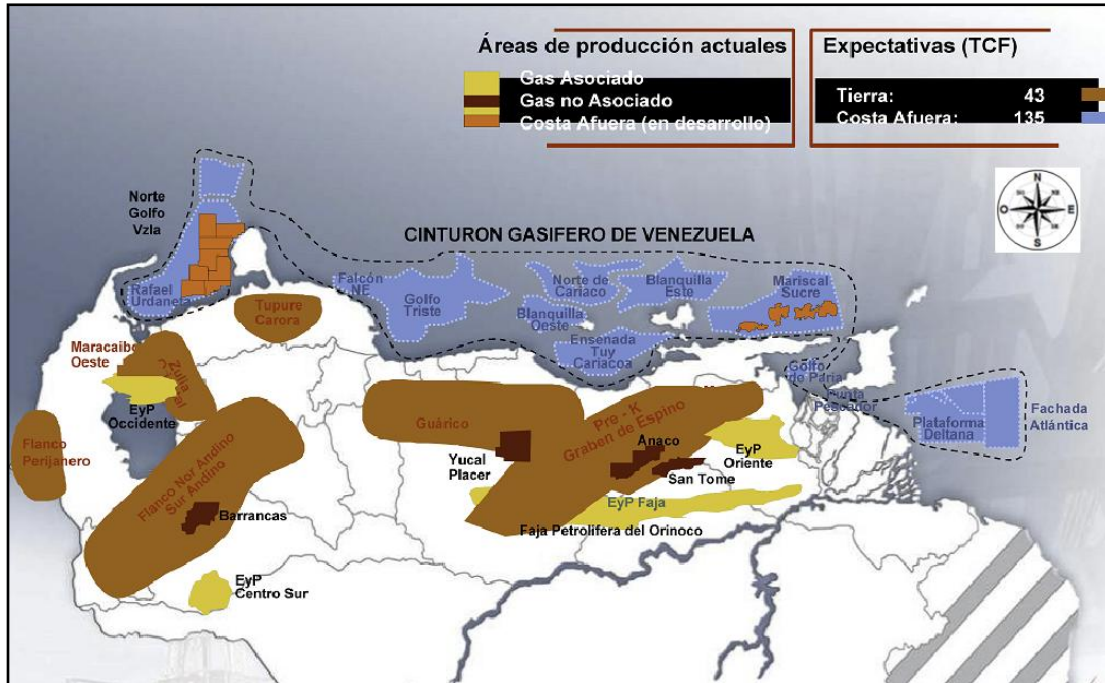


Figura 4.3. Ubicación de los yacimientos de Gas en Venezuela. Fuente: Archivos de PDVSA, 2010.

4.3. Recursos y Reservas de Gas Natural

4.3.1. Reservas de Gas Natural

Según las definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (2000), las reservas de hidrocarburos son “los volúmenes que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. De acuerdo con el nivel de certeza que conlleve la información geológica, de ingeniería y/o económica utilizada para la estimación, estas reservas se clasifican en Reservas Probadas, Probables y Posible” (p.4).

Existen dos formas de calcular el volumen de reservas, a través de:

- **Métodos determinísticos:** es el que se halla a través de la escogencia de la información geológica, económica y petrofísica más certera conocida, como el método de balance de materiales y el volumétrico.
- **Métodos probabilísticos:** las reservas se calculan utilizando la probabilidad para generar estimaciones con los datos geológicos, ingenieriles y económicos que se tengan.

De acuerdo al grado de incertidumbre de las reservas se tienen 3 tipos:

- **Reservas probadas:** son aquellos volúmenes de hidrocarburos que se han estimados con mayor grado de certeza y que pueden ser recuperables bajo condiciones de tipo: económicas, operacionales y bajo los lineamientos regulatorios. El porcentaje de probabilidad de su existencia es mayor al 90% (bajo estimaciones probabilísticas). Estas a su vez son divididas en reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas.
 - Reservas probadas desarrolladas: son aquellas reservas que ya cuentan con las instalaciones para su explotación, es decir que no requieren de las perforaciones para ponerlas en producción; además también son calificadas con reservas probadas desarrolladas, los volúmenes que requieren de mecanismos de recuperación secundaria o terciaria, a través de los equipos que se encuentran instalados.
 - Reservas probadas no desarrolladas: contrariamente a la definición anterior, este tipo de reservas se refieren a los volúmenes de hidrocarburos que requieren de instalaciones nuevas para poder producirlos, es decir, que requieren de una inversión mayor.
- **Reservas probables:** son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos en menor grado de certeza que las reservas probadas y suponiendo condiciones económicas futuras distintas a las utilizadas para las reservas probadas. Estas son asociadas a las acumulaciones ya existentes.
- **Reservas posibles:** en menor grado de certeza que las reservas probables (menos del 10% según métodos probabilísticos), son aquellas que son estimadas

suponiendo diferentes condiciones económicas futuras que las reservas probables.

4.3.2. Reservas de gas en Venezuela y el mundo

Acorde a la revisión estadística de energía mundial (2011) de *British Petroleum* (BP) (p. 20), para finales del año 2010 las reservas probadas mundiales de Gas Natural se situaron en 6.608,9 Billones de pies cúbicos (BPC), siendo Venezuela el octavo país con mayores reservas probadas de gas a nivel mundial como se observa en la figura 4.4, y además se posiciona en el primer lugar en América Latina.

Las reservas probadas de gas natural en Venezuela, para el año 2011, alcanzaron los 195,2 BPC según el Balance de Gestión Social y Ambiental de PDVSA (p.18), con un importante incremento desde el año 2005 del 28%. Además de esto se conoce que el 50% de las reservas se ubican Costa Afuera.

Haciendo la diferenciación del origen de las reservas, 159,8 BPC son las reservas provenientes de gas asociado al petróleo y 35,5 BPC son las reservas de gas libre, como se muestra en la figura 4.5. Es importante destacar que el aumento de reservas en los últimos años se debe mayormente a descubrimientos de yacimientos de gas libre, como se puede observar en la figura 4.5 antes mencionada.

Con respecto al gas asociado al petróleo se tiene que 28,7 BPC es de gas que ha sido inyectado en los pozos lo que equivale al 18 % y 45,4 BCP (28,4%) es proveniente de crudos pesados y extra pesados.

La distribución geográfica en Venezuela por cuencas de las reservas probadas de gas natural es la siguiente:

- Maracaibo – Falcón: 34,02 BPC
- Barinas – Apure: 0,37 BPC
- Oriental: 145,95 BPC
- Carúpano: 14,7 BPC

Las reservas probadas desarrolladas para el año 2011, son apenas 37,21 BPC, es decir, solo un 19% de las reservas probadas totales.

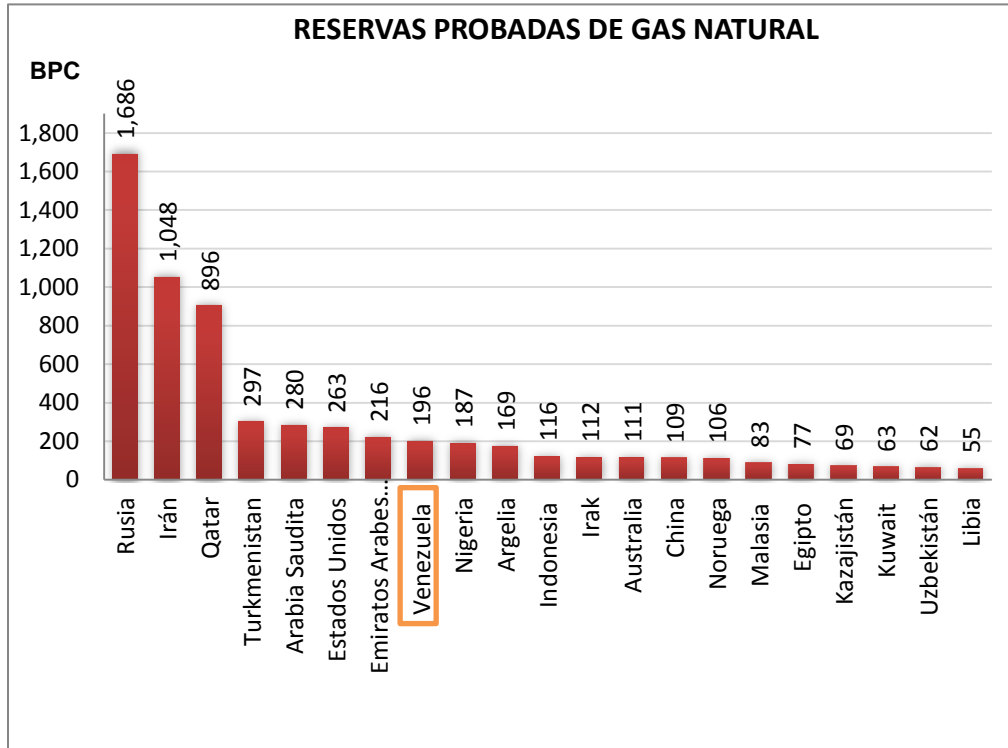


Figura 4.4. Ranking de Reservas Probadas de Gas Natural (PDVSA, 2011)

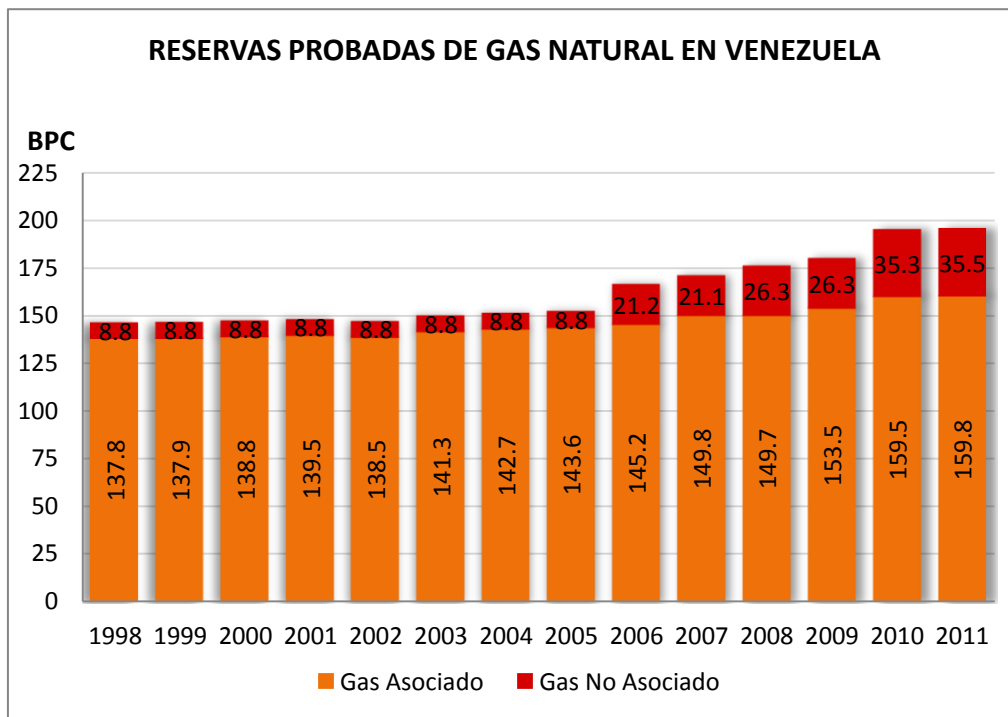


Figura 4.5. Reservas Probadas de Gas Natural en Venezuela (PDVSA, 2011)

En cuanto a las reservas probables, se estima que en Venezuela hay 36 BPC y respecto a las reservas posibles se cuenta con 34 BPC.

4.3.3. Recursos de Gas Natural

En el año 2010, existieron descubrimientos exitosos de la actividad exploratoria del bloque Cardón IV asignado a las empresas ENI-Repsol correspondiente al proyecto Rafael Urdaneta en el Golfo de Venezuela, del que se especificara más adelante, en el que se adicionaron 15 BPC de gas libre. Es decir, que es probable que acelerando la actividad exploratoria en el país, los recursos del país se puedan convertir en reservas probadas.

De acuerdo a PDVSA, el estimado de los recursos en la plataforma continental son de 73 BPC, mientras que en las áreas costa afuera tienen un estimado de 74 BPC.

En la figura 4.6, se muestra la ubicación de los recursos de Gas Natural en aguas someras y en la tabla 4.1, se encuentran detallados por región según PDVSA.

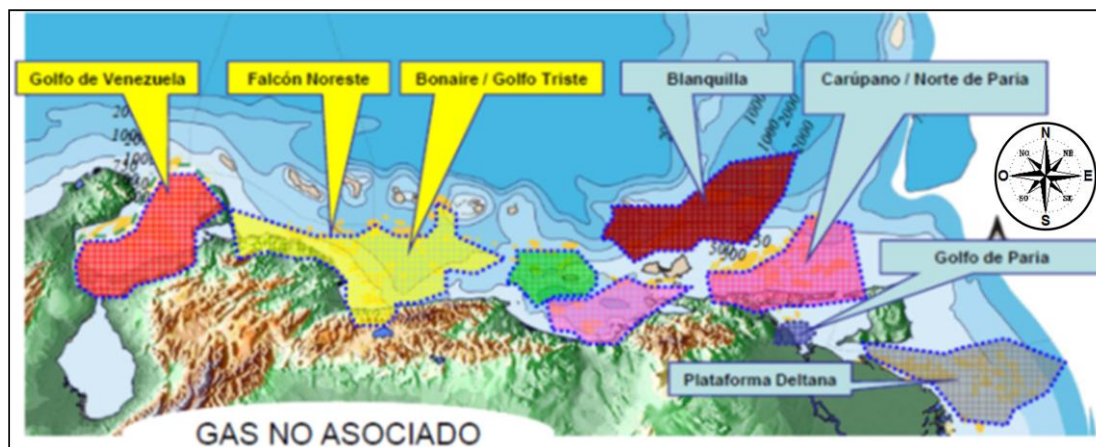


Figura 4.6. Recursos de Gas Natural en áreas someras Costa Afuera. Fuente: PDVSA, 2011

Tabla 4.1. Recursos de Gas Natural en áreas someras costa afuera (PDVSA, 2011)

		BPC	Sub-total (BPC)	Total (BPC)
Recursos Occidente	Golfo de Venezuela	27	35	73
	Falcón Nor-Este	3		
	Bonaire / Golfo Triste	5		
Recursos Oriente	Blanquilla	9	38	
	Carupano / Norte de Paria	16		
	Golfo de Paria	3		
	Plataforma Deltana	10		

Los recursos de Gas Natural no asociado según PDVSA en Costa Afuera (a más de 1000 m de profundidad) se muestran en la figura 4.7, y en la 4.2, se especifican los recursos por proyecto.

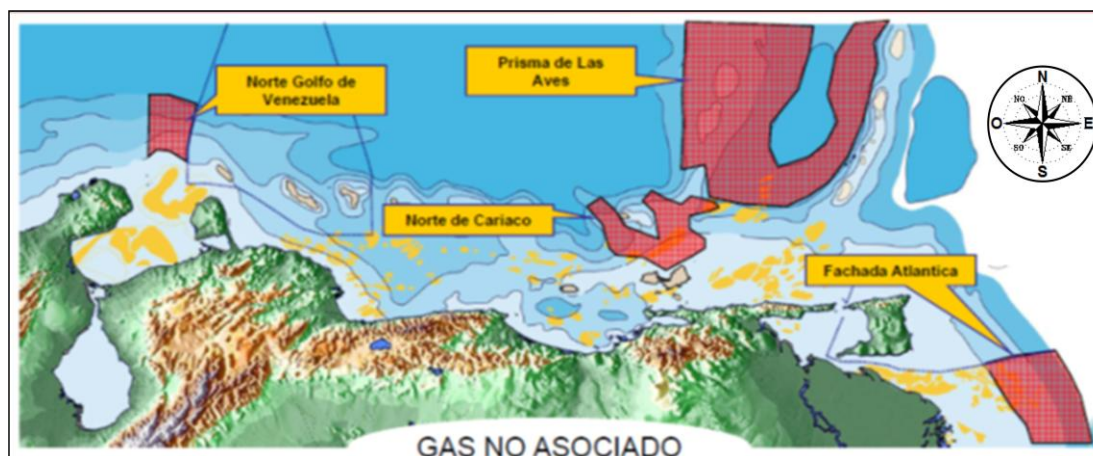


Figura 4.7. Recursos de Gas Natural Costa Afuera. Fuente: PDVSA, 2011

Tabla 4.2. Recursos de Gas Natural Costa Afuera (PDVSA, 2011)

Proyectos	BPC	Total (BPC)
Norte Golfo de Venezuela	15	74
Norte de Cariaco	20	
Prisma de Las Aves	25	
Fachada Atlántica	14	

En la figura 4.8, se muestran las empresas operadoras que se encuentran en los diferentes campos Costa Afuera.

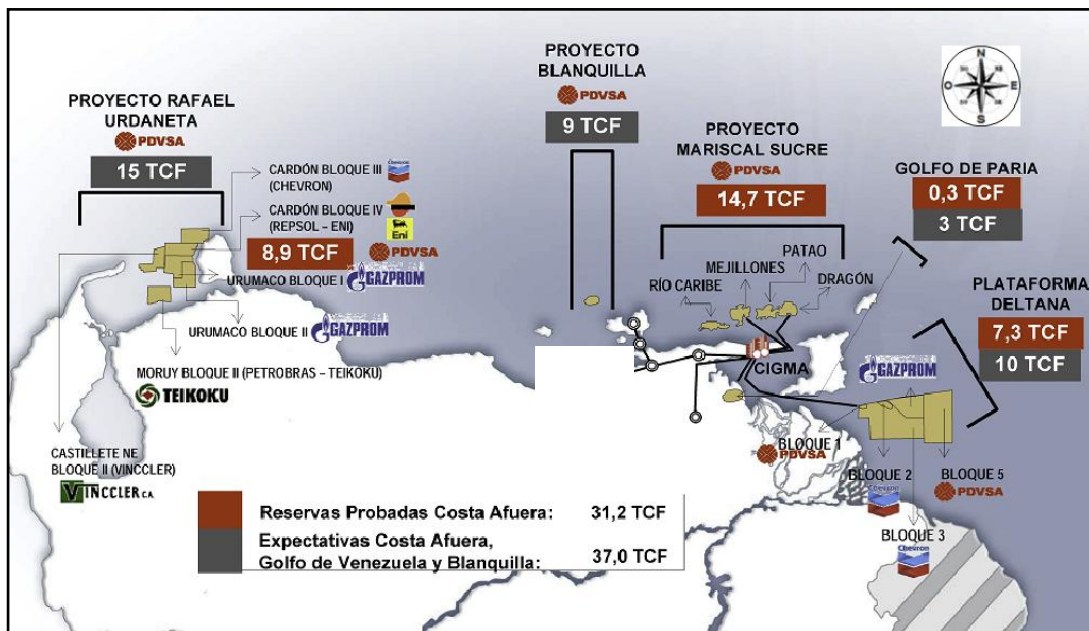


Figura 4.8. Reservas probadas y expectativas de gas Costa Afuera (PDVSA, 2011)

Los recursos de Gas Natural según PDVSA en tierra se especifican en la siguiente tabla 4.3.

Tabla 4.3. Recursos totales en tierra de Gas Natural en Venezuela (PDVSA, 2011)

Área	BPC
Centro Sur	4
Occidente	31
Oriente	96

En Venezuela hay unos recursos totales estimados de 278 BPC, que de acuerdo a González (2011), si se considera un factor de recobro bastante conservador, de apenas el 30 por ciento total de esas reservas, se obtendría un número de reservas de 83,4 BPC. Esto representaría un agregado significativo a las reservas.

4.4. Sector energético

El sector energético de un país o región, se refiere a todas aquellas actividades de tipo primario, secundario o terciario que se realizan para la producción, transporte, innovación y desarrollo tecnológico, manejo y mercadeo de los productos energéticos. Este sector es dividido en las principales fuentes de consumo, los cuales son: el petróleo y los combustibles líquidos, el Gas Natural, el carbón, la energía nuclear, la hidroelectricidad, y las fuentes de energías renovables: eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocombustibles, entre otros.

Los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) aún siguen siendo las fuentes de energía de mayor consumo mundial y además aún son necesarios para la producción de energía eléctrica, ya que las plantas térmicas funcionan gracias a estos.

4.4.1. Demanda mundial de energía

La compañía *Exxon Mobil* hizo un estimado en el año 2011, del crecimiento de la población mundial y dice que crecerá de 7 a 9 billones para el año 2040, es importante tener esto en cuenta para determinar si la demanda mundial energética va a poder ser cubierta. Según *World Energy Council (WEC) 2012*, los estimados de consumo de energía para el 2050 serán el doble del consumo actual.

En la siguiente figura 4.9, realizada con información de *Exxon Mobil*, se muestra el porcentaje por sector sobre el valor total de consumo mundial de energía para el año 2010 que fue de 525×10^{15} Btu.

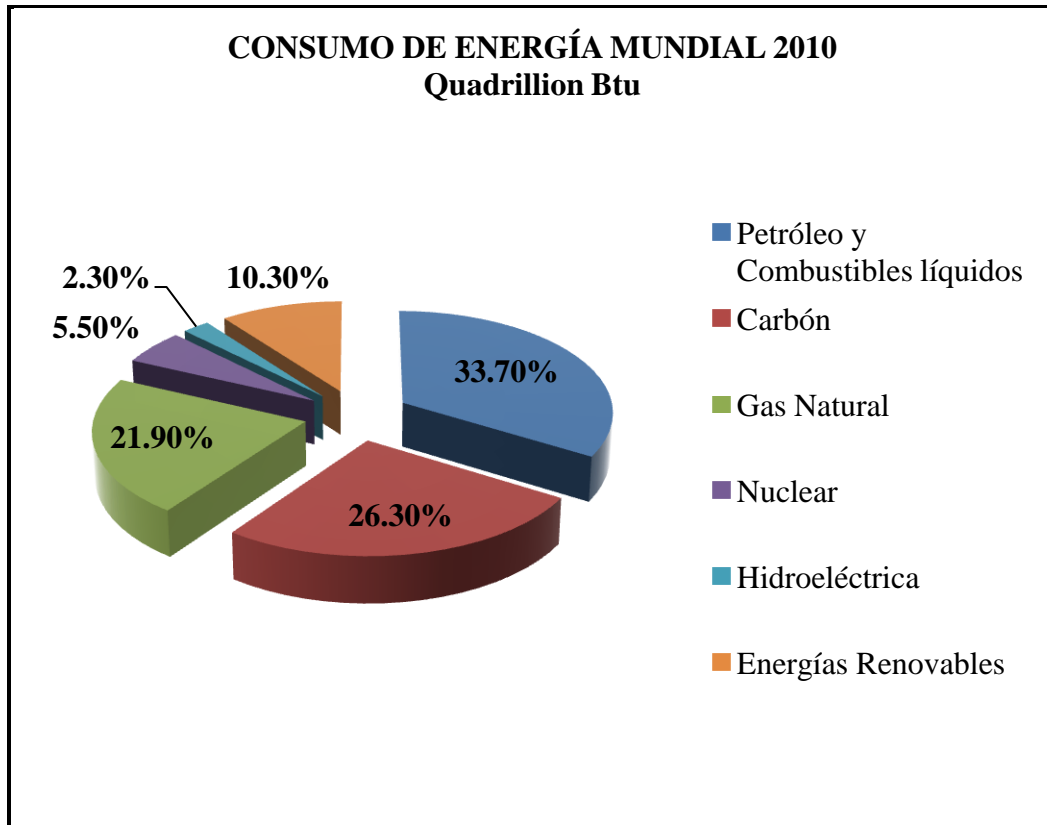


Figura 4.9. Consumo de Energía Mundial.

En la figura 4.10, se muestra la proyección realizada por *Exxon Mobil* para el año 2040. El consumo total de energía estimado es de 692×10^{15} Btu. En la figura 4.11, se observa además, que el consumo de energías renovables y gas natural ganan terreno, sin embargo el petróleo y los combustibles líquidos seguirán liderando el mercado de consumo.

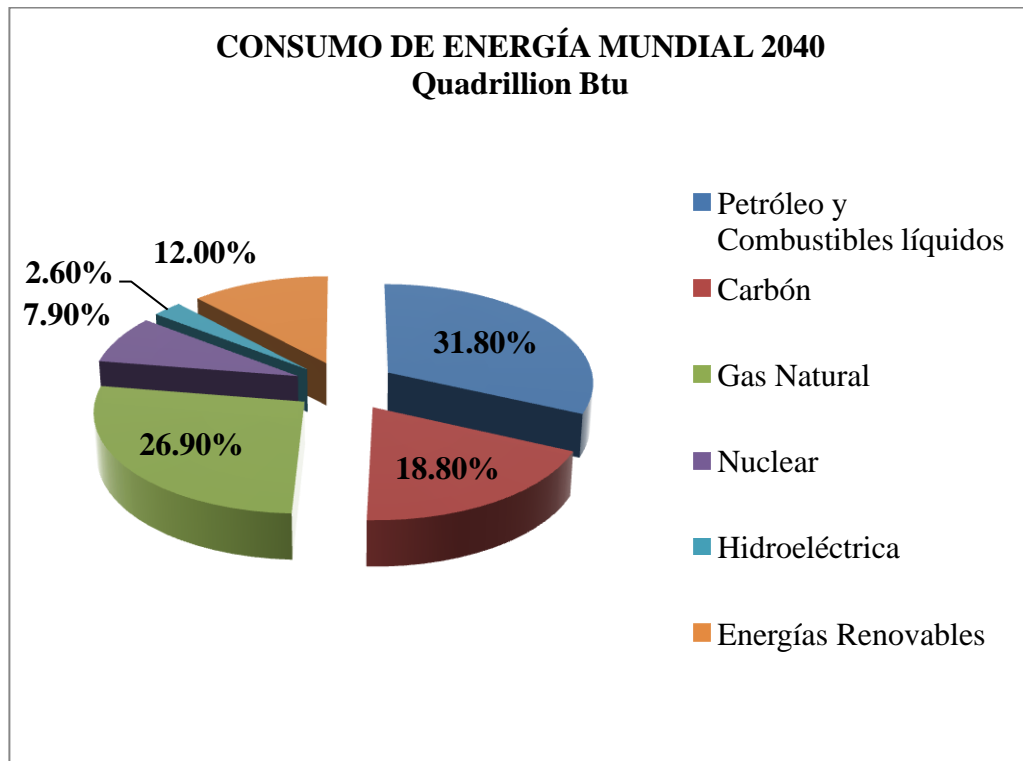


Figura 4.10. Estimado de energía mundial para el año 2040.

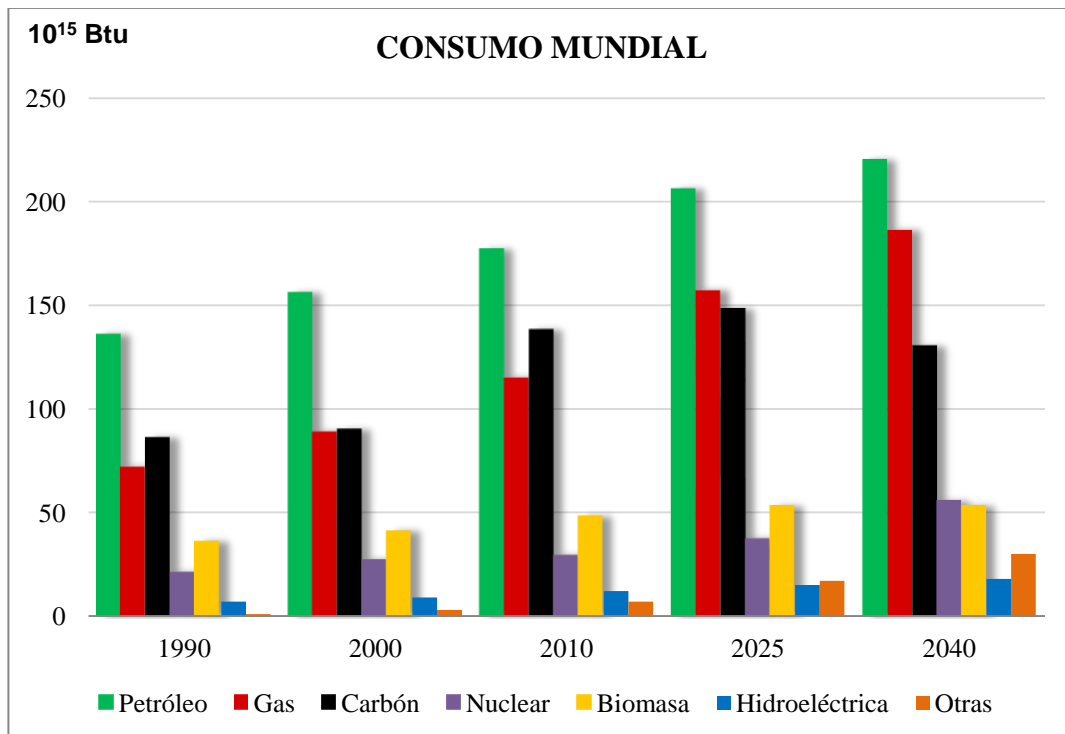


Figura 4.11. Consumo Mundial de energía.

4.5. Mercado del gas natural en Venezuela

Desde hace muchos años, la economía en Venezuela ha estado sujeta principalmente a la producción petrolera, tal como ha sido mencionado, y se han descuidado otros grandes sectores explotables en el país, como por ejemplo los recursos gasíferos que existen. El petróleo se ha llevado toda la atención, tomando en consideración que el mercado petrolero se ha desarrollado con anterioridad y que su demanda por parte de las economías industrializadas en los últimos cincuenta años ha sido extraordinaria, tanto que se ha creado una dependencia muy fuerte hacia este recurso.

A pesar que la industria del gas natural se haya desarrollado más lentamente que la industria petróleo, primordialmente porque su explotación no resultaba rentable por los bajos precios del mismo; hoy en día parece incomprensible, que esta industria no aproveche al máximo las grandes posibilidades que tiene este recurso, frente al amplio desabastecimiento en el sector energético que existe en el país. El desarrollo del gas podría haber cubierto el mercado interno en Venezuela durante muchos años, trayendo además como consecuencia directa la generación de una fuente de mayores ingresos a través de su exportación una vez cubierta la demanda interna.

De acuerdo a lo anterior, es fundamental examinar los escenarios actuales y los que se pronostican tanto para la oferta como la demanda del gas natural en Venezuela, para luego a través de un balance del mismo, pueda reflejarse hasta cuándo se exhibirá déficit en el mercado nacional.

4.5.1. Oferta de Gas Natural en Venezuela

La oferta va dirigida hacia la producción existente e importación de gas natural en Venezuela. En materia de explotación y producción de yacimientos de gas libre o no asociado, las regiones de Anaco y San Tomé son las que poseen mayor trayectoria.

La producción de Gas Natural en Venezuela para el año 2011, según PDVSA, fue de 7.125 MMPCD, de los cuales 5.212 MMPCD son producidos de gas asociado al petróleo y 1.831 MMPCD son de gas libre como se observa en la tabla 4.4; además recibió un promedio de 205 MMPCD de gas metano de las empresas Chevron y ECOPETROL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte; razón por la

cual, la disponibilidad total de gas natural se ubicó en 7.330 MMPCD. Para el año 2016 se espera una producción de gas total de 14.438 MMPCD, es decir un aumento de 105 % en un periodo de cinco años en donde más del 50% de la producción se espera que sea proveniente de yacimientos de gas libre.

Tabla 4.4. Producción de Gas Natural para el año 2011

Año	Gas Asociado MMPCD	Gas No Asociado MMPCD	Total MMPCD
2011	5.212	1.831	7.125

La industria del Gas Natural en Venezuela se espera que en los próximos años aumente su jerarquía según se vaya desarrollando el gran potencial con el que cuenta. En la tabla 4.5, se detalla la disponibilidad y producción de gas natural en Venezuela.

Tabla 4.5. Producción y disponibilidad de Gas en Venezuela (PDVSA, 2011)

Producción y Disponibilidad de Gas Natural	Volumen (MMPCD)
PDVSA Gas	937
Anaco	865
San Tomé	41
Sipororo	31
PDVSA Petróleo	5.130
CVP	721
Licencias (1)	337
Total Producción	7.125
Importación (2)	205
Total Disponible	7.330

(1) Quiriquire Gas, Guárico Gas e Ypergas / (2) Chevron y Ecopetrol.

Cabe mencionar además, que la producción procedente de PDVSA Gas, se produce solamente a través del 22,3% del total de pozos existentes, tal como se puede verificar en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Producción de Gas Natural en Venezuela (PDVSA, 2011)

Distrito	Área Operacional (Km ²)	Yacimientos	Pozos	Reservas Remanentes		Producción de Gas Anual Prom. (MMPCD)
		Total/ Activos	Total/ Activos	Gas (MMMPCN)	Petróleo (MMBN)	
Anaco	8.240,0	2.371/ 298	1.708/ 530	20.604	1.796	865
San Tomé	2.914,9	2.357/ 121	1.422/ 167	5.614	1.080	41
Sipororo	52,0	4/ 2	4/ 2	162	0	31
TOTAL	11.206,9	4.732/ 421	3.134/ 699	26.380	2.876	937

4.5.2. Producción y disponibilidad estimada a futuro del Gas Natural

En el año 2011 se dispuso de 7.330 MMPCD, de los cuales 205 MMPCD provenían de Colombia a través del gasoducto Antonio Ricaurte. Para el año 2012 se espera la producción de las primeras fases de los proyectos Mariscal Sucre y Gas Anaco, así como también la apertura del yacimiento Perla que es parte del Proyecto Rafael Urdaneta en donde se estima una producción inicial de 100 MMPCD.

Continuando con el año 2013 se estima una producción temprana del bloque Cardón IV (Costa Afuera) y parte del Proyecto Gas San Tomé. En el 2015, se hace presente el Proyecto Plataforma Deltana (Costa Afuera), arranca también la segunda fase del Proyecto Gas Anaco y continúa el desarrollo productivo de Gas San Tomé, a través de varios yacimientos.

En la figura 4.12. Según las estimaciones realizadas por PDVSA, se observa el crecimiento de la producción a partir del 2011 hasta el año 2016.

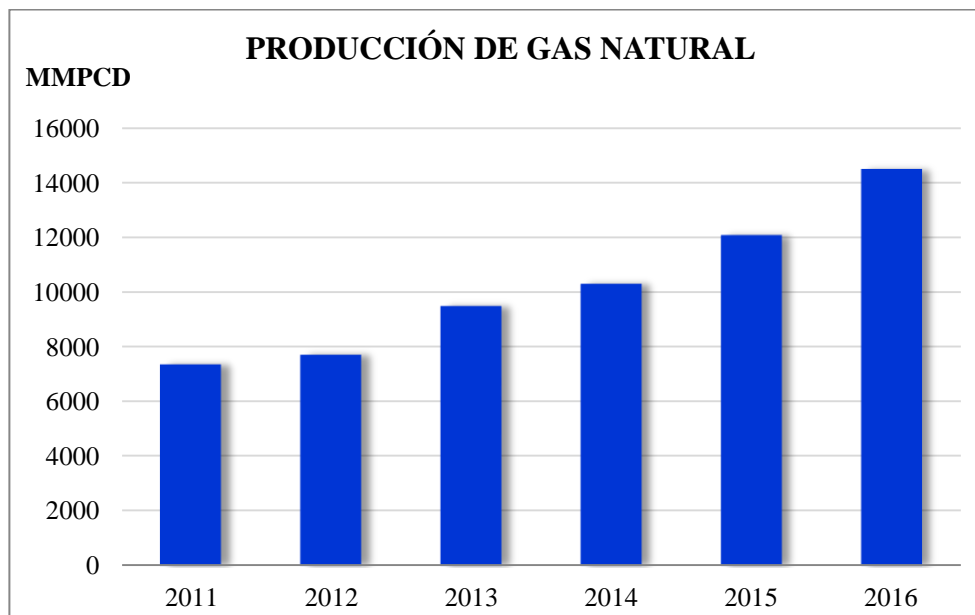


Figura 4.12. Perfil de Producción del Gas Natural 2011-2016. *incluye la importación proveniente de Colombia.

4.5.3. Consumo Actual de Gas Natural en Venezuela

De la producción disponible, el volumen destinado al consumo de PDVSA para sus diversas actividades es de 5.216 MMPCD (71%) y el entregado a ventas de gas metano para cubrir los requerimientos del mercado local es de 2.114 MMPCD (29%). De este valor el mayor volumen es destinando al mercado interno con 59%, seguido del sector petrolero con 21% y el petroquímico con 20%. Entre los sectores con mayor volumen de gas entregado en el mercado interno, se encuentran el eléctrico con 44%, siderúrgico con 19% y manufacturero con 16%, y el restante 21% está distribuido en el resto de los sectores (distribuidores, cemento, aluminio y doméstico). Como se muestra en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Ventas de Gas Natural por sector de consumo (PDVSA, 2011)

Ventas de Gas Natural	Volumen (MMPCD)	%
Mercado Interno	1.243	59
Aluminio	45	4
Cemento	94	8
Distribuidor	105	8
Doméstico	15	1
Eléctrico	552	44
Manufacturero	198	16
Siderúrgico	234	19
Petrolero	438	21
Petroquímico -Pequiven	433	20
Total Ventas	2.114	100

El gas metano para el mercado interno (59%), ha estado dirigido en un 73% al centro-oriente del país y el 27% al occidente, esto representaría un 43,07% y 15,93% respectivamente del total de gas metano. La fracción de éste, suministrada al sector doméstico con apenas 1% es para cubrir la demanda de usuarios residenciales y comerciales que, al cierre del año 2011, estaba integrado por aproximadamente 316.000 usuarios conectados a la red de distribución de gas; 91% de estos usuarios se encuentra ubicado en La Gran Caracas, seguido por Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Barinas, Cagua, Maturín y La Vela de Coro. Por otra parte, es bueno señalar que el consumo de Gas Natural Comprimido (GNC) de los vehículos con el sistema instalado de Autogas fue en promedio durante el año 2011 de 0,5 MMPCD, lo que representa un 0,02% del mercado local, muy insignificante respecto a las otras cifras. La situación actual del gas metano en el mercado interno, tanto para la región centro-oriental como la occidental, es que ambos están en déficit, siendo más crítica en los estados Zulia y Falcón. La producción de gas natural, que está en más de 90% asociada al petróleo, no se ha podido incrementar por la caída de la producción

petrolera, por lo que hay escasez en el mercado nacional doméstico, comercial e industrial.

Tanto el mercado de consumo de PDVSA como el local están con un déficit de unos 2.000 MMPCD. No están siendo abastecidos en su totalidad los sectores eléctrico y petroquímico, de allí la necesidad de importar gas por tubería desde Colombia, y de consumir combustibles derivados del petróleo en exceso.

Por otra parte, se debe considerar, que hay un volumen muy importante de gas que se quema o arroja a la atmosfera (alrededor de 600 MMPCD), González (2012), que no se recolecta y utiliza por falta de facilidades de manejo y los bajos precios del gas en el mercado interno.

4.5.4. Estimados de Consumo de Gas Natural en Venezuela

En los próximos años será de suma importancia para Venezuela, mantener y desarrollar acuerdos para impulsar la industria del gas natural, con el propósito de atender el ritmo de crecimiento en el consumo y además considerar su exportación.

PDVSA recientemente presentó estimados de consumos acumulados hasta el 2023, de los principales sectores consumidores de gas metano como combustible, que sumarian unos 45 BPC. Adicionalmente, se incluye los requerimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) que son 9 BPC, y los tradicionales requerimientos (Exploración y Producción (E y P), Petroquímica Venezolana (PQV), industrial, comercial y residencial), unos 24 BPC también en 11 años, lo que resultaría en consumos acumulados de 78 BPC, cerca de 19.500 MMPCD. Se puede observar en la tabla 4.8. Estos requerimientos calculados para el año 2023 pueden tener un retraso de 3 a 4 años debido a que los avances de producción en la FPO no se han llevado a cabo según lo planeado.

Tabla 4.8. Requerimientos de gas metano por sectores al año 2023 (PDVSA)

Sector	TCF	MMPCD
Eléctrico (Expansión termoeléctrica en 8.400 MW)	15	3.736,0
Por el aumento de la producción en 2,3 MMPCD	11	2.739,7
Petroquímico, por aumento de la producción en 25 MMPCD	10	2.490,7
Siderúrgico y aluminio, por incremento de la producción en 2 MMPCD	6	1.494,4
Refinerías, por incremento de capacidad en 500 MPCD	3	747,2
Requerimientos de la FPO	9	2.241,6
Total nuevos requerimientos principales como combustible	54	13.449,6
Total requerimientos tradicionales combustible, EyP y PQV	24	6.000,0
REQUERIMIENTOS TOTALES	78	19.449,6

Con estas cifras, y las resultantes del año 2011, se creó un cotejo para la demanda durante el período 2011- 2023 teniendo así una tasa interanual aproximada de 6,3%, tal como se aprecia la figura 4.13.

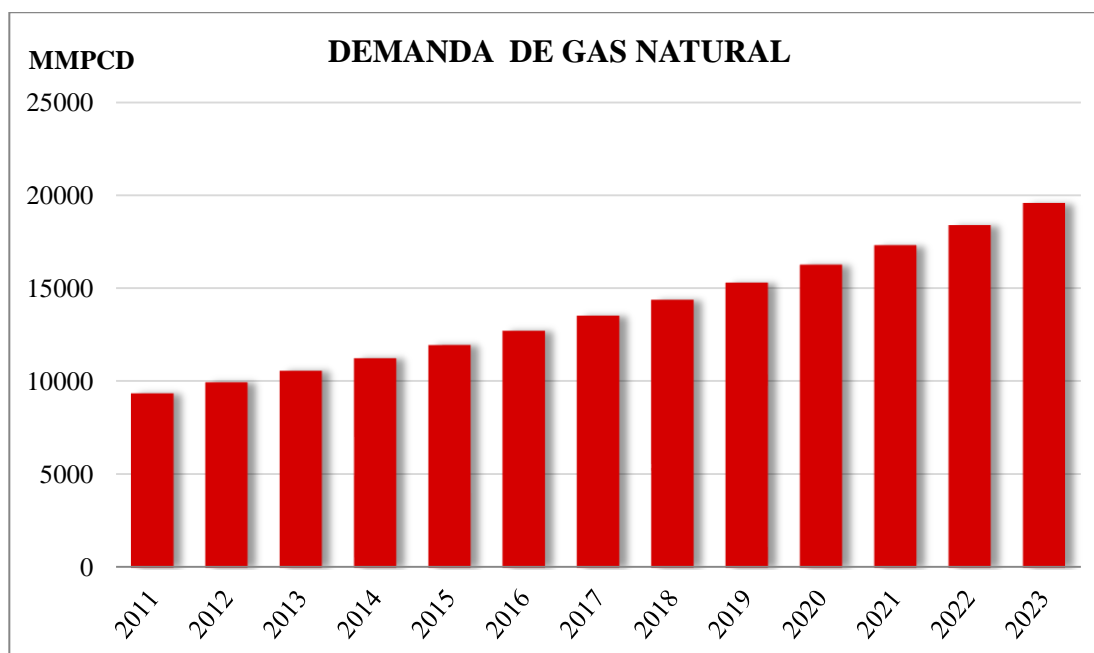


Figura 4.13. Demanda de Gas Natural en Venezuela para el periodo 2011-2023.

4.5.5. Balance Demanda-Oferta

Esto se refiere a la diferencia entre el gas disponible (Oferta) y los requerimientos de los distintos sectores consumidores (Demanda). En la figura 4.14, se puede observar la demanda contrastada con la oferta para el período 2011-2016.

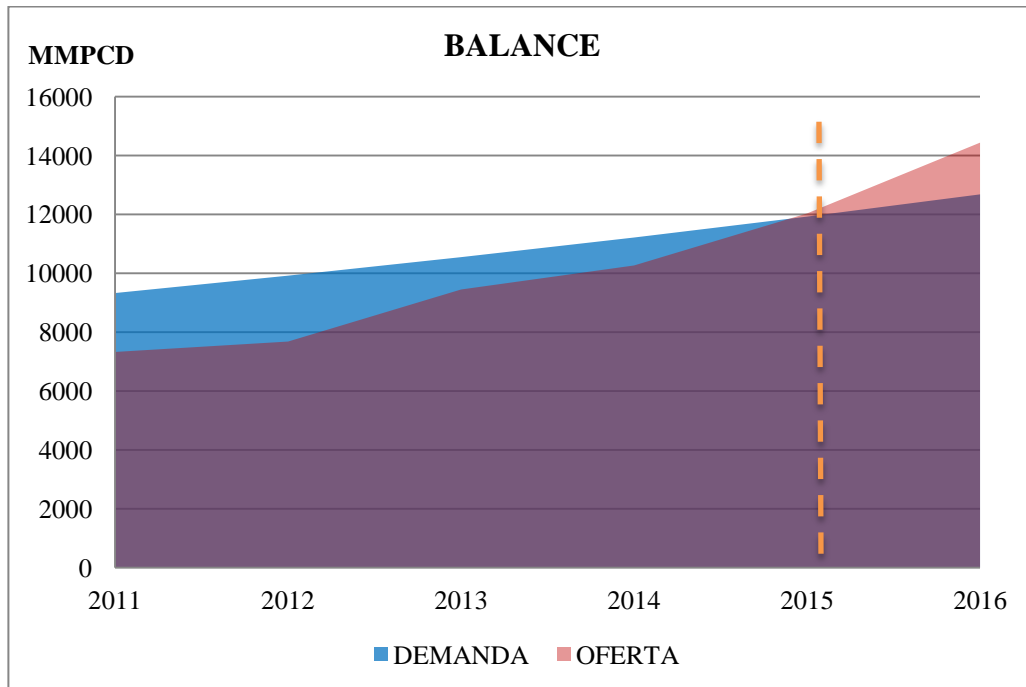


Figura 4.14. Balance Oferta – Demanda del Gas natural.

El déficit en el mercado del gas natural venezolano, tal como se observa en la figura 4.14, es significativo y de un importante impacto económico para el país. Partiendo del año 2011 se presenta un desbalance de gas natural de aproximadamente 2.000 MMPCD hasta el 2012, en donde luego parece que se emprenderá un trabajo de gran esfuerzo y alto grado de éxito, ya que no sólo se busca alcanzar el balance, sino también mantenerlo en el largo plazo.

Si bien se sabe, la producción del gas natural ha estado asociada al petróleo en casi un 90%, y su uso está dirigido en más de 70% a las operaciones petroleras, en especial a la inyección para recuperación secundaria de petróleo y gas, y el resto va al mercado local. Esta particularidad, es muy significativa ya que provoca una alta inestabilidad

en el mercado de gas natural, el cual está sujeto a los cambios en la producción del petróleo. Lo cual puede verificarse en la figura 4.15, donde se muestra como las caídas y subidas en la producción de petróleo son proporciones a las de la producción de gas.

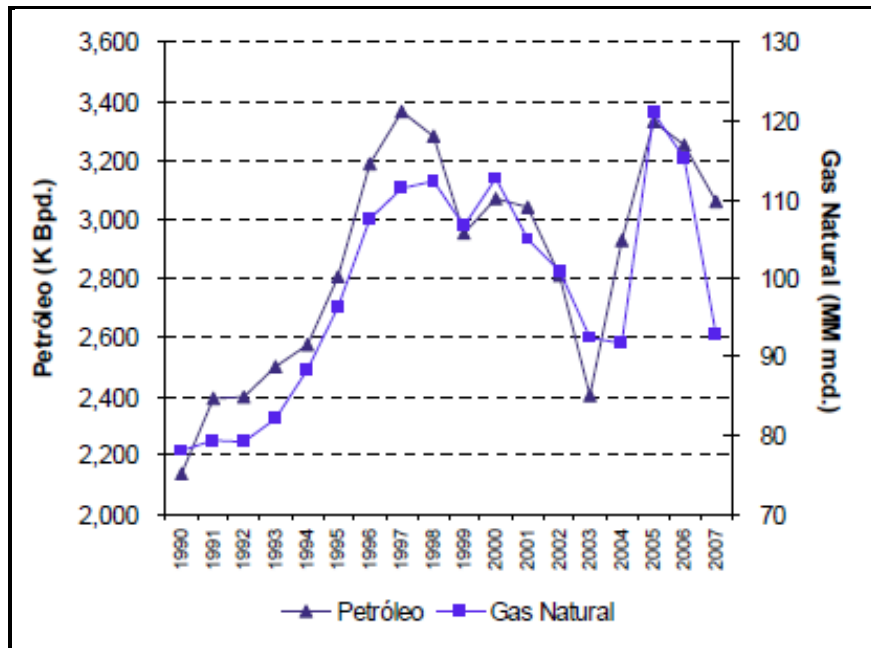


Figura 4.15. Producción de Petróleo y Gas Natural en Venezuela. Fuente: OLADE, 2007.

Por ello, y con el fin de favorecer la diversificación de la composición de las reservas de hidrocarburos, se está tratando de reorientar la visión de la industria mediante la concesión de licencias de exploración y explotación de yacimientos de gas libre, tanto en tierra firme como en costa afuera, siendo posible así en un corto plazo se pueda alcanzar cubrir la demanda y poder producir gas para la exportación.

4.5.6. Deficiencias en el Sector Gasífero en Venezuela

La capacidad de manejo de Líquidos del Gas Natural (LGN), es de 4.695 MMPCD, de los cuales 1.345 MMPCD son los manejados por el Occidente del país y 3.350 MMPCD por el Oriente, las cuales no están operando al máximo, según lo reflejado en la Memoria y Cuenta del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

La producción de Gas Natural para el año 2011 tuvo una caída de 1 por ciento respecto al 2010 afectando la producción promedio de LGN, que tuvo un retroceso en el año 2011 de 10,77 %, según la Memoria y Cuenta del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. El promedio de LGN para el año 2011 fue de 132,5 MBD, mientras que para el año 2010 fue de 147,2 MBD, a lo que PDVSA especificó que existieron numerosas fallas en el suministro de LGN.

En el año 2011, en la región Oriental de Venezuela, existieron continuas paradas en las unidades de procesamiento, ya que no se encontraban en pleno funcionamiento los servicios de los equipos de compresión, esto fue debido a la disminución en la entrega de Gas por parte de PDVSA Gas Anaco, ocasionando retraso al proceso habitual para el manejo de gas.

Una de las fallas que se reportaron en el Oriente, fue en la Planta de Extracción de Jusepin, debido a problemas eléctricos y disminución de la riqueza del Gas. Otra de las razones que argumentaron a la disminución de LGN, fue debido a los trabajos de mantenimiento en las Plantas de Extracción de San Joaquín y Santa Bárbara, que obligaron a la parada de la producción.

En el Occidente de Venezuela, se reportó una disminución en la entrega de gas, lo que provocó que la planta de LGN se mantuviera fuera de servicio por un tiempo no especificado.

Con respecto a la producción de gas, no se cumplieron las expectativas de PDVSA de 10.300 MMPCD para el año 2011, sino que se mantuvo en 7.125 MMPCD. Otra de las metas para el 2011 que no se cumplieron, respecto al volumen de ventas de gas metano, lo que creó un desfase en el cumplimiento de otros proyectos pertenecientes a las áreas: eléctrica, petroquímica, petrolera y siderúrgica. Una de las causas de este incumplimiento fue el mantenimiento de la unidad de hidrógeno de Petropiar y la Planta de Amoniaco de Pequiven en Morón.

Las capacidades de manejo de Extracción y Fraccionamiento del Gas Natural están sub-utilizadas, ya que procesan alrededor del 50 por ciento de su capacidad, aun cuando el LGN tiene una utilización en diferentes sectores como: petroquímica,

automotor, residencial, Comercial e Industrial y en el sector petrolero, además de su exportación.

En la figura 4.16, se observa el desglose del consumo de gas por sector para el año 2011, sin contar los 205 MMPCD que fueron importados de Colombia.

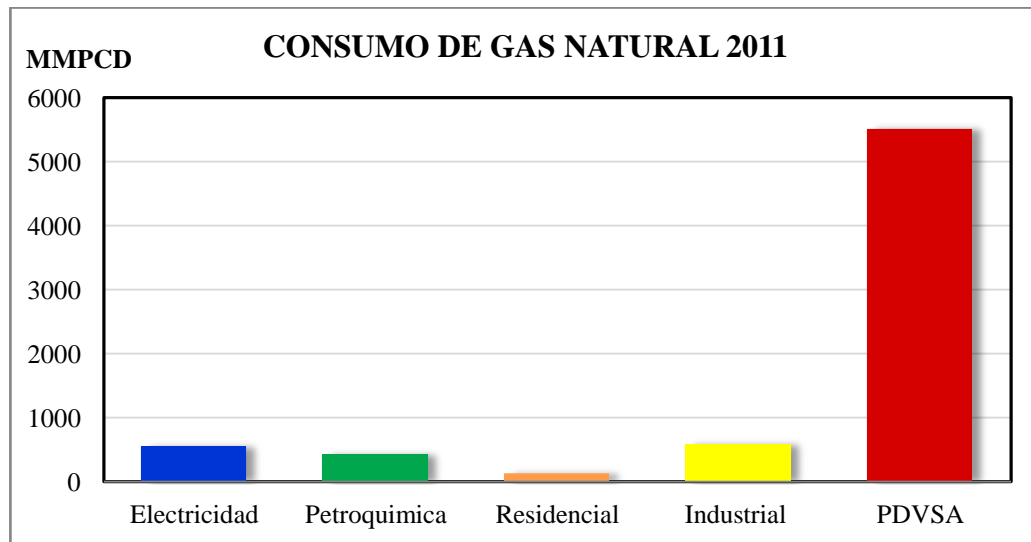


Figura 4.16. Consumo de Gas en Venezuela por sector. Fuente: PDVSA

El oriente del país consume el 72% del total, según información oficial (PDVSA). Apenas el 28% es consumido por el occidente del país, lo cual indica, que existe una concentración mayor de industrias y población en el oriente. En la tabla 4.9, se muestra una proyección para el año 2016 sobre el consumo de gas, el cual se estima que crecerá un 23%, tomando en cuenta un aumento en la población en conjunto con un crecimiento en el sector industrial y un moderado desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Tabla 4.9. Consumo de Gas Natural en la Región Oriental de Venezuela. Fuente: PDVSA

Mercado Doméstico (MMPCD)	2012	2016
Industrias Básicas (Siderúrgica, Acero y Aluminio)	619	657
Electricidad	505	880
Faja/Otros	317	337
Petroquímica	300	310
Industrial/ Cemento	125	538
Refinerías	113	120
Residencial	17	28
Sub-Total	1.996	2.870
PDVSA E&P (Inyección de gas/ otros)	3.067	3.351
TOTAL	5.063	6.221

4.5.7. Deficiencias en el sector eléctrico

En Venezuela una de las mayores deficiencias en el sector energético actualmente es en el sector eléctrico. Siendo este un recurso que proporciona calidad de vida y es muy necesario. La crisis en el sector ha frenado en los últimos años el desarrollo industrial en el país, según encuestas realizadas por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE).

Las estimaciones de energía de la Compañía Anónima de la Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), que a partir del 2007 se convirtió en la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), fueron superadas para el año 2009, en donde se estimó un consumo de 120.034 GWh y el consumo real fue de 123.390 GWh, casi un 3% más de lo estimado. Es decir, que esta demanda no está siendo cubierta desde hace 3 años. Además de esto los proyectos establecidos para aumentar la capacidad de generación eléctrica se han atrasado, y no se ha podido alivianar la sobrecarga.

El total de generación eléctrica para el año 2010 fue de 115.306 GWh de acuerdo con el Informe Anual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los cuales el 66,5 por ciento son generados por fuentes hidráulicas y el resto por fuentes térmicas.

Es importante hacer referencia para que se tenga una idea de las proporciones, que 1 GWh son 1.000 KW suministrados en 1 hora y que 1 KWh es igual a 3.413 unidades térmicas británicas (Btu). Un barril equivalente de petróleo (BEP) son aproximadamente 6.000 pies cúbicos de gas natural y la energía que proporciona un BEP es alrededor de 5.8×10^6 Btu. Además de esto se conoce que 1.000 pies cúbicos de gas producen 300 KWh.

4.6. Facilidades de manejo existentes en Venezuela

4.6.1. Plantas de Compresión de Gas Natural en Venezuela

La capacidad en el país de compresión total es de 8.932 MMPCD (PDVSA, 2011). En la región occidental existen 58 plantas compresoras, de las cuales 48 se encuentran ubicadas en Maracaibo, estado Zulia, 7 en la costa Oriental del Lago, estado Zulia y 3 plantas en el estado Falcón, para un total de capacidad de 5.196 MMPCD.

En la región Oriental existe un total de 65 plantas, 16 se ubican en Anaco, 37 en San Tome y 12 en Maturín, para cubrir con una capacidad de 3.736 MMPCD (PDVSA, 2011). A continuación en la tabla 4.10, se muestra la infraestructura de compresión de gas.

Tabla 4.10. Infraestructura de Compresión

Región	N°de Plantas	Compresores	Capacidad (MMPCD)
Occidente	58	144	5.196
Oriente	65	236	3.736
TOTAL	123	380	8.932

4.6.2. Plantas de Procesamiento de Gas Natural en Venezuela

De acuerdo a las cifras oficiales de PDVSA la capacidad operativa de los procesamientos en la región occidental de gas es de 1.345 MMPCD y en la región oriental de 3.350 MMPCD, para un total de 4.695 MMPCD. A continuación se presenta el detalle de las capacidades por tipo de plantas.

En el occidente del país existen las siguientes plantas de extracción:

- Tía Juana II y III: ambas plantas ubicadas en el estado Zulia cuentan con una capacidad de 440 MMPCD cada una, y con una capacidad de producción de líquidos del gas natural (LGN) y etano de 22 y 20 MBD respectivamente en cada planta. Al entrar en funcionamiento el complejo criogénico de occidente (CCO), estas plantas serán cerradas ya que representan altos costos de mantenimiento.
- LGN I y II en Ulé: igualmente ubicadas en el estado Zulia, y con una capacidad de 345 MMPCD cada una; LGN I cuenta con una capacidad de producción de LGN de 13 MBD y de etano de 9 MBD. La capacidad máxima producción de LGN de la planta LGN II es de 14 MBD y además 13 MBD de etano. La capacidad del CCO (que reemplazará a estas dos plantas) es de 475 MMPCD es decir casi un 38 % más de capacidad y tendrá una capacidad de producción de 31 MBD de LGN y 31 MBD de etano.

En la región oriental de Venezuela existen las siguientes plantas de extracción de gas natural:

- La planta de extracción criogénica de San Joaquín ubicada en el estado Anzoátegui, dio inicio a sus actividades en el año 1985. Comenzó con una capacidad de manejo de 400 MMPCD, y dos trenes de procesamiento; hoy en día cuenta con tres trenes, con una capacidad total de manejo de 1.400 MMPCD y una capacidad de producción de LGN de 68 MBD (además se planea la adición de un cuarto tren de procesamiento con una capacidad de 1.000 MMPCD y una capacidad de producción de LGN de 50 MBD). En 1998 entró en funcionamiento la planta de Refrigeración de San Joaquín, la cual puede manejar hasta 400 MMPCD y con una producción de LGN de 2 MBD.

- La planta Santa Bárbara, igualmente ubicada en el estado Anzoátegui, tiene una capacidad de manejo de gas de 1.200 MMPCD y una capacidad de producción de LGN de 68 MBD.
- La planta Jusepin, se encuentra ubicada en el estado Monagas, tiene una capacidad de manejo de gas 350 MMPCD y una capacidad de 26 MBD de LGN.
- La planta Guara Oeste, ubicada en el estado Anzoátegui, tiene una capacidad de producción de 314 barriles diarios de Gasolina Natural.

En esta región se tiene planeado aumentar la capacidad con tres nuevas plantas de extracción, una es la ampliación de la planta de San Joaquín con el IV tren San Joaquín, la Planta Pirital I en el estado Monagas y la construcción de la planta Soto I y II.

En cuánto a las plantas de fraccionamiento en Venezuela se tienen las siguientes capacidades divididas por región:

- Región Occidental: La planta ULE con una capacidad de producción de LGN y etano de 42 MBD, Bajo Grande con una capacidad de 26 MBD y una planta de fraccionamiento nueva del CCO, que adicionará unos 35 MBD de capacidad de producción.
- Región Oriental: Planta de fraccionamiento de Jose en el estado Anzoátegui con una capacidad de producción de LGN de 200 MBD y está en planes la adición de 150 MBD.

En la figura 4.17. Se observa la ubicación geográfica de cada una de las plantas mencionadas.

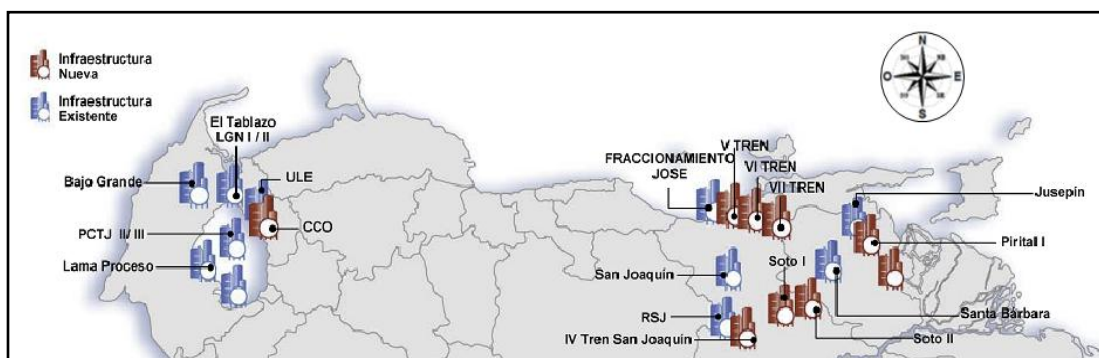


Figura 4.17. Ubicación Geográfica de las plantas de procesamiento del Gas Natural en Venezuela. (PDVSA, 2011)

En las siguientes tablas 4.11 y 4.12 se muestran las capacidades de las plantas por región. Lo que se encuentra subrayado en rojo indica que son adiciones futuras.

Tabla 4.11. Capacidad de los sistemas de procesamiento del Gas Natural en la región Occidental de Venezuela (PDVSA, 2011)

Unidad	Occidente	Capacidad de Manejo (MMPCD)	Capacidad de Producción (MBD) LGN/C2
Extracción	TÍA JUANA II	440	22
	TÍA JUANA III	440	20
	LAMA PROCESO	120	8
	LGN I	165	13/ 9
	LGN II	180	14/13
	CCO	475	31/31
Fraccionamiento	ULE		42
	BAJO GRANDE		26
	CCO		35

Tabla 4.12. Capacidad de los sistemas de procesamiento del Gas Natural en la región Oriental de Venezuela (PDVSA, 2011)

Unidad	Oriente	Capacidad de Manejo (MMPCD)	Capacidad de Producción (MBD) LGN
Extracción	SAN JOAQUIN	1.400	68
	SANTA BARBARA	1.200	68
	JUSEPIN	350	26
	REF. SAN JOAQUIN	400	2
	IV TREN SAN JOAQUIN	1.000	50
	PIRITAL I	1.000	43
	SOTO VII	400	30
Fraccionamiento	JOSE		200
	JOSE		150

4.6.3. Sistema de Gasoductos en Venezuela

Las principales redes de distribución son: Anaco-Barquisimeto, Anaco-Jose, Anaco-Puerto La Cruz, Anaco-Puerto Ordaz, Ulé-Amuay, la Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO), Costa-Oeste y el Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. Estos conforman una extensión de 4.648 km, para distribución de Gas Metano en el año 2011 (PDVSA, 2011). Los diámetros de las tuberías varían entre 8 y 36 pulgadas. Habiéndose incorporado para este año 216 Km de nuevas tuberías.

En la figura 4.18, se observa la ubicación del sistema gasífero. Como se observa en la leyenda, la línea azul son los gasoductos existentes.

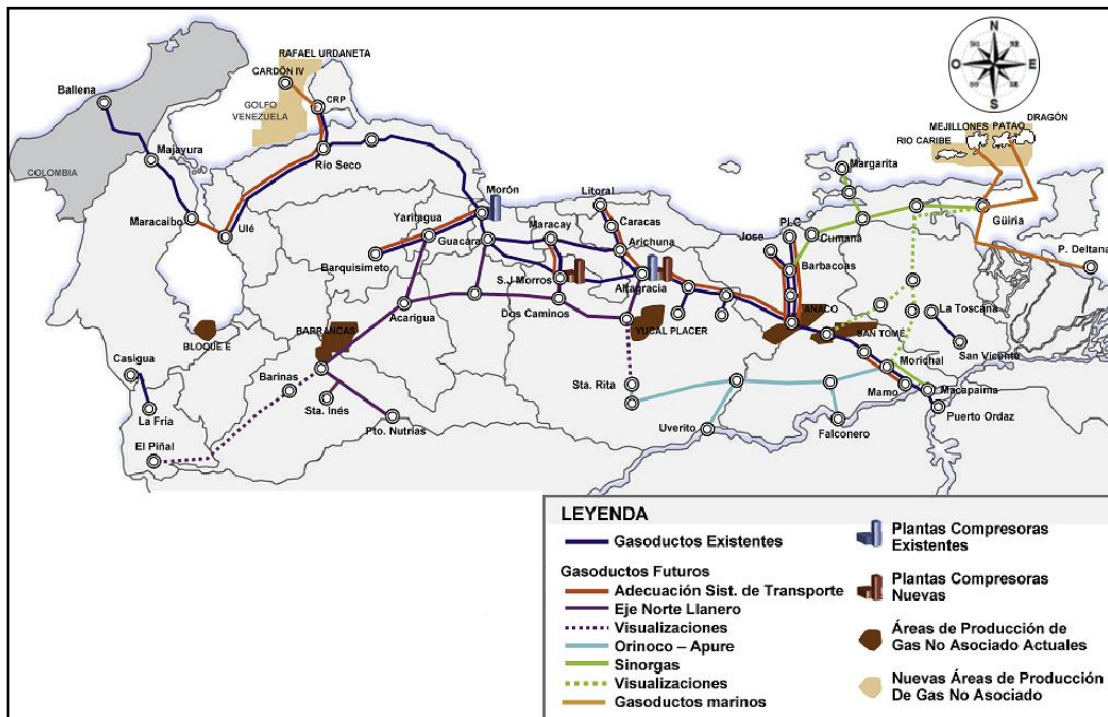


Figura 4.18. Sistema de Gasoductos en Venezuela. (PDVSA, 2011)

4.7. Desarrollo y Extensión de Yacimientos

Las actividades que determinan el desarrollo y extensión de yacimientos son todas aquellas que van dirigidas principalmente hacia la actividad de exploración, adquisición de sísmica, así como el número de pozos completados, y el desarrollo y adecuación de instalaciones para el manejo de los volúmenes producidos. Para todas estas actividades se requiere de una etapa inicial que es el diseño del proyecto.

Los proyectos de desarrollo de los yacimientos van de la mano con la adecuación de las instalaciones de superficie. En la mayoría de los casos, el reto más desafiante para cumplir con este propósito es determinar en donde se encuentran los cuellos de botella (limitantes en las capacidades de manejo e instalaciones, etc.) que permitan ampliar de una manera eficaz las capacidades o distribución, dentro del tiempo estimado de avance y culminación de los proyectos.

Existen muchas variables que intervienen en el desarrollo de los proyectos, como son las variables económicas y de inversión, el equipo capacitado para realizar los

estudios, poner en marcha y llevar a cabo el proyecto, y la otra variable es dependiente de las capacidades actuales y adecuación de instalaciones.

De las actividades realizadas en la industria es necesario contar con datos de historia que permitan establecer los pronósticos y estimaciones en el área de interés, además tener todos aquellos datos de mediciones (volúmenes de reservas, producción, presiones, número de pozos, taladros, adquisición sísmica, etc.) que permitan establecer un antes y un después.

Para establecer las limitaciones, es necesario rescatar datos de demanda de consumos, límites de procesamiento (facilidades de superficie) y contabilizar de alguna manera los resultados puntuales respecto a la variable del tiempo.

Para tratar de evaluar la capacidad de extensión y desarrollo en el área gasífera en Venezuela, se escogieron factores: Adquisición de sísmica, Pozos de gas taladrados, y número de taladros, todos estos en base al tiempo. Más adelante también se tratará de la situación de los proyectos de gas y sus avances.

A través la figura 4.19, se muestra el comportamiento irregular de la adquisición de taladros de perforación de pozos de gas para los últimos 10 años. Sin embargo, para lo que va de año, se observa una tendencia creciente lo que puede significar una aceleración en el desarrollo de los proyectos del sector gasífero más que en años anteriores.

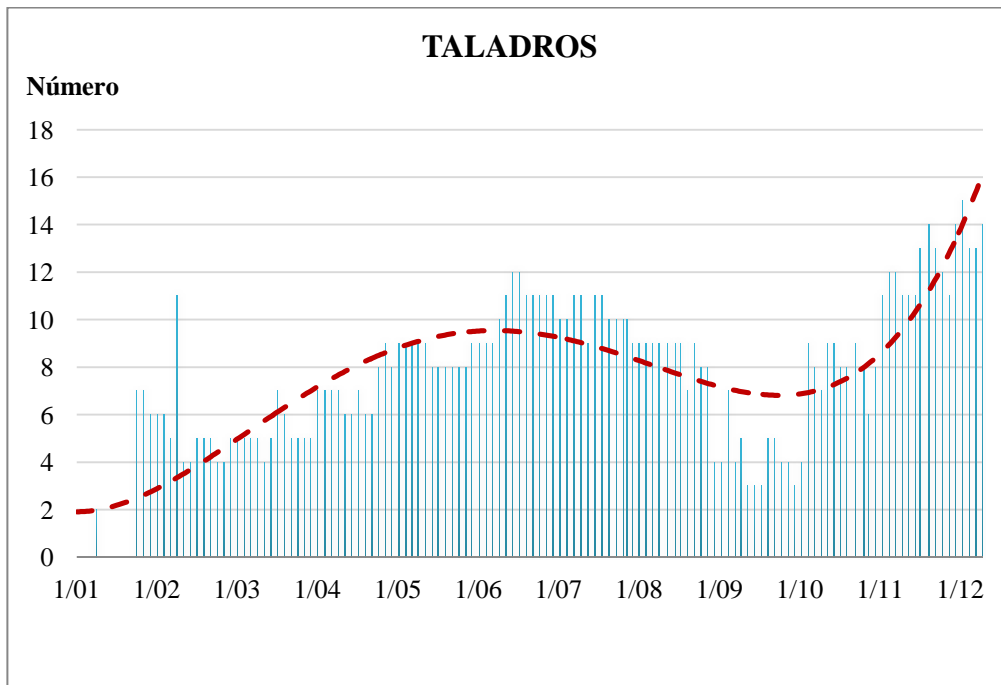


Figura 4.19. Conteo de taladros de gas en Venezuela para el periodo enero 2001-abril 2012
(Baker Hughes, 2012)

En la siguiente figura 4.20, se muestra una comparación entre la adquisición de taladros para pozos de petróleo y gas, donde se puede apreciar claramente como existe una dominación de la actividad petrolera por encima de la actividad gasífera.

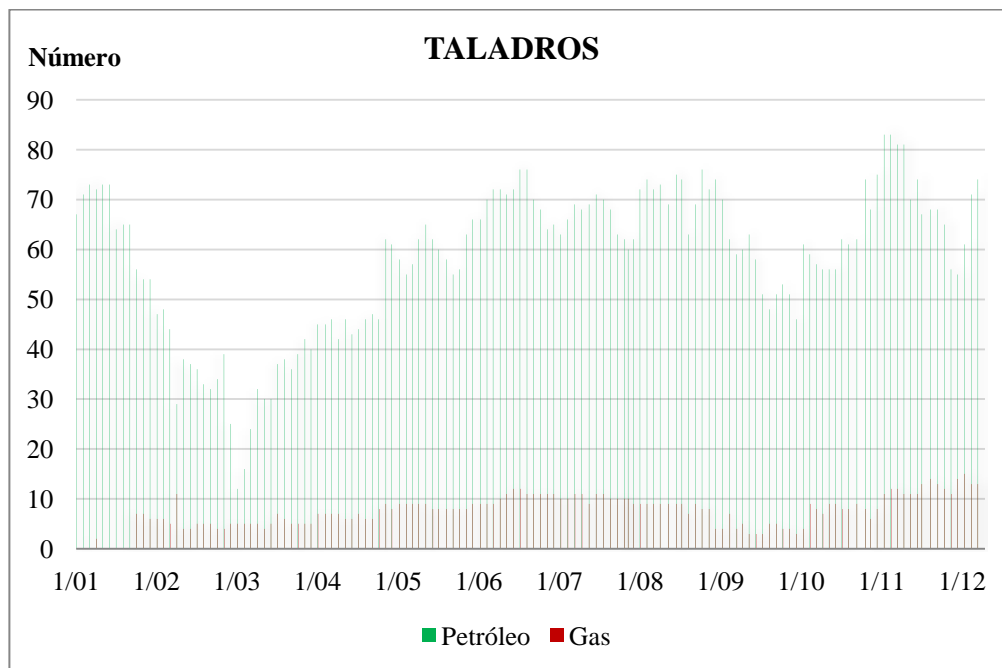


Figura 4.20. Conteo de taladros de gas y petróleo en Venezuela para el periodo enero 2001-abril 2012 (Baker Hughes, 2012)

Con respecto a los pozos y yacimientos de los distritos de Anaco, San Tomé, y Sipororo, existe una cantidad importante que se encuentran inactivos y que su activación es fundamental para desarrollar e incrementar la producción gasífera en el país. A continuación se especifica la cantidad de pozos y yacimientos que se encuentran activos del total, en las regiones mencionadas:

- En Anaco hay 2.371 yacimientos de los cuales solamente 288 (12%) se encuentran activos, y hay 1.708 pozos de los cuales 630 (37%) se encuentran en operación.
- En San Tomé hay 2.367 yacimientos de los cuales 121 (5%) están activos y existen 1.422 pozos de los cuales están en operación 187 (13%).
- En Sipororo hay 62 yacimientos de los cuales solo 4 están activos y tiene en operación 2 pozos de los 4 existentes.

4.8. Proyectos en desarrollo de Gas Natural en Venezuela

4.8.1. Proyecto Gas Anaco

Este proyecto se inició en el año 1999, cuando el Ministerio de Energía y Minas aprobó el desarrollo de los Campos de petróleo del área de Anaco, como campos de gas, para recibir el beneficio de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, convirtiendo Anaco en el Distrito Gasífero de Venezuela. Actualmente el proyecto tiene como objetivo sustituir la infraestructura existente con modernas instalaciones que permitan maximizar la capacidad de recolectar, comprimir y transferir la producción que se tiene en el Distrito Anaco (Edo Anzoátegui), para así luego contribuir con el suministro de gas al mercado interno de Venezuela y garantizar en los próximos 20 años la alimentación requerida por las plantas de extracción de LGN en las zonas aledañas.

En cuanto a su alcance, contempla la construcción de cinco centros operativos, exhibidos en la 4.21, con la finalidad de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y petróleo de los campos asociados. Además, se procura la construcción de la infraestructura para interconectar los centros operativos del proyecto y la sala de control de producción Gas Anaco, con la finalidad de efectuar monitoreo, manejo de alarmas, tendencia histórica de variables, simulaciones de producción, pruebas de pozos y manejo de activos.



Figura 4.21. Centros Operativos del Área de Anaco. Fuente: PDVSA (2010)

Cabe destacar, de acuerdo a los Informes de Gestión de PDVSA 2010 y 2011, éste proyecto se desarrollará en dos fases. La Fase I, en donde se tendrá capacidad de producción para el gas natural de 2.099 MMPCD y 25,3 MBD de crudo liviano conforme a la tabla 4.13, incluyendo a los campos San Joaquín, Santa Rosa y Zapato Mata R; y la Fase II, donde se incrementa la capacidad de producción de gas natural y crudo liviano a unos 2559 MMPCD y 35,3 MBD respectivamente.

De acuerdo a la tabla 4.6, este proyecto manejaría para el año 2011 una producción de gas de 2.027,4 MMPCD, de los cuales sólo se produjeron solamente 865 MMPCD como se observa en la tabla 4.13. Esto representa, un 57 % de atraso en la producción.

En el año 2010, PDVSA describía en este proyecto un avance físico del 51%, el cual se estima que culmine para el año 2016 con una inversión total de casi 2.741 millones de dólares.

Tabla 4.13. Capacidades Fase I y II del Proyecto Gas Anaco. (PDVSA, 2011)

CENTRO OPERATIVO	CAMPOS ASOCIADOS	CAPACIDAD		VOLUMETRÍA DE GAS (MMPCD)				
		Gas MMPCD	Crudo MBD	2011	2012	2013	2014	2015
FASE I								
SAN JOAQUIN STA. ROSA ZAPATO/ MATA R.	San Joaquín, El Roble, Guarios	874	10,08	834,1	884,2	985,6	991,4	987,5
	Sta. Rosa, El Rosal, Sta. Rosa Norte	748	8,52	543,8	533,8	573,9	569	552,3
	Zapato, Zanjas, Zulus, Zarza, Zacarias, Mata R., Mata 5, Mata 10	477	6,7	329,5	366,1	415,7	445,2	464,7
TOTAL CAPACIDAD FASE I		2.099	25,3					
FASE II								
STA. ANA/ EL TOCO AGUASAY	Sta. Ana, El Toco, Sta. Ana Norte	330	4	256	260	305	349	353
	Aguasay Este, Norte y Central, Caro, Carisito	130	6	64	83	79	111	159
TOTAL CAPACIDAD FASE II		2.599	35,3	2.027,4				

El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2011 es, aproximadamente, de 2.072 millones de dólares, es decir, un 75,6% del total a invertir. De tal forma que el 24,4% restante de la inversión, deberá ser la responsable de poner a producir adicionalmente 1651,5 MMPCD para el año 2016.

4.8.2. Proyecto Gas San Tomé

En el año 2006 el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), le consigna a PDVSA GAS, las áreas Centro-Norte del “Área Mayor de Oficina” en el oriente del País, la cual incluye los campos ubicados en las siguientes áreas: Área Sanvi-Güere, Área Mapiri-Boca-Chimire, Área Aguasay-Mata, Área Nipa-Güico-Guara y Área Oficina-Trico, tal como se muestra en la figura 4.22.

Este Proyecto desarrollaría la construcción de la infraestructura de superficie necesaria para manejar un máximo establecido de 600 MMPCD de gas, 30 MBD de petróleo, 21 MBD de agua e impulsar el desarrollo social en las áreas señaladas, al sur del Estado Anzoátegui. Los planes de este proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 contemplan lo siguiente:

- La construcción de 38 estaciones de flujo, 8 estaciones de descarga, 8 plantas de tratamiento e inyección de agua, 8 plantas compresoras que admitan una capacidad total de 550 MMPCD / 152 MBH.
- La construcción de 150 Km del sistema de recolección de gas a baja presión, 180 km de líneas de flujo y 200 km de oleoductos y sistemas de transmisión de gas en alta presión.

El costo total estimado del proyecto es de 1.400 millones de dólares, y se estima que culmine en el cuarto trimestre del 2016. El monto ejecutado de las obras en progreso, al cierre del año 2011 es, aproximadamente, de 182 millones de dólares. Este representa a la fecha un avance cercano al 15 %.

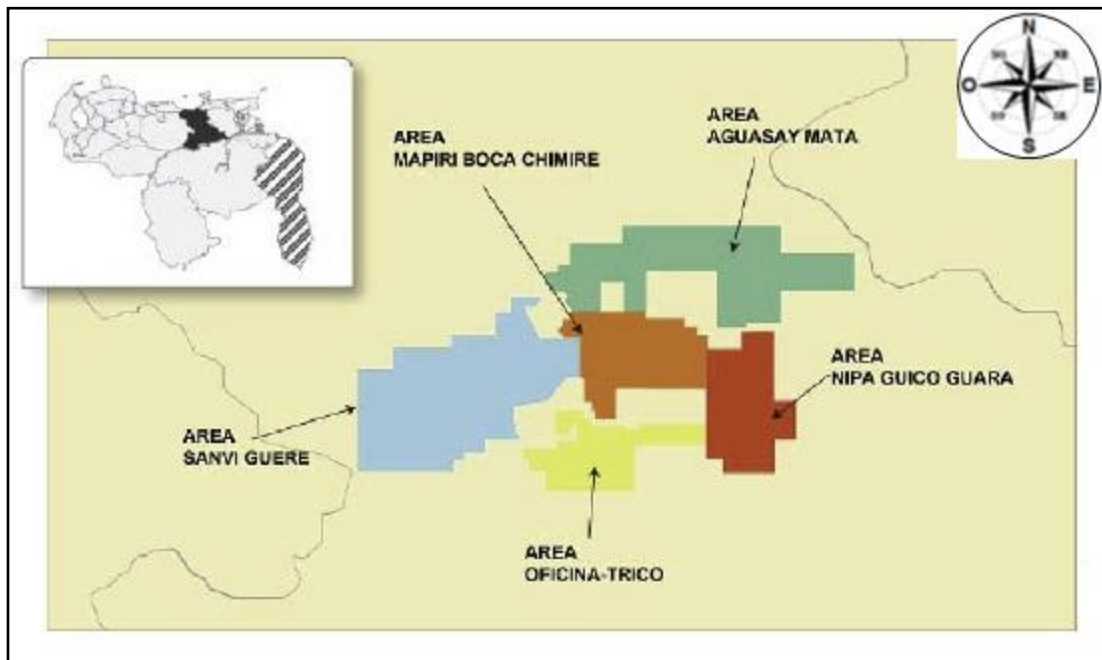


Figura 4.22. Áreas operativas del Proyecto San Tomé Fuente: PDVSA ,2010.

4.8.3. Proyecto Mariscal Sucre

Este proyecto fue originalmente llamado Cristóbal Colón, y se concibe como fue señalado, gracias al descubrimiento por parte de la empresa LAGOVEN (Antigua filial de PDVSA) en el año 1980, con los pozos exploratorios Patao 1, Mejillones 1, Dragón 1 y Los Testigos 1. Este enorme potencial de gas no asociado, estaría conformado por los Campos Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón ubicados al norte de la Península de Paria (Edo. Sucre).

Los bajos precios del gas en el mercado internacional, la gran dependencia al petróleo, las condiciones geográficas y el subdesarrollo de las zonas aledañas, alejaban la ejecución del proyecto. Sin embargo, luego de unos años, la demanda energética por parte del mercado interno hacía frente a la necesidad de utilización del gas natural, y con esto la necesidad de explotar estas reservas.

La estatal PDVSA planificó en el año 2007 la ejecución de dos fases para el Proyecto Mariscal Sucre, en donde se estimaba llegar en la Primera Fase a 600 MMPCD en el

año 2012, y luego para el año 2016 cumplir con la Segunda Fase llegando a producir un total de 1.200 MMPCD.

Para el año 2008, PDVSA daba inicio a las actividades de perforación con la contratación del primer Barco Taladro de dos que tenía previsto la estatal. Esta primera embarcación llamada *Neptune Discoverer* de la Empresa *Neptune Marine* de origen noruego, comenzaría el plan de poner a producir aproximadamente los 600 MMPCD de la Primera Fase. En la figura 4.23, se muestra el itinerario de la llegada de la embarcación para iniciar las perforaciones en el Proyecto Mariscal Sucre.



Figura 4.23. Llegada del Barco Neptune Discoverer al Campo Dragón. Fuente: PDVSA, 2008.

Posteriormente, para finales del 2009 entraría en operación la Gabarra *Aban Pearl* como segunda unidad de perforación, que al cabo de unos meses se hundiría. Esto motivó, que a finales del 2010 arribara a aguas venezolanas el Barco Taladro Songa Saturno de la Empresa *PetroSaudi*.

En la figura 4.24, se muestra el plan de perforación a través de un cronograma para el Proyecto Mariscal Sucre.

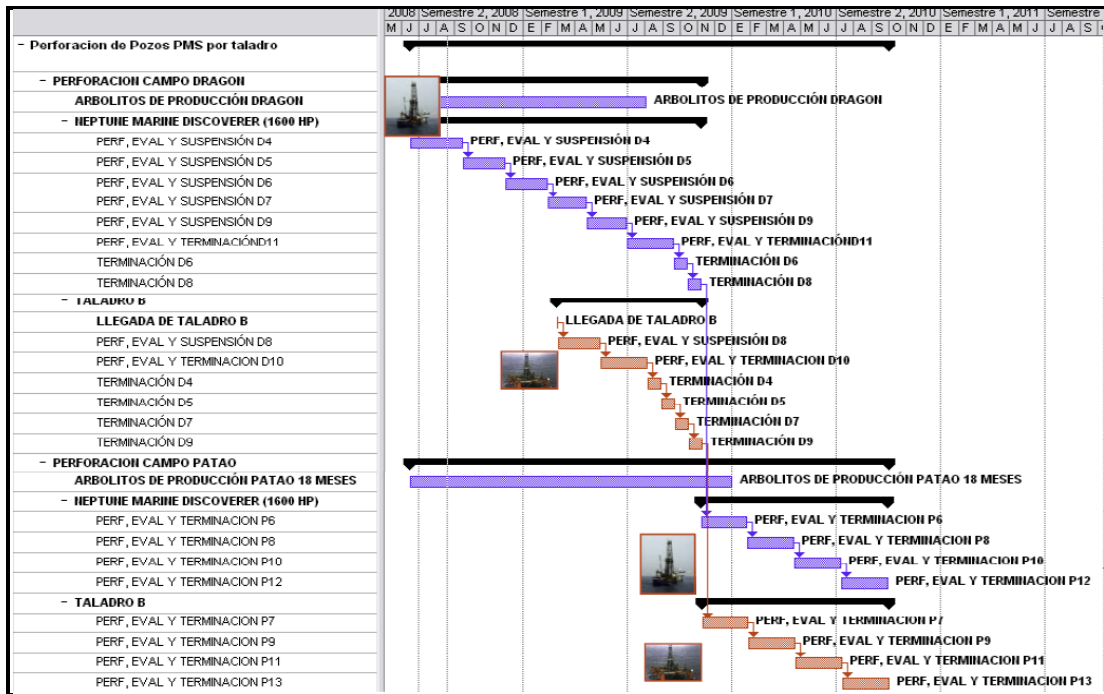


Figura 4.24. Cronograma de perforación de pozos Proyecto Mariscal Sucre (Primera Fase).
Fuente: PDVSA, 2008.

Además se muestra en la figura 4.24, refleja que la segunda unidad de perforación debía entrar en operación a inicios el año 2009, lo cual conforme a los hechos, se generó un atraso de varios meses.

Por otra parte, la estatal PDVSA para el año 2009 iniciaría una licitación para conformar empresas mixtas con el fin de acelerar la explotación de estos campos, pero debido a las políticas de negociación de la estatal esta no tuvo éxito, ya que se vuelven poco atractivas a las empresas inversionistas. En el año 2010, volvería a fracasar con otra licitación.

Para finales del 2011, PDVSA suscribe un acuerdo con la Empresa francesa *Technip*, para la extracción de 300 MMPCD de gas a finales del año 2012. También cabe recordar, que los objetivos en 2008 eran de alcanzar 600 MMPCD, meta de producción que ahora se estima alcanzar en el año 2013.

En principio este proyecto se basa en la perforación de 36 pozos, de los cuales en la mencionada Primera Fase se están perforando 16 pozos, compartidos entre los Campos Dragón y Patao. Para la segunda fase, se perforarían en los Campos

Mejillones y Rio Caribe los 20 pozos faltantes. Además este proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 toma en cuenta la construcción de dos plataformas de producción, instalación de los sistemas de producción submarino, líneas de recolección y sistema de exportación y construcción de las siguientes instalaciones:

- 563 km de tuberías marinas.
- Urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).
- Plantas de Adecuación y Procesamiento de Gas PAGMI.
- Generación de energía eléctrica (900 MW en Güiría y 450 MW en Cumaná, Estado Sucre).
- Redes de transmisión y distribución eléctrica, para que el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera pueda incorporarse al mercado interno, en el oriente del país, desarrollando en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de estos campos, con el objetivo de producir los mencionados 1.200 MMPCD de gas y 18 MBD de condensado.

Adicionalmente se incluye la construcción de la Sede de Macarapana y el Puerto de Hierro. En general, este proyecto se despliega en gran parte del Estado Sucre y zona marítima al norte del mismo, puntualmente en las ciudades de Cumaná (área administrativa), Carúpano (Centro de adiestramiento y base de operación) y Güiría (Base de operaciones).

El proyecto tendrá una inversión aproximada de 15.718 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2017. Al 31 de diciembre de 2011 el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 4.155 millones de dólares, representando un avance del 26 %.

4.8.4. Proyecto Plataforma Deltana

Este Proyecto comprende el desarrollo en exploración y explotación Costa Afuera, de una extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Noreste del Estado Delta Amacuro.

Durante los años 80, la ex-filial de PDVSA (LAGOVEN) realizaba exploraciones Costa Afuera en el área correspondiente a la Plataforma Deltana, con el objetivo de hallar nuevos yacimientos de petróleo, los cuales en su búsqueda, dieron lugar a confirmar la presencia de gas libre en la zona. Este gran campo fue descubierto en el año 1983, vale recordar que en esa época, los bajos precios del gas no permitían el desarrollo de estos aciertos.

Es a partir del año 2002, que PDVSA pone riendas en una campaña de exploración y delineación de los bloques en el área, con el objetivo de identificar y cuantificar reservas que ayudarían a cubrir las necesidades de gas en el mercado interno.

La Plataforma Deltana cuenta con un área de 9.441 kilómetros cuadrados dividida en cinco (5) Bloques, tal como se muestra en la tabla 4.14.

Tabla 4.14. Área de los Bloques de la Plataforma Deltana

BLOQUE	AREA (Km²)
1	64
2	169
3	4.031
4	1.433
5	3.744
Total	9.441

En el 2003 se otorgaban las primeras licencias para operar en los Bloques 2 y 4 de la Plataforma Deltana, y en el 2004 se entregó el Bloque 3. Faltaban por otorgarse los Bloques 1 y 5. En la figura 4.25, puede verse la ubicación de cada uno de los Bloques de la Plataforma Deltana.

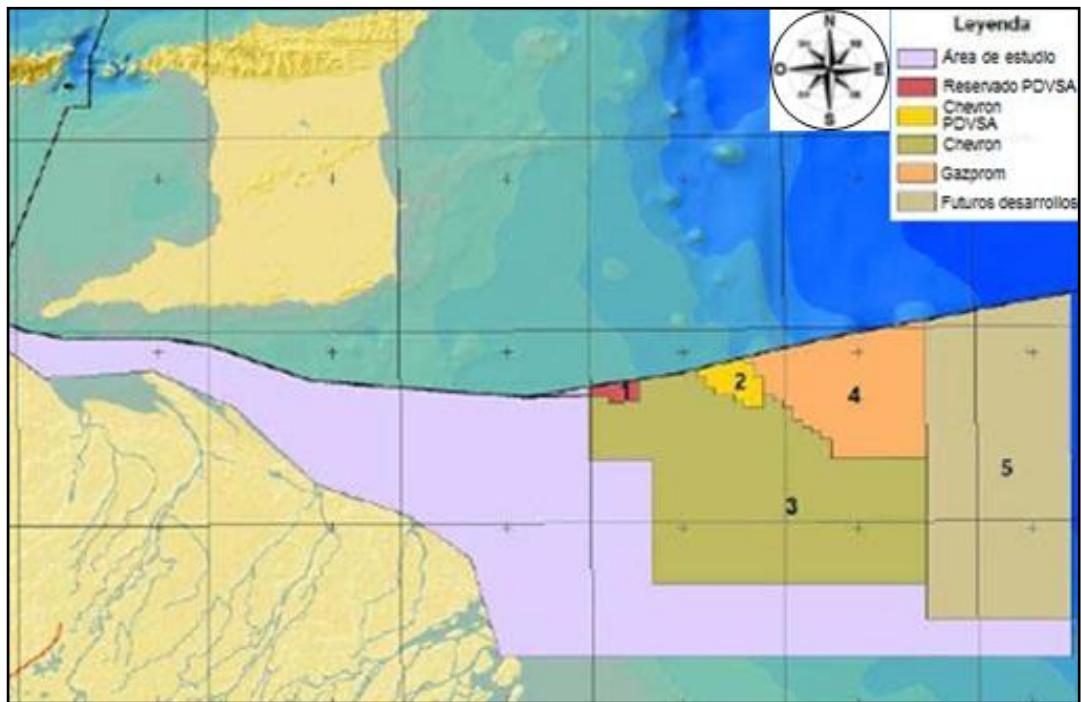


Figura 4.25. Ubicación de los Bloques de la Plataforma Deltana. Fuente: Universidad Simón Bolívar, INTECMAR. Junio, 2006. <http://cbm.usb.ve/sv/assets/Uploads/Libros/LBAPD-ebook.pdf>

Las reservas de hidrocarburos en estos bloques, se extienden más allá de los límites entre Venezuela y Trinidad & Tobago. Por esta razón, se están desarrollando una serie de proyectos de unificación de yacimientos con el país colindante, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación de los yacimientos que estén compartidos. Con este proyecto se prevé obtener una producción de gas de 1.000 MMPCD, dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y otra parte para la exportación. Para la ejecución de este proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 se estima una inversión de 1.800 millones de dólares, en donde se tienen como objetivos lo siguiente:

Bloque 1. Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre Venezuela y Trinidad & Tobago (Campos Kapok-Dorado)

Este se encuentra bajo la total participación de PDVSA, puesto que aún no consigue socios comerciales. En este bloque se tiene como finalidad valorar las reservas de gas

natural no asociado que ésta presente, a través del desarrollo de la infraestructura necesaria para perforar y producir el gas, así como, instalar una planta de gas natural licuado flotante en sitio, a fin de contribuir con el suministro de Gas Metano para Exportación. El Proyecto comenzó en el año 2007 con el proceso de unificación de yacimientos con Trinidad y Tobago. A la fecha, se continúa a la espera por negociación entre ambos países.

Bloque 2. Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre Venezuela y Trinidad y Tobago (Campos Lorán-Manatee)

Las reservas de gas encontrados por Chevron en este Bloque a finales del 2007 llegan a 6,958 BPC, suficientes como para garantizar la explotación económica del mismo, así como para abastecer al mercado interno y considerar su licuefacción para su exportación. Sin embargo, la etapa de desarrollo no estaba autorizada, debido a que aún estaban en curso las negociaciones sobre las participaciones accionarias en el proyecto.

Finalmente para el año 2010, concretándose la participación en este bloque de un 39 % para Chevron y un 61% para PDVSA, tras haber adquirido en el año 2009 lo que le correspondía a Conoco Phillips, se aprueba la rentabilidad de las reservas probadas de gas libre del Bloque en cuestión.

El objetivo es llevar a cabo la explotación de sus yacimientos de gas no asociado, para luego ser enviada la producción a la Planta de GNL I que estará ubicada en Güiría, con el propósito de suplir al mercado interno y a la Planta de GNL para su posterior exportación, con el objetivo de impulsar el crecimiento y desarrollo de la economía.

Bloque 3

Este Bloque en el que participa la empresa Chevron, no precisa de unificación por no tener yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, es decir, los mismos se encuentran del lado de Venezuela. Tiene como objetivo al igual que el Bloque 2, explotar sus yacimientos comerciales de gas no asociado, para luego ser enviada la

producción a la futura Planta de GNL I. Sin embargo, a la fecha no se han descubierto reservas comerciales ni se han definido campos en este bloque.

Bloque 4. Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre Venezuela y Trinidad y Tobago (Campo Cocina - Manakin)

Se tiene como objetivo llevar a cabo la explotación de sus yacimientos comerciales de gas libre, para así junto con los volúmenes producidos en el Bloque 2 y 3, ser enviados a la futura Planta de GNL I.

Este Bloque había sido otorgado a las empresas Statoil y Total en el año 2004. Estos no registraban posibilidades comerciales, logrando cuantificar en Cocina 0,3 BPC de reservas probadas hasta el 2008 cuando culminaba el programa mínimo exploratorio requerido por la licencia de gas.

Esto dio lugar a que en ese mismo año la empresa rusa Gazprom, sustituyera a Statoil y a Total en una nueva exploración de este Bloque, en las que las empresas salientes habían tenido grandes dificultades para conseguir las suficientes reservas probadas de gas.

Bloque 5

Este Bloque se encuentra en evaluación por la industria y analistas extranjeros.

En la Plataforma Deltana hay expectativas de tener un volumen total de 38 BPC. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente, 249 millones de dólares. Esto representa un avance del 14 % de acuerdo a la inversión efectuada, cabe destacar que esta se mantiene igual desde el año 2009.

4.8.5. Proyecto Rafael Urdaneta

El Proyecto Rafael Urdaneta comprende el desarrollo del área costa afuera del Golfo de Venezuela y Falcón Noreste, que aproximadamente alcanzan una extensión de 30.000 kilómetros cuadrados.

En el año 2005 comenzaba el proceso de licitación, el cual fue realizado en dos etapas. En la primera etapa, se licitaban la licencia de tres bloques, de los cuales Gazprom ganaba la licencia de Urumaco I y II, mientras que Chevron ganaba la licencia de Cardón III. En la segunda etapa se ofertaban cinco bloques más, en donde *Wincler Oil & Gas* se hacía del bloque Castillete Noreste II, Petrobras y Teikoku del bloque Moruy II, y Repsol YPF y Eni de Cardón IV. Los Bloques Cardón II y Urumaco III fueron declarados desiertos. En la figura 4.26, se muestra la ubicación de los bloques del Proyecto.

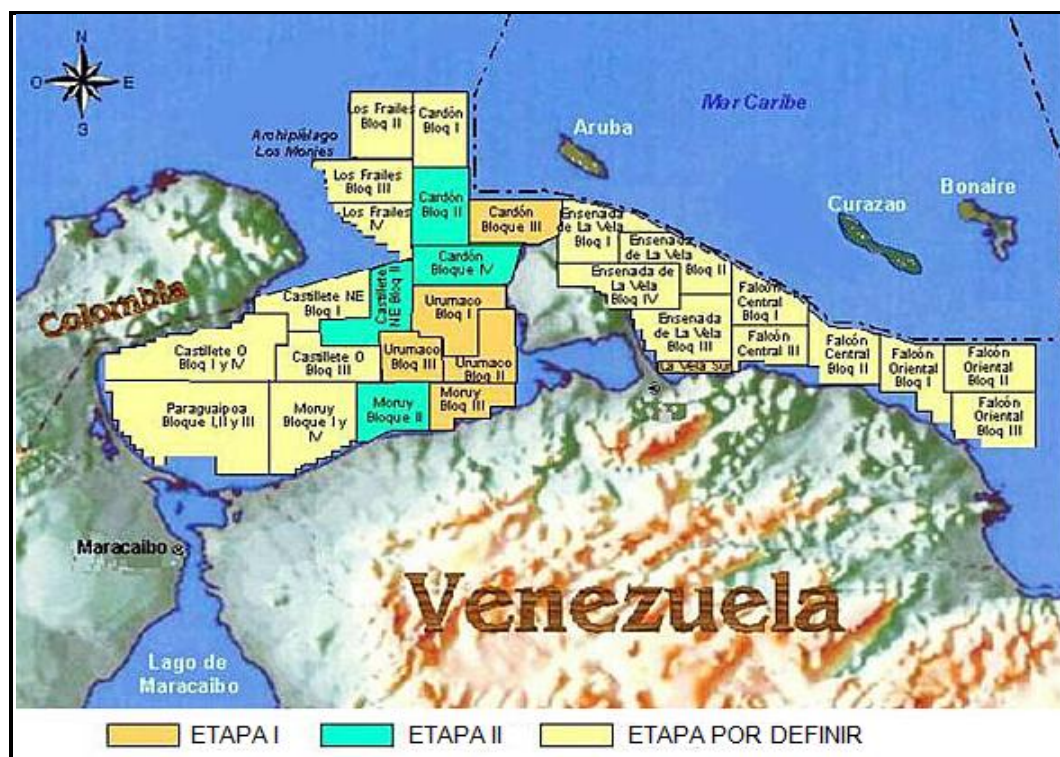


Figura 4.26. Mapa del Golfo de Venezuela (Proyecto Rafael Urdaneta). Fuente: PDVSA.

Como se hizo mención, las compañías ganadoras recibieron sus licencias de explotación a 30 años. El total de las ofertas recibidas entre las dos fases por parte de las empresas ganadoras fue de aproximadamente 150 millones de dólares. La figura 4.26, hace referencia a otra etapa que está por definirse en una futura licitación.

El proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 tiene como principal objetivo descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de gas libre para satisfacer la demanda energética de la Región Occidental de Venezuela, principalmente la del Centro Refinador Paraguaná (CRP). También permitiría el suministro necesario para la aplicación de métodos de recuperación secundaria en los yacimientos del Lago de Maracaibo.

Además una vez cubierto el mercado interno, se aprobaría la transferencia de gas a otros países, mediante la interconexión que tienen los Gasoductos Antonio Ricaurte y el ICO (Interconexión Centro Occidente).

De los Bloques que se desarrollan actualmente, el Bloque Cardón IV toma gran interés por parte del Proyecto Rafael Urdaneta, debido a que el Campo Perla, perteneciente a este Bloque es el único que ha conseguido reservas comerciales hasta la fecha. Con reservas probadas de gas no asociado que alcanzan 8,9 BPC, se prevé un plan de producción, recolección y acondicionamiento de gas en tres fases, como sigue a continuación:

Primera Fase: Existe un compromiso de producción temprana para finales de este año 2012 de unos 80 a 100 MMPCD, con 2 ó 3 MBD de condensados, y para el 2013 unos 300 MMPCD adicionales, mediante la perforación de 6 pozos, colocación de una plataforma HUB y un tren de tratamiento; por tanto; la producción de la primera fase pudiera alcanzar los 400 MMPCD.

Segunda Fase: Se estima alcanzar a una producción de 800 MMPCD en el año 2016 con 11 MBD de condensados de 50° API, con la perforación adicional de 13 pozos y un segundo tren de tratamiento.

Tercera Fase: Se espera llegar a una producción total de 1.200 MMPCD en el año 2019 con 32 MBD de condensados de 50° API; con la perforación de 7 pozos e instalación de un tercer tren de tratamiento de gas. A partir de esta fase se estima la colocación de trenes de compresión para mantener la presión del yacimiento, extendiendo así el plan de producción.

El desembolso acumulado por Cardón IV en el año 2011, alcanzó la cantidad de 552 millones de dólares. De acuerdo a todo lo representado no sería consciente hacer un

bosquejo del avance real que presenta el Proyecto Rafael Urdaneta, cuando el mismo presenta a la fecha varios bloques sin licencias operativas.

4.8.6. Proyecto Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)

Este proyecto daba sus inicios en el año 2004 con la premisa de conectar los sistemas de transmisión de Gas Natural de la Región Centro-Oriental de Venezuela, con el sistema de transmisión de la Región Occidental, a fin de contribuir con el suministro adicional de 450 MMPCD de gas a esa zona del país, expandiendo la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación, y a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica. En líneas generales este proyecto incluye el diseño y construcción de:

- Un gasoducto de 300 km de longitud con un diámetro de 30" a 36".
- Tres plantas compresoras, una en Morón de 54.000 Hp, una planta en Los Morros de 72.000 Hp y otra en Altagracia de 54.000 Hp, tal como se muestra en la figura 4.27.

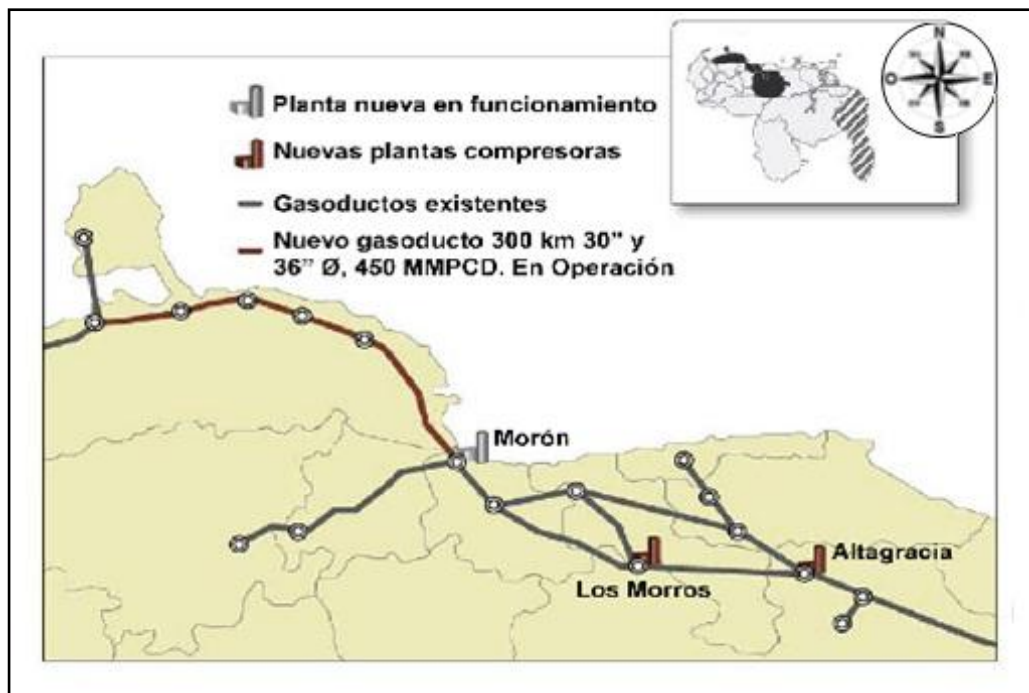


Figura 4.27. Interconexión Centro Oriente Occidente. Fuente: PDVSA, 2010.

En el año 2006, según el gerente de este proyecto, se colocaba en operación 106 km del gasoducto, el cual conectaba los Campo La Vela y Cumarebo.

Actualmente, se lleva a cabo la construcción de la Planta Compresora Altagracia en el Edo Guárico, la cual representa la fase final de este proyecto, que consta de dos subsistemas de compresión: Altagracia-Guacara y Altagracia-Arichuna-Litoral. Además esta planta contará con tres unidades de compresión, con las cuales se tendrá una capacidad instalada que permitirá manejar 654 MMPCD de gas aproximadamente. Esto podría garantizar revertir la producción proveniente de Colombia.

PDVSA estima para este proyecto una inversión total de 891 millones de dólares, el cual se completó en el año 2012 y se encuentra transmitiendo unos 120 MMPCD a las refinerías desde Morón, González (2012).

4.9. Avances de los proyectos de gas natural que se encuentran en desarrollo actualmente en Venezuela

La estatal PDVSA con el Plan Siembra Petrolera incluye el desarrollo de 27 proyectos que en conjunto garantizarán cumplir eficientemente con la cadena de valor del Gas Natural en Venezuela. En la Tabla 4.15 mostrada a continuación se observa el detalle de los porcentajes de avance físico y fechas de entrega de los proyectos.

Tabla 4.15. Avance de los Proyectos de Gas Natural

PROYECTOS	APORTE DEL PROYECTO	FECHA ENTREGA (Estimada por PDVSA)	AVANCE FÍSICO %
Ampliación extracción Soto I	(200 MPCD)	2012	43,5
Gasoducto Centro Oriente-Occidente	(450 MPCD)	2012	100
Ampliación extracción Soto II	(200 MPCD)	2013	9,8
Almacenamiento de CO₂ en yacimientos	-	2015	1

Tabla 4.15. Avance de los Proyectos de Gas Natural (Continuación)

PROYECTOS	APORTE DEL PROYECTO	FECHA ENTREGA (Estimada por PDVSA)	AVANCE FÍSICO %
Planta Extracción profunda Pirital I	(1.000 MPCD)	2016	6,8
Mejoramiento Calidad Metano para el M.I.	(550 MPCD)	2015	7,3
V Tren Fraccionamiento Jose	(+ 50 MBPD)	2015	38,7
Aumento Capacidad de Compresión Occidente	(950 MPCD procesamiento y 70 MBPD de LGN)	2015	24,6
IV Tren Extracción San Joaquín	(1.000 MPCD)	2015	36,7
Sistema NorOriental de gasoductos	(731 km y 2.000 MPCD de manejo)	2015	42,6
Ampliación sistema actual de gasoductos	(+ 879 km)	2015	46,1
VI Tren fraccionamiento Jose	+50 MBPD	2016	7
Mantenimiento Procesamiento Occidente	-	2016	12
Mantenimiento Mayor Oriente	-	2016	18,27
Rehabilitación de gasoductos y sistemas menores	(768 km)	2016	19,07
Infraestructura Compresión Oriente	-	2016	32,19
Mantenimiento Compresión Occidente	-	2016	41,3
Proyecto Gas Anaco	(2.560 MPCD)	2016	75,6
Planta de Extracción Pirital II	(1.000 MPCD)	2017	0
VII Tren Fraccionamiento Jose	(+ 50 MBPD)	2017	0
Gasoducto Eje Norte Llanero	(1.498 km.)	2017	2,6

Tabla 4.15. Avance de los Proyectos de Gas Natural (Continuación)

PROYECTOS	APORTE DEL PROYECTO	FECHA ENTREGA (Estimada por PDVSA)	AVANCE FÍSICO %
Infraestructura Gas San Tome	(540 MPCD y varios)	2018	15
Almacenamiento de gas Metano en el subsuelo	-	2019	0
Gasoducto Eje Orinoco Apure	(628 km)	2020	0,87
Gasoducto Eje Orinoco Apure	(628 km)	2020	0,87
Continuidad Operacional Plantas de LGN	-	2030	0
Gasificación nacional	-	2030	5,5
Continuidad Operacional de Transporte y Distribución	-	2030	36,35
TOTAL PROYECTOS		27	

Como puede apreciarse, casi la totalidad de los proyectos presentan un escaso avance con respecto a las fechas estimadas de culminación, y esto reside en que PDVSA controla en un alto porcentaje todas las actividades relacionadas a la industria del gas (producción, procesamiento, transporte, etc.), lo cual quebranta lo establecido en el artículo 9° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), que establece que: *“una sola persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte y distribución previstas en la Ley”*. A la fecha, PDVSA pronostica una producción total de gas natural de 14.438 MMPCD para el año 2016.

4.10. Planes de Venezuela con GNL

Entre los proyectos de PDVSA existen propuestas de exportación a nivel regional, sin embargo la creación de las plantas de GNL inicialmente estarían destinadas al abastecimiento interno del país. En planes se encuentra la creación de dos trenes de

licuefacción Costa Afuera en la región Oriental, que procesarían 800 MMPCD de gas no asociado provenientes de la Plataforma Deltana. La disposición de capacidad de exportación estaría en el orden de 4.7 Toneladas métricas anuales (TM/A) cada uno, el alcance de exportación de los planes de PDVSA es surtir mercados europeos, Argentina, Cuba, Brasil y Asia, es un proyecto bastante ambicioso, más aun para las fechas estimadas de culminación que se trazó PDVSA. Considerando esto, los mercados que son más factibles de abastecer son todos los que se encuentran en la Región del Caribe, hasta Cuba. En la Figura 4.28, se muestra las líneas de distribución de GNL y GNC tanto de la planta ubicada en la península de Paria y en el Golfo de Venezuela de GNC, específicamente en Paraguaná. Las redes de distribución que van desde el Golfo suministrarían gas a Centro América, hasta Guatemala pasando por Panamá y otra red de distribución que va hacia las islas del Caribe, hasta Cuba. En la figura 4.29, se observa un esquema de las facilidades de manejo para la adecuación del GNL.

En la figura 4.30, se muestra la localización del gasoducto, en la región del Golfo de Venezuela.

Actualmente se están desarrollando planes a nivel mundial de explotación de hidrocarburos no convencionales como el *shale gas*, principalmente en EE.UU, que es el primer mercado de las exportaciones de Venezuela, por lo que si no se desarrollan los planes de exportación de GNL con rapidez, es posible que los mercados con los que puede competir Venezuela, ya estén suministrados.

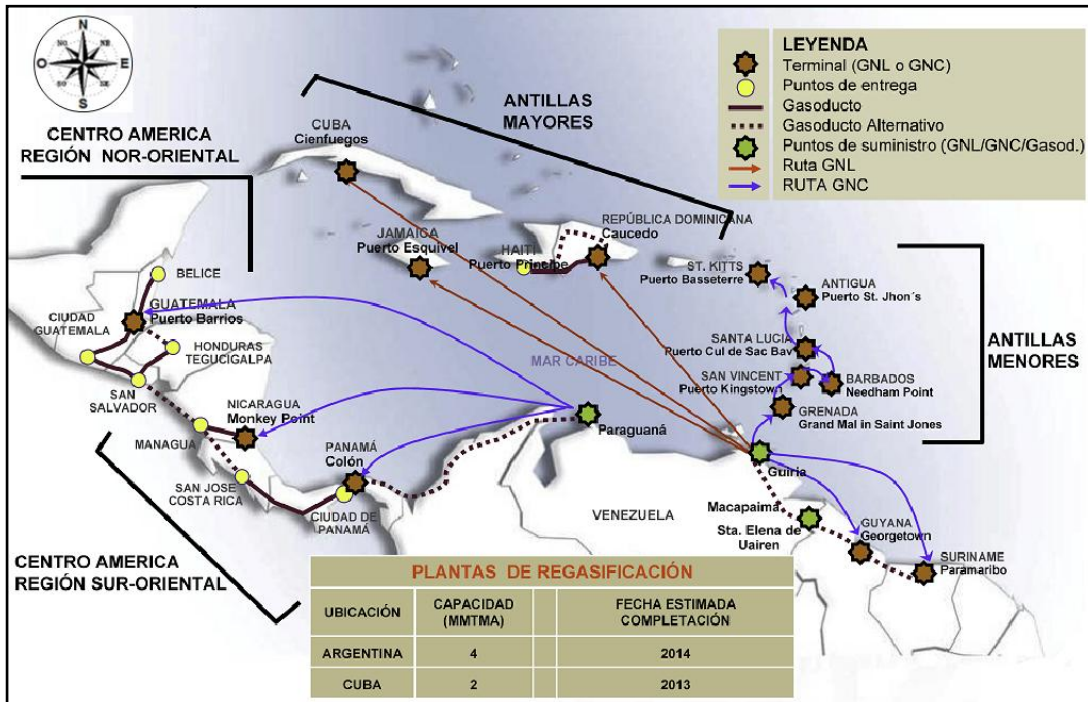


Figura 4.28. Líneas de distribución previstas para la exportación de GNL y GNC. Fuente: PDVSA.



Figura 4.29. Esquema de acondicionamiento de GNL. (Fuente: PDVSA)



Figura 4.30. Plan de Gasoductos en el Golfo de Venezuela para distribución de GNC.

Fuente: PDVSA

4.11. El Gas Natural Vehicular (GNV)

En las últimas décadas ha sido incansable la búsqueda de energías alternativas, que aminoren el cambio climático. Como fue mencionado en ocasiones anteriores el gas natural es una fuente de energía abundante y su combustión tiene menores emisiones al ambiente de HC, CO y CO₂ que la gasolina o el diesel, por ser la molécula más sencilla (CH₄). Otra de las ventajas es que la producción de gas en materia de costos, requiere menos inversión que la producción de petróleo.

La combustión de 1m³ de gas natural arroja al ambiente alrededor de 100 gr de CO₂, mientras que la combustión de 1 litro de gasolina arroja unos 190 gr. de CO₂. La diferencia de emisión es bastante considerable, frente a los 1000 millones de vehículos que hay aproximadamente en el mundo.

El uso del GNV no es materia nueva, en la década de los 30 comenzaron los experimentos para uso de gas natural en vehículos de transporte, pero no fue sino

hasta comienzos de la década de los 70 cuando comienza el uso de esta alternativa, frente a la crisis petrolera.

Hoy en día, 80 países de los 5 continentes utilizan GNV (*NGV Journal*, 2012). En los últimos años se ha incrementado la adquisición del GNV a nivel mundial, como se muestra en la figura 4.31, donde se observa el número de vehículos que usan GNV desde el año 2000 hasta el año 2011; el aumento en este periodo de tiempo equivale a 10 veces mayor a la cantidad de vehículos para el año 2000.

Los 14.800.000 vehículos que funcionan con GNV solamente representan menos del 1.5% del volumen del parque automotor mundial.

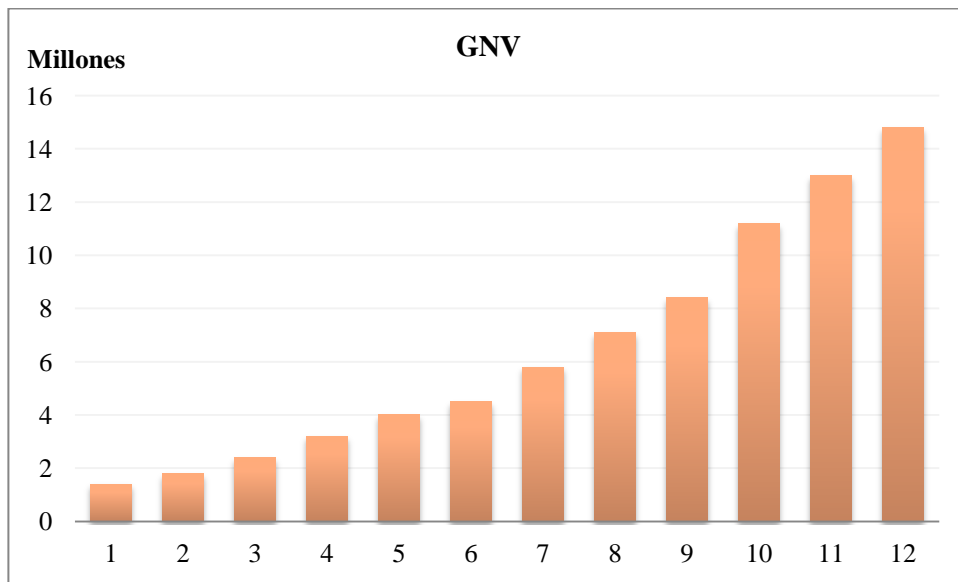


Figura 4.31. Vehículos que usan GNV a nivel mundial. (*Worldwide NGV Statistics*, 2012)

El rango de vehículos para los que se puede utilizar el gas natural como combustible es bastante amplio, ya va desde los vehículos más pequeños como las motocicletas, hasta los más grandes y pesados, como camiones, trenes e inclusive aviones. Sin embargo, el record del uso del GNV indica que este ha sido usado mayormente en vehículos de carga y transporte.

Los países con mayor desarrollo en el mercado del GNV son Irán, Pakistán, Argentina, Brasil, India e Italia. En la tabla 4.16, se muestran los países de mayor consumo de GNV y el número de estaciones de suministro de GNV.

Tabla 4.16. Países con mayor consumo de GNV (Fuente: Prensa vehicular, 2012)

País	Vehículos	Estaciones	Vehículos por estación
Irán	2.859.386	1.800	1.589
Pakistán	2.850.500	3.300	864
Argentina	2.044.131	1.902	1.075
Brasil	1.702.790	1.792	951
India	1.100.000	683	1.611
Italia	761.340	858	888
China	600.000	2.500	240
Colombia	348.747	651	536
Tailandia	267.735	444	603

El principal consumidor de GNV es Irán, en donde se inició este proyecto debido a que no dispone de la capacidad suficiente de refinación y el uso de GNV alivió la demanda de líquidos.

4.11.1. Principales consumidores de GNV en Latinoamérica

Es importante remarcar que Argentina es el primer consumidor latinoamericano de gas comprimido, lo cual es comprensible ya que tiene una experiencia de más de 27 años en el tema del gas natural vehicular. Comenzó con una flota de vehículos, en su mayoría taxis, y hoy día cuenta con más de 2.000.000 de vehículos, que representa ciertamente un ahorro tremendo al consumidor, por los altos precios de la gasolina en ese país.

En el sector transportista de Brasil ha crecido enormemente en la última década el uso del GNV, y representan el 5% del total del parque automotor, con 1.702.790 vehículos, en su mayoría del sector transporte. Su crecimiento es debido a que la

empresa estatal Petrobras, ha promovido e implementado políticas de desarrollo del GNV, de la mano con el desarrollo de infraestructuras y redes de distribución del mismo.

4.11.2. El GNV comparado con la gasolina

Es necesario conocer algunas de las propiedades que presenta el GNV comparado con la gasolina, que es el combustible líder en el mercado automotor actualmente. Una de las propiedades que posee el gas metano es que posee un octanaje mayor que la gasolina, con un rango entre 125 y 135, mientras que la gasolina va de 90 a 95. El alto octanaje del gas facilita eficazmente la combustión sin autoencendido favoreciendo al rendimiento del motor del vehículo, y además la combustión que se produce es consumido totalmente porque la mezcla del gas y el aire es buena a cualquier temperatura, además de esto los gases que emite el proceso de combustión no son corrosivos, lo que favorece a que no se desgasten algunas partes del vehículo que intervienen en el proceso como tubos de escape y los silenciadores.

En cuanto a la relación estequiometría aire/ combustible en peso, el gas metano presenta un valor mayor, lo que quiere decir, que requiere una proporción mayor de aire para quemar 1 libra de gas metano, esto influye en el arrojamiento de gases contaminantes al ambiente. Pero como la presencia de aire que está en el proceso de combustión va a ser siempre variable, entonces el gas metano arrojará menores emisiones de contaminantes que la gasolina, al poseer una composición molecular más sencilla.

La densidad relativa que posee el gas es predominante para demostrar lo seguro que este es: el gas posee una densidad menor que la del aire, de acuerdo a esto si ocurren escapes de gas, este va a dispersarse fácilmente en el ambiente y subir, lo que no ocurre con la gasolina, ya que esta es mucho más densa que el aire, y sus vapores se acumularán en los puntos más bajos, creando un alto riesgo de explosión, porque la temperatura de ignición de la gasolina es mucho más alta que la temperatura del gas natural. Tomando en consideración los aspectos mencionados, la gasolina, requiere de medidas de seguridad mucho más elevadas que el gas natural.

Con respecto a la presión de almacenamiento del GNV, es de 3000 psi, siendo 3.100 veces mayor que la de un neumático, mientras que la gasolina se encuentra a la presión atmosférica en el tanque del vehículo. Esta presión tan alta que tiene el gas, representaría un peligro en caso de accidente, sin embargo, los vehículos con GNV se han diseñado de manera que resistan a altos impactos. Otro de los aspectos que hay que destacar, es que por su alta presión no permite que entre el aire y pueda desatar alguna mezcla de combustión, lo contrario a la gasolina, que está en contacto directo con el aire permanentemente.

En la tabla 4.17, se observa un cuadro comparativo propiedades mencionadas anteriormente.

Tabla 4.17. Propiedades de la Gasolina y el GNV

Propiedades		Gasolina	GNV
Eficiencia	Octanaje	91-95	125-130
	Poder Calorífico (MJ/m ³)	33,14	37,23
	Relación estequiométrica aire/combustible (Peso)	14,64/1	17,4/1
Seguridad	Densidad relativa	3,9	0,56-0,6
	Condiciones de almacenamiento (Psia)	14,7	3.000
	Límites de Inflamabilidad (% vol.)	1,5/7,6	5/15
	Temperatura de auto ignición (°C)	350-400	650-700

4.11.3. Mercado de la gasolina en Venezuela

En los últimos 10 años se ha incrementado el consumo de la gasolina, de 226 MBD a 320 MBD, quizás esto debido a las políticas implementadas. Actualmente esta demanda no ha podido ser cubierta solo con la producción y se ha tenido que

importar alrededor de 40 MBD con tendencia al alza, algo bastante contradictorio al ser un país petrolero. La razón de esto es que las refinerías no se encuentran trabajando al 100% por falta de mantenimiento, lo que ha provocado paradas en la producción no planificadas, además recordando que no se han construido nuevas refinerías para ampliar la capacidad y así satisfacer la creciente demanda.

Con respecto a las políticas implementadas por el Estado de subsidiar la gasolina, con un precio que no se ha incrementado desde 1999 y que es el más bajo a nivel mundial, ha traído como consecuencias grandes pérdidas para la Nación y que la población no tenga conciencia del uso de este combustible. En la actualidad es necesario que se logre una concientización por parte de la población acerca del consumo racional de la gasolina. Sin embargo el alza en el precio de la gasolina podría traer un importante impacto social.

4.11.4. Inicios del GNV en Venezuela

Impulsado por las grandes ventajas que ofrece el consumo de gas natural como combustible automotor y siguiendo el ejemplo de países donde ya se implementaba este recurso como combustible vehicular, en Venezuela se da inicio al proyecto de GNV en el año 1988, siendo Caracas la ciudad pionera en implementarlo. Este proyecto principalmente fue planteado para el sector de transportes públicos, ya que son una de las principales fuentes de emanación de gases contaminantes al ambiente.

4.11.5. Proyecto Autogas

Este proyecto iniciado en el año 2006, tiene como objetivo poner en el mercado la disposición de GNV para consumo interno, a través de la construcción de centros de conversión y estaciones de suministro de gas natural. Las consecuencias de la liberación de líquidos combustibles (gasolinas) del mercado interno, que generaría el consumo de GNV, darían apertura a la posibilidad de exportar los volúmenes de líquido que se dejen de consumir, generando un ingreso de divisas mayores al país. Es importante señalar los siguientes aspectos:

- La conversión de vehículos es gratis y es realizada en distintos centros de conversión a nivel nacional.
- El suministro de GNV es gratuito.
- Los puntos de expendio son asumidos por PDVSA.
- El costo de los vehículos no se verá afectado por la conversión a sistema dual, este será asumido igualmente por PDVSA.

Todos los aspectos mencionados representan una ventaja para el público consumidor.

4.11.6. Mercado automotor en Venezuela

Actualmente existen 5.000.000 de vehículos en el país (Pimentel, 2012), de los cuales existe un 64% de vehículos particulares, 19% de camiones y vehículos, 5% de Taxis y un 12% de motocicletas. En la tabla 4.18, presentada a continuación se reflejan estos valores. Del total del parque automotor un 89% requiere de uso de gasolina, mientras el 11% restante requiere de diesel.

Tabla 4.18. Parque automotor en Venezuela

Tipo	Cantidad	Porcentaje (%)
Vehículos Particulares	3.200.000	64
Camiones y Vehículos de Transporte	950.000	19
Taxis	250.000	5
Motocicletas	600.000	12
Total	5.000.000	100

Para el año 2011, se llevó a cabo la conversión de 53.606 vehículos, de los cuales 7.325 fueron convertidos por el proyecto Autogas (Informe de Gestión de PDVSA, 2011) y la cantidad de líquidos liberados para ese año fue de 0,1 MBD.

4.11.7. Infraestructura y distribución de GNV en Venezuela

Existen alrededor de 169 puntos de expendio de gas natural para el año 2010 distribuidas en los estados: Anzoátegui, Aragua, Bolívar, Carabobo, Falcón, Guárico, Lara, Miranda, Monagas, Sucre, Táchira, Vargas, Yaracuy, Zulia y el Área Metropolitana (estado que más posee estaciones de servicio actualmente). Los planes para el año en curso son de unos 242 puntos de expendio adicionales a esos. En la siguiente figura 4.32, se observa la ubicación y estatus de los puntos de expendio de acuerdo a la leyenda.



Figura 4.32. Ubicación de los puntos de expendio de GNV en Venezuela. Fuente: PDVSA, 2011

4.11.8. Implicaciones económicas de la sustitución de GNV

La sustitución de GNV en Venezuela representaría un gran esfuerzo social por ser un país petrolero, pero las implicaciones que traería de tipo económico son importantes para PDVSA. Tendría beneficios en cuanto a que, al alivianarse el consumo de líquidos, PDVSA no tendría que pagar el equivalente del subsidio de los vehículos que se liberan de consumir gasolina. Además de esto, al cubrirse la demanda con sustitución de GNV, los líquidos liberados podrían pasar al mercado de exportación,

vendiéndose a precio de mercado internacional, lo cual sería muy provechoso para el país.

A continuación se propone un ejercicio para representar cuánto puede ahorrarse PDVSA con la sustitución de líquidos. Asumiendo que el 10% del total de vehículos particulares existentes y 10 % de los vehículos de transporte sean consumidores de GNV. El equivalente de gasolina a gas natural se realizó con el apéndice A.6. Además de esto también se asumirá que el precio internacional estimado del gas es (4.69\$/Mbtu). En la siguiente tabla 4.19 se muestran las comparaciones con la sustitución de GNV.

Tabla 4.19. Sustitución del 10% de vehículos particulares y de transporte

	Vehículos Particulares	10% de Vehículos Particulares	Camiones y Transporte pesado	10% de Camiones y Transporte Pesado
Cantidad de Vehículos	3.200.000	320.000	950.000	95.000
Tipo de combustible	Gasolina		Diesel	
Volumen diario consumido (MBD)	320	32	68	6.8
Precio del Combustible (\$/b)	160	160	125	125
Costo (MM\$/d)		5,12		0,85
Volumen de Gas Equivalente (MMPCD)		162		30
Costo MM\$/d Gas a \$ 4,3/ MMBtu)		0,7		0,12
Ahorro de PDVSA (MM\$/d)		4,51		0,63
<i>1x10¹² Btu equivale a 1x10⁹PC de gas natural</i>				

Como se observa en la tabla 4.19, la sustitución de GNV no solamente trae beneficios a nivel ambiental como se describe con anterioridad sino que la sustitución representaría sumamente beneficiosa a nivel económico y de ahorro.

En el caso del parque automotor venezolano de alrededor de 5.000.000 de vehículos, 3.200.000 son carros particulares, de los cuales el 10% son 320.000 vehículos estos:

- Consumen alrededor de 32 MBD los cuales serían sustituidos por 162 MMPCD de GNV.
- Vender la gasolina a precio internacional sería un ingreso de alrededor de 161 millones de dólares mensuales y 1.932 millones de dólares anuales (a 160 \$/bbl de gasolina).

En el sector de vehículos de transporte pesado y camiones, que actualmente son 950.000 en el país, si se sustituyen 95.000 con GNV, esto representaría:

- 6 MBD de consumo diario de diesel liberados, que serían sustituidos por 30 MPCD de gas.
- Vender el diesel a precios internacionales (aproximadamente 125\$/b), generaría unos ingresos mensuales de 23 millones de dólares y 276 millones de dólares anuales.

Con la realización del ejercicio anterior para el 10% de los vehículos particulares y de transporte, se puede observar que la sustitución total de gasolina y diesel sería por 193 MMPCD de gas natural. Lo que generaría a PDVSA una importante suma de ahorro de 5,14 millones de dólares diarios, 159,3 millones de dólares mensuales y 1.911 millones de dólares anuales.

4.12. Quema y venteo de gas

Un aspecto importante en la Industria de Gas, son los resultados que produce la contaminación al ambiente mediante la quema y venteo de gas, daño que depende del volumen de gas, el cual aporta de manera negativa al Efecto Invernadero, fenómeno por el que ciertos gases de la atmósfera retienen gran parte de la radiación infrarroja emitida por la Tierra y la remiten de nuevo a la superficie terrestre calentando la misma, aunque el efecto invernadero es esencial para la vida del planeta ya que sin

CO₂ ni vapor de agua la temperatura media de la Tierra sería unos aproximadamente 33 °C menos, del orden de 18 °C bajo cero, lo que haría inviable la vida. Los gases de efecto invernadero o gases invernadero, responsables del efecto, son: Vapor de agua (H₂O), Dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxidos de nitrógeno (N₂O), Ozono (O₃), Clorofluorocarbonos (CFC).

De esta manera, los hidrocarburos gaseosos por ser un recurso estratégico, agotable y no renovable representa un elemento importante del desarrollo económico y social para la sociedad y su desperdicio genera una pérdida significativa para la Nación, creando de esta manera una imagen desfavorecida en las industrias tanto como del petróleo como del gas generando mayor consumo innecesario de hidrocarburos líquidos en el mercado ya que las empresas no toman en cuenta la conservación, el uso racional e intensivo del gas, el ahorro y la utilización eficiente de la energía.

Por esta razón se debe tener en cuenta que:

- Según el art. 7 de las **Normas sobre calidad del aire y control de la contaminación atmosférica** dice: “Control de las fuentes fijas de contaminación atmosféricas. Para un mejor control es necesario realizar una clasificación de las fuentes fijas de contaminación atmosféricas mediante que estas realicen: explotación de minas de carbón; producción de petróleo y gas natural; extracción de mineral de hierro; minerales no terrosos; arcilla y piedra; fabricación de abonos y elaboración de productos químicos; explotación de minas de sal; producción de molinería; fabricación de vidrios; productos de mármol y granito; industrias básicas de hierro y acero; de productos a base de asbesto; ensamblaje de vehículo; fabricación de aleaciones.

Todas estas actividades quedan a la ordenación del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

Todas aquellas empresas que utilicen compuestos orgánicos volátiles incluyendo solventes de presión de vapor mayor de 76 mmHg a 25°C que posean tanques de capacidad superior a 150m³ para almacenar estos compuestos, deberán adoptar las siguientes medidas tales como:

- Si la presión de vapor es menor o igual a 76 mm Hg, el tanque de almacenamiento estará equipado con un respiradero de conservación.
- Entre 77 y 570 mm Hg, estarán equipados con un techo flotante.
- Para presiones mayores de 570 mm Hg, contarán con un sistema de recuperación de vapor.

Las chimeneas y ductos de fuentes fijas estarán diseñadas de forma que se optimice la dispersión de los contaminantes emitidos, para evitar que a nivel del suelo se sobrepasen los límites de calidad del aire, si se presentan condiciones meteorológicas desfavorables. Asimismo, las chimeneas y ductos de las instalaciones nuevas deberán contar con facilidades para permitir el muestreo y caracterización de las emisiones.

La caracterización de emisiones provenientes de chimeneas o ductos se llevará a cabo mediante un mínimo de tres (3) corridas en cada punto de captación seleccionado, cuando el estudio se realiza por primera vez, y de un mínimo de dos (2) corridas, en los casos de fuentes estudiadas con anterioridad. En todo caso, las corridas se llevarán a cabo a una producción de la fuente evaluada mayor que el promedio anual.

La determinación de la concentración de contaminantes en emisiones provenientes de chimeneas o ductos se realizará según métodos aprobados por la Comisión Venezolana de Normas Industriales (COVENIN) o por métodos equivalentes autorizados por el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

Se prohíbe el empleo de técnicas de dilución o dispersión, como método primario o único de control, para reducir las concentraciones de partículas y gases contaminantes.

Se prohíbe la instalación de nuevos incineradores de tipo doméstico o industrial en zonas urbanas o centros poblados.

En zonas urbanas o vecinas a centros poblados, donde se realicen construcciones, movimientos de tierra, trabajos de vialidad, actividades mineras, procesamiento, acarreo y almacenamiento de sólidos granulares o finamente divididos,

susceptibles de producir emisiones de polvos, se aplicarán las medidas correctivas para controlarlos, se mantendrá el área de trabajo u operaciones libre de escombros y restos de escombros.

- Art. 51 de la **Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos** que establece: “El incumplimiento a las condiciones bajo las cuales fueron otorgadas las licencias o permisos a los cuales se refiere esta Ley, así como la violación a la normativa relativa a la construcción, manejo, operación, seguridad, precios y tarifas, aplicable a las actividades objeto de esta Ley, o la infracción a cualesquiera otra de las disposiciones de la presente Ley, serán sancionados con multa entre cien (100) y diez mil (10.000) unidades tributarias, o con la suspensión de actividades hasta por seis (6) meses, que impondrá el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministro de Energía y Minas, de acuerdo a la gravedad de la falta y a la actuación pasada del infractor en el ejercicio de sus actividades.

Las sanciones anteriores se aplicarán sin perjuicio de las acciones civiles o penales que la infracción origine, de las medidas policiales que deban tomarse para impedir la infracción o para restituir la situación legal infringida y de las sanciones establecidas en otras leyes.

- Art. 71 de la **Ley Orgánica para la Ordenación del Territorio** donde se estipula que: “Las actividades de los particulares contrarias a la presente Ley, a los Planes de ordenación del territorio y a las actividades administrativas otorgadas conforme a esta Ley, darán lugar, según la gravedad de la falta, la naturaleza de la actividad realizada y la magnitud del daño causado al territorio y al ambiente, a la aplicación de multas entre Bs. 1 y Bs. 500.

La Administración, en todo caso, deberá evaluar estas circunstancias, y aplicar la multa que sea pertinente, no estando autorizada a aplicar, pura y simplemente, el término medio.

Si el daño causado es cuantificable económicamente, el monto de la multa se establecerá conforme a los mismos criterios anteriormente indicados, entre un 20 y un 60% sobre el costo del mismo, previamente determinado por el organismo

respectivo, siempre que la multa no resulte menor al monto de las multas antes indicadas.”

De esta manera, se puede tener un mayor control y generar más estabilidad económica observando que la vía más factible y efectiva inicialmente es la restricción de la emulsión de la quema de gas e impulsar su utilización como energía alternativa, materia prima e insumo en el desarrollo industrial, económico y social, evitando así el daño del medio ambiente y a los seres vivos. Además de evitar daño, multas, sanciones e infracciones que generen un costo adicional a la empresa.

4.12.1. Protocolo de Kioto

Es un Proyecto que creó un compromiso internacional que compromete a todos los países a reducir las emisiones de los gases que producen el efecto invernadero. El compromiso global de reducción para el período 2004-2012 es del 5.2% respecto a los niveles de 1990, aunque en cada país la cuota de reducción varía en función a lo que contaminó en el pasado.

Para que el Protocolo de Kioto sea finalmente una realidad, debe ser ratificado por un mínimo de 55 países, que sumen por lo menos el 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. El principal problema fue la negativa de Estados Unidos, que además produce el 25% de las emisiones mundiales, aunque con la adhesión de Moscú, en 2005, que aporta el 17.4% de las emisiones, el Protocolo de Kioto entra en vigor siendo un total de 126 países los que lo ratifican. Por lo tanto, existen muchas de las medidas que se pueden tomar para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que plantean serios problemas para ciertos sectores, por lo que resulta imprescindible aplicar políticas que reduzcan el inevitable impacto económico.

Por este motivo el Protocolo de Kioto incluye medidas como los sumideros de carbono, que consiste en aumentar las extensiones forestales y tierras de cultivo que de forma natural absorben importantes cantidades de dióxido de carbono, aunque la

dificultad radica en que no se puede cuantificar a ciencia cierta el nivel de absorción además de que no todas las especies se comportan igual en este sentido.

- **Mecanismos de flexibilidad**

También otro aspecto importante está en los llamados mecanismos de flexibilidad, que tanta controversia han producido y que están formados por tres medidas:

- 1) Compra-venta de emisiones, en donde la idea es que los países que reduzcan sus emisiones por debajo de lo que les correspondía, puedan vender esa diferencia a otros países que superan sus límites, de modo que reduce el costo económico que les ha supuesto la reducción y se compensa el nivel de emisiones a nivel internacional. El aspecto negativo es que esto podría llegar a convertirse en una forma de intercambio comercial, lo que queda lejos del propósito inicial del protocolo.
- 2) Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), que consiste en exportar proyectos de tecnología limpia a países que no han asumido ningún compromiso de reducción, de modo que los exportadores se descuentan la diferencia de emisiones que resulta del abandono de la antigua tecnología y los países menos desarrollados reciben fondos.
- 3) Implementación conjunta, el cual es una medida parecida al Mecanismo de Desarrollo Limpio, pero con la diferencia de que el intercambio de tecnología se hace entre países con compromiso de emisiones.

En la figura 3.33 se muestra una imagen de una composición satelital sobre Nigeria, en donde aparece como ha disminuido la quema de gas en 14 años. Cada punto representa un foco de quema de gas. Los puntos azules muestran la quema de gas en el año 1992, los verdes en el año 2000 y los puntos rojos son en el año 2006, donde se aprecia como disminuyo la cantidad de puntos.

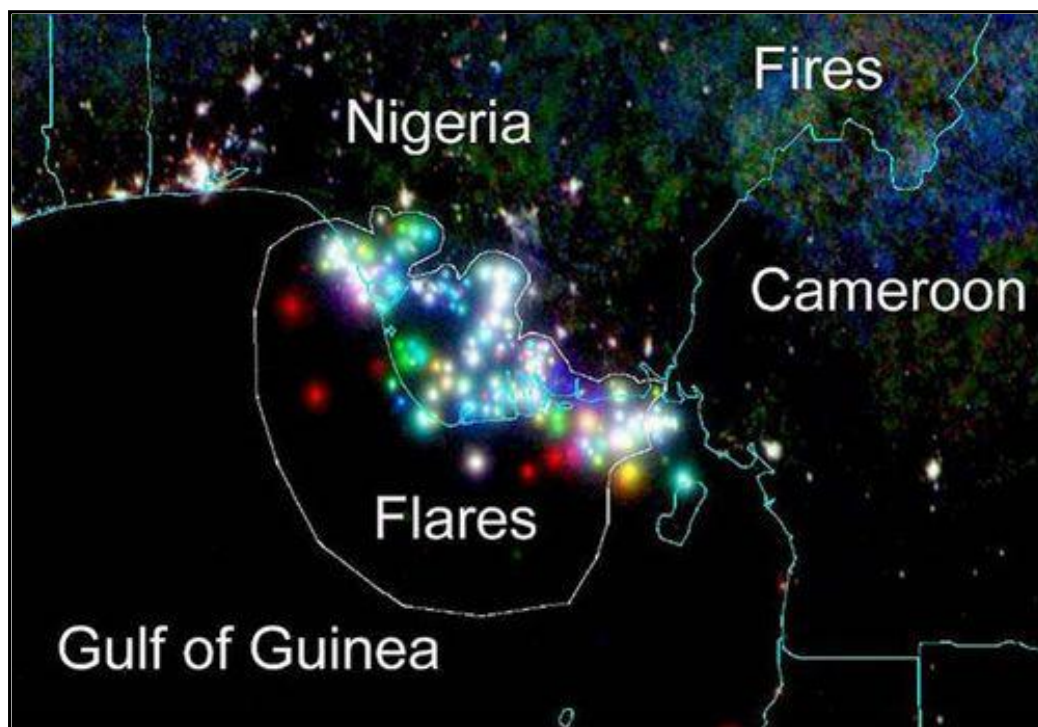


Figura 4.33. Composición satelital que muestra la reducción de la quema de gas en Nigeria, durante 14 años. (Fuente: NOAA)

4.12.2. Quema de gas a nivel mundial

Consultado en <http://davidhuerta.typepad.com/blog/2011/02/quema-de-gas-asociado.html> el día 20 de Abril del 2012; según los estudios, 22 países aumentaron su quema de gas, 16 lograron avances en su reducción y nueve mantuvieron niveles estables de quema de gas en un período de 12 años.

El primer estudio coherente a nivel mundial de la quema de gas se realizó utilizando datos satelitales y produjo una serie de estimaciones nacionales y mundiales de los volúmenes de quema de gas que abarca un período de 12 años desde 1995 hasta 2006. El estudio, que fue encargado y financiado por la Asociación para la reducción mundial de la quema de gas (GGFR, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial, lo realizaron científicos de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos.

Las estimaciones de quema de gas, que se realizaron para 60 países o regiones en todo el mundo, revelan que la quema de gas mundial se mantuvo considerablemente

estable en los últimos 12 años, en el rango de 150.000 a 170.000 millones de metros cúbicos.

Según los datos satelitales, en 2006 las empresas y los países productores de petróleo quemaron alrededor de 170.000 millones de metros cúbicos de gas natural en todo el mundo, o cerca de cinco billones de pies cúbicos. Eso equivale al 27% del consumo total de gas natural de Estados Unidos y al 5,5% de la producción mundial total de gas natural en ese año. Si el gas se hubiera vendido en Estados Unidos en vez de quemarse, el valor total en el mercado estadounidense habría sido de aproximadamente 40.000 millones de dólares. La quema de gas también emite alrededor de 400 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂).

Según Bent Svensson, s.f, director de la Asociación de GGFR del Banco, “La quema de gas no sólo perjudica al medio ambiente al contribuir al calentamiento global, sino que es un enorme desperdicio de una fuente de energía más limpia que podría utilizarse para generar la electricidad que tanto se necesita en los países pobres de todo el mundo. Sólo en África se queman alrededor de 40.000 millones de metros cúbicos de gas cada año que, de ser utilizados, podrían generar la mitad de la electricidad que se necesita en el continente”.

La quema de gas se utiliza frecuentemente para eliminar el gas natural que se libera durante la extracción y el procesamiento de petróleo crudo cuando estas actividades se llevan a cabo en áreas remotas, lejos de posibles usuarios, donde a menudo no existe infraestructura in situ para utilizar el gas. Sin embargo, en los últimos años, están realizándose nuevos esfuerzos para eliminar la quema, como reinyectar el gas en el yacimiento para facilitar la extracción de petróleo crudo, convertirlo en gas natural licuado que puede ser transportado, enviarlo a los mercados por medio de gasoductos o utilizarlo in situ para la generación de electricidad.

Christopher Elvidge, científico del Centro Nacional de Datos Geofísicos (NGDC, por sus siglas en inglés) de la NOAA y autor principal del estudio, sostiene que: “Este estudio demuestra que es posible supervisar la quema de gas desde el espacio y realizar estimaciones razonables e independientes del volumen que se desperdicia. En el pasado, la única forma de medir la quema de gas era usando estimaciones oficiales,

pero ahora eso ha cambiado. Estas cifras independientes probablemente ayudarán a gobiernos y empresas por igual a tener una mejor idea de la cantidad de gas que queman”.

Dado que éste es el primer estudio de quema de gas que utiliza observaciones satelitales, los científicos advierten que estos resultados preliminares deberían utilizarse con cautela, ya que aún existen diversas fuentes de error e incertidumbre, como las variaciones en la eficiencia del sistema de quema, la identificación errónea de la quema, el muestreo discontinuo y los efectos ambientales.

Los autores utilizaron datos de imágenes de luz baja del Programa de Satélite Meteorológico de Defensa de la Fuerza Aérea de Estados Unidos para analizar los volúmenes de gas quemado, que son visibles en las observaciones de luces nocturnas cuando el cielo se encuentra despejado de nubes. Los sensores satelitales que existen actualmente y que se construirán seguirán brindando datos adecuados para estimar los volúmenes de quema de gas durante décadas. La Asociación de GGFR también fomenta el control in situ para ayudar a medir los cambios de los volúmenes de quema de gas e informar sobre los avances en la reducción de la quema.

4.12.3. Quema y venteo de gas en Venezuela

Con respecto a lo anteriormente dicho, Venezuela es uno de los países de la OPEP que menos se ve afectado por el Protocolo de Kioto, pues a pesar de ser exportador de crudo, tiene grandes espacios boscosos (aproximadamente 450 mil kilómetros cuadrados) que se pueden considerar sumideros por su facultad de absorber los gases contaminantes

En los últimos años se ha ratificado al Ejecutivo Nacional de adherirse a este tratado internacional, cuyo objetivo principal es lograr que para el período 2008-2012, los países desarrollados disminuyan sus emisiones de gases con efecto invernadero, en un 5 por ciento menos del nivel de emisiones de 1990. La aplicación de este protocolo causará previsiblemente a los países de la OPEP una pérdida de ingresos anuales de entre 20 mil y 60 mil millones de dólares, razón por la que los gobiernos del cartel

quieren obtener en la Cumbre del Clima la promesa de ayudas tecnológicas para diversificar su economía.

El acuerdo estudia hasta qué punto se pueden contabilizar los sumideros forestales a la hora de calcular la cuota de reducción de emisiones asignada a cada país, que en el futuro deberían aplicar también los países que hoy están en desarrollo. La situación geográfica de Venezuela, pese a ser el tercer país productor de la OPEP, hace que sea “uno de los países menos afectados”.

A pesar de que Venezuela es un país petrolero, la cantidad de emisiones de estos gases es relativamente baja y corresponde al 0,48% de todas las emisiones mundiales. De acuerdo con investigaciones realizadas, y en cuanto a cantidad de emisiones, Venezuela se encuentra en el cuarto lugar en América Latina después de Brasil, México y Argentina, por lo que Venezuela no es un productor de emisiones con efecto invernadero.

Por consiguiente, se debe tener en cuenta que el objetivo primordial es el de exhortar a todo el país a colaborar con esta iniciativa en el sentido de difundir lo que significa el fenómeno del cambio climático y cómo influye negativamente sobre las especies animales y vegetales, así como, por el contrario, su control, redunda en beneficios.

En la figura 4.34 se muestra un gráfico de las emisiones mensuales de dióxido de azufre por incinerador y mechurrio de Gas Ácido en el año 2011, presentado en el Informe de Gestión Social y Ambiental de PDVSA.

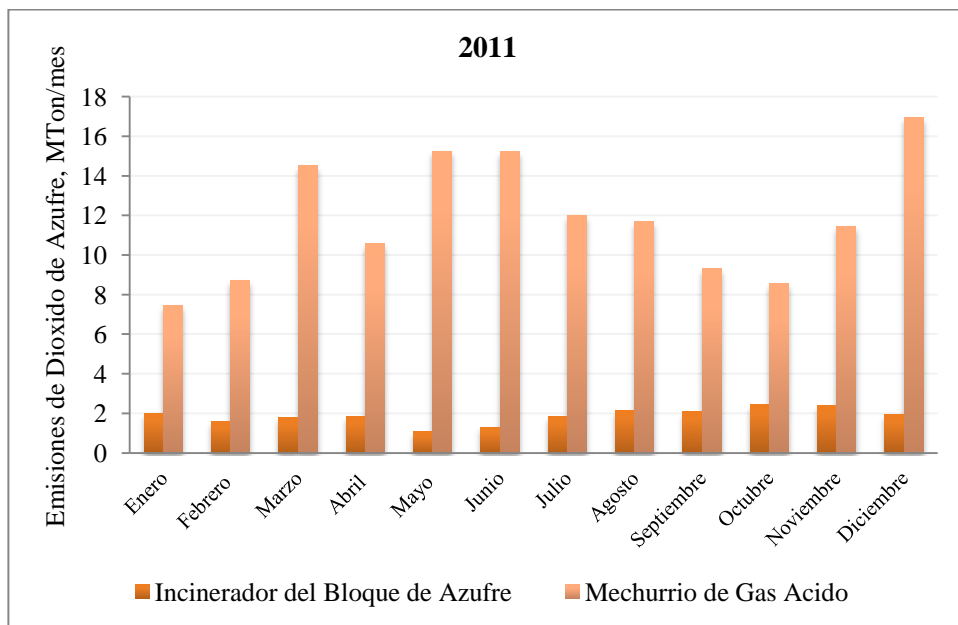


Figura 4.34. Descarga de Dióxido de Azufre (PDVSA, 2011).

Según el Balance de Gestión Social y Ambiental PDVSA (2011), como parte de la capacidad preventiva de PDVSA se dispone de sistemas alternos para el control de emisiones, en el caso de fallas de funcionamiento de los sistemas existentes o ante un aumento en la producción de gases debido a un incremento de la carga de crudo, se tiene que la Dirección Ejecutiva de Refinación, reportó tener el mayor número de estos sistemas totalmente operativos en sus Refinerías (Complejo Refinador Paraguaná (Amuay y Cardón), El Palito y Puerto la Cruz).

Dentro de las Direcciones Ejecutivas de Producción se reportó que se tienen sistemas alternos de control de emisiones en sus instalaciones, ubicados en el Distrito San Tomé y en la FPO, en las empresas mixtas Petrocedeño, Petropiar, Petroanzoátegui, Petromonagas, y Petroboscán en el área de manejo de sólidos; igualmente, la filial PDVSA Gas, en su área de Procesamiento, cuenta con estas previsiones totalmente operativas.

Con respecto a las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) reportadas en el Balance de Gestión Social y Ambiental de PDVSA (2011), se observa en la figura 4.35, las organizaciones que aportaron las valoraciones mostradas se observan en la figura 4.34, por porcentaje de emisiones: la Refinería de Amuay con 36% sobre el total

general, seguida de la Refinería Cardón 31%, Petromonagas 12%, Petrocedeño 10%, Petroanzoátegui 6%, Refinería Puerto La Cruz 5% y Petropiar con 1%, respectivamente.

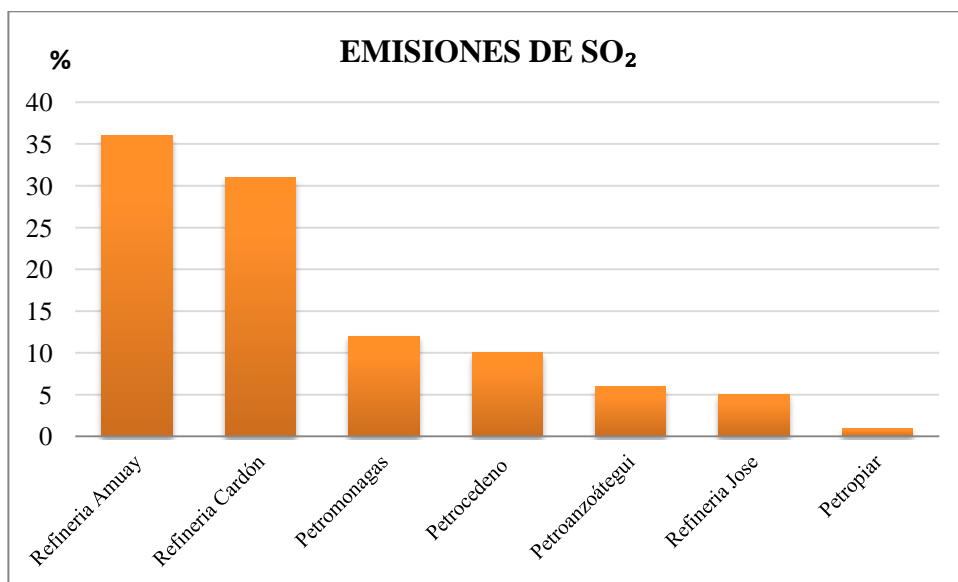


Figura 4.35. Emisiones de SO₂

Por ende, es importante tener en cuenta que para reducir los volúmenes de gas quemado y venteado producto de la actividad petrolera, las catorce organizaciones de PDVSA mantienen en ejecución veintitrés proyectos orientados al aprovechamiento del gas producido, los cuales ameritan una inversión estimada de 364.007 millones de bolívares; de la cual ya se ha ejecutado un 83,51% hasta el año 2010. Con respecto al año 2011, se puede mencionar que algunos proyectos se encuentran en fase de ingeniería, otros se iniciaron a mediados del año 2010 y otros se están desarrollando con esfuerzo propio (no ameritan desembolsos económicos para su ejecución) lográndose una optimización de los recursos asignados durante el período en referencia, sin detener el avance de los proyectos.

En cuánto a la utilización de sustancias agotadoras de la capa de ozono en sistemas de refrigeración, a nivel general nuestras organizaciones cuentan con un inventario actualizado de los equipos que emplean estas sustancias refrigerantes. Del total de

organizaciones que consignaron su inventario durante el período enero-diciembre 2011, se tiene que el 74% mantienen los equipos totalmente operativos. Algunas organizaciones de PDVSA, reportaron tener refrigerantes sustitutos (puros o mezclas) los cuales no destruyen o agotan la capa de ozono pero contienen elevados coeficientes de calentamiento global, tales como el R-134A, R-410A y el R-407C.

CONCLUSIONES

- Venezuela cuenta con abundantes recursos y reservas de gas natural. En el año 2011 alcanzó unas reservas probadas de 195,2 BPC, pasando a ser el octavo país con mayores reservas probadas de gas a nivel mundial, y el primero en América Latina; y unos recursos de 278 BPC.
- En Venezuela una de las mayores deficiencias actuales en el sector energético está en el sector eléctrico, esto ha frenado en los últimos años el desarrollo industrial del país. Para el año 2009 CADAPE estimaba un consumo de 120.034 GWh en donde el consumo real llegó a ser de 123.390 GWh, 3% más de lo estimado, y la demanda no está siendo cubierta desde hace 3 años.
- La capacidad total de compresión del gas en Venezuela es de 8.932 MMPCD. En la región Occidental existen 58 plantas compresoras para un total de capacidad de 5.196 MMPCD; y en la región Oriental existe un total de 65 plantas para cubrir con una capacidad de 3.736 MMPCD.
- Las principales redes de distribución (gasoductos) de Gas Metano conforman una extensión de 4.648 km en el año 2011, habiéndose incorporado para este año 216 Km de nuevas tuberías.
- La capacidad operativa total de los procesamientos de gas en Venezuela (extracción y/o fraccionamiento) es de 4.695 MMPCD, siendo en la región Occidental 1.345 MMPCD, y en la región Oriental 3.350 MMPCD, en donde se tiene planeado aumentar su capacidad con tres nuevas plantas de extracción, una es la ampliación de la planta de San Joaquín con el IV tren San Joaquín, la Planta Pirital I en el estado Monagas y la construcción de la planta Soto I y II.

- PDVSA estima una producción de gas de 14.438 MMPCD para el año 2016, sin embargo, casi la totalidad de los proyectos presentan un escaso avance con respecto a las fechas estimadas de culminación.
- El Proyecto Gas Anaco plantea desarrollarse en dos fases y estima culminarse para el año 2016 con una capacidad de producción de gas de 2.559 MMPCD. Este presenta un avance físico del 51%, y estima culminarse para el año 2016.
- El Proyecto Gas San Tomé plantea manejar un máximo establecido de 600 MMPCD de gas, este representa un avance cercano al 15 %, y se estima que culmine en el año 2016.
- El Proyecto Mariscal Sucre planifica su ejecución en dos fases, la primera para el año 2012 con 600 MMPCD, y luego la segunda para el año 2016 con 600 MMPCD más. El avance del Proyecto es del 26 %.
- El Proyecto Plataforma Deltana prevé obtener una producción de gas de 1.000 MMPCD, dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y otra parte para la exportación. Este presenta un avance del 14 % de acuerdo a la inversión efectuada, la cual se mantiene igual desde el año 2009.
- El Proyecto Rafael Urdaneta toma mayor interés en el Campo Perla (Bloque Cardón IV) ya que éste cuenta con unas reservas probadas de gas libre de 8,9 BPC, en donde se prevé un plan de producción, recolección y acondicionamiento de gas en tres fases hasta alcanzar una producción total de 1.200 MMPCD para el año 2019. En este proyecto no se puede representar su avance real, ya que el mismo a la fecha presenta varios bloques sin licencias operativas.
- El Proyecto ICO permite conectar los sistemas de transmisión de Gas Natural de la Región Centro-Oriental con los de la Región Occidental, a fin de contribuir

con el suministro adicional de 450 MMPCD de gas a esa zona del país. Este proyecto se completó durante el año 2012.

- Los proyectos de desarrollo de los yacimientos van de la mano con la adecuación de las instalaciones de superficie. En la mayoría de los casos, el reto más desafiante para cumplir con este propósito es determinar en donde se encuentran los cuellos de botella que permitan ampliar de una manera eficaz las capacidades o distribución.
- La adquisición de taladros de perforación de pozos de gas para los últimos 10 años presenta un comportamiento irregular y muy bajo, con respecto a la adquisición de taladros de perforación de pozos de petróleo.
- El Gas Natural tiene múltiples usos, compitiendo con otras formas de generación de energía, ya que posee una serie de ventajas como la baja contaminación ambiental.
- El mercado del gas natural venezolano, presenta un déficit actual de alrededor de 2.000 MMPCD, en donde para los próximos años será de suma importancia, mantener y desarrollar acuerdos que impulsen la industria del gas natural, con el propósito de atender el ritmo de crecimiento en el consumo que se estima cerca de 19.500 MMPCD para el año 2023.
- La exportación de gas natural en Venezuela será posible una vez abastecido el mercado interno, y desarrolladas las instalaciones necesarias para el manejo de GNL y GNC.
- El GNV es una buena alternativa para aminorar las emisiones de gases contaminantes, más aun cuando se invierten tantas horas de tráfico vehicular en la actualidad.

- La sustitución de líquidos por GNV proporcionaría un ingreso al país de divisas, ya que los excedentes de gasolina pasarían al mercado de exportación.
- En Venezuela no existe un límite de emisiones de gas a la atmósfera, sin embargo con la reducción de la quema y venteo se aprovecharían los volúmenes para hacerle frente al déficit de energía existente.
- La aplicación de leyes que sancionen la quema de gas en Venezuela podrían traer pérdidas a la industria si no son controladas debidamente.

RECOMENDACIONES

- Rehabilitar y/o reparar los pozos inactivos que existen aproximadamente, ya que éstos permitirían la producción de petróleo y también en muchos de ellos el gas asociado.
- Realizar mantenimiento y mejoras en las refinerías y facilidades de manejo para así garantizar el suministro del gas.
- Considerar las posibilidades de acelerar las labores en el Proyecto Gas Anaco, puesto que muestra actualmente un avance físico mayor al 50 %, y representaría uno de los mayores aportes en la oferta del gas natural en Venezuela.
- Procurar el pronto desarrollo del Proyecto Rafael Urdaneta con especial atención al Campo Perla que dispone de vastas reservas comerciales de gas natural, y además contaría con la proximidad del Complejo Refinador Paraguaná para su posterior distribución en la Región Occidental de Venezuela.
- Cumplir con lo establecido en el Artículo N°9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos que menciona que: *“una sola persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte y distribución previstas en la Ley”*.
- Impulsar la creación de un verdadero ente regulador del gas, autónomo, que sea garante de los cumplimientos y regulaciones de la industria gasífera.

- Acelerar el desarrollo de los recursos del gas natural para así no perder mercados importantes como el de EE.UU, que se prevé el desarrollo de la producción de hidrocarburos no convencionales como el *shale gas*.
- Mejorar los Recursos Humanos de PDVSA, que procuren la buena gerencia y voluntad tan requeridas para lograr el desarrollo de la industria en los próximos años.
- Seguir promoviendo en el país carreras de pregrado, postgrados y congresos que permitan ampliar la formación profesional en el área del gas natural.
- Empezar una campaña que permita concientizar a la población en el uso racional de combustibles como la gasolina, mediante campañas ambientales. Además de considerar un aumento gradual en los precios.
- Mejorar las políticas de implantación del GNV y promover su aceptación a través de una buena difusión de las ventajas que tendría su uso, tales como seguridad, precio y baja contaminación.
- Incrementar las infraestructuras de gas natural, necesarias para reducir la quema y venteo de gas en el país.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahora afirman que pdvsa tiene suficiente combustible para cumplir con la demanda en caracas. (2012). Consultado el 17 de mayo del 2012, página web: <http://www.noticias24.com/venezuela/noticia/105467/pdvsa-tiene-suficiente-inventario-de-combustible-para-garantizar-la-demanda-en-caracas-inforgrafia/>
- Air Products & Chemicals. (2012). Consultado el 16 de Febrero del 2012, página web: http://en.wikipedia.org/wiki/Air_Products_%26_Chemicals
- Aller, J. (2010). Evaluación sistema eléctrico venezolano. Ponencia presentada en el Colegio de Ingenieros de Venezuela. (p.4-6) Caracas: Colegio de Ingenieros.
- Alza del mercado interno limita exportación del CRP. (2011). Consultado el 17 de Abril del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/111031/alza-del-mercado-interno-limita-exportacion-del-crp>
- Arias, F. (2006). *El Proyecto de Investigación*. (5ta. Edición). Caracas-Venezuela: Editorial Texto C.A.
- Balestrini, M. (2006). *Cómo se elabora el Proyecto de Investigación*. Caracas: B. L. Consultores Asociados.
- Caceres, R. y Mallon, I. (2011). Evaluación de la factibilidad del uso del gas vehicular como alternativa energética para disminuir la contaminación ambiental por emisiones peligrosas. Trabajo especial de grado. Universidad De Oriente. Puerto la Cruz, abril de 2011.
- Caro, R. y otros (2009). *La Industria del Gas en Venezuela*. Caracas: Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat
- Colas (transito lento), un uso ineficiente de la gasolina. (2012). Consultado el 26 de Abril del 2012, página web: http://gerenciayenergia.blogspot.com/2012_04_01_archive.html
- Colombia prorroga por dos años exportaciones de gas a Venezuela. (2011). Consultado el 08 de Marzo del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/111229/colombia-prorroga-por-dos-anos-exportaciones-de-gas-a-venezuela>

- Comercio de vehículos automotores nuevos. (2012). Consultado el 10 de abril de 2012, página web: <http://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/vehiculos/bolvehIVtrim11.pdf>
- Crisis eléctrica frenó producción de la industria nacional. (2012). Consultado el 08 de Mayo del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/120430/crisis-electrica-freno-produccion-de-la-industria-nacional>
- Exxon Mobil (2012). 2012 The Outlook for Energy: A view to 2040. Texas, EE.UU.
- Elvidge, C. (2010). *Estimation of gas flaring volumes using, NASA Modis fire detection products*. NOAA National Geophysical data center. Colorado, USA. Paper.
- Evolución y futuro de la industria del gas en Venezuela. (2009). Academia Nacional de la Ingeniería y Hábitat. presentacion.
- En 50 Razones para usar GNV/GNC. Consultado el 10 de Mayo del 2012, página web: <http://www.ngvjournal.com/es/50-razones-para-usar-gnc>
- En todo terreno gana el gas natural para uso vehicular. (2012). Consultado el 10 de Mayo del 2012, página web: <http://energiaadebate.com/en-todo-terreno-gana-el-gas-natural-para-uso-vehicular/>
- GAS PDVSA inicia perforaciones en Sucre. (2008). Consultado el 11 de Mayo del 2012, Ministerio del Poder Popular para la Comunicación y la Información, página web: http://www.minci.gob.ve/pagina/1/179534/barco_taladro_neptune.html
- Gas, la apuesta del estado en Venezuela. (2011). Consultado el 22 de Mayo del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/2011/05/16/gas-la-apuesta-del-estado-en-venezuela.shtml>
- Gerencia de Operaciones ENAGAS. (2007). *Normas técnicas aplicables a la calidad del gas (NTA)*. Venezuela
- Global Gas Flaring Estimates. Consultado el 30 de Abril del 2012, página web: http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas_flares.html

- González D. (2010). Una planta de regasificación para Venezuela. Barriles de Papel N°47. Disponible: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> [Consulta: 2012, Febrero 28]
- González D. (2010). Trinidad & Tobago su Gas Natural y sus Industrias Asociadas. Posibilidades de Exportación para Venezuela. Barriles de Papel N°59. Disponible: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> [Consulta: 2012, Marzo 05]
- González D. (2010). Infraestructura de proyectos de gas natural en el oriente de Venezuela. Barriles de Papel N°60. Disponible: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> [Consulta: 2012, Marzo 05]
- González D. (2010). Alertas Sobre el futuro de los Negocios de Gas Natural en Venezuela. Barriles de Papel N°65. Disponible: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> [Consulta: 2012, Marzo 07]
- González D. (2011). Recursos y Reservas de Gas Natural de Venezuela. Barriles de Papel N°79. Disponible: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> [Consulta: 2012, Marzo 16]
- González D. (2011). Venezuela - Estado de los proyectos de gas natural. Barriles de Papel N°84. Disponible: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/> [Consulta: 2012, Marzo 17]
- González, D. (2011). Recursos y reservas de gas natural de Venezuela. presentación en el colegio de ingenieros. Caracas, Venezuela.
- Guidelines for application of the petroleum resources management system. (noviembre 2011). Publicación patrocinada por Society of Petroleum Engineers, American Association of Petroleum Geologists, World Petroleum Council, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists.
- Hernández, A. y Navarro, J. (2003). Construcción y distribución de gas natural en el distrito federal, delegación Benito Juárez. Trabajo especial de grado. Instituto Politécnico Nacional. México, D.F.
- Hernández, N. (2009). *Crisis eléctrica en Venezuela, una situación anunciada hace más de 10 años.*

- Hernández, N. (2010). Planes estratégicos de Petróleos de Venezuela. Consultado el 08 de Abril del 2012, página web: <http://www.slideshare.net/energia/plan-siembra-petrolera20062012-4236850>
- Hernández, N. (2010). Revolución Gasífera Proyecto Delta Caribe. Consultado el 14 de Abril del 2012, página web: <http://www.slideshare.net/energia/mariscal-sucre-producción>
- Hernández, R., Fernández, C., y Baptista, P. (2003). *Metodología de la Investigación*. (3ra Edición). México: Mc Graw- Hill.
- Informe Anual del Sistema Eléctrico Nacional año 2010. (2011)
- International Energy Agency. (2000). World Energy Outlook 2000. International Energy Agency Publications. Paris, Francia.
- Koottungal, L. (2010). Worldwide gas procesing. Oil & Gas Journal. junio, 2010.
- Leiva, C. y Pereza, R. (2002). Análisis de la Industria del Gas Natural en Venezuela bajo el enfoque de planificación estratégica. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- León, M. (2012). Aumentó consumo de gas en las cocinas venezolanas. Consultado el 11 de mayo del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/120228/aumento-consumo-de-gas-en-las-cocinas-de-los-venezolanos>
- León, M., Guillen, E., y Rivero, M. (2012). Excepto Guayana el resto del país no tiene suficiente generación. el universal 26 de abril de 2012. Consultado el 16 de Mayo del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/120426/excepto-guayana-el-resto-de-l-pais-no-tiene-suficiente-generacion>
- Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. (Decreto N° 310). (1999, Septiembre 12). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela*, 36793, Septiembre 23, 1999.
- Liquefied Natural Gas. (2012). Consultado el 06 de Abril del 2012, página web : http://en.wikipedia.org/wiki/Liquefied_natural_gas#Liquefaction_technology

- LNG Carrier Containment Systems. (2009). Consultado el 09 de Abril del 2012, página web: <http://www.gtt.fr/content.php?cat=34&menú=60> #MARK
- López, M. (s.f.). Desarrollo de la Industria del Gas Natural en Venezuela. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET). PODE 2008. Venezuela
- Marcano, E. (2012). Fallas redujeron producción de gas licuado durante 2011. Consultado el 06 de Mayo del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/120416/fallas-redujeron-produccion-de-gas-licuado-durante-2011>
- Páez, E. (diciembre 2010). La crisis eléctrica en Venezuela, situación actual. Ponencia presentada por la Asociación Integral de Políticas Públicas A.C. (p. 4-12)
- Parque Automotor Mundial, 1.000 millones de vehículos para el año 2.010. (2009). Consultado el 03 de Abril del 2012, página web: <http://industriaautomotrizdevenezuela.com/blog/2009/03/23/parque-automotor-mundial-1000-millones-de-vehiculos-para-el-ano-2010/>
- PDVSA suscribe contrato y adquiere participación de ConocoPhillips. (2009). Consultado el 07 de Mayo del 2012, página web: <http://entornointeligente.com/resumen/resumen.php?items=960947>
- Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus filiales. (2011). *Balance de la Gestión Social y Ambiental*. Venezuela
- Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus filiales. (2010). *Informe de Gestión anual 2010*. Venezuela
- Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus filiales. (2011). *Informe de Gestión anual 2011*. Venezuela
- Pierre-Yves, M., Pirourier, J., Fisher, B. (s.f.). *Natural Gas Liquefaction Processes Comparison*. IPF. Francia
- Pillarella, M. y otros. (s.f.). *THE C3MR LIQUEFACTION CYCLE: VERSATILITY FOR A FAST GROWING, EVER CHANGING LNG INDUSTRY*. Air Products and Chemicals, Inc. Pennsylvania, USA.
- Price of U.S. Natural Gas LNG Imports. (2012). Consultado el 12 de Abril del 2012, página web: <http://205.254.135.7/dnav/ng/hist/n9103us3m.htm>

- Proyectos gasíferos garantizan abastecimiento. (2011). Consultado el 10 de Mayo del 2012, página web: <http://www.ultimasnoticias.com.ve/noticias/actualidad/economía/proyectos-gasiferos-garantizanabastecimiento.aspx>
- Proyecto Mariscal Sucre producirá diariamente 300 millones de pies cúbicos de gas. (2012). Consultado el 10 de Mayo del 2012, Agencia Venezolana de Noticias, página web: <http://www.avn.info.ve/node/104921>
- Quema de Gas Asociado. (2011). Consultado el 20 de Abril del 2012, página web: <http://davidhuerta.typepad.com/blog/2011/02/quema-de-gas-asociado.html>
- Rondón, E. (2005). Tecnología de gas natural. Opica Consultores C.A., marzo, 2005.
- Suárez, J. (2010). Taladro Songa Saturno arribará a Venezuela el 28 de septiembre. Consultado el 11 de Mayo del 2012, página web: <http://www.petrofinanzas.com/?p=1869>
- Tanaka, N. (2007). Are we entering golden age of gas? Special report. World Energy Outlook. International Energy Agency. Montreal, Canada. junio de 2007.
- Tovar, E. (2011). Venezuela congelo los proyectos de gas natural licuado. Consultado el 19 de Abril del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/110929/venezuela-congelo-proyectos-de-gas-natural-licuado>
- Trinidad tiene expectativas sobre proyecto de gas con Venezuela. (2011). Consultado el 07 de Febrero del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/111025/trinidad-tiene-expectativas-sobre-proyecto-de-gas-con-venezuela>
- Venezuela se perfila como uno de los países con mayores reservas de gas. (2012). Consultado el 09 de Abril del 2012, página web: <http://www.eluniversal.com/economia/120324/venezuela-se-perfila-como-uno-de-los-paises-con-mayores-reservas-de-ga>
- Ventajas y desventajas del GNC en Argentina. (2011). Consultado el 17 de Marzo del 2012, página web: <http://www.argentinaequiposgnc.com.ar/>

- Vos, I. (2012). The impact of wind power on european natural gas markets. International Energy Agency. Paris, Francia.
- World Energy Council. (2011). World Energy Insight 2011. Official Publication of the World Energy Council. Londres, Reino Unido.
- ¿Por qué Venezuela tiene que importar gas? (2011). Consultado el 27 de Marzo del 2012, página web: <http://www.petrofinanzas.com/?p=4747>
- Introducción al GNL. (2003). Consultado el 27 de junio de 2012, página web: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/Ing/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf
- Línea Base Ambiental Plataforma Deltana. (Junio, 2006). Consultado el 27 de junio de 2012, página web: <http://cbm.usb.ve/sv/assets/Uploads/Libros/LBAPD-ebook.pdf>

APÉNDICE

1. Gas natural producido (NG) = $FR \times Reservas\ de\ Gas\ Natural$

Dónde:

FR: factor de recobro (%/100)

Ejemplo:

$$Ng = 0.30 \times 278\ BPC = 83.4\ BPC$$

2. Costo de Combustible diario=

$$Volumen\ diario\ consumido \times Precio\ del\ Combustible$$

Dónde:

Costo de Combustible (dólares por día, \$/d)

Volumen diario consumido (Barriles diarios, bbl/d)

Precio del Combustible (dólares por barril, \$/bbl)

Ejemplo:

$$\text{Costo de combustible diario} = 32.000 \frac{\text{bbl}}{\text{d}} \times 160 \frac{\$}{\text{bbl}} = 5.120.000\ \$/\text{d}$$

Tabla A.1. Número de Yacimientos y Pozos Activos de Gas. Fuente: PDVSA.

Distrito	Yacimientos		Pozos	
	Total	Activo	Total	Activo
Anaco	2.371	288	1.708	630
San Tomé	2.367	121	1.422	187
Sipororo	62	4	4	2

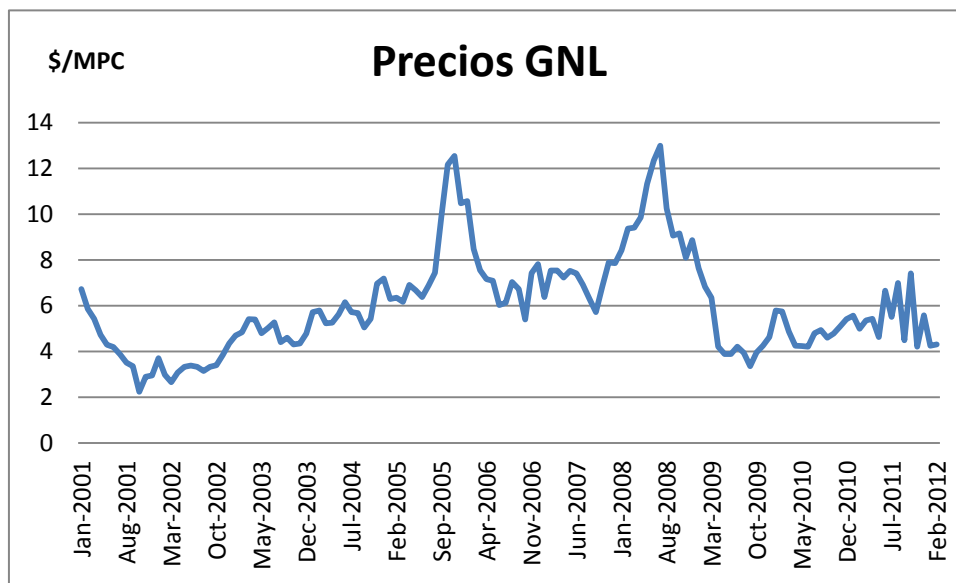


Figura A.1. Precios de GNL en EE.UU. Fuente: DOE-EIA

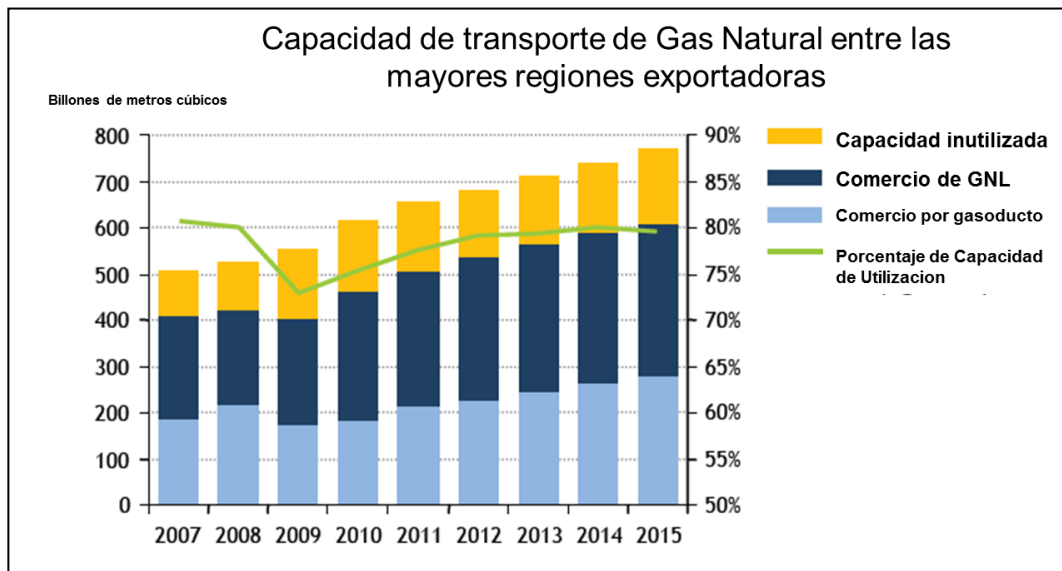


Figura A.2. Geopolítica del GNL. Fuente: DOE-EIA

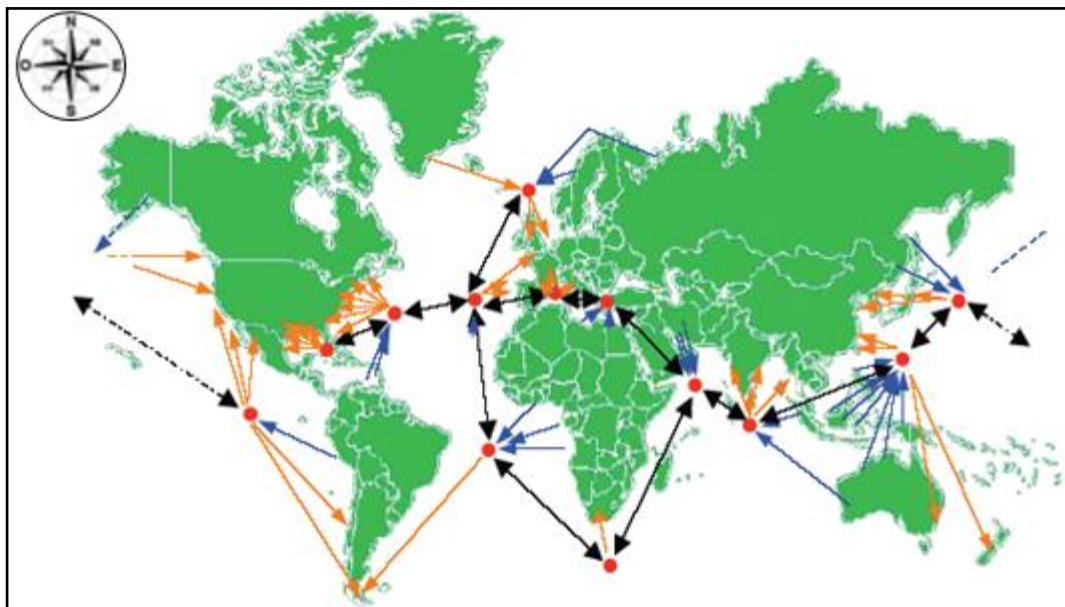


Figura A.3. Red de transporte mundial de GNL. Fuente: Gas Strategies Online

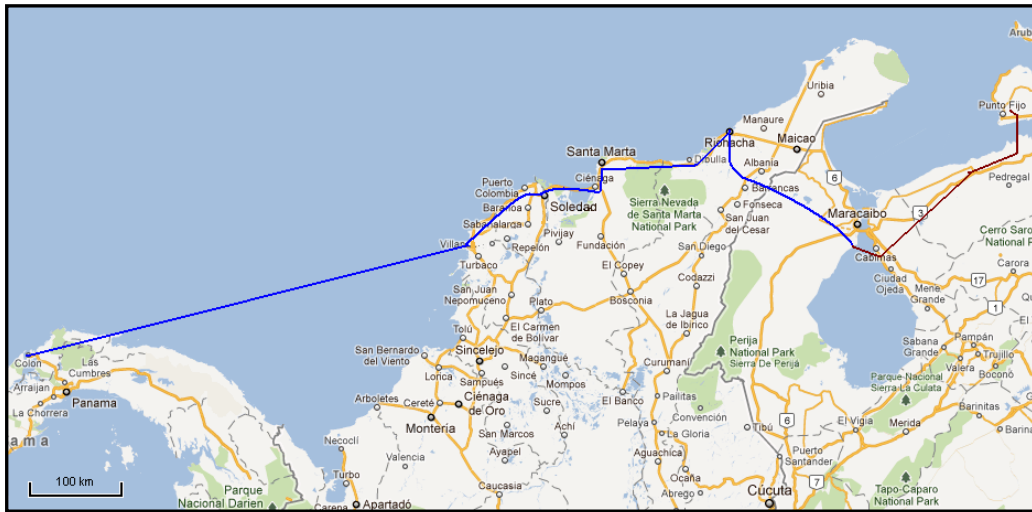


Figura A.4. Ubicación del Gasoducto planificado que llegará hasta Panamá. Fuente: PDVSA

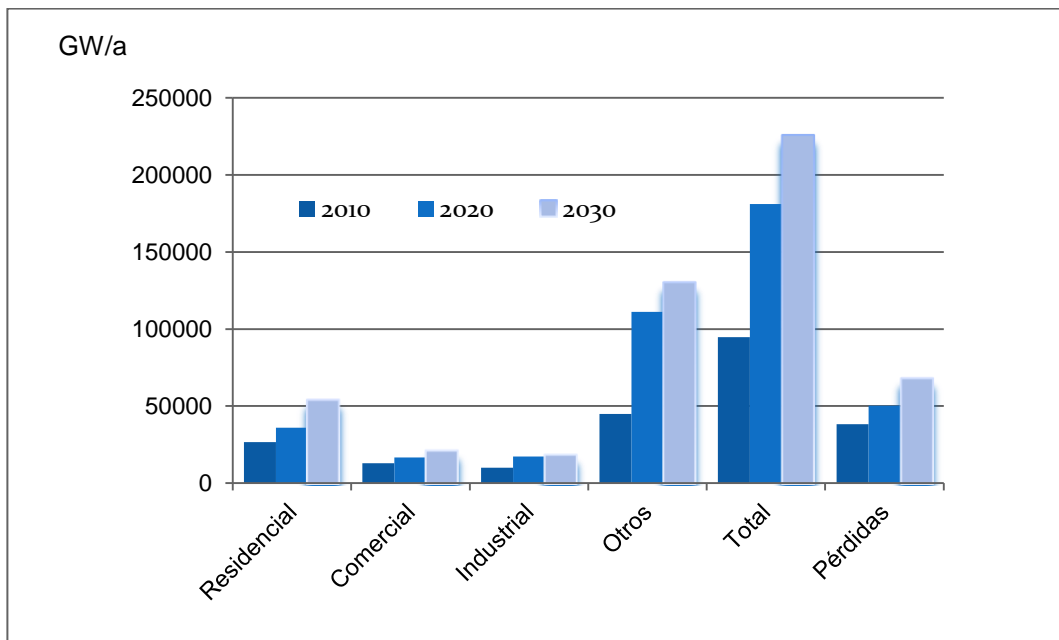


Figura A.5. Ventas de Energía. Fuente: Aller, 2010.

Tabla de ahorros al instalar GNC en comparación con la nafta según kilometraje mensual

La tabla se genera tomando en cuenta los siguientes datos (septiembre 2011)

Precio mas barato del litro de nafta super en Argentina: \$ 4,83

Precio del m3 de GNC: \$ 1.60

Equivalencia 1 m3 de GNC = 1.13 litros de nafta

Consumo mensual de nafta (litros)	Equivalente en m3 de GNC	Costo mensual de la nafta \$	Costo mensual del GNC \$	Ahorro Mensual \$
50	44.25	241.50	70.80	170.70
75	66.37	362.25	106.19	256.06
100	88.50	483.00	141.59	341.41
125	110.62	603.75	176.99	426.76
150	132.74	724.50	212.39	512.11
175	154.87	845.25	247.79	597.46
200	176.99	966.00	283.19	682.81
225	199.12	1086.75	318.58	768.17
250	221.24	1207.50	353.98	853.52
300	265.49	1449.00	424.78	1024.22
400	353.98	1932.00	566.37	1365.63

Tabla A.2. Tabla de ahorros al instalar GNC en comparación con la nafta según kilometraje mensual.
Fuente: www.argentinaequiposgnc.com.ar.

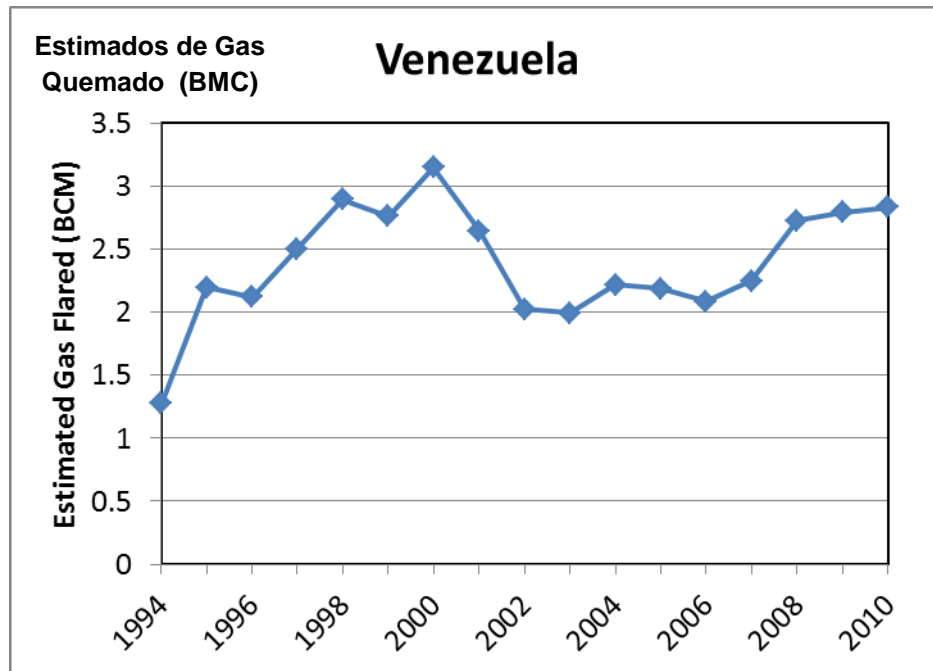


Figura A.6. Estimados de Quema de Gas en Venezuela. Fuente: National Geophysical Data Center.

GLOSARIO

- **Ácido Sulhídrico:** Denominado ácido sulfhídrico en disolución acuosa ($\text{H}_2\text{S}_{\text{aq}}$), es un hidrácido de fórmula (H_2S). Este gas, más pesado que el aire, es inflamable, incoloro, tóxico, odorífero (su olor es el de materia orgánica en descomposición).
- **Acrílicos:** Plural de "acrílico" que se refiere a plástico obtenido por polimerización del ácido acrílico o de sus derivados. El ácido acrílico es un compuesto químico (Fórmula $\text{C}_3\text{H}_4\text{O}_2$).
- **Anticongelante:** Los anticongelantes son compuestos que se añaden a los líquidos para reducir su punto de solidificación, logrando de esta forma que la mezcla resultante se congele a una temperatura más baja.
- **Barcos Metaneros:** Buques dedicados al transporte de Gas Natural Licuado (GNL). Estos tienen características tecnológicas muy sofisticadas, ya que deben mantener el gas a una temperatura de $-160\text{ }^\circ\text{C}$ para largos recorridos.
- **Barco Taladro:** Es una unidad de perforación mar adentro autopropulsada.
- **Barriles:** Plural de "barril", recipiente utilizado para conservar y transportar líquidos. Este también se refiere a una unidad de medida del petróleo que equivale a 159 litros.
- **Boscoso:** adj. Abundante en bosques
- **Capa de Ozono:** Zona de la estratósfera terrestre que contiene una concentración relativamente alta de ozono. Esta capa, se extiende

aproximadamente de 15 a 40 km de altitud, reúne el 90% del ozono presente en la atmósfera y absorbe del 97% al 99% de la radiación ultravioleta de alta frecuencia.

- Condensación: Cambio de estado de la materia que se encuentra en forma gaseosa a forma líquida.
- Condensación Retrógrada: Se refiere a la condensación de líquido durante la expansión de gas a temperatura constante o bien a la condensación de líquido durante calentamiento de gas a presión constante.
- Condensado: Este puede referirse a cualquier mezcla de hidrocarburos relativamente ligeros que permanecen líquidos a temperatura y presión normales.
- Combustible: Es cualquier material capaz de liberar energía cuando se oxida de forma violenta con desprendimiento de calor poco a poco. Supone la liberación de una energía de su forma potencial (energía de enlace) a una forma utilizable.
- Combustión: Es una reacción química de oxidación, en la cual generalmente se desprende una gran cantidad de energía, en forma de calor y luz, manifestándose visualmente como fuego.
- Corrosivo: adj. Que causa o produce desgaste progresivo de una superficie por rozamiento o por una reacción química.
- COVENIN: Comisión Venezolana de Normas Industriales, es el organismo encargado de programar y coordinar las actividades de normalización y calidad en el país.

- Cuellos de Botella: Es un fenómeno en donde el rendimiento o capacidad de un sistema completo es limitado por un único componente generalmente llamado punto del cuello de botella. El término es una derivación metafórica que hace referencia al cuello de una botella, donde la velocidad del flujo de un líquido es limitado por este cuello angosto.
- Déficit: Carencia o escasez de algo que se juzga necesario.
- Demanda: Es la cantidad de un bien o servicio que la gente desea adquirir.
- Densidad Relativa: Es una comparación de la densidad de una sustancia con la densidad de otra que se toma como referencia.
- Desulfuración: Es el proceso de eliminación del azufre de algo para evitar la contaminación. También conocido como la hidrodesulfuración, este proceso químico reduce las emisiones de dióxido de azufre y los convierte en ácido sulfúrico.
- Diesel: Es un combustible derivado del petróleo.
- Dilución: En química, la dilución es la reducción de la concentración de una sustancia química en una disolución.
- Dióxido de Carbono: también denominado gas carbónico y anhídrido carbónico es un gas incoloro, denso y poco reactivo cuyas moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Su fórmula química es CO_2 .

- Dióxido de Sulfuro: Es un gas incoloro contaminante con un característico olor asfixiante cuya fórmula molecular es SO_2 .
- Disulfuros: El término disulfuro suele hacer referencia a la unión covalente de dos átomos de azufre. El anión disulfuro cuya fórmula química es S_2^{2-} puede además presentarse en forma gaseosa con una estructura similar al oxígeno gaseoso, además con este término suele hacerse referencia a compuestos que presentan en alguna parte de su estructura el compuesto químico enlace disulfuro
- Elastómeros: Son aquellos polímeros que muestran un comportamiento elástico. El término, que proviene de polímero elástico, es a veces intercambiable con el término goma, que es más adecuado para referirse a vulcanizados.
- Endulzamiento: Consiste en la eliminación de los componentes ácidos que, por lo general, contiene el gas en su estado natural. Se debe comenzar por analizar la materia prima que se va a tratar, conociendo las impurezas que están de forma inherente ligadas al contenido de agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, en primera instancia.
- Energía Biocombustibles: Es la energía proveniente de combustibles de origen biológico, obtenidos de manera renovable a partir de restos orgánicos. Estos restos orgánicos proceden habitualmente del azúcar, trigo, maíz o semillas oleaginosas.
- Energía Biomasa: Esta fue la primera fuente de energía que conoció la humanidad. La madera o incluso los excrementos secos son biocombustibles.

- **Energía Eólica:** Es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transmutada en otras formas útiles para las actividades humanas.
- **Energía Geotérmica:** Es aquella energía que puede obtenerse mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.
- **Energía Hidroeléctrica:** Es la energía que proviene del aprovechamiento de la energía potencial acumulada en el agua y que al caer desde cierta altura se convierte en energía cinética, una vez ha caído, una buena parte de dicha energía cinética se transforma en energía eléctrica.
- **Efecto Invernadero:** Se conoce como el fenómeno por el cual determinados gases, que son componentes de la atmósfera planetaria, retienen parte de la energía que la superficie planetaria emite por haber sido calentada por la radiación estelar.
- **Energías Renovables:** Son aquellas energías que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana: solar, eólica, hidráulica, biomasa y geotérmica.
- **Energía Undimotriz:** Es la energía generada por el movimiento de las olas. Es menos conocida y extendida que otros tipos de energía marina, como la mareomotriz, pero cada vez se aplica más.
- **Etano:** Es un hidrocarburo alifático alcano con dos átomos de carbono, de fórmula C_2H_6 . En condiciones normales es gaseoso y un excelente combustible. Su punto de ebullición está en $-88\text{ }^{\circ}\text{C}$.

- Etileno: Es un compuesto químico orgánico formado por dos átomos de carbono enlazados mediante un doble enlace. Es uno de los productos químicos más importantes de la industria química. Se halla de forma natural en las plantas.
- Facilidades de Manejo: Se refiere a todas aquellas construcciones, instalaciones para el manejo de la producción, procesamiento y transporte.
- Facilidades de Superficie: Ver el concepto facilidades de manejo.
- Fertilizantes: Sustancias o denominados nutrientes, en formas químicas solubles y asimilables por las raíces de las plantas, para mantener y/o incrementar el contenido de estos elementos en el suelo.
- Fraccionamiento del Gas: Proceso en el cual utiliza la diferencia de puntos de ebullición de dos o más componentes para efectuar una separación y se lleva a cabo por medio de la utilización de torres de fraccionamiento.
- Fumigantes: Sustancia que sirve para fumigar y que actúa como desinfectante.
- Gabarra: Es un barco de suelo plano construido principalmente para el transporte de bienes pesados a lo largo de ríos y canales.
- Gasoductos: Conducciones que sirven para transportar gases combustibles a gran escala. Es muy importante su función en la actividad económica actual.
- Gasolina: Es una mezcla de hidrocarburos alifáticos derivada del petróleo que se utiliza como combustible en motores de combustión interna, así como en estufas, lámparas, limpieza con solventes y otras aplicaciones.

- GLP: Gas licuado del petróleo. Mezcla de gases (propano y butano), presentes en el gas natural o en el petróleo.
- Helio: Es un gas monoatómico incoloro e inodoro que cuenta con el menor punto de ebullición de todos los elementos químicos y solo puede ser licuado bajo presiones muy grandes y no puede ser congelado.
- Heptano Plus: Denominación para referirse a los componentes más pesados que el hexano.
- Hexano: Es un hidrocarburo alifático alcano con seis átomos de carbono. Su forma química es C_6H_{14} .
- Incineradores: Instalaciones o aparatos destinados a quemar una cosa material.
- Índice de Wobbe: Es un parámetro importante cuando se quiere mezclar gases combustibles y el aire (en una reacción de combustión), se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria en un quemador. Se define con frecuencia en las especificaciones de suministro de gas y de transporte (de los combustibles).
- Infraestructura: Conjunto de elementos o servicios que se consideran necesarios para el funcionamiento de una organización o para el desarrollo de una actividad.
- Insecticidas: Compuestos químicos utilizados para matar insectos.
- Interanual: Índice que se obtiene relacionando dimensiones o magnitudes de dos o más años.

- Iso-pentano: Es un alcano de cadena ramificada con cinco átomos de carbono. Es un líquido extremadamente volátil y extremadamente inflamable a temperatura y presión ambientales.
- Levantamiento Artificial: Se refiere al uso de medios artificiales para incrementar el flujo de líquidos, tales como petróleo ó agua, desde pozos de producción hacia la superficie.
- Licencias: Es un contrato mediante el cual una persona recibe de otra el derecho de uso, de copia, de distribución, de estudio y de modificación de varios de sus bienes, normalmente de carácter no tangible o intelectual, pudiendo darse a cambio del pago de un monto determinado por el uso de los mismos.
- Licitaciones: Procedimientos administrativos para la adquisición de suministros, realización de servicios o ejecución de obras que celebren los entes, organismos y entidades que forman parte del Sector Público.
- Licuefacción: Es el cambio de estado que ocurre cuando una sustancia pasa del estado gaseoso al líquido, por acción de la temperatura y el aumento de presión, llegando a una sobrepresión elevada.
- Límite de Inflamabilidad: Esta propiedad se utiliza en combustibles gaseosos. Establece la proporción de gas y aire necesaria para que se produzca la combustión, mediante un límite inferior y uno superior.
- Mercaptanos: Compuestos fuertemente olorosos de carbono, hidrógeno y azufre que se encuentran en el gas y en el aceite. Algunas veces se agregan al gas natural por razones de seguridad.

- Normal Butano: Es un hidrocarburo saturado, parafínico o alifático, inflamable, gaseoso que se licúa a presión atmosférica a $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, formado por cuatro átomos de carbono y por diez de hidrógeno, cuya fórmula química es C_4H_{10} .
- Normal Pentano: Líquido incoloro extremadamente inflamable, y combustible a temperatura ambiente. Es un solvente alifático obtenido a partir de una extracción molecular.
- Octanaje: Es una medida de la calidad y capacidad antidetonante de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna, de tal manera que se libere o se produzca la máxima cantidad de energía útil.
- Oferta: Se define como aquella cantidad de bienes o servicios que los productores están dispuestos a vender a los distintos precios de mercado.
- Oleoducto: Tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte a grandes distancias del petróleo, y sus derivados a excepción del gas natural
- Óxido Nitroso: Es un gas incoloro con un olor dulce y ligeramente tóxico. Provoca alucinaciones, y en algunos casos puede provocar pérdida de parte de la memoria humana. No es inflamable ni explosivo, pero soporta la combustión tan activamente como el oxígeno.
- Parafínicos: De la parafina o relativo a esta sustancia química, que es el nombre común de un grupo de hidrocarburos alcanos de fórmula general $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$, donde n es el número de átomos de carbono.

- Petroquímica: De la industria que utiliza el petróleo o el gas natural como materias primas para la obtención de productos químicos o relativo a ella.
- Planta de Absorción: Es una columna construida de tal manera que provee el contacto entre el gas ascendente, y el absorbente en descenso, con el objetivo de extraer los componentes más pesados del gas natural.
- Planta de Extracción: Es una instalación que permite la extracción de líquidos del gas natural, esta basa su extracción en la expansión sucesiva del gas y en el aprovechamiento de las corrientes internas del proceso como fuentes de enfriamiento y calentamiento de las diferentes etapas.
- Plataforma: En la industria petrolera, es una estructura de grandes dimensiones cuya función es extraer petróleo y gas natural de los yacimientos del lecho marino que luego serán exportados hacia la costa.
- PODE: Sus iniciales significan Petróleo y Otros Datos Estadísticos.
- Poliuretanos: Son polímeros que se obtienen mediante condensación de di-bases hidroxílicas combinadas con disocianatos.
- Pozos: Son agujeros o excavaciones que se perforan en la tierra, hasta una profundidad suficiente para alcanzar lo que se busca, sea una reserva de agua subterránea del nivel freático o fluidos como el petróleo.
- Productos Sintéticos: Son aquellos que resultan de la "síntesis química", que consiste en el proceso de obtención de compuestos químicos partiendo de sustancias más simples.

- Pronóstico: Conocimiento anticipado de lo que sucederá en un futuro a través de ciertos indicios.
- Propano: Es un gas incoloro e inodoro. Pertenece a los hidrocarburos alifáticos con enlaces simples de carbono, conocidos como alcanos. Su fórmula química es C_3H_8
- Propileno: Es un hidrocarburo perteneciendo a los alquenos, incoloro e inodoro. Es un homólogo del etileno. Como todos los alquenos presenta el doble enlace como grupo funcional.
- Reacciones Catalíticas: Son aquellas reacciones que requieren de una sustancia adicional (que no aparece en el balance global) para modificar la velocidad de reacción
- Reacciones Térmicas: Son aquellas donde se libera o recibe calor durante una reacción.
- Recursos: Conjunto de elementos disponibles que pueden aportar un beneficio a la sociedad o a la economía.
- Refrigerante: Es una sustancia utilizada en un ciclo de calor que incluye generalmente, para una eficiencia mejorada, una transición de fase reversible de un líquido a gas.
- Reinyección: En el ámbito petrolero, es el aporte de gas natural a un yacimiento, típicamente uno que ya contiene tanto el gas natural como el petróleo, todo con el fin de aumentar la presión en el yacimiento que permitirá la producción de los fluidos que contiene.

- Resinas: Son materiales plásticos que se adhieren por microretención, debe biselarse el borde cabo superficial de la cavidad, la cual a su vez debe ser conservadora.
- Siderúrgico: Relativo a la siderurgia, que es la técnica del tratamiento del mineral de hierro para obtener diferentes tipos de éste o de sus aleaciones.
- Sulfuros: Sal resultante de la combinación de azufre con un metal derivado del ácido sulfhídrico.
- Sumidero: Es un tipo de dolina circular que actúa como desagüe natural para el agua de lluvia o para corrientes superficiales como ríos o arroyos.
- Temperatura Cricondentérmica: Máxima temperatura en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la gaseosa.
- Temperatura Crítica: Temperatura límite por encima de la cual un gas miscible no puede ser licuado por compresión. Por encima de esta temperatura no es posible condensar un gas aumentando la presión.
- Temperatura de Ignición: Temperatura mínima necesaria para que los vapores generados por un combustible comiencen a arder o hervir.
- Transmisión del Gas: Es un sistema que comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo.
- Tren de Tratamiento: Es un conjunto de combinaciones de procesos y operaciones unitarias de las plantas de tratamiento que funcionan como un sistema.

- Venteo: Consiste en el no aprovechamiento del gas proveniente de un pozo de producción de petróleo, que se quema (tipo antorcha) por motivos de seguridad.