
**ESQUEMA DE DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS
NATURAL VENEZUELA – TRINIDAD Y TOBAGO**

***Tesis para la aprobación de la
Especialización en Gestión en Gas y Petróleo***



INGENIERÍA

Preparado por:

Mgter. Ricardo Javier Gómez Rincón

Director de Tesis

Mgter. Lucas Pussetto

ÍNDICE

A.	INTRODUCCION	1
B.	OBJETO	3
	B.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
	B.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
C.	MARCO TEORICO.....	4
	C.1 DATOS MACROECONOMICOS VENEZUELA Y TRINIDAD Y TOBAGO.....	4
	C.2 GAS NATURAL	7
	C.2.1 FORMACION Y ORIGEN DEL GAS NATURAL	7
	C.2.2 COMPOSICIÓN	8
	C.2.3 PROCESO DE TRANSFORMACIÓN DEL GAS NATURAL	9
	C.3 GAS NATURAL LICUADO (GNL)	10
	C.3.1 CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DEL GAS NATURAL LICUADO	11
	C.3.2 PROCESOS DE LICUEFACCIÓN	11
	C.3.3 ALMACENAMIENTO DEL GNL.....	12
	C.3.4 TRANSPORTE DEL GNL.....	13
	C.3.5 REGASIFICACIÓN DEL GNL.....	13
	C.3.6 LNG CARRIER	14
	C.3.7 PLANTAS DE LICUEFACCIÓN.....	15
	C.3.8 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	15
	C.3.9 BOIL-OFF GAS (BOG).....	15
	C.3.10 CADENA DE GNL VÍA TRANSPORTE MARÍTIMO	16
	C.3.11 EMISIONES Y CUMPLIMIENTO DE LAS REGULACIONES ACTUALES	16
	C.4 IMPORTANCIA DEL GAS EN EL MUNDO.....	17
	C.5 SITUACIÓN DEL GAS NATURAL EN SUR AMÉRICA Y EL CARIBE	18
	C.6 MODELOS DE NEGOCIOS PARA LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS.....	20
	C.6.1 TIPOS DE MODELO DE NEGOCIO	22
	C.6.2 MODELO DE NEGOCIO Y ESTRATEGIA.....	23
	C.6.3 ALIANZAS ESTRATÉGICAS.....	24
	C.6.4 EVALUACIONES ECONÓMICAS DE PROYECTOS PETROLEROS.....	25
	C.7 EQUIVALENCIAS.....	27
	C.8 GLOSARIO DE TÉRMINOS	27
D.	MATERIALES Y METODOLOGIA.....	30
	D.1 MATERIALES.....	30
	D.2 METODOLOGIA.....	30
	D.2.1 ESTUDIAR EL MERCADO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL.....	30

D.2.2	DETERMINAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE GAS NATURAL DE VENEZUELA HACIA TRINIDAD Y TOBAGO	30
D.2.3	ANALIZAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, TRATAMIENTO Y LICUEFACCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO EN FUNCIÓN DE LA FUENTE VENEZOLANA 31	
D.2.4	FORMULAR LOS MODELOS DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS NATURAL VENEZUELA – TRINIDAD Y TOBAGO.....	31
D.2.5	EVALUAR ECONÓMICAMENTE LOS POTENCIALES MODELOS DE NEGOCIOS.....	31
E.	DESARROLLO	33
E.1	ESTUDIAR EL MERCADO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL	33
E.1.1	RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO	33
E.1.2	PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO	38
E.1.3	EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN EL MUNDO	42
E.1.4	GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN EL MUNDO.....	44
E.1.5	PRECIOS Y COMERCIO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO	47
E.1.6	COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL DE TRINIDAD Y TOBAGO	49
E.1.7	OPORTUNIDADES DE COLOCACIONES VIA GAS NATURAL LICUADO DESDE TRINIDAD Y TOBAGO	51
E.2	DETERMINAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE GAS NATURAL DE VENEZUELA HACIA TRINIDAD Y TOBAGO.....	52
E.2.1	RESERVAS Y EXPECTATIVAS.....	52
E.2.2	PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	59
E.2.3	PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	60
E.2.4	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CADENA DE VALOR DEL GAS EN VENEZUELA.....	61
E.2.5	SISTEMA DE EXTRACCIÓN, FRACCIONAMIENTO Y COMPRESIÓN.....	63
E.2.6	SISTEMA DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.	65
E.2.7	MANEJO INTEGRAL DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.	67
E.2.8	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL GAS NATURAL METANO EN VENEZUELA	68
E.2.9	OPORTUNIDADES DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL VENEZOLANO A TRINIDAD Y TOBAGO	69
E.2.10	BALANCE DE GAS NACIÓN.	88
E.2.11	MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.....	89
E.3	ANALIZAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, TRATAMIENTO Y LICUEFACCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO EN FUNCIÓN DE LA FUENTE VENEZOLANA.....	90
E.3.1	CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE TRINIDAD Y TOBAGO 91	

E.3.2	CAPACIDAD DE TRATAMIENTO Y LICUEFACCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO 93	
E.3.3	PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO.....	94
E.4	FORMULAR LOS MODELOS DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS NATURAL VENEZUELA – TRINIDAD Y TOBAGO.	98
E.4.1	ELEMENTOS CONSTITUYENTES DE LOS MODELOS	99
E.4.2	PREMISAS GENERALES DE LOS MODELOS.	100
E.5	EVALUAR ECONÓMICAMENTE LOS POTENCIALES MODELOS DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS NATURAL VENEZUELA –TRINIDAD Y TOBAGO.	111
E.5.1	PREMISAS GENERALES PARA LOS MODELOS.....	113
E.5.2	EVALUACIÓN DE MODELOS.....	118
E.5.3	RESUMEN DE MODELOS ANALIZADOS:	131
F.	CONCLUSIONES Y RESULTADOS.....	134
F.1	CONCLUSIONES	134
F.2	RECOMENDACIONES	135
G.	RESUMEN EJECUTIVO.....	136
H.	BIBLIOGRAFIA	137

ÍNDICE DE GRAFICAS

<i>Gráfica 1 Proceso de transformación del Gas Natural</i>	10
<i>Gráfica 2 Intercambio mundial de Gas Natural vía GNL</i>	20
<i>Gráfica 3 Modelo de negocios y estrategias</i>	23
<i>Gráfica 4 Reservas Probadas de Gas Natural Convencional por Región (2020)</i>	34
<i>Gráfica 5 Principales Reservas Probadas de Gas Natural Convencional - Países (2020)</i>	35
<i>Gráfica 6 Reservas Probadas de Gas Natural No Convencional por Región (2013)</i>	36
<i>Gráfica 7 Principales Reservas Probadas de Gas Natural No Convencional - Países (2013)</i>	37
<i>Gráfica 8 Principales Reservas Probadas de Gas Natural (Convencional y No Convencional)</i>	38
<i>Gráfica 9 Consumo de Gas Natural por Región</i>	39
<i>Gráfica 10 Principales Consumidores de Gas Natural y Producción</i>	41
<i>Gráfica 11 Regiones Importadores e Importación</i>	43
<i>Gráfica 12 Comercio mundial de Gas Natural Licuado (GNL) en 2021 - Billones de Pies Cubicos (BPC)</i>	45
<i>Gráfica 13 Precios</i>	47
<i>Gráfica 14 Trinidad y Tobago - Exportaciones de GNL (2020 y 2021)</i>	49
<i>Gráfica 15 Total de Reservas Probadas, Probables y Posibles de Gas Natural</i>	53
<i>Gráfica 16 Reservas de Gas Natural Asociadas a Crudo</i>	54
<i>Gráfica 17 Ubicación Geográfica de las Reservas de Gas Natural</i>	55
<i>Gráfica 18 Riqueza de las Reservas de Gas Natural</i>	56
<i>Gráfica 19 Gas Natural Producido Nivel Nación</i>	57
<i>Gráfica 20 Oportunidades Exploratorias Nivel Nación</i>	58
<i>Gráfica 21 Oportunidades Exploratorias en el Mar</i>	59
<i>Gráfica 22 Perfil de Producción de Gas 2015-2022.</i>	61
<i>Gráfica 23 Cadena de Valor del Gas Natural en Venezuela</i>	62
<i>Gráfica 24 Capacidad Total Instalada de Extracción y Fraccionamiento</i>	65
<i>Gráfica 25 Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela</i>	66
<i>Gráfica 26 Esquema de Funcionamiento de Hidrocarburos Gaseosos</i>	67
<i>Gráfica 27 Áreas con potencial de aporte de gas a T&T desde Venezuela</i>	71
<i>Gráfica 28 Diferentes Tipos de Gas Localizables por Campo – Costa Afuera.</i>	72
<i>Gráfica 29 Características y potencial del campo Dragón.</i>	73
<i>Gráfica 30 Características y potencial de los campos Patao y Mejillones.</i>	74
<i>Gráfica 31 Características y potencial del campo Rio Caribe</i>	75
<i>Gráfica 32 Características y potencial del campo Pedernales.</i>	76
<i>Gráfica 33 Características y potencial del campo Corocoro.</i>	77
<i>Gráfica 34 Características y potencial de los campos Posa y Punta Sur</i>	78
<i>Gráfica 35 Características y potencial del Campo Loran.</i>	80
<i>Gráfica 36 Características y potencial del Campo Macuira.</i>	81
<i>Gráfica 37 Características y potencial de los campos de Ballena y Cocuina.</i>	82
<i>Gráfica 38 Caracterización de las Bases de Recursos Distrito Anaco.</i>	83
<i>Gráfica 39 Características y potencial del Bloque AMA</i>	84
<i>Gráfica 40 Características y potencial del Bloque AMO.</i>	85
<i>Gráfica 41 Nivel de quema y venteo de gas natural en el Norte de Monagas-Venezuela.</i>	86

<i>Gráfica 42 Características y potencial del Proyecto de Recolección de Gas de Quema y Venteo en el Norte de Monagas.</i>	87
<i>Gráfica 43 Balance de Gas Natural en Venezuela.</i>	89
<i>Gráfica 44 Infraestructura midstream de T&T.</i>	92
<i>Gráfica 45 Balance de Gas Natural de Trinidad y Tobago.</i>	95
<i>Gráfica 46 Comparación de Capacidad de Tratamiento y Consumo con respecto a la Producción 2021 de Gas Natural en T&T.</i>	96
<i>Gráfica 47 Modelo de relación N°01 Venezuela - Trinidad y Tobago.</i>	102
<i>Gráfica 48 Modelo de relación N°02 Venezuela - Trinidad y Tobago.</i>	104
<i>Gráfica 49 Modelo de relación N°03 Venezuela - Trinidad y Tobago.</i>	106
<i>Gráfica 50 Modelo de relación N°04 Venezuela - Trinidad y Tobago.</i>	108
<i>Gráfica 51 Modelo de relación N°05 Venezuela - Trinidad y Tobago.</i>	110
<i>Gráfica 52 Histórico de Precio del Gas Natural.</i>	114
<i>Gráfica 53 Estimaciones por Net Back del Precio del Gas.</i>	114
<i>Gráfica 54 Oportunidades para explotación y transporte de gas Natural a Trinidad y Tobago.</i>	118
<i>Gráfica 55 Flujo de caja del Modelo N°01.</i>	120
<i>Gráfica 56 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°01.</i>	120
<i>Gráfica 57 Distribución del ingreso en el Modelo N°02.</i>	122
<i>Gráfica 58 Flujo de caja del Modelo N°02.</i>	122
<i>Gráfica 59 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°02.</i>	123
<i>Gráfica 60 Flujo de caja del Modelo N°03.</i>	125
<i>Gráfica 61 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°03.</i>	125
<i>Gráfica 62 Flujo de caja del Modelo N°04.</i>	127
<i>Gráfica 63 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°04.</i>	128
<i>Gráfica 64 Flujo de caja del Modelo N°05.</i>	130
<i>Gráfica 65 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°05.</i>	130
<i>Gráfica 66 Requerimientos de Inversión.</i>	131
<i>Gráfica 67 Distribución de Dividendos del Proyecto.</i>	132
<i>Gráfica 68 Aportes totales de la renta a los Estados.</i>	133

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Comparación de parámetros entre Venezuela y T&T.....</i>	<i>5</i>
<i>Tabla 2 Composición del Gas Natural.....</i>	<i>8</i>
<i>Tabla 3 Componentes de los Gases.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabla 4 Parámetros de Gas Natural en Sur y Centro América y el Caribe.....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 5 Exportaciones de Trinidad y Tobago (2020 y 2021).....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 6 Fuente: Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 7 Características del Gas Natural Metano en Venezuela.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 8 Marco Legal Regulatorio Venezolano.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 9 Producción y Cantidad Contratada de Gas Natural.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 10 Marco Legal Regulatorio de Trinidad y Tobago.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 11 Ventajas y desventajas del modelo N° 01 para cada país.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 12 Ventajas y desventajas del modelo N° 02 para cada país.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 13 Ventajas y desventajas del modelo N°03 para cada país.....</i>	<i>106</i>
<i>Tabla 14 Ventajas y desventajas del modelo N° 04 para cada país.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 15 Ejecución de actividades por modelo.....</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 16 Premisas operacionales comunes para la evaluación económica de los modelos.....</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 17 Estructura impositiva que tasan los proyectos gasíferos en Venezuela y Trinidad y Tobago....</i>	<i>117</i>
<i>Tabla 18 Distribución del ingreso en el Modelo N°01.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 19 Distribución del ingreso en el Modelo N°03.....</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 20 Distribución del ingreso en el Modelo N°04.....</i>	<i>127</i>
<i>Tabla 21 Distribución del ingreso en el Modelo N°05.....</i>	<i>129</i>

A. INTRODUCCION

Las tendencias energéticas mundiales apuntan a una matriz mucho más limpia, descarbonizada y abundante en un futuro no tan lejano. Se aspira, en los próximos 30 años, a una fuerte migración desde el estado actual, altamente dependiente de los hidrocarburos fósiles (27% Carbón, 33% Petróleo y 24% Gas Natural), hacia uno más amigable con el ambiente, donde dominen las energías renovables y con menor impacto ambiental (eólica, solar, mareomotriz, geotérmica, biomasa, hidráulica y/o nuclear). Esto no sucederá en el corto plazo, por el alto crecimiento poblacional de los países en desarrollo y la mejora en su calidad de vida, impulsado por un crecimiento de su producto interno bruto entre 4% y 5% en promedio, demandarán más y más energía, energía que deberá estar disponible de forma inmediata, abundante, eficiente y a costos accesibles para el debido desarrollo. Este escenario, hasta ahora, sólo lo brindan los hidrocarburos, pero dentro de ellos, el Gas Natural es el que ofrece además de todo lo anterior, un menor impacto ambiental por emisiones a la atmósfera, lo que lo convertirá en la fuente predilecta de consumo, mientras ocurre la transición, esperando que supere al carbón y al petróleo como primera fuente primaria en la matriz energética mundial.

Teniendo esto como premisa, aquellos países con grandes fuentes de gas natural e infraestructura para su extracción, tratamiento y transporte serán los grandes beneficiarios durante los años futuros de la transición. Es aquí, que se nos lleva al caso de estudio del presente trabajo, donde se pretende explorar la factibilidad de la integración energética Venezuela –Trinidad y Tobago en torno del Gas Natural.

Trinidad y Tobago es un país con una trayectoria gasífera de más de 40 años, lo que le ha permitido consolidar una importante infraestructura para la extracción, tratamiento e industrialización del gas natural, que lo ha llevado a alcanzar a ser uno de los grandes exportadores de gas vía GNL (Gas Natural Licuado), el primero a nivel de amoniaco y el tercero en metanol. Pero después de años de explotación intensiva de sus yacimientos, las reservas remanentes han llegado a ubicarse en los 10 BPC (Billones de Pies Cúbicos) o 10 TCF (Trillion Cubic Feet), lo cual al ritmo actual de explotación (2.800 Millones de Pies Cúbicos por Día), de acuerdo la fórmula R/P (reserva entre producción) restaría solo unos 9,7 años de disponibilidad de gas, sin grandes expectativas de nuevos descubrimientos en su plataforma continental de agua profundas. Esta situación dejaría una capacidad instalada de industrialización en este país que asciende a los 4.200 MMPCD (Millones de Pies Cúbicos Día), donde destacan unos 2.200 MMPCD (Millones de Pies Cúbicos Día) de capacidad de licuefacción de gas actualmente en uso, solo en un 40% por falta de gas de alimentación.

Por su parte, Venezuela es un país petrolero con más de 100 años de historia en explotación de hidrocarburos, donde a pesar de tener una de las más grandes reservas probadas de Gas Natural del planeta, (196 Billones de Pies Cúbicos) que lo posicionan en 9° lugar a nivel mundial, no ha logrado desarrollar una industrialización plena de este recurso, ni tampoco cuenta actualmente con la posibilidad de exportar, vía tubería o Gas Natural Licuado (GNL), los excedentes de gas natural que no puede asimilar su mercado interno. De estas grandes reservas venezolanas, un 9% (20 Billones de Pies Cúbicos) se encuentra en yacimientos costa afuera limítrofes con Trinidad y Tobago, en las áreas denominadas

Plataforma Deltana y Gran Mariscal de Ayacucho. Adicionalmente, en estas mismas áreas existen reservas probables y posibles que ascienden a 6 BPC (Billones de Pies Cúbicos) o 6 TCF (Trillion Cubic Feet) adicionales.

Ante la necesidad de combinar en un proceso con factibilidad técnica, económica y comercial, tanto las fortalezas en reservas como en disponibilidad de infraestructura de estas dos naciones, en aras de monetizar dichos volúmenes en el mercado internacional de gas natural, el cual se proyecta como un mercado con alta demanda por parte de los grandes polos de consumo y transición mundial, Asia y Europa; se propone desarrollar un trabajo que haga posible dimensionar las necesidades y capacidades de parte y parte, que permita de forma rentable, aprovechar las oportunidades comerciales ante el mercado en el área de exportaciones de GNL (Gas Natural Licuado) que tienen Venezuela y Trinidad y Tobago.

B. OBJETO

B.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un esquema de desarrollo conjunto del gas natural Venezuela – Trinidad y Tobago.

B.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Estudiar el mercado del gas natural a nivel mundial.
 2. Determinar la capacidad de generación de gas natural de Venezuela hacia Trinidad y Tobago.
 3. Analizar la capacidad de transporte, tratamiento y licuefacción de Trinidad y Tobago en función de la fuente venezolana.
 4. Formular los modelos de negocios para el desarrollo conjunto del gas natural Venezuela – Trinidad y Tobago.
 5. Evaluar económicamente los potenciales modelos de negocios para el desarrollo conjunto del gas natural Venezuela –Trinidad y Tobago.
-

C. MARCO TEORICO

C.1 DATOS MACROECONOMICOS VENEZUELA Y TRINIDAD Y TOBAGO.

Venezuela y Trinidad y Tobago son dos países limítrofes ubicados al norte de América del Sur, el primero continental y el segundo insular, separados por una distancia promedio de solo 80 Km, ambos países poseen diferencias significativas en cuanto a población, superficie, idioma y densidad poblacional pero comparten un mismo sistema político, el democrático, una religión mayoritariamente cristiana y la existencia de recursos hidrocarburos con suficiente infraestructura de explotación, procesamiento, distribución y exportación.

Ambos países son democracias constituida con participación en organismos internacionales comunes, como la ONU, OEA, OMC y el FMI, sin conflictos limítrofes vigentes, con relaciones diplomáticas establecidas y un intercambio económico formal de no más de 500 MM\$ al año, según valores económicos del FMI y el BM, con antecedentes de intercambio en hidrocarburos puntuales en el marco de los acuerdos de PETROCARIBE. También existen acuerdos binacionales para la delimitación y distribución de yacimientos compartidos principalmente de gas natural.

Venezuela es reconocida por poseer las reservas de crudo más grandes del mundo y la novena de gas natural, así como ser uno de los países fundadores y miembro de la OPEP, el cual viene de ser en la década pasada, uno de los grandes productores mundiales con más de 3 MMBD y 8.000 MMPCD de gas natural, pero que para el 2021, la producción ha mermado hasta los 650 MBD de crudo y 3.900 MMPCD de gas natural en promedio.

Trinidad y Tobago es reconocido como ser un gran productor y exportador de gas natural vía GNL, con más de 4.000 MMPCD de producción y exportaciones de 1.500 MMPCD para el 2021 en promedio, posee para ello una infraestructura robusta para el manejo, procesamiento y exportación de gas natural de más de 4.000 MMPCD de capacidad y 350 MBD de crudo.

Ambos países son altamente dependientes de sus respectivas industrias petroleras y gasíferas, no solo para el abastecimiento de la demanda del mercado interno de combustibles, especialidades y energía, sino también del ingreso en divisas que perciben en función de sus exportaciones de crudos, gas natural, refinados y productos petroquímicos.

Si bien Venezuela, posee reservas de gas natural apreciables con respecto a Trinidad y Tobago, donde algunas se encuentran geográficamente próximas entre los países, no ha desarrollado, hasta el momento una infraestructura que le permita aprovechar los excedentes vía exportación ya sea a través de gasoductos o terminales de GNL, mientras que T&T, para el momento, solo cuenta con 8 años de soporte de reservas de gas a la tasa de producción actual y aprovecha solo el 50%, aproximadamente, de su infraestructura de exportación de GNL (2.000 MMPCD), este contraste entre los países en cuanto al manejo del gas constituye una oportunidad visible de complementariedad económica entre ambas naciones.

Cabe destacar que si bien esta oportunidad existe, se puede observar por los diferentes indicadores de riesgo financieros y facilidades para hacer negocios en dicho países, están por debajo de las medias mundiales, lo que podría constituir una barrera para aprovechar la oportunidad, cuando se involucren la necesidad de financiamiento internacional.

Tabla 1 Comparación de parámetros entre Venezuela y T&T.

Parámetro	Venezuela	Trinidad y Tobago
Población	28.704.947 Hab.	1.403.374 Hab.
Gentilicio	Venezolano	Trinitense
Superficie	912.050 Km ²	5.130 km ²
Densidad Poblacional	31 Hab./Km ²	274 Hab./Km ²
Capital	Caracas	Puerto España
Moneda	Bolívar (Bs.)	Dólar Trinitense (TTD)
Idioma	Castellano	Ingles
Forma de Gobierno.	República federal presidencialista	República parlamentaria democrática unitaria
Religión	98% Cristianismo	95% Cristianismo
Organismos Internacionales	FMI, MERCOSUR, OEA, ONU, OPEP, UNASUR. OMC	ACP, CARICOM, FMI, OEA, ONU, OMC
Tipo de Clima	Tropical, 2 Estaciones	Tropical, 2 Estaciones
PIB Anual	86.403 M€ (2018)	20.273 M€ (2021)
PIB Per Cápita	2.991 € (2018)	14.446 € (2021)
Deuda Total	26.663 M€ (2017)	11.947 M€ (2021)
Gasto Publico	38.666 M€ (2017)	6.349 M€ (2021)
Rating Moody's	C (2017)	Ba2 (2021)

Parámetro	Venezuela	Trinidad y Tobago
Ranking de Competitividad	133°	79°
IDH	0,711 (2019)	0,796 (2019)
Índice de Corrupción	14 (2021)	41 (2021)
Tasa de desempleo	6,4% (2018)	3% (2021)
Tipo de Cambio al USD	8,24 Bs/USD (14/10/2022)	6,73 DTT/USD (20/10/2022)
IPC	114% (08/2022)	5,9% (07/2022)
IVA General	16% (01/01/2020)	12,5% (01/01/2016)
Exportaciones	3.005,8 M€ (2021)	7.287,6 M€ (2021)
Importaciones	6.590,9 M€ (2021)	4.872,4 M€ (2021)
Balanza comercial	-3.585,0 M€	2.415,2 M€
Tasa Natalidad	17,30% (2020)	12,24% (2020)
Tasa mortalidad	7,22% (2020)	8,64% (2020)
Esperanza de vida	72,07 años (2020)	73,63 años (2020)
CO2 t per cápita	3,12 (2021)	21,01 (2021)
Producción anual de petróleo	595 MBD (2021)	60 MBD (2021)
Reservas de Petróleo	303.806 MMBIs (2021)	243 MMBIs (2021)
Consumo Eléctrico	78.082 GWh (2019)	8.213 GWh (2019)
Generación Eléctrico	103.722 GWh (2020)	8.201 GWh (2020)
COVID-19 - Muertos	5.820	4.241

Parámetro	Venezuela	Trinidad y Tobago
Completamente Vacunadas	14.287.370 Hab.	716.898 Hab.

Fuente: Elaboración propia con información tomada de Datosmacro (2017) y CEIC (2017).

C.2 GAS NATURAL

James G. Speight (2019, p.3) define el Gas Natural como un combustible fósil gaseoso que se encuentra en yacimientos petrolíferos y de gas natural. Aunque comúnmente se agrupa con otros combustibles fósiles y fuentes de energía, existen muchas características del gas natural que lo hacen único. El término gas natural es el término genérico que se aplica a la mezcla de derivados de hidrocarburos gaseosos y derivados de hidrocarburos líquidos de bajo punto de ebullición (típicamente hasta e incluyendo derivados de hidrocarburos tales como n-octano, $CH_3(CH_2)_6CH_3$, punto de ebullición 125,1 126,1 C, 257,1 258,9 F).

C.2.1 FORMACION Y ORIGEN DEL GAS NATURAL

James G. Speight (2019, pp. 9-10) expone que, así como el petróleo es un producto de la materia orgánica descompuesta (a menudo denominada desechos orgánicos o detritos), el gas natural también es un producto de la descomposición de la materia orgánica. La materia orgánica son los restos de la antigua flora y fauna que se depositó durante los últimos 550 millones de años. Estos desechos orgánicos se mezclan con lodo, limo y arena en el fondo del mar y se entierran gradualmente con el tiempo. Sellada en un ambiente libre de oxígeno (anaeróbico) y expuesta a cantidades crecientes de presión y una cantidad desconocida de calor, la materia orgánica pasó por un proceso de descomposición en el que los hidrocarburos (y los no hidrocarburos) fueron los productos que la convirtieron en hidrocarburos. Los de menor punto de ebullición de estos hidrocarburos existen en estado gaseoso en condiciones normales y se conocen colectivamente como gas natural. En la forma más pura de hidrocarburo, el gas natural es un gas incoloro e inodoro compuesto principalmente de metano. Estos hidrocarburos son compuestos altamente inflamables.

Tanto, el gas natural, como el petróleo crudo, se ha generado a lo largo del tiempo geológico a partir de rocas generadoras profundas, a veces denominadas cocina, que contienen desechos orgánicos. Sin embargo, las rutas químicas reales involucradas en la maduración de los desechos orgánicos son en gran parte desconocidas y, por lo tanto, sujetas a especulaciones.

Una vez que se ha formado el gas natural, su destino depende de dos características críticas de la roca: (1) porosidad y (2) permeabilidad.

El término porosidad se refiere a la cantidad de espacio vacío contenido dentro de los granos de una roca. Las rocas muy porosas, como las formaciones de arenisca, suelen tener

una porosidad del orden del 5 % al 25 % v/v (porcentaje del volumen de la roca), lo que le da a la formación una cantidad sustancial de espacio para el almacenamiento de fluidos: Los fluidos de yacimiento a término incluyen gas natural, petróleo crudo y agua. Por otro lado, el término permeabilidad es una medida del grado en que los espacios porosos de una roca están interconectados y, por lo tanto, son susceptibles al flujo de fluidos. Una roca altamente permeable permitirá que el gas y los líquidos fluyan fácilmente a través de la roca, mientras que una roca de baja permeabilidad no permitirá el paso de fluidos. Este último término es característico de formaciones no convencionales y formaciones compactas.

Después de que se forme el gas natural, tenderá a ascender hacia la superficie a través de los poros de la roca debido a su baja densidad en comparación con la roca circundante. Por lo tanto, en algún momento durante o después del proceso de maduración, el gas y el petróleo crudo migran desde la roca generadora hacia arriba o hacia los lados o en ambas direcciones (sujeto a la estructura de las formaciones geológicas que lo acompañan y sobreyacentes) a través de los sedimentos subterráneos a través de fisuras y fallas hasta que el gas ingresa a una formación geológica (reservorio) que retiene o atrapa el gas a través de la presencia de roca de base impermeable y roca de cubierta. Si esto no hubiera ocurrido, existe la clara probabilidad de que la mayor parte del gas natural se filtraría a través de las formaciones superficiales y escaparía a la atmósfera.

C.2.2 COMPOSICIÓN

La composición del gas natural puede variar de acuerdo al tipo de yacimiento, los parámetros que componen el gas natural se presentan a continuación, de igual manera se presentan la composición.

Tabla 2 Composición del Gas Natural.

Constituent	Formula	% v/v
Methane	CH ₄	>85
Ethane	C ₂ H ₆	3–8
Propane	C ₃ H ₈	1–5
<i>n</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	1–2
<i>iso</i> -Butane	C ₄ H ₁₀	<0.3
<i>n</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	1–5
<i>iso</i> -Pentane	C ₅ H ₁₂	<0.4
Hexane, heptane, octane ^a	C _n H _{2n+2}	<2
Carbon dioxide	CO ₂	1–2
Hydrogen sulfide	H ₂ S	1–2
Oxygen	O ₂	<0.1
Nitrogen	N ₂	1–5
Helium	He	<0.5

^aHexane (C₆H₁₄) and higher molecular weight hydrocarbon derivatives up to octane as well as benzene (C₆H₆) and toluene (C₆H₅CH₃).

Fuente: Natural Gas a Basic handbook, Speight (2019, p. 5).

Tabla 3 Componentes de los Gases.

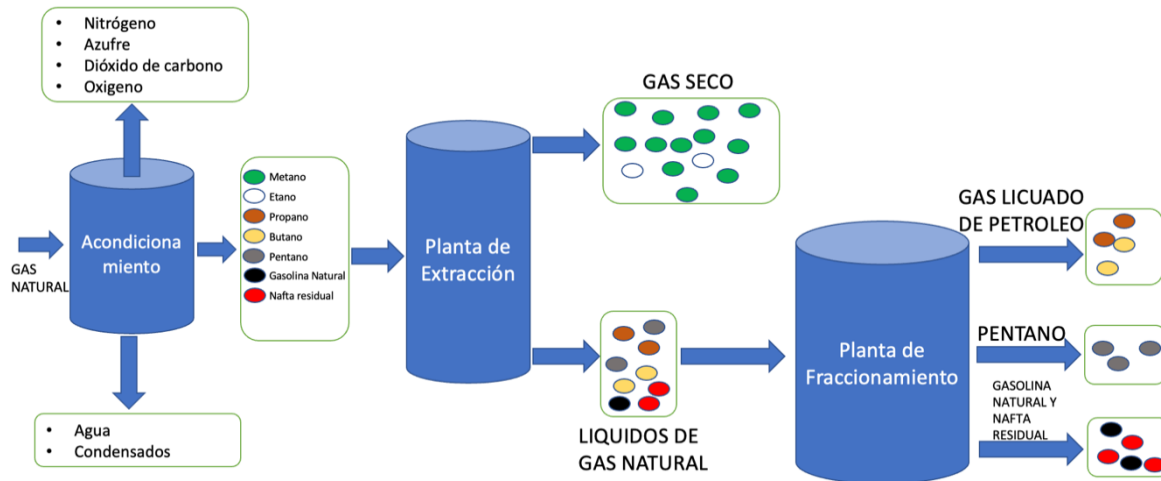
Hydrocarbon constituents	
Dry gas or natural gas	Methane (CH ₄)
Liquefied petroleum gas	Ethane (C ₂ H ₆)
	Propane (C ₃ H ₈)
Natural gas liquids	<i>n</i> -Butane (C ₄ H ₁₀)
	<i>iso</i> -Butane (C ₄ H ₁₀)
	Pentane isomers (C ₅ H ₁₂)
	Hexane isomers (C ₆ H ₁₄)
	Heptane isomers (C ₇ H ₁₆)
	Octane isomers (C ₈ H ₁₈)
	Condensate (≥C ₅ H ₁₂)
	Natural gasoline (≥C ₅ H ₁₂)
	Naphtha (≥C ₅ H ₁₂)
Nonhydrocarbon constituents	
	Carbon dioxide (CO ₂)
	Hydrogen sulfide (H ₂ S)
	Water (H ₂ O)
	Nitrogen (N ₂)
	Carbonyl sulfide (COS)

Fuente: Natural Gas a Basic handbook, Speight (2019, p. 5).

C.2.3 PROCESO DE TRANSFORMACIÓN DEL GAS NATURAL

El ingreso de Gas Natural comienza pasa principalmente por un proceso de acondicionamiento, donde se extraen los gases inertes como nitrógeno, azufre, dióxido de carbono y oxígeno, de igual forma se extrae el agua y los condensados, posteriormente es procesado en la planta de extracción, donde se separa el gas seco de los líquidos de gas natural. Es el Gas seco principalmente con metano el que posteriormente es procesado a través de la planta de licuefacción para ser convertido en gas natural licuado.

Gráfica 1 Proceso de transformación del Gas Natural



Fuente: Elaboración propia con información tomada de Speight (2019).

C.3 GAS NATURAL LICUADO (GNL)

GNL son las siglas de Gas Natural Licuado (LNG en inglés: Liquefied Natural Gas). El gas se extrae en estado gaseoso y en las plantas de licuefacción se enfría hasta $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. El GNL, al encontrarse a temperaturas tan bajas, reduce su volumen drásticamente, unas 600 veces. Esto permite optimizar su transporte, pudiéndose mover grandes cantidades, lo que, en términos de costes, hace factible económicamente su transporte por mar (Reiriz Basoco, 1976).

Para convertir el Gas Natural en líquido, se enfría el gas tratado hasta aproximadamente $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, que es la temperatura a la cual el metano CH_4 , su componente principal, se convierte a forma líquida. El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común: se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, tales como propano, etano / etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural.

De este modo, el gas natural se enfría hasta el punto en que se convierte en líquido. Una vez que el gas ha sido licuado, se somete a un efecto Joule-Thomson o expansión con extracción de trabajo para poderlo almacenar a presión atmosférica. El GNL producido se almacena en tanques especiales para ser luego transferido a tanques especiales de transporte.

Algunas de sus principales características es que este gas es incoloro e inodoro, con lo cual puede no percibirse. Además, es inocuo y no es tóxico, lo cual evita posibles situaciones de riesgos, aunque sí es asfixiante y en espacios cerrados podría provocar pérdidas de sentido (Reiriz Basoco, 1976). Por otro lado, no es corrosivo ni contaminante (Beggs, 1985). Su densidad es de $0,45\text{ m}^3 / \text{tm}$, lo que implica que tenga una densidad algo menos de la mitad que el agua (densidad: 1). En caso de un posible derrame, el GNL fluiría y se evaporaría, elevándose a la atmósfera y no dejaría residuos.

Aunque sí que es cierto que es inflamable, esto solo ocurre si entra en contacto con el aire en concentraciones de 4,5 a 15% de oxígeno, a la vez que algún elemento que proporcione una cantidad de calor necesaria. Lo que implica que es menos inflamable que otros combustibles.

Por todo ello, las medidas de seguridad en los metaneros son muy importantes. Los tanques deben ser inertizados y ventilados antes de acceder a ellos, la seguridad contraincendios es también fundamental a bordo, tanto en medios para su extinción como en entrenamiento de la tripulación (Reiriz Basoco, 1976). Y por ello es también crucial una capacidad de almacenamiento suficientemente segura, y con la tecnología suficiente para minimizar las posibles fugas/derrames.

También, debido a su baja temperatura, es criogénico. No debe entrar en contacto con otros objetos que no estén específicamente preparados para ello. Es por ello por lo que su aislamiento térmico es muy importante y hay que evitar cualquier contacto con el GNL.

C.3.1 CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DEL GAS NATURAL LICUADO

- Es gas natural procesado para ser transportado en forma líquida, a baja presión y a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Mayor capacidad de almacenamiento en menor espacio: el volumen ocupado es 1/600 veces en estado líquido.
- La regasificación se realiza a temperatura ambiente a través de un vaporizador.
- Se transporta en tanques criogénicos especializados, por vía terrestre o marítima.
- Es inodoro, incoloro y no tóxico.
- Sólo se quema si entra en contacto con oxígeno en concentraciones de 5 a 15%.
- Es la mejor alternativa para suministrar combustible y energía a zonas remotas, donde no hay gasoductos.

C.3.2 PROCESOS DE LICUEFACCIÓN

Cuando se extrae el gas natural de los yacimientos subterráneos, a menudo contiene otros materiales y componentes que deben ser eliminados antes de que pueda ser licuado para su uso:

- Helio: por su valor económico y por los problemas que podría producir durante el licuado.
 - Azufre –corrosivo en equipos–, dióxido de carbono que se solidifica en las condiciones de licuefacción, y mercurio, que puede depositarse en instrumentos y falsificar las mediciones.
-

- Agua: que al enfriar el gas, se congelaría y formaría hielo o bien hidratos que provocarían bloqueos en el equipo si no se eliminaran.
- Hidrocarburos pesados: llamados condensados o gas licuado de petróleo, GLP, que pueden congelarse al igual que el agua y producir bloqueos del equipo y problemas en la combustión del gas.

Según el mercado final, la remoción de etano, propano y otros hidrocarburos debe estar controlada mediante una unidad de remoción de líquidos que puede estar integrada en el proceso de licuefacción.

Para convertir el gas natural en líquido, se enfría el gas tratado hasta $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, que es la temperatura en la cual el metano se convierte en líquido. El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común: se comprimen los gases refrigerantes (propano, etano/etileno, metano, nitrógeno) y se producen líquidos fríos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural. De este modo, el gas natural se enfría hasta el punto en que se convierte en líquido.

Hay varias tecnologías de licuefacción usadas industrialmente: las más usadas son la de Air Products y la de ConocoPhillips Optimized Cascade. La primera se utiliza en el 80% de los casos, mientras que la segunda en el 12%.

C.3.3 ALMACENAMIENTO DEL GNL

El GNL es almacenado en tanques de paredes dobles a presión atmosférica y a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$. El tanque de almacenaje es, en realidad, un tanque dentro de otro tanque. El espacio anular entre las dos paredes del tanque está lleno de aislamiento. El tanque interno, en contacto con el GNL, está hecho de materiales recomendados para el servicio criogénico y la carga estructural proporcionada por el GNL. Estos materiales incluyen un 9% de acero níquel, aluminio y concreto pretensado. El tanque exterior está hecho generalmente de acero al carbono y concreto pretensado.

El fondo de hormigón se atraviesa con una serie de tubos que contienen resistencias de calefacción para evitar la congelación del terreno. Todas las conexiones de entrada y salida del líquido y del gas al tanque se hacen a través de la cúpula como medidas de seguridad para evitar fugas de GNL por las conexiones.

Al estar almacenado el GNL en condiciones de equilibrio, tanto las aportaciones de energía (calor entrante por las paredes) como las disminuciones de presión, dan lugar a la vaporización de un pequeño porcentaje de GNL. Este gas vaporizado (boil-off) se comprime mediante compresores criogénicos y se bombea nuevamente al tanque donde se condensa.

Las dimensiones de un tanque pueden llegar a 80/90 metros de diámetro exterior y 45/50 metros de altura al centro de la cúpula.

C.3.4 TRANSPORTE DEL GNL

Los tanqueros de GNL son embarcaciones de casco dobles, especialmente diseñados y aislados para prevenir el goteo o ruptura en caso de un accidente. El GNL está almacenado en un sistema especial dentro del casco interior donde se mantiene a presión atmosférica y -161 °C.

Hay esencialmente dos tipos de tanques para estos buques:

- Los esféricos o tipo Moss: están contruidos en acero inoxidable o aleación de aluminio y son autoportantes, o sea, que ellos soportan la carga. Son muy característicos por tener un sistema de contención de carga muy particular, que incluye cuatro, o más, grandes tanques esféricos, cuyas semiesferas destacan sobre la cubierta principal.
- Los de membrana de acero corrugado y expandible: el peso de la carga se transmite al casco interior a través de las membranas y aislamientos.

Sobre la cubierta sobresale una estructura de tipo prismático.

El GNL en los tanques de carga del buque se mantiene a su temperatura de saturación (-161 °C) a lo largo de toda la navegación, pero se permite que una pequeña cantidad de vapor se disipe por ebullición, en un proceso que se denomina autorrefrigeración. El gas evaporado se utiliza para impulsar los motores del buque.

Los tamaños de estos barcos pueden llegar a los 300 metros de eslora, 40/45 metros de ancho y con calados de 12 metros.

C.3.5 REGASIFICACIÓN DEL GNL

Una vez que el buque metanero llega a la terminal de regasificación, el GNL es bombeado desde la nave hasta los tanques de almacenamiento. Los tanques de GNL son similares a los utilizados en la terminal de licuefacción. Cuando llega el momento de su uso, el GNL es calentado pasándolo por tuberías calentadas directamente por calderas, agua de mar o a través de tuberías calentadas por agua. El gas vaporizado es después regulado a presión y entra al sistema de gaseoductos como gas natural. Finalmente, consumidores residenciales y comerciales reciben gas natural para su uso diario desde utilidades de gas locales o en forma de electricidad.

La vaporización del GNL se realiza en los vaporizadores de agua de mar, que son intercambiadores de calor, verticales, abiertos, en contracorriente, donde el gas circula por los tubos y el agua de mar, procedente de la piscina de captación, resbala por el exterior de los tubos.

El agua de mar utilizada en el proceso de vaporización es devuelta al mar y no sufre más alteración que la disminución de su temperatura en unos 8 °C.

C.3.6 LNG CARRIER

Se trata del buque especializado para transportar GNL, con sus tanques preparados para recibir el gas natural en estado líquido y mantener su temperatura, además de estar dotado de todas las medidas de seguridad para su transporte, carga y descarga. También se les denomina buques metaneros.

Los primeros buques apenas llegaban a 30.000 m³, pero posteriormente se comenzaron a incrementar la capacidad de los tanques. Se han llegado a construir buques de GNL de 266.000 m³ (los Q-Max del proyecto de Qatar), pero estos buques no fueron en ningún momento modelos a seguir para la industria, y no se han construido más buques de estas dimensiones para otros proyectos. Por razones comerciales no se requiere transportar más cantidad que los actuales buques de en torno a 180.000 m³, se trata ya de la optimización de volumen para los tráficos actuales, la oferta/demanda y las capacidades de las propias plantas de licuefacción y regasificación, todo en su conjunto.

Existen varios tipos de estos buques en función de su sistema de tanques y de su sistema de propulsión.

El sistema de propulsión define la eficiencia del metanero en términos de consumo de combustible, qué combustible puede consumir y la velocidad a la que puede navegar. De este modo, se puede decir que aún existen metaneros con propulsión de turbina de vapor, con motores de cuatro tiempos con propulsión dual (DFDE: dual Fuel Diesel Electric; o TFDE: Tri-Fuel Diesel Electric) y más recientemente, con motores de dos tiempos: donde encontramos los motores MEGI (basados en la inyección de gas) y los XDF (enfocados a la baja presión).

C.3.6.1 Generaciones de Metaneros

Se puede definir hasta cuatro generaciones diferentes de metaneros. Como la primera generación de buques ya están desguazados, comentaremos brevemente las demás generaciones:

Forman parte de la segunda generación los buques de turbina de vapor construidos hasta 2007, poco eficientes en consumo, con mayores tasas de boiloff gas y con capacidad media de entre 120.000 y 130.000 m³, llegando los últimos buques de este tipo construidos hasta 155.000 m³.

La tercera generación está formada por los buques construidos entre 2007 y comienzos de la década de 2010, siendo estos buques de motores de cuatro tiempos, con tasas de boil-off gas del 0,15%-0,14% de media, y capacidad hasta 175.000 m³.

Por último, la cuarta y más reciente generación de metaneros, es la formada por aquellos buques con motores de dos tiempos, con tasas de boil-off de 0,10% de media y capacidad en tanques para 180.000 m³.

C.3.7 PLANTAS DE LICUEFACCIÓN

Instalaciones dedicadas al enfriamiento del gas natural para conseguir su licuefacción a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. A dicha temperatura, el gas natural pasa a estado líquido a presión atmosférica.

Este tipo de procesos se realiza en muchas ocasiones cerca de los yacimientos de los cuales se extrae el gas natural. Otras veces, el gas se transporta desde los yacimientos a las plantas de licuefacción a través de gasoductos. Ello dependerá de las posibilidades de construcción de la planta, las condiciones del lugar, los permisos necesarios, entre otros factores.

C.3.8 PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Se trata de las instalaciones que convierte el gas natural licuado de nuevo a su estado gaseoso, generalmente tras el transporte marítimo, para comenzar su distribución. Para ello se utiliza principalmente agua del mar, que eleva la temperatura del gas natural hasta su punto de ebullición.

Estas instalaciones se suelen situar cerca de la costa, próximas a las terminales de descarga de GNL, para, de este modo, optimizar la logística del proceso.

C.3.9 BOIL-OFF GAS (BOG)

Se trata del gas que de forma natural se evapora en los tanques de los metaneros durante su transporte. Aunque estos buques tengan sistemas de aislamiento muy sofisticados, estos no son perfectos al 100% (Fluenta, 2018), por lo cual hay un porcentaje mínimo de gas que acaba evaporándose. Este gas evaporado o de ebullición, se usa como combustible en las plantas propulsoras de los metaneros. De este modo, se puede aprovechar un gas que, si no, sería inservible.

Por ello es muy importante el término de boil-off rate, que es el porcentaje diario de gas que se evapora en tanques, sobre el total cargado. Este concepto viene dado por la calidad de los tanques y sus sistemas de contención. Cuanto menor sea, mejor serán los sistemas de contención.

Otra posibilidad de manejo del BOG sería la de su relicuefacción, usando una planta a bordo específica para ello, devolverlo a estado líquido y almacenarlo en los tanques. En el primer viaje de GNL por mar, el BOG se ventó, esto es, se desperdició. Pero a partir de entonces, cada nueva generación de metaneros ha ido reduciendo el porcentaje de gas que se evapora en los tanques, llegando a cifras incluso menores del 0,1% diario.

C.3.10 CADENA DE GNL VÍA TRANSPORTE MARÍTIMO

Tras el tratamiento del gas natural antes citado, el gas llega a la planta de licuefacción en la cual se enfriará a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$. este proceso requiere de una gran cantidad de energía. Hasta este punto el gas suele llegar a través de gasoductos, y parte del gas de este caudal se usará como alimentación para la planta. En la planta se eliminan hidrocarburos pesados asociados al gas natural y se eliminan gases ácidos. Existen distintos procesos para el enfriamiento del gas, como: refrigerante mixto, refrigerante mixto con pre-enfriamiento con propano y proceso en cascada” (Álvarez et Balbás, 2003).

Tras estos procesos, el GNL producido se almacenará en tanques, específicos técnicamente para su correcta contención, permitiendo el buen funcionamiento de la planta de licuefacción hasta que sea transportado por un metanero.

El siguiente paso que se produciría sería el propio transporte marítimo. Los metaneros son buques especializados para transportar GNL, debido a todas sus características, previamente mencionadas. Son buques muy caros debido a toda la tecnología asociada a ellos, especialmente los materiales usado en sus tanques para mantener fría la carga, sus sistemas de propulsión dual (actualmente), o los sistemas de seguridad que requieren.

Al llegar a su destino en el puerto de descarga, el GNL será tratado en una terminal de regasificación. En ella, el gas volverá a su estado gaseoso mediante técnicas específicas en las que intervienen elementos como compresores criogénicos o bombas, y en donde el agua de mar se usa para elevar la temperatura del GNL, mediante circuitos con tuberías, antes de volver al mar.

C.3.10.1 Forma Típica de la Contratación de Metaneros

Desde que se comenzó a transportar GNL por mar y a construirse los primeros metaneros, estos buques han ido asociados a contratos a largo plazo. La duración de estos compromisos legales ha venido siendo igual a la duración del contrato de suministro, y se han venido situando en torno a los 20 años, siendo, además, contratos en time charter (Aramburu et Álvarez, 2017), de manera mayoritariamente.

Por ello, la gran parte de la vida útil de los metaneros se ha estado asociando a un solo contrato de transporte a largo plazo. Pero en los últimos años, como se va a comentar más adelante, está surgiendo con cierta fuerza el mercado spot de GNL, como consecuencia de los cambios de demanda, precios (Aramburu et Álvarez, 2017) y la globalización del gas natural.

C.3.11 EMISIONES Y CUMPLIMIENTO DE LAS REGULACIONES ACTUALES

El GNL es un combustible mucho más limpio que otros combustibles marinos, sobre todo el fuel oil. Por ello, la nueva regulación conocida como “IMO 2020” sobre la reducción global del óxido de azufre (SO₂) en el combustible de los buques a 0,5% (antes el límite era de 3,5% fuera de las zonas ya controladas), junto con las propuestas para largo plazo de reducción de CO₂ y NO_x, están provocando la búsqueda de nuevas opciones de combustible.

Además de la producción de combustibles de bajo azufre (“Very Low sulphur Fuel Oil”) a partir de mezclas (“blending”), también aparecieron los “scrubbers”, todo ello de manera cortoplacista para salir al paso estos primeros años. Pero otras posibilidades también han cogido fuerza, sobre todo a más largo plazo, como el uso de otros combustibles. Algunos, como el hidrógeno aún parecen lejos en su desarrollo tecnológico para poder implementarse a la flota de manera global, pero el uso de gas natural sí parece más plausible gracias a la existencia de los motores duales desarrollados para los metaneros para poder aprovechar el boil-off gas.

El uso de GNL permite cumplir con los requisitos actuales de emisiones de azufre sin tener que instalar scrubbers o quemar fueles nuevos bajos en azufre creados por blending, que pueden no ser los mejores para los motores actuales.

El GNL, al quemarse, es un combustible mejor ecológicamente que otros hidrocarburos, en términos de emisiones atmosféricas. Con el metano o una mezcla de metano y etano no hay emisiones de óxidos de azufre acidificantes, del mismo modo que genera menos CO₂ por unidad de energía útil que el carbón, combustibles líquidos y los biofuel más comunes (Smil, 2015). Exactamente, la combustión de gas natural como combustible reduce entre el 20 y 30% de CO₂ con respecto a los fueles típicos usados como combustible marino. Por ello, el GNL puede ser una perfecta solución “puente”.

C.4 IMPORTANCIA DEL GAS EN EL MUNDO

El gas natural, entendido y analizado como metano, se encuentra entre uno de los tres principales combustibles fósiles con mayor demanda global, llegando al 24% del total, y un 28% dentro del consumo de los combustibles fósiles. Comparado, por ejemplo, con el petróleo (combustible fósil más contaminante), en los últimos 20 años el gas natural ha tenido un crecimiento de tasa compuesta del 2,7% frente al 1,3% del petróleo, y todo hace indicar que esta tendencia a recortar distancias continuará en los próximos años.

En 2021 hubo un crecimiento constante, con grandes subidas en EE. UU. Y China, representando un 22% y un 23% del incremento de consumo respectivamente, mientras que la demanda de Europa creció en un 4%.

El crecimiento de los últimos años se había venido produciendo por el suministro de “shale gas” de EE. UU., lo cual representó en torno al 50% del crecimiento total de la producción mundial de gas natural en 2019. Mientras tanto, el suministro de “shale gas” (gas de esquisto) en China y los desarrollos en alta mar impulsados por países como Arabia Saudí, Australia o Egipto también apoyaron el crecimiento de la producción mundial entre 2018 y 2019.

La demanda a corto plazo se espera que se recupere tras un nefasto 2020 y la estabilización de la situación post-Covid, la subida de precios, así como el comienzo de nuevos proyectos de licuefacción y transporte de gas natural.

Mientras tanto, a largo plazo, se espera que la demanda mundial se incremente entre un 1% y un 2% anual en los próximos 40 años. Estos datos podrían aún ser mayores si la transición a energías más limpias se ve incentivado por futuras normativas y políticas de transiciones verdes, siendo el gas natural en este escenario un puente perfecto hacia otras

energías menos contaminantes. Esta tendencia de demanda es crucial para entender el mercado del gas natural, su crecimiento en los últimos años y su previsible subida en los próximos años.

El crecimiento de la demanda de gas en la última década ha implicado la creación de mercados cada vez más globalizados, y esto ha conllevado el florecimiento de un amplio abanico de importadores y exportadores y una mayor flexibilidad contractual. Por lo tanto, este comercio ya no se encuentra tan enmarcado en el concepto de los acuerdos bilaterales a muy largo plazo (20 años o más), e indexados a precios del petróleo, como ocurría hasta hace pocos años.

El comercio de gas natural vía gasoductos comenzó a caer ya en 2019, exactamente en un 0,5% y situándose en los 802 mil millones de metros cúbicos, mientras que el comercio de gas natural licuado ha seguido incrementándose y tiene perspectivas de continuar haciéndolo a largo plazo. Hay que recalcar que el comercio marítimo de GNL proporciona acceso al suministro de gas en zonas donde la infraestructura de los gasoductos sería inviable, facilitando el comercio entre una amplia gama de países.

Pero además de esta caída en 2019 y de que las exportaciones por gasoducto aún representen en torno al 60% del total del comercio de gas, por tercer año consecutivo se puede apreciar una pérdida de cuota del mercado por gasoducto al transporte de GNL. Rusia sigue siendo el principal proveedor de gas por este medio del mundo, representando en 2019 el 27% del comercio global.

En 2020, ante la complicada situación, la demanda de gas por gasoducto también ha sufrido fuertes presiones, aunque sí es cierto que se han iniciado muy recientemente proyectos como el de “Power of Siberia” (conectando Rusia con el norte de China) con una capacidad inicial de 5 bcm/año (billion cubic meters / año = mil millones de m³), “TurkStream” (Rusia-Turquía) con una capacidad de 31,5 bcm/año, o el gasoducto trans-Adriático desde el yacimiento de Shah Deniz (Azerbaiyán), en el Mar Caspio, a Europa (con una capacidad de 8 bcm/año).

C.5 SITUACIÓN DEL GAS NATURAL EN SUR AMÉRICA Y EL CARIBE

La región de América del Sur, Central y el Caribe, según el boletín estadístico de BP para el año 2021 y otros datos estadísticos de los Ministerios de Energía de los países de la región, cuenta con reservas de gas natural que ascienden en su conjunto a los 254 BPC, lo que representa el 3,82% de las reservas convencionales mundiales de este hidrocarburo (6.642 BPC), siendo Venezuela, Argentina, Brasil y Trinidad y Tobago los países que concentran el 91% de estas reservas. Cabe resaltar que en Argentina existen acumulaciones de recursos no convencionales de gas que superar los 800 BPC, específicamente en la región conocida como Vaca Muerta, la cual actualmente se encuentra en explotación y posee un inmenso potencial.

Tabla 4 Parámetros de Gas Natural en Sur y Centro América y el Caribe

Países	Reservas (BPC)	Producción (MMPCD)	Consumo (MMPCD)	Exportación (MMPCD)	Importaciones (MMPCD)	R/P
Argentina	13,6	3.735	4.444	0	791	10
Bolivia	7,5	1.460	344	1.116	0	14
Brasil	12,3	2.354	3.913	11	1.668	14
Chile	0,0	12	607	0	595	0
Colombia	3,0	1.216	1.222	0	8	7
Ecuador	0,3	125	53	0	0	5
Peru	9,2	1.111	776	335	0	23
Trinidad & Tobago	10,2	2.392	1.509	883	0	12
Venezuela	195,9	2.320	2.320	0	0	231
Otros S. & Cent. America	1,6	93	528	0	435	48
Total	254	14.818	15.717	2.344	3.498	

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2022

En cuanto a producción, en esta región se produjeron para el 2021 un promedio de 14.818 MMPCD, lo que representó el 3,8% de la producción mundial (390.578 MMPCD), siendo Argentina el mayor productor con 3.735 MMPCD, cabe destacar que estos volúmenes no incluyen lo relativo a quema y venteo ni reinyecciones.

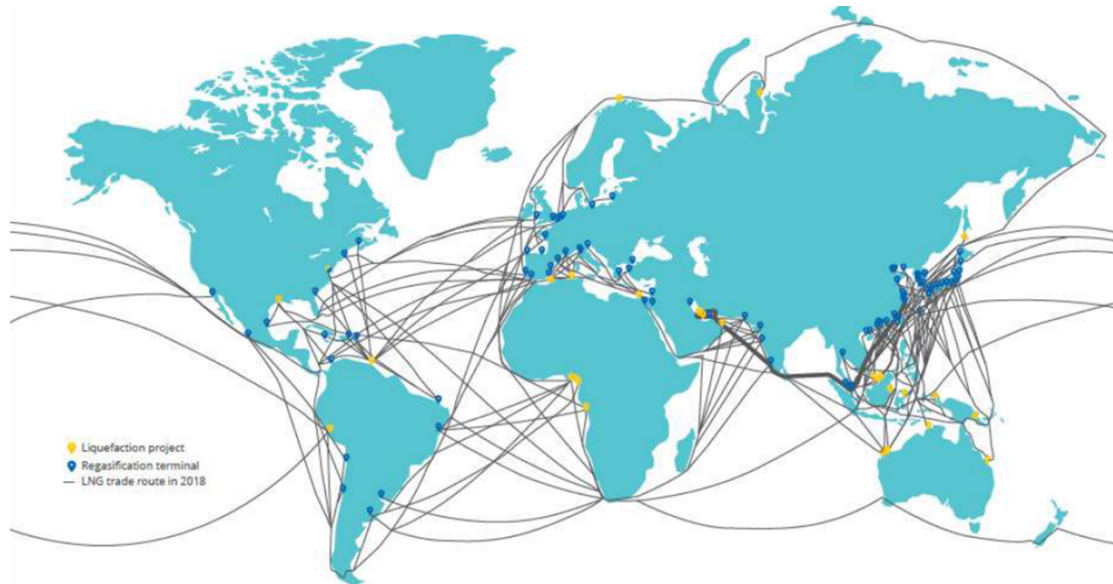
El consumo regional para el 2021, ascendió a los 15.717 MMPCD, que represento un 4% del consumo mundial (390.634 MMPCD), lo que significa un desbalance regional de 900 MMPCD que tuvieron que ser importados netos de otras regiones, sin contar que el intercambio interregional que mantienen algunos países exportadores. El mayor consumo, por mucho, lo concentran Argentina y Brasil, con más del 50% del total del consumo de gas natural regional.

Con respecto a las Exportaciones, solo 4 países de la región poseen producción por encima del consumo e infraestructura instalada de exportacion ya sea por tubería o por licuefacción (GNL). Estos países son Bolivia, Trinidad y Tobago, Perú y Brasil, los cuales promediaron para el 2021 unos 2.344 MMPCD en exportaciones, lo que representó un 2,6% del total de intercambios mundiales de gas natural (87.780 MMPCD), un 49% vía tubería y un 51% vía GNL. Las exportaciones de Trinidad y Tobago y Perú se realizaron 100% vía GNL, mientras que las de Bolivia y Brasil fueron mediante gasoductos.

Los países de la región que importaron gas natural durante el 2021 para complementar la demanda que imprime su consumo interno, fueron Brasil, Argentina, Chile, Colombia y varias islas del Caribe, estos volúmenes ascendieron a los 3.498 MMPCD, de los cuales unos 2.371 MMPCD fueron recibidos vía GNL, estas importaciones representaron 5,3% del movimiento mundial de GNL (44.345 MMPCD). Todos estos países cuentan con terminales de regasificación de gas natural y algunos en específico, como Chile, Puerto Rico y República dominicana, dependen enteramente de importaciones para abastecer su mercado interno, ya que no cuentan ni con reservas ni producción propia de gas natural. Por ejemplo, Chile cuenta con dos terminales de importación de GNL, Quintero (10 MMm3/Día) y Mejillones (5,5

MMm3/Día), además de tener 5 gasoductos internacionales que la conectan de norte a sur con Argentina.

Gráfica 2 Intercambio mundial de Gas Natural vía GNL



Fuente: IHS Markit (2019).

La relación de reservas vs producción de cada uno de los países con respecto al Gas natural se presenta muy variada, siendo Venezuela quien posee uno de los mayores valores de este indicador, con 231 años, lo que la posiciona ventajosamente en la región ante las perspectivas de incremento de la participación del Gas Natural en la Matriz Energética mundial, estimándose en superar en algún momento al petróleo, como primera fuente primaria de energía.

El resto de los países de la región se presentan con valores de R/P, menores a los 20 años, cuestión que los pone en alerta, ya sea para incrementar su actividad exploratoria en busca de este recurso, acelerando la transición energética hacia renovables o celebrando convenios con países productores con excedentes exportables significativos para asegurarse un suministro seguro y confiable de este commodities en el futuro.

C.6 MODELOS DE NEGOCIOS PARA LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS

América Latina y el Caribe se enfrentan al desafío de optimizar la composición de la matriz energética y el costo de la energía, debido a su consecuente impacto en la competitividad y en el desarrollo económico y social. El gas natural se abre paso en esta coyuntura como una alternativa de gran potencial, y de hecho, varios de los países de la región se encuentran desarrollando proyectos de infraestructura y GNL que aumentarán la participación del gas natural en su matriz energética.

- Construcción de un Modelo de Negocio.

Para la construcción de un modelo de negocio es necesario responder a las siguientes preguntas (MAGRETTA, 2002), citado por VIVES, L. y SVEJENOVA, S. (2009):

- ¿A quién vas a servir? : ¿Cuál es nuestro cliente?, ¿cuáles son sus necesidades y formas de conducta? ¿Cuál es el segmento del mercado al cual nos vamos a dirigir?

- ¿Qué vas a ofrecer? : ¿Qué producto o servicio se va a ofertar a la clientela, a qué precio? ¿Cómo se va a crear una oferta diferencial para el cliente?

- ¿Cómo lo vas a organizar? : ¿Cómo se van a configurar las actividades de la cadena de valor? ¿Cuáles internamente, cuáles por otras empresas?

- ¿Cómo vas a ganar dinero? : ¿Cómo hará la empresa para apropiarse de parte del valor creado? ¿Qué ingresos se van a obtener, a qué costes?

- ¿Cómo vas a ser sostenible?: ¿Cómo es posible crear ventajas competitivas sostenibles para poder capturar valor en el largo plazo?

OSTERWALDER, A., and PIGNEUR, Y. (2011,20) a través de 9 módulos para la elaboración de modelos de negocio, diseñaron una plantilla guía para su construcción, conocida como lienzo del modelo de negocio.

1. Segmento del mercado: una empresa atiende uno o varios segmentos del mercado.
2. Propuestas de valor: su objetivo es solucionar los problemas de los clientes y satisfacer sus necesidades mediante propuestas de valor.
3. Canales: las propuestas de valor llegan a los clientes a través de canales de comunicación, distribución y venta.
4. Relaciones con los clientes: las relaciones con los clientes se establecen y mantienen de forma independiente en los diferentes segmentos del mercado.
5. Fuentes de ingreso: las fuentes de ingresos se generan cuando los clientes adquieren las propuestas de valor ofrecidas.
6. Recursos clave: los recursos clave son los activos necesarios para ofrecer y proporcionar los elementos antes descritos.
7. Actividades claves: para la oferta de valor.
8. Asociaciones claves: algunas actividades se externalizan y determinados recursos se adquieren fuera de la empresa
9. Estructura de costes: los diferentes elementos del modelo de negocio conforman la estructura de costes.

Características de un buen modelo de negocio, Acorde con Ricart, J. (2009,8) un buen modelo de negocio cumple con los siguientes criterios:

- El alineamiento: del modelo con los objetivos de la organización.
- El refuerzo: se refiere a la coherencia interna entre los distintos elementos del modelo.
- La virtuosidad: referida a la existencia de círculos virtuosos”.

Acorde a Magretta, J., citado por Washington, J. (2005,14), un modelo de negocios debe superar dos pruebas:

1. La prueba narrativa: “el modelo de negocios cuenta una historia lógica explicando quiénes son sus clientes, qué es valor para ellos, y cómo usted hará dinero proveyendo algo de valor”. La historia debe ser consistente y girar alrededor de uno de los dos eslabones de la cadena genérica de valor del negocio: satisfaciendo una necesidad no satisfecha hasta el momento o comercializando algo inexistente de un modo innovador.
2. La prueba de los números: un modelo de negocios debe “cerrar”, y esto quiere significar, que sea viable en términos económicos. La prueba de los números confía en cualquier indicador financiero tradicional que permita comparar o determinar cuánta riqueza se va a generar a partir de la inversión inicial.

C.6.1 TIPOS DE MODELO DE NEGOCIO

Una descripción de los tipos de modelo de negocio posibles nos la presenta Washington, J. (2005):

-Los modelos que enfatizan en la narración: a través de una narración simple se explica cómo una idea se convierte en una oportunidad de negocio.

-Los modelos que enfatizan en los números: responden numéricamente a interrogantes como:

- ¿Cuáles son los costos iniciales?
 - ¿Qué costos o gastos son incrementales?
 - ¿Cuáles son los costos directos?
 - ¿Cuáles son los costos indirectos?
 - ¿Cuál es la elasticidad de los costos o gastos?
 - ¿Cómo he de depurar esos costos?
 - ¿Cómo capturo valor a través de mis precios?
-

- ¿Cómo impactan en mis resultados los incentivos al consumo?
- ¿Cuál es el escudo fiscal ante cada determinada variable?
- ¿Cómo impactarán estos nuevos números mis negocios actuales?
- ¿Qué ventajas o desventajas puedo tener por el incremento de mis operaciones?

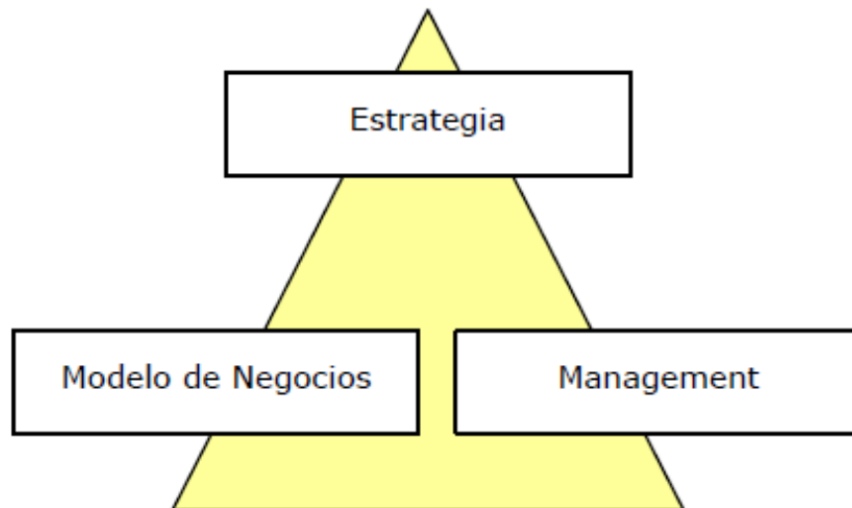
- Modelos mixtos: son intermedios entre los narrativos y los numéricos recogiendo lo mejor de ambos.

C.6.2 MODELO DE NEGOCIO Y ESTRATEGIA

Acorde con Ricart, J (2009, 11) el modelo de negocio “nos aporta una conexión natural entre formulación e implementación estratégica. Esta separación tan poco natural entre el pensar y el hacer desaparece cuando uno utiliza el modelo de negocio como reflejo y proyección de la estrategia”.

Para Washington, J. (2005, 18) “la estrategia no es otra cosa que la diferenciación en la aplicación de un determinado modelo de negocio. Recíprocamente, sólo si se comprende el modelo de negocios se pueden implementar apuestas estratégicas consistentes para tener protagonismo sostenido en un mercado”.

Gráfica 3 Modelo de negocios y estrategias



Fuente: Washington, J. (2005, 18)

C.6.3 ALIANZAS ESTRATÉGICAS

Una alianza estratégica, acorde a Louffat, E. (2004,4) “es la integración estratégica, estructural y operacional entre dos o más organizaciones, nacionales o internacionales, con sociedad horizontal o vertical, que pretende abarcar objetivos comunes, en un mercado único o diversificado y abarcando un período de tiempo determinado. Esas organizaciones pueden tener características organizacionales similares o diferentes”.

Este mismo autor (p.4) nos presenta una conceptualización para sociedad horizontal o vertical:

- Red/alianza horizontal: está constituida por organizaciones competidoras que ofrecen un mismo servicio, operación o producto final, desarrollando relaciones de co-opetition. Esta relación paradójica de cooperación versus competición permite que, por un lado, organizaciones rivales acuerden estrategias, estructuras y operaciones específicas, y de otro lado, preserven su independencia e identidad propia.
- Red/alianza vertical: está constituida por organizaciones que actúan de forma complementaria en una cadena de valor, ofreciendo una parte del servicio, operación o producto final. En éstas un conjunto de proveedores y de distribuidores/clientes dirigen sus operaciones para atender una organización central (productora/organizadora de la red), la cual coordina las acciones de las diversas organizaciones que forman parte de la cadena.

Otro concepto importante a la hora de analizar una alianza estratégica es el de red de valores la cual representa a todos los jugadores y las interdependencias entre ellos, denominados complementados (Nalebuff, B y Brandenburger A. 2005, 24).

C.6.3.1 Etapas para el desarrollo exitoso de alianzas estratégicas

Para posibilitar en éxito en una alianza estratégica se deben seguir los siguientes pasos según Montes, A. y Sabater, R. (2002):

- Misión, objetivos y estrategias: de cada una de las empresas por separado: la empresa debe determinar cuáles son las estrategias y objetivos que desea alcanzar para, a continuación, analizar si realmente las alianzas estratégicas son la mejor forma de conseguir dichas estrategias y objetivos.
 - Búsqueda de socios: seleccionar los socios ideales y estudiar las características de los mismos para asegurarse que podrán trabajar conjuntamente.
 - Etapa de negociaciones: se diseña la alianza y se sientan las bases de lo que será su funcionamiento.
 - Declaración de principios: se determinan por escrito los aspectos fundamentales de la alianza en términos sencillos y breves.
-

- Planificación de operaciones: se ha de llevar a cabo la implantación de todos los puntos acordados en el proceso de negociación.
- Estructura de la alianza: después de determinar las funciones se decide la forma legal y jurídica más adecuada para la alianza.
- Operaciones: la Alianza comienza a funcionar con normalidad y a desarrollar las actividades planteadas para el logro de los objetivos previstos.

C.6.4 EVALUACIONES ECONÓMICAS DE PROYECTOS PETROLEROS

El propósito principal de este modelo es obtener como resultado unos indicadores sobre la efectividad financiera del negocio bajo su entorno de riesgo determinado.

Corpoven (1995) explica que esta es una metodología universalmente aceptada para la evaluación de proyectos, la cual consiste en:

“Un modelo matemático financiero, que simulan las variables económicas y financieras asociadas a cada proyecto durante su operación. Este método relaciona los tres elementos básicos del negocio: la inversión, los ingresos y los gastos, bajo ciertas condiciones financieras de costo de capital y expectativa de ganancias del inversionista. (p. 15).”

En concreto este modelo computa el valor presente neto definido por Baca (2010) como “el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial”(p. 181), de los flujos netos de efectivo representados por los valores netos de los ingresos y egresos que genera un proyecto a lo largo de un periodo de tiempo vinculado con la vida técnica o comercial útil probable del efectivo de la inversión (horizonte económico), descontados a una tasa de descuento que representa el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital, ajustada a la inflación.

La tasa de descuento es llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente. Se observa de la definición expuesta que todo proceso de inversión genera un flujo de caja anual, semestral, mensual, semanal o diario, dependiendo del horizonte económico establecido.

Estos flujos de cajas por si solo no ofrecen información fácilmente interpretable, por lo cual se ha desarrollado unos indicadores financieros, cuyos resultados ofrecen una orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto.

C.6.4.1 Indicadores financieros

Como ya se mencionó, que los indicadores financieros son indicadores que sirven de guía al evaluador a la hora de identificar y seleccionar, por medio del análisis de resultados de las evaluaciones económicas, los proyectos de inversión que conformarán la cartera de inversiones del negocio. Para efecto de la presente investigación nos limitaremos a considerar aquellos que son ampliamente utilizados en las evaluaciones económicas para la industria petrolera:

Para efectos de la decisión económica, se utilizan: el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), como un indicador de referencia el periodo de recuperación de la inversión (tiempo de pago) y la eficiencia de la inversión (EI).

Valor Presente Neto: este valor corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (ingresos - egresos) después de impuesto determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el VPN corresponde a la diferencia entre el valor de la inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los flujos de efectivo de descontados a una tasa determinada.

Si el VPN es mayor o igual a cero (0) significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Esto significa que la inversión es recuperada a la tasa establecida y en periodo determinado como horizonte económico. Por el contrario, si el VPN es menor que cero (0), significa que la sumatoria de flujos de efectivo descontado a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente.

Tasa interna de retorno (TIR): se define como aquella tasa de descuento (interés) que hace el valor presente neto igual a cero, es decir, que iguala el valor presente neto de los ingresos al valor presente de los egresos.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de proyectos, corresponde a la tasa que a través del descuento de los flujos de efectivo permita recuperar la inversión.

Tiempo de pago (Payback): consiste en determinar el número de periodos a partir de la operación del programa o proyecto necesario para recobrar la inversión inicial, restando de la inversión los flujos de efectivo netos después del impuesto sobre la renta (ISLR), hasta hacer la diferencia igual a cero.

Este indicador no considera el valor del dinero en el tiempo y permite medir el riesgo del proyecto en cuanto al plazo de recuperación del capital

Eficiencia de la inversión (EI): corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene por cada unidad monetaria invertida.

Este indicador es ampliamente utilizado en la jerarquización de proyectos, debido a que permite seleccionar los proyectos que rindan una mayor rentabilidad en función de un capital disponible.

Existe otro criterio de evaluación, el cual consiste en la elaboración del Análisis Costo-Beneficio-Riesgo, correspondiente a propuestas de inversiones con el fin de jerarquizar las mismas. Es realizada basándose en el potencial de reducción de riesgos y/o aumento de confiabilidad y disponibilidad de plantas y equipos de proceso.

Brealey (2006) explica que el riesgo es factor de suma importancia a la hora de tomar decisiones de inversión, debido a que cada proyecto debería ser evaluado según su propio coste de oportunidad de capital y el verdadero coste de capital depende del uso que se le da al capital y la incertidumbre asociada a este uso, por lo si se desea estimar el coste de capital para un proyecto particular, es el riesgo del proyecto el que hay que tener en cuenta.

A partir de este punto de vista se hace necesario el análisis Costo-Beneficio-Riesgo, el cual es una metodología que permite evaluar económicamente una propuesta de inversión o gasto en proyectos de Preservación de Valor, mediante la cuantificación de los beneficios esperados en términos de reducción del nivel de riesgos (Riesgo Actual – Riesgo Futuro) a un determinado costo.

Este procedimiento da orientación en cuanto a la ejecución de los Análisis Costo-Beneficio-Riesgos, así como a que proyectos debe aplicarse, cuál es nivel de esfuerzos requerido y como debe integrarse el equipo de trabajo para conducir el ejercicio. Los análisis Costo-Beneficio-Riesgo forma parte de las “mejores prácticas” de ejecución de proyectos en la industria petrolera.

Este procedimiento aplica a todos los proyectos desarrollados por las organizaciones ejecutoras de proyectos de ingeniería, para la evaluación de propuestas de inversiones y gastos orientadas a la Preservación de Valor, a saber; Confiabilidad Operacional, Seguridad y Ambiente durante la etapa de conceptualización para evaluar las diferentes opciones de inversión visualizadas como opciones de solución de una problemática y durante la etapa de definición para jerarquizar las propuestas seleccionadas.

Los conceptos y metodológicas expuestas a lo largo del presente trabajo de investigación proveen la información práctica necesaria para la toma de decisiones que permita conducir la empresa hacia el objetivo de alcanzar una posición competitiva deseada, así como su viabilidad a través del uso efectivo de los recursos. Esta posición competitiva tiene, a su vez, un fin último para las empresas: la creación de valor para sus accionistas sostenida.

C.7 EQUIVALENCIAS

1 tonelada de GNL = 2.232 m³ de gas en estado líquido (GNL).

1 m³ de GNL = 610 m³ de gas natural.

1 mil millones de m³ de gas = 734 millones de t de GNL.

1 millón de Toneladas de GNL = 1.362 mil millones de m³ de gas natural.

C.8 GLOSARIO DE TÉRMINOS

- **ALIANZA ESTRATÉGICA:** Integración estratégica, estructural y operacional entre dos o más organizaciones, nacionales o internacionales, con sociedad horizontal o vertical, que pretende abarcar objetivos comunes, en un mercado único o diversificado y abarcando un período de tiempo determinado.
-

- **UNIDAD TÉRMICA BRITÁNICA (BTU):** la cantidad de calor necesaria para elevar la temperatura de 1 libra de agua líquida en 1 grado Fahrenheit a la temperatura a la cual el agua tiene su mayor densidad (aproximadamente 39 grados Fahrenheit).
 - **CADENA DE GAS NATURAL:** Organizaciones y grupos de procesos utilizados para el uso del gas natural como fuente de energía.
 - **COSTO, SEGURO, FLETE (CIF):** transacción de venta en la que el vendedor paga el transporte y el seguro de la mercancía hasta el puerto de destino especificado por el comprador.
 - **FREE ON BOARD (franco a bordo):** una transacción de venta en la que el vendedor pone el producto a disposición para su recogida en un puerto específico o terminal a un precio determinado y el comprador paga el transporte y el seguro posteriores.
 - **GAS NATURAL:** Es una fuente de energía no renovable con gran capacidad calórica formada por una mezcla de gases ligeros encontrados en el subsuelo terrestre.
 - **GAS NATURAL LICUADO (GNL):** Gas natural (principalmente metano) que ha sido licuado al reducir su temperatura a -260 grados Fahrenheit a presión atmosférica.
 - **METANO (CH₄):** Un gas de hidrocarburo incoloro, inflamable e inodoro que es el componente principal del gas natural. Está también una importante fuente de hidrógeno en diversos procesos industriales. El metano es un gas de efecto invernadero.
 - **MODELO DE NEGOCIO:** Es una herramienta conceptual que, mediante un conjunto de elementos y sus relaciones, permite expresar la lógica mediante la cual una compañía intenta ganar dinero generando y ofreciendo valor a uno o varios segmentos de clientes.
 - **MMPCD:** Millones de Pies Cúbicos por Día de Gas Natural.
 - **INTEGRACIÓN ECONÓMICA:** Proceso mediante el cual dos o más mercados nacionales se unen para formar un solo mercado (mercado común) de una dimensión más importante con un grado de traslado de soberanía nacional conforme a la etapa de consenso a la que arriben.
 - **PIE CÚBICO (gas natural):** La cantidad de gas natural contenida a temperatura y presión estándar (60 grados Fahrenheit y 14,73 libras estándar por pulgada cuadrada) en un cubo cuyas aristas miden un pie de largo.
 - **PROSPECTIVA:** Determinación de los futuros posibles a través de la evaluación de aspectos cualitativos y cuantitativos del entorno.
 - **TECNOLOGÍA:** Sistema de conocimientos y de información derivado de la investigación, de la experimentación o de la experiencia y que, unido a los métodos
-

de producción, comercialización y gestión que le son propios, permite crear una forma reproducible o generar nuevos o mejorados productos, procesos y servicios.

- **SISTEMAS DE INFORMACIÓN:** Un sistema de información es un conjunto de elementos que interactúan entre sí con el fin de apoyar las actividades de una organización.
 - **VENTAJA COMPETITIVA:** Todo lo que la empresa hace especialmente bien en comparación con las empresas rivales, o tienen algo que las empresas rivales no hacen o desean y son difíciles de imitar.
 - **FLNG:** Las unidades FLNG (Floating LNG, acrónimo en inglés de Unidad de Licuefacción Flotante de Gas Natural), son terminales flotantes que extraen el gas de yacimientos marinos para licuarlo a bordo y posteriormente cargarlo en metaneros convencionales. Los FLNG pueden ser desde nuevas construcciones, específicamente construidas para esta labor, o pueden ser conversiones de buques metaneros ya existentes. La infraestructura más cercana sería un FPSO (Floating Production Storage and Offloading) de crudo.
 - **FSRU:** Siglas en inglés de “Floating Storage Regasification Unit”, traducción de: Unidad de Almacenamiento y Regasificación Flotante”. Una FSRU es un casco de metanero que además cuenta con una instalación que permite regasificar (pasar de líquido a gaseoso) el GNL a bordo. Esto es, tiene una planta de regasificación propia incorporada. La regasificación suele realizarse con agua de mar o con el calor de las calderas a bordo, cuando las autoridades de puerto no permiten la descarga de agua de mar de los vaporizadores.
 - **FSU:** FSU son las siglas de “Floating Storage Unit”, que en español significaría: Unidad de Almacenamiento Flotante. Básicamente se trata de un “casco” con la capacidad de almacenamiento de gas natural licuado, pudiendo mantenerlo en su estado líquido, y con el equipamiento necesario para cargarlo y descargarlo. Estas unidades, a diferencia de las FSRU, no cuentan con una planta de regasificación incorporada, por lo cual tan solo son usadas como almacenamiento flotante, y pueden tener, o no, la capacidad de navegación.
-

D. MATERIALES Y METODOLOGIA

D.1 MATERIALES

1. Fichas Técnicas.
2. Software de hoja de cálculo como Excel, procesadores de texto como Word.
3. Reportes o informes de empresas o instituciones del área energética.
4. Trabajos bibliográficos como libros, tesis, informes de proyectos de investigación, leyes, internet, entre otros.
5. Datos estadísticos, análisis cuantitativos y cualitativos.

D.2 METODOLOGIA

D.2.1 ESTUDIAR EL MERCADO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Con la finalidad de explorar los fundamentos del mercado en torno al gas natural, se procedió a la revisión de fuentes especializadas en materia de energía, tales como Bp Statistical Review of World Energy, Administración de Información de Energía (EIA), Agencia Internacional de Energía (IAE), Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), El Instituto de Oxford para estudios de Energía (OIES), Bloomberg, Reuters, entre otras.

Para ello se estudiarán las reservas, producción, consumo, uso, transporte y distribución del gas natural en el mundo; asimismo, se indagará y profundizará en el contexto actual y proyecciones del mercado, a objeto de identificar como se mencionó anteriormente, las oportunidades de colocación de gas natural vía GNL (Gas Natural Licuado), en aquellos países que ofrezcan los mejores precios de venta de manera estable y escalable.

También se indagará sobre la situación actual de la industria del gas natural tanto en Venezuela como en Trinidad y Tobago, profundizando en sus reservas, infraestructura, producción y oportunidades geográficas de integración.

D.2.2 DETERMINAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE GAS NATURAL DE VENEZUELA HACIA TRINIDAD Y TOBAGO

En este punto, se estudiará la capacidad gasífera de Venezuela, detallando la cantidad, tipo y distribución de las reservas de gas natural probadas, probables y posibles que tengan factibilidad de ser desarrolladas y transportadas hacia Trinidad y Tobago, haciendo énfasis en

aquellas acumulaciones comerciales de gas natural que posea Venezuela cerca de las fronteras de Trinidad y Tobago, a fin de determinar la máxima capacidad de aporte de gas natural venezolano (perfiles de producción) hacia Trinidad y Tobago en el tiempo, definiendo la infraestructura requerida para lograr esto.

D.2.3 ANALIZAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, TRATAMIENTO Y LICUEFACCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO EN FUNCIÓN DE LA FUENTE VENEZOLANA

Se describirá la infraestructura de manejo, tratamiento, transporte, compresión y licuefacción disponible en ese país, haciendo énfasis en la ubicación y estado de la misma, y las capacidades disponibles, con la finalidad de determinar la factibilidad de incorporación del gas natural venezolano.

D.2.4 FORMULAR LOS MODELOS DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS NATURAL VENEZUELA – TRINIDAD Y TOBAGO

Para el desarrollo de este objetivo, se utilizarán esquemas de diagramas de bloques para describir los diferentes modelos de negocios a estudiar, los cuales se mencionan a continuación:

1. Ser socios en la operación de extracción en Venezuela y en la etapa de licuefacción en Trinidad y Tobago.
2. Una empresa en Venezuela extrae el gas y paga por los servicios de transporte y licuefacción, pudiendo la empresa que extrajo vender gas natural licuefaccionado.
3. La empresa que extrae en Venezuela compra participación en la infraestructura de licuefacción.
4. Venezuela vende el gas natural a las empresas de Trinidad y Tobago, colocando el gas natural en el sistema de transporte.

A través de una diagramación clara y precisa se presentarán los esquemas de relación entre Venezuela y Trinidad y Tobago, para el desarrollo comercial de los volúmenes de gas natural.

D.2.5 EVALUAR ECONÓMICAMENTE LOS POTENCIALES MODELOS DE NEGOCIOS

Para la evaluación de los diferentes modelos de negocio propuestos se tomarán en cuenta indicadores como el valor presente neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tasa Mínima de Rendimiento Aceptable (TMAR), tomando estas métricas como principales para

analizar la mejor alternativa. El desarrollo de la evaluación incluirá análisis cualitativos comerciales de cada modelo, proyecciones a futuro, entre otros.

E. DESARROLLO

E.1 ESTUDIAR EL MERCADO DEL GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

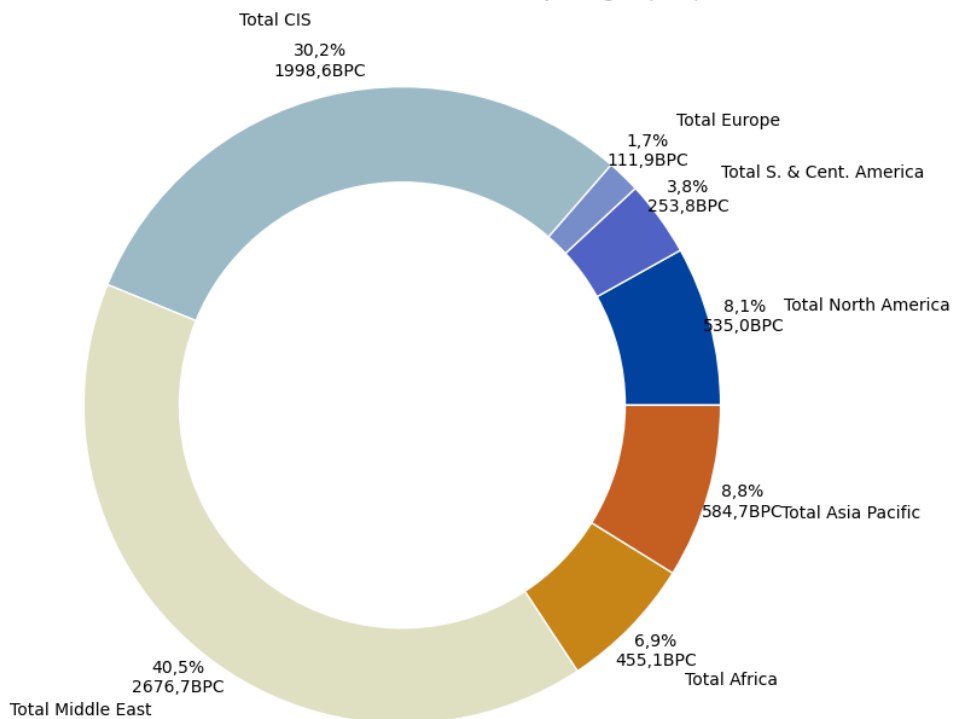
E.1.1 RESERVAS DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

Las reservas de Gas natural en el mundo están clasificadas entre reservas de gas natural convencional y gas natural no convencional, esta clasificación surge principalmente por el lugar donde se encuentra el gas natural almacenado de forma natural, ya sea en la roca generadora o roca madre (no convencional) o en el yacimiento (convencional).

Según datos aportados por el Reporte de Bp (2022), a finales del 2020 las reservas probadas de Gas Natural Convencional en el mundo sumaban un total de 6.641,77 BPC¹. Estas reservas han venido aumentando en los últimos 12 años con el descubrimiento y probación de nuevas reservas. Principalmente, del año 2010 al 2011 hubo un aumento del 10% pasando de 4.874,2 BPC a 5.384,8 BPC, este aumento se debió al descubrimiento de nuevas reservas en Qatar, Nigeria y Australia; el siguiente hito de descubrimiento de reservas fue del 2006 al 2007, en donde hubo un crecimiento del 5% lo que significó un incremento de 5.483,8 BPC a 5.744,7 BPC, este crecimiento fue influenciado por Estados Unidos, Venezuela, Nigeria y Arabia Saudí; y el ultimo hito relevante que podemos mencionar en el crecimiento de reservas mundiales de Gas Natural fue el ocurrido del 2009 al 2010, con una adición de 387,2 BPC, agregados por las nuevas reservas de Irán, Turkmenistán y Venezuela.

¹ BPC= Billones de pies cúbicos

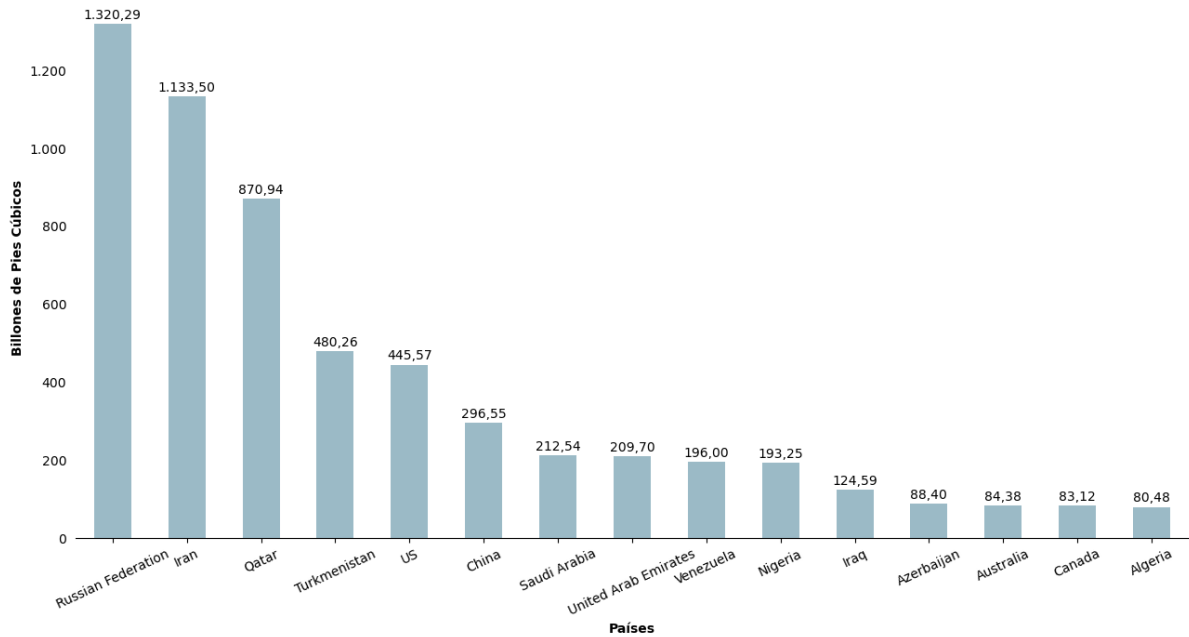
Gráfica 4 Reservas Probadas de Gas Natural Convencional por Región (2020)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de Bp (2022).

La distribución de reservas de gas natural no es homogénea en el mundo, sólo entre las regiones de Medio Oriente y la comunidad de estados independientes se encuentran más del 70% de las reservas del mundo, el resto se encuentran distribuidas entre Asia Pacífico (con el 8,8% de las reservas del mundo), América del norte (con el 8,1% de las reservas del mundo), África (con el 6,9% de las reservas del mundo), Centro y Sur América (con el 3,8% de las reservas del mundo), y por último y en menor proporción Europa con 1,6% de las reservas del mundo.

Gráfica 5 Principales Reservas Probadas de Gas Natural Convencional - Países (2020)

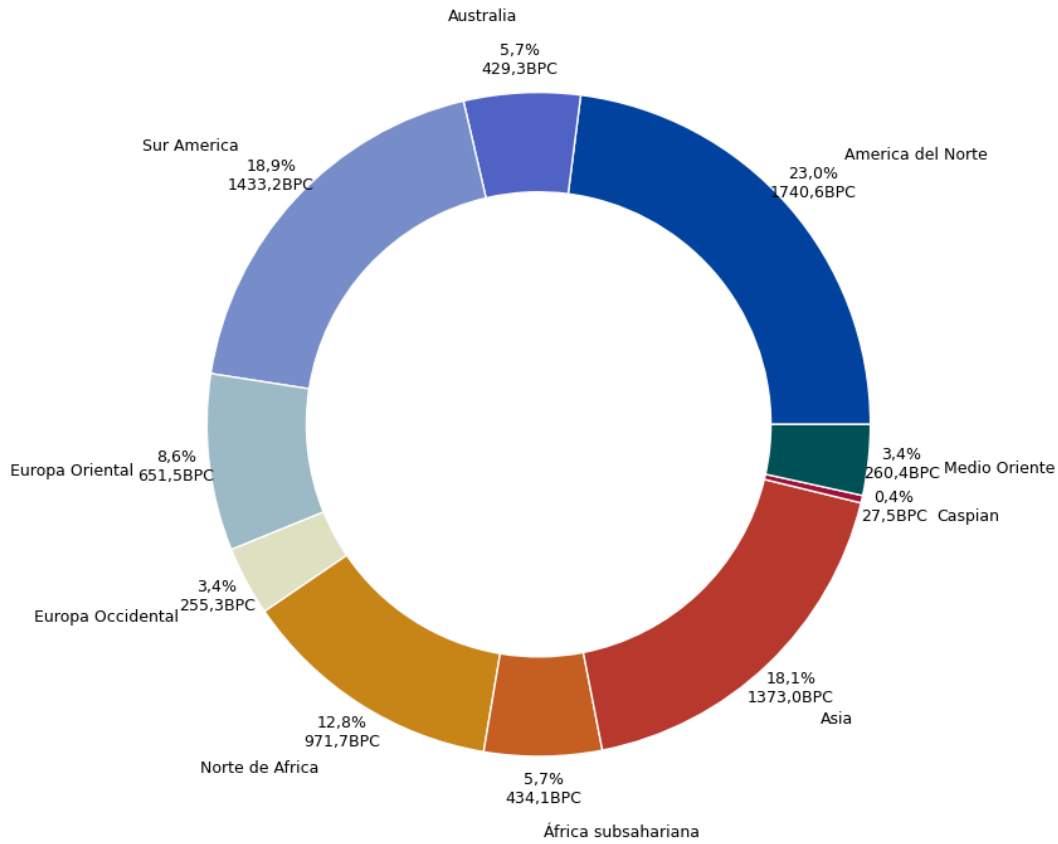


Fuente: Elaboración propia con datos tomados de Bp (2022).

La Federación de Rusia, Irán y Qatar poseen un total de 3.324,73 BPC de reservas, lo que representa más de un 50% de todas las reservas de Gas Natural convencional del mundo. Por otra parte, podemos ver a Venezuela en la novena posición de países con mayores reservas probadas con 196 BPC (dato extraído del libro de reservas de Petróleos de Venezuela, S.A, 2021); y a Trinidad y Tobago ocupando la posición número 26 de países con mayores reservas en el mundo contando con 10,2 BPC. Este nivel de reservas es lo que ha quedado luego de la explotación de este recurso en ambos países. La disminución de las reservas de Trinidad y Tobago hace que la búsqueda de alternativas para el suministro sea una necesidad inminente.

De acuerdo a los datos de recursos shale del mundo en 2013, la aparición de reservas de Gas Natural no convencional adicionó 7.576,6 BPC a las reservas mundiales (U.S. Energy Information Administration, 2013), al mismo tiempo, surgieron nuevas regiones con Gas Natural de este tipo y en otros casos algunas regiones y países tomaron mayor relevancia, como es el caso de Argentina que posee la segunda reserva más grande del planeta de Gas Natural no convencional, lo que nos habla de que la aparición de este recurso como un recurso viable para su explotación, dio un ligero cambio en la visión del Gas Natural en el mundo.

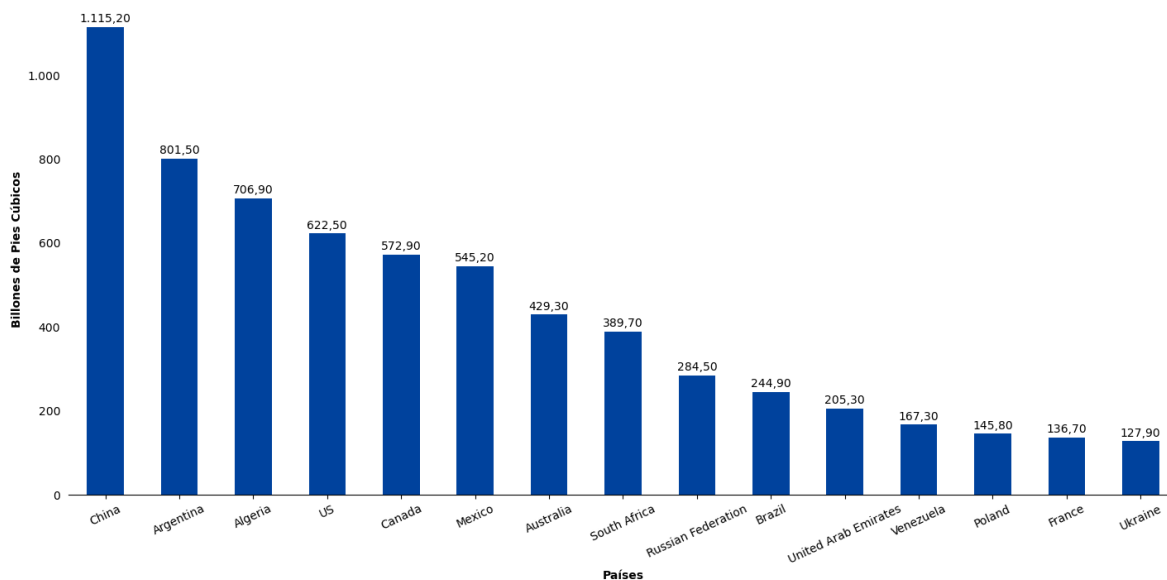
Gráfica 6 Reservas Probadas de Gas Natural No Convencional por Región (2013)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de U.S. Energy Information Administration (2013).

América del Norte, Asia y Sur América poseen más del 60% de las reservas de Gas Natural no convencional del mundo. África y Europa toman nueva relevancia con estos recursos, caso contrario ocurre con el Medio Oriente en este tipo de Gas, poseyendo esta región sólo el 5,67% de las reservas mundiales. La aparición de este recurso les da un aporte importante a los recursos energéticos del mundo, también se convierte en una buena razón para la inversión en el desarrollo industrial del Gas Natural.

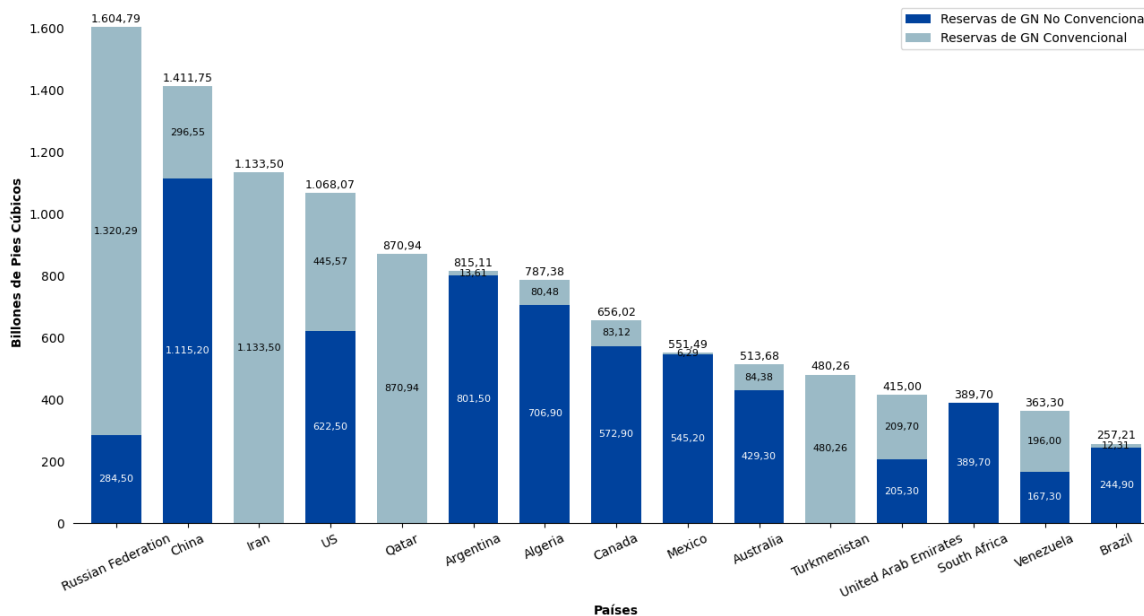
Gráfica 7 Principales Reservas Probadas de Gas Natural No Convencional - Países (2013)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de U.S. Energy Information Administration (2013).

Podemos apreciar en este gráfico que para el año 2013 China lideraba la posesión de Gas Natural no convencional, seguida de Argentina, Argelia y Estados Unidos; estos países concentran un total de 3.246,1 BPC lo que representa un 42,8% de todas las reservas. Algunos de ellos alcanzaron cierta relevancia con la aparición de estos recursos en su espacio geográfico, como es el caso de Estados Unidos, Australia y Sur África, dándoles la oportunidad de hacer cambios en su matriz energética, así como también suplir mercados nacionales e internacionales. Por su parte, Venezuela posee 167,3 BPC ocupando la posición número 12 del mundo, sin embargo, Trinidad y Tobago para este tipo de Gas Natural no presenta reservas probadas hasta ahora.

Gráfica 8 Principales Reservas Probadas de Gas Natural (Convencional y No Convencional)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de U.S. Energy Information Administration (2013) y bp (2022).

La suma del Gas Natural Convencional (6.616,7 BPC) y no Convencional (7.576,6 BPC) nos da un total de este recurso energético de 14.193,3 BPC. Como podemos apreciar en la Gráfica 8 Principales Reservas Probadas de Gas Natural (Convencional y No Convencional), el Gas Natural no Convencional aportó más del 100% de las reservas que existían con el Gas Natural Convencional. En esta oportunidad vemos como Venezuela ocupa la posición 14 del mundo con un total de 363,3 BPC.

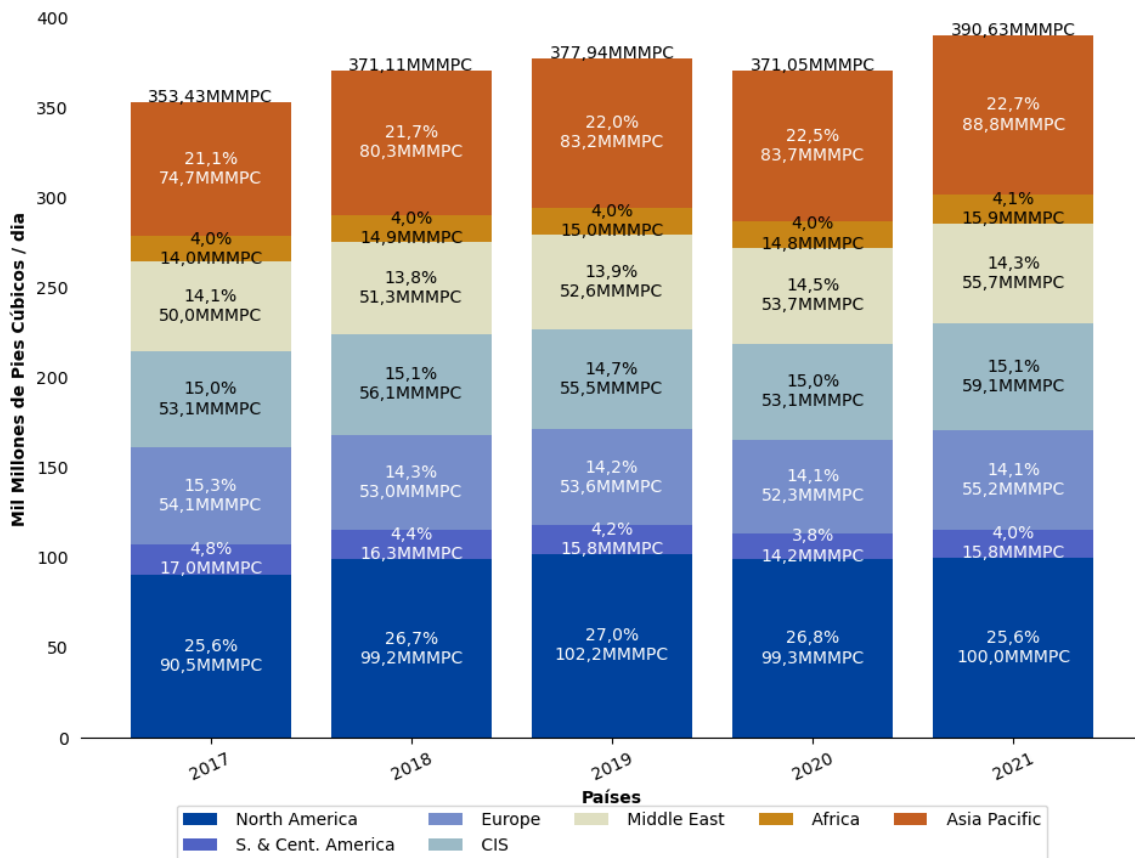
E.1.2 PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

En el 2020 Europa experimentó una caída general en producción de gas de alrededor del 7%, debido a la caída de producción de los campos de Groningen en los Países Bajos junto con los campos maduros en el Mar del Norte. En la región de Asia Pacífico para este mismo año, la producción de gas cayó marginalmente, principalmente debido a los bajos precios y la disminución de la producción de campos maduros en India, Indonesia, Tailandia y Malasia. La producción interna de China aumentó en 2020. La producción de gas en Oriente Medio fue un 2% superior a los niveles de 2019, con un aumento del 2% en los volúmenes de exportación respecto al año anterior. En África, por otro lado, los menores volúmenes de exportación afectaron la producción, lo que resultó en una disminución del 9% año tras año (Global Gas Report, 2022).

Según el Global Gas Report (2022), la producción en los últimos años ha sido ascendente, exceptuando el año 2020 donde tuvo un revés de 3,5% originado por una menor demanda que desde el 2019 venía afectando. Aunado a esto, los precios del gas incidieron notablemente para una desinversión, la mejora económica del 2021 proporcionó que se retomara la tendencia alcista de la producción con un aumento interanual del 4% de la oferta, siendo Rusia el país que más aumentó la producción con un 12,7% en el 2021, esto se debe al aumento de la demanda en el mercado interno y de exportaciones vía gasoducto. Por otra parte, el consumo entre el 2019-2020 tuvo una caída, y luego pudo ser recuperado en el 2020-2021; para este periodo, el continente asiático logró aumentar su consumo en un 6,4% y Rusia en un 9%.

Según los datos de consumo de bp (bp, 2022), desde el 2001 hasta el 2021 (los últimos 20 años) se registra en promedio un aumento anual de consumo diario en el mundo de 7,7 MMMPC, si esta tendencia sigue en 5 años (2026) podemos proyectar un consumo diario del mundo de aproximadamente 429,13MMMPC.

Gráfica 9 Consumo de Gas Natural por Región



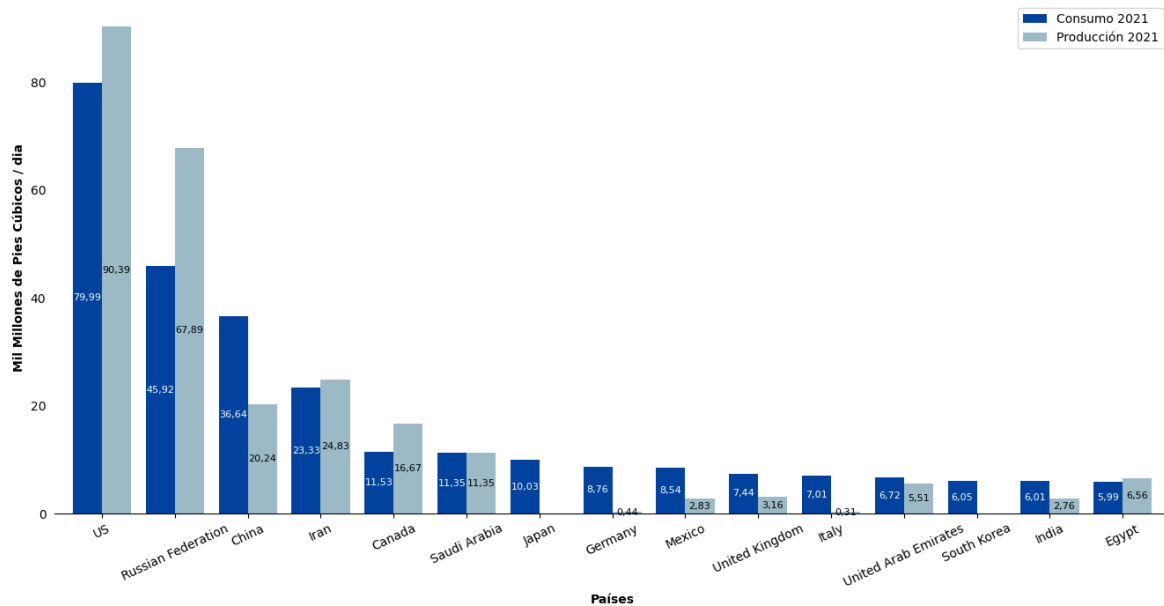
Fuente: Elaboración Propia a partir de datos tomados del Bp (2022).

El aumento del consumo mundial ha sido constante en casi todas las regiones, exceptuando Sur y Centro América, esto a pesar del contexto mundial de los últimos años, resaltando principalmente la aparición del COVID-19. Podemos ver como desde el 2017 el consumo aumento en un 10,5%, puede obedecer a que ha sido el Gas Natural la energía de transición para alcanzar los retos del Net Zero. Para principios del 2021 las regiones de Asia y Europa presenciaron un invierno más frio que el del año anterior, aunado a esto la economía China tuvo un crecimiento y activación en comparación con el 2020, esto género que la Región de Asia Pacifico obtuviera un crecimiento del consumo del Gas Natural del 6,4% con respecto al 2020, este porcentaje representa el doble del crecimiento interanual entre los años 2015-2020, la producción de esta región también se vio impactada de manera positiva con un crecimiento del 3%, impulsada principalmente por China quien con su activación económica post COVID-19 despertó nuevos niveles de consumo y producción. La sequía de Brasil provoco una disminución de la generación de energía hídrica aumentando con esto el consumo de Gas Natural.

El consumo de gas de Corea del Sur se incrementó un 10% en 2021. Las bajas temperaturas a principios de 2021 y una fuerte recuperación económica posterior a la pandemia del COVID provocaron un fuerte aumento en el uso de gas en el primer y tercer trimestre. Sin embargo, el crecimiento se desaceleró a cero en el cuarto trimestre motivado a los altos precios y al aumento de la generación de energía nuclear y a carbón. (EIA Q2 Report, 2022)

El 3,7% del crecimiento del consumo del Medio Oriente del año 2021 con respecto al 2020, tiene razones fundamentadas en la disminución de la generación de energía hidroeléctrica, junto con una mayor demanda eléctrica y la activación económica. Irán aumento su producción cerca de un 5% motivado por la recuperación del consumo en el mundo, generando un aumento de las exportaciones vía gasoductos.

Gráfica 10 Principales Consumidores de Gas Natural y Producción



Fuente: Elaboración Propia a partir de datos tomados de Bp (2022).

Podemos ver en el gráfico cómo para el 2021 Estados Unidos posee la principal producción de Gas Natural, lo cual le permite convertirse en un país exportador. Luego podemos ver el consumo de países como China, Japón, Alemania, Méjico, Reino Unido, Italia y Corea del Sur, que poseen un alto déficit de Gas Natural, por ende, son países importadores. En el 2021, Sur y Centro América registraron un consumo de 15,8 MMMBP/día de los cuales Argentina posee 4,4 MMMPC/día, Brasil 3,9 MMMPC/día, Venezuela 2,3 MMMPC/día y Trinidad y Tobago 1,5 MMMPC/día. De acuerdo la producción de esta región, se presenta un déficit principalmente en Brasil (1,56 MMMPC/día), en Argentina (7.100 MMPC/día) y en Chile (6000 MMPC/día), también se nota un superávit en Bolivia (1,46 MMMPC/día), Trinidad y Tobago (8800 MMPC/día) y Perú (3300 MMPC/día).

El consumo de Gas Natural se estancó para Norte América en el 2021 en comparación con otras regiones, teniendo sólo un crecimiento de 0,3%, lo cual fue principalmente influenciado por los aumentos de los precios del Gas Natural. Por su parte, el IEA Q2 Report (2022) señala que Canadá registró para el 2021 un aumento de consumo de Gas Natural de alrededor del 4%, este crecimiento fue estimulado por el consumo de energía de las industrias y la generación eléctrica, los cuales aumentaron más del 6%. Los consumidores pequeños o minoristas disminuyeron su consumo para este mismo año, una disminución de aproximadamente 3% a pesar de que el país enfrentó un clima más frío a comienzos del año 202. En líneas generales, esto llevó a aumentar la producción de Gas Natural en casi un 4% contrastando con el 2020; a pesar de este crecimiento no se pudieron satisfacer las necesidades comerciales de exportación y las de consumo nacional, lo que llevó a utilizar su almacenamiento subterráneo.

Según el reporte de la IEA Q2 (2022), Arabia Saudita se caracteriza por ser un país que posee volúmenes notables de producción, tal producción es consumida por la demanda interna; en el 2021 presenciaron un aumento del 5% de su producción y consumo, siendo la mayor parte de esta demanda originada por la generación eléctrica. Ese mismo reporte indica que, principalmente, el aumento de las necesidades de Generación de Energía en Méjico impulsó un aumento del consumo para el 2021, quedando un crecimiento de consumo de un 2% anual. Cabe destacar que la producción bajó en este año un 8% interanual, por lo tanto, el país tuvo que aumentar sus importaciones en un 5% para abastecer su déficit.

La demanda de carbón cayó notablemente en los años 2019 y 2020, y el uso del carbón para la generación de electricidad lideró la caída, especialmente en las economías desarrolladas. El aumento de la producción de energías renovables y los bajos precios del gas natural ayudaron a impulsar este cambio en Europa y EE.UU. Luego, la demanda de carbón se recuperó con fuerza en 2021, incluso superando los niveles de 2019, pero esta recuperación se debió en gran parte al crecimiento de la demanda en China y el aumento de los precios del gas natural. El gas natural representó el 23% de todas las generaciones de energía y el 24% de la generación con energía primaria en 2020, y los volúmenes consumidos se mantuvieron bastante estables desde 2019.

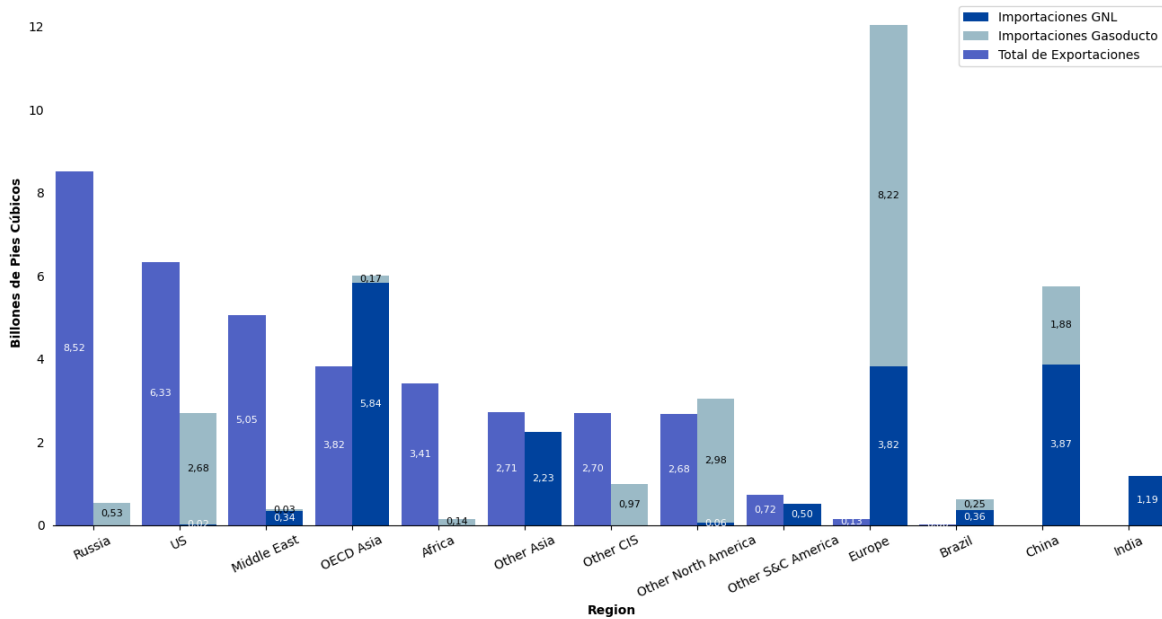
De acuerdo con la producción total del mundo en el año 2021 (142,5 BPC) y las reservas probadas de gas convencional y no convencional (14.193,3 BPC), la proyección de la duración de estas reservas usando la formula R/P (reservas entre producción), es de 99,57 años. En el caso de los países con las principales reservas de Gas Natural, si se mantiene el consumo del 2021, les quedarían recursos para los siguientes plazos: Rusia 64,7 años; China, 191 años; Irán, 125 años; y Estados Unidos, 32,3 años.

E.1.3 EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

El comercio de Gas Natural se hace a través de Gasoductos o de Gas Natural Licuado (GNL). Para el 2021, se comercializó entre países un total de 43,1 BPC, lo que representa un 30% de los 142,5 BPC totales que se consumieron en el mundo; esto nos dice que 99,47 BPC de Gas Natural (el 70% del consumo mundial) fueron consumidos en los países donde se produjeron. De todo el Gas Natural comercializado en el 2021, el 57,71% (24,87 BPC) se hizo a través de Gasoductos y el 43,2% (18,22 BPC) a través de GNL.

Para el 2021 China se posicionó como el principal importador de Gas Natural del mundo, logrando superar a Japón por 2,1 BPC. China representó para el 2021 el 59,24% (545,7 MMMPC) de todo el crecimiento mundial de GNL que totalizó 921,2 MMMPC; Japón por su parte cerró el 2021 con 3,57 BPC de importación. La suma de las importaciones de China y Japón representaron un 59,19% de las importaciones de la región asiática de Gas Natural y 21,6% de las importaciones mundiales. Las importaciones totales de China para el 2021 fueron de 5,74 BPC, lo que significó el 34% de lo que importó toda Europa (16,8 BPC) para ese mismo año.

Gráfica 11 Regiones Importadores e Importación



Fuente: Elaboración Propia a partir de datos tomados del Bp (2022)

Según el Informe de la IEA Q2 (2022), Estados Unidos aumentó sus importaciones por Gasoducto desde Canadá en el 2021 (con un aumento interanual cercano al 11%), así mismo, ese año hubo un aumento de retiros netos del almacenamiento subterráneo, después de pasar dos años de acumulación neta de inventario.

El mismo año fue para Estados Unidos un año de aumento de exportaciones (28%), consolidándose en el 2do lugar de países con mayores exportaciones del mundo con 6,3 BPC. (bp, 2022). Por su parte, Sur América y Centro América poseen el 3,8% de las reservas mundiales de Gas Natural Convencional y el 18,9% de las reservas mundiales de Gas Natural no convencional, esto nos hace ver que aún hay nichos comerciales explotables en esta región.

Los datos aportados por el EIA Q2 Report (2022) señalan que el 2021 para Qatar fue un año de estabilidad; las exportaciones a Omán y los Emiratos Árabes Unidos a través del Gasoducto Dolphin se mantuvieron prácticamente estables. Las exportaciones de GNL crecieron menos del 1%, y para este año también hubo alteraciones en los destinos de exportación, es decir, que las exportaciones a Europa cayeron un 24% y los suministros a la región de Asia Pacífico aumentaron en más del 6%.

El consumo de gas aumentó en 3% en Europa en 2021, casi volviendo a los niveles de 2019. El crecimiento de la demanda fue más fuerte en el sector residencial, seguido por los sectores industrial y de energía, y las importaciones rusas fueron menores de lo habitual. Para compensar la disminución de estas importaciones, Europa retiró los suministros de Gas Natural del almacenamiento, lo que provocó que los niveles de almacenamiento cayeran a un mínimo de cinco años.

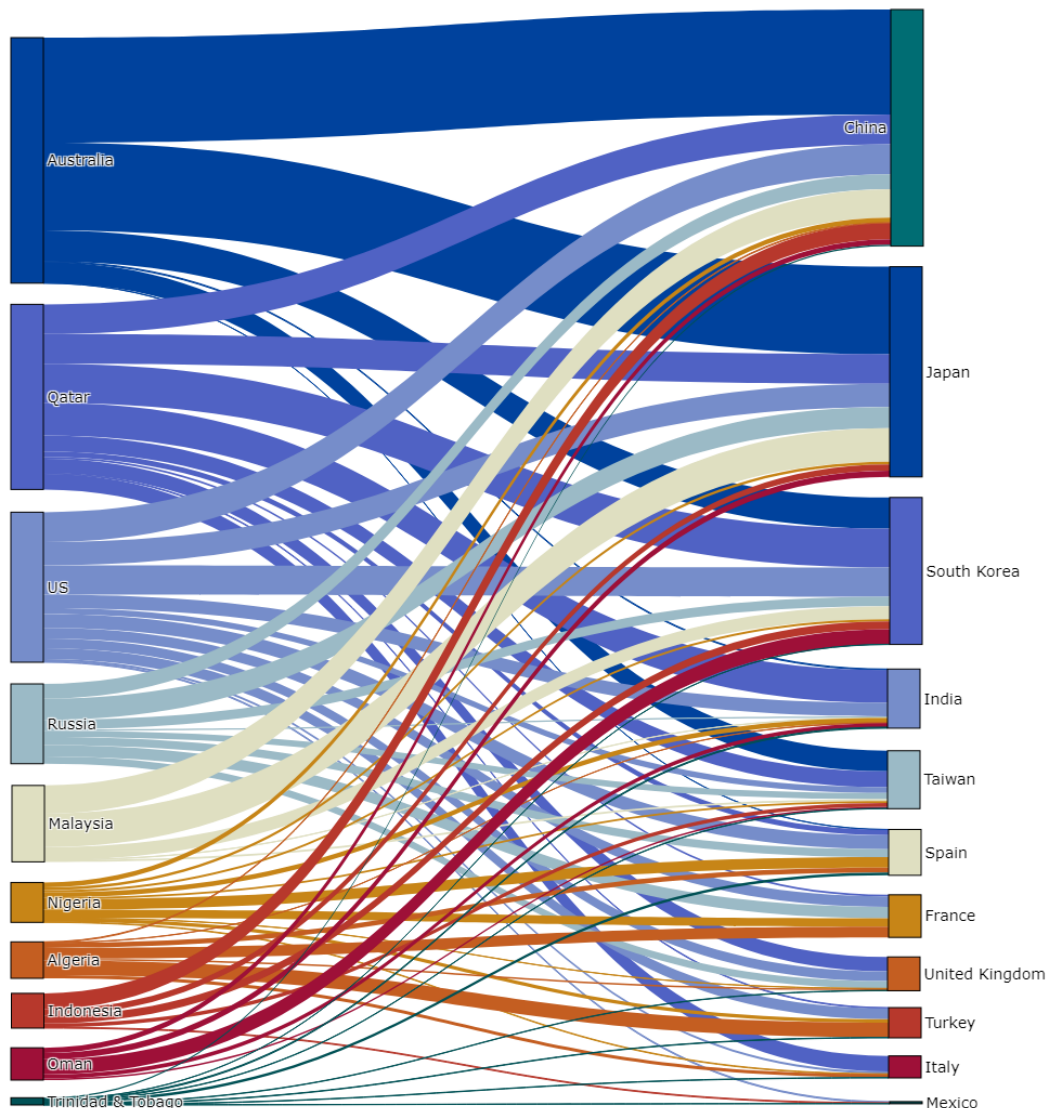
Con relación a Trinidad y Tobago, los datos aportados por BP (2022) indican que en el 2021 el consumo de Gas Natural descendió un 16% (o 167,4 MMMPC) en comparación con el 2020 llegando a 872,9 MMMPC, esto impactó directamente en las exportaciones, las cuales cayeron un 36% (o 181,9 MMMPC). Desde el 2016 el porcentaje promedio de disminución de exportaciones interanual ha sido de 4,2%. Para el 2010 las exportaciones de Trinidad y Tobago fueron de 690 MMMPC y el 2021 cerró con 322,2 MMMPC esto es una caída superior al 53%.

E.1.4 GAS NATURAL LICUADO (GNL) EN EL MUNDO

E.1.4.1 Comercio de Gas Natural Licuado en el mundo

En los últimos 10 años, el comercio internacional del Gas Natural Licuado ha venido creciendo, teniendo desde el 2000 un crecimiento interanual promedio de 6,50%. Para el 2021, el comercio total del GNL representó un 43,2% de todo el Gas Natural comercializado en exportaciones e importaciones, es decir, 18,22 BPC.

Gráfica 12 Comercio mundial de Gas Natural Licuado (GNL) en 2021 - Billones de Pies Cubicos (BPC)



Fuente: Elaboración Propia a partir de datos tomados de bp (2022)

De acuerdo con los datos de GNL en 2022, el comercio del GNL para el 2021 creció un 5,32%, pasando de 17,30 BPC en el 2020 a 18,22 BPC en el 2021 (bp, 2022); este incremento fue principalmente originado por la activación económica de varios países: Estados Unidos aumentó 1,19 BPC en el 2021, es decir, un 35,4% en comparación con el 2020, logrando exportar 3,35 BPC en el 2021. Cabe destacar que el 2021 representó para Estados Unidos un año de recuperación debido a que en el año 2020 le cancelaron diversos contratos de entrega de GNL. Por otra parte, el 48% de las exportaciones de EE.UU en el 2021 estuvieron destinadas a la región asiática, colocando 1,61 BPC, impulsado por el crecimiento de la demanda de Corea del Sur y China; el otro 31,6% (o 1,08 BPC) salieron hacia Europa, lo cual

fue motivado por el consumo de inventarios en el intenso invierno del 2020 (la ausencia de inventarios originó una mayor compra). Por su parte, las exportaciones de GNL de Australia, Qatar y Rusia se mantuvieron estables de 2020 a 2021, mientras que hubo una disminución en los volúmenes de Nigeria de 1,00 BPC a 824 MMMPC, y en Trinidad y Tobago de 504,21 MMMPC a 322,24 MMMPC durante el mismo período.

El reporte IEA Q3 (2022) señala que los problemas en la infraestructura industrial de Trinidad y Tobago han ocasionado una caída de su producción cercana al 30% desde el 2019, lo cual provocó la paralización por completo de uno de sus cuatro trenes de licuefacción en la planta de exportación de Atlantic LNG. En el 2021 se reimpulsó la producción en alta mar, en diferentes proyectos el de Barracuda en julio de 2021 (220 MMPC/d en su punto máximo), el de Matapal en septiembre de 2021 (hasta 350 MMPC/d) y el de Colibrí en marzo de 2022 (250 MMPC/d en su punto máximo), pero no ha sido suficiente para compensar la caída anterior.

El GNL a diferencia del Gas vía tubería (gasoducto) requiere grandes inversiones iniciales, principalmente en plantas de licuefacción, plantas de regasificación y buques metaneros, esto hace que los riesgos aumenten y, por ende, se retrasen las inversiones. En el contexto del 2020, donde se cancelaron diversas cargas de GNL y como consecuencia de ello la demanda bajó, hubo un exceso de oferta de corto plazo que impactó en la toma de decisiones de los inversores, aplazando proyectos en Estados Unidos, Qatar y Mozambique. Este contexto ha generado precios volátiles en el GNL. Los retos del Net Zero², son otros de los riesgos que enfrentan los inversionistas y entes financieros, si bien el Gas Natural es la mejor energía de transición, no es una energía que no haga emisiones de dióxido de carbono.

El 2021 se caracterizó por aumentar el número de contratos a largo plazo en comparación con el 2020, los compradores buscaron garantizar el suministro futuro y cubrir la volatilidad de los precios. China aseguró contratos a largo plazo en lugar de comprar cargas al contado, firmó casi 26 millones de toneladas por año (tpa, por si siglas en ingles) de GNL SPA (sales and purchase agreement o acuerdo de compra y venta)³ en 2021, lo que la convierte en la mayor firma anual de contratos de GNL en la historia del país. El mayor socio contractual de GNL de China en 2021 fue Qatar, ya que se firmaron alrededor de 6,5 millones de tpa de GNL SPA con Qatar Petroleum y unos 2 millones de toneladas por año con Qatar Energy. Los proveedores estadounidenses no se quedaron atrás, firmando 7,1 millones de toneladas por año de GNL SPA con China en medio de medidas tomadas para profundizar la cooperación de GNL entre los dos países.

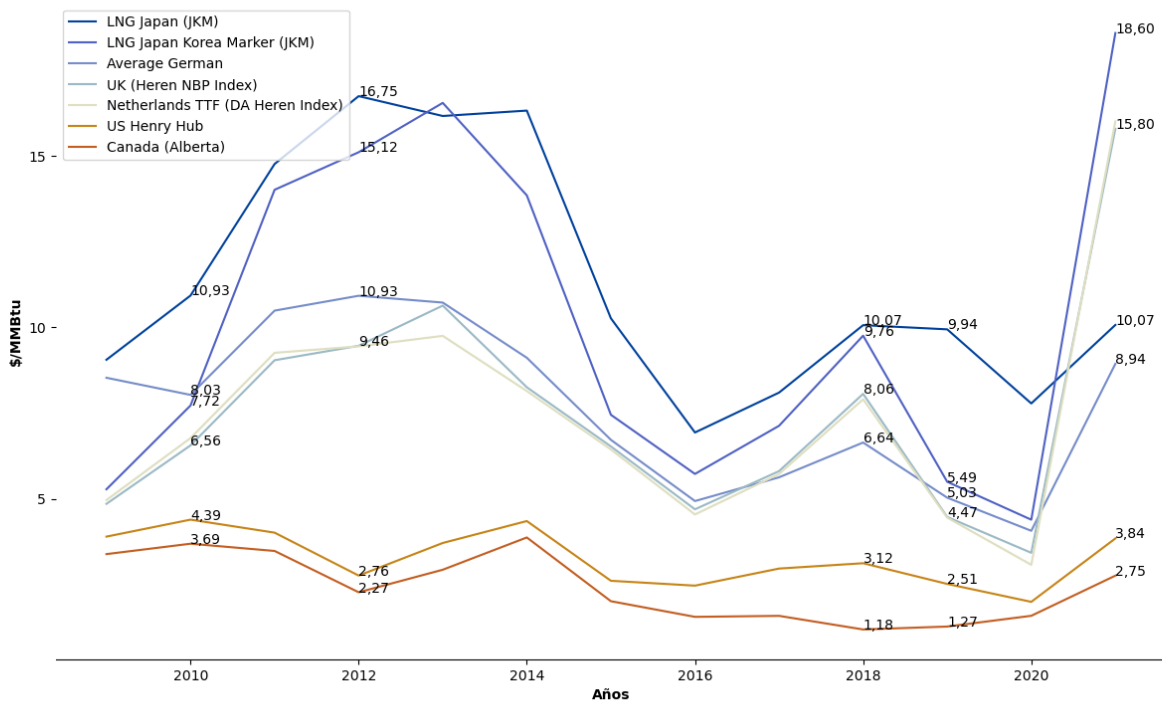
² Net Zero= es un concepto que enmarcado en el compromiso de países, ciudades y empresas, de alcanzar los objetivos establecido en el acuerdo de Paris, con el fin de llevar a cero en el 2050 las emisiones líquidas de gases de efecto invernadero.

³ SPA= Es un contrato vinculante, en donde existe la obligación de transar productos o servicios entre un comprador y un vendedor.

E.1.5 PRECIOS Y COMERCIO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO

El precio del Gas Natural se estipula de acuerdo con el tipo de transporte (Gasoducto o GNL) que se utilice. También varía de acuerdo con la región, es decir, que cada región tiene su marcador definido y estos marcadores varían principalmente de acuerdo con las ofertas, demandas, inventarios, condiciones climáticas, contexto geopolítico, especulaciones de empresas o personas, entre otras. En algunos casos las comercializaciones se hacen con formulaciones en referencia a derivados del petróleo.

Gráfica 13 Precios



Fuente: Elaboración Propia a partir de datos tomados del bp (2022).

Los impactos del Covid-19 se evidenciaron en los precios entre el 2019 y 2020, cuando los mismos alcanzaron sus mínimos históricos; los primeros en caer fueron los precios de Facilidad de Transferencia de Títulos (TTF, por sus siglas en inglés), su descenso notable se evidenció a finales de noviembre de 2019 cuando los precios se fijaban en 5,20 \$/MMBtu, llegando a estar en mayo de 2020 en 1,20 \$/MMBtu.

De acuerdo con la información proporcionada por el Global Gas Report (2022), durante abril y junio de 2020, los precios de TTF4 cayeron por debajo del precio Henry Hub5,

⁴ TTF: Title Transfer Facility, es un punto de comercio virtual del gas natural holandés, a su vez es una referencia de precio para Europa del Gas Natural.

obedeciendo a que la demanda cayó considerablemente durante el verano y los suministros tardaron en ajustarse, no fue sino hasta finales de junio que el mercado se ajustó luego de haber vivido un exceso de oferta. El descenso de los precios Henry Hub fue menos abrupta en junio de 2020, registrándose un mínimo de 1,50 \$/MMBtu debido a la caída del consumo interno, aunado a esto muchos compradores de GNL de Estados Unidos cancelaron las compras de cargamentos.

El 2021 se caracterizó por presentar imprevistos climáticos, y alta volatilidad de oferta y demanda en materias primas, esto generó a su vez alta volatilidad en el gas, con precios altos al principio y a final del año. La creciente demanda de GNL de Europa y Asia, dio como resultado que estas regiones entraran en competencia para la adquisición de Gas.

Los precios de contado en la región Asiática presenciaron dos picos durante el 2021 alcanzando máximos históricos, el primer pico se vivió en el primer trimestre finalizando el invierno, el segundo pico se alcanzó en octubre del mismo año llegando a 54 \$/MMBtu; este punto fue originado por una demanda prolongada y una escasez de carbón en China, aunado a esto las importaciones de GNL de la región Europea aumentaron en este periodo, no obstante, un posible recorte de suministros que se preveía a través del gasoducto Nord Stream 2, impulsó más los precios al alza.

Los retrasos en inversiones de upstream⁶ comenzaron a impactar en los precios, ya que la demanda creció considerablemente y no así la producción, por ende, no hubo una satisfacción al 100% de la demanda, el Capex o gasto de capital en el upstream ha venido decreciendo desde el 2015, así mismo el Covid-19 también incidió de manera significativa negativamente en las actividades exploratorias desde el 2020.

La demanda de Europa en diciembre del 2021 fue tan grande y urgente que se presenció el desvío de 3 cargadores de GNL (el Minerva Chios, el Maran Gas Vergina y el Marvel Crane) que originalmente salieron de Estados Unidos con destino a China y fueron desviados a Europa; otros cargamentos africanos de GNL sufrieron el mismo acontecimiento, lo cual originó nuevas alzas en el precio.

Según lo señalado por el IEA Q3 Report (2022), los precios récord del Gas Natural en Europa para el 2022 fueron estimulados por el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania. En otro orden de ideas, Gazprom⁷ redujo las ventas a corto plazo y despachos a Europa. Este escenario ha provocado una creciente demanda de GNL en Europa para reemplazar el suministro de gas por gasoducto ruso, cuya disminución ha llevado a un mercado global excepcionalmente limitado. También indica el mencionado reporte que los precios históricos del

⁵ Henry Hub: Es un punto de comercio de Gas Natural en Norteamérica, a su vez es una referencia de precio para la región de América.

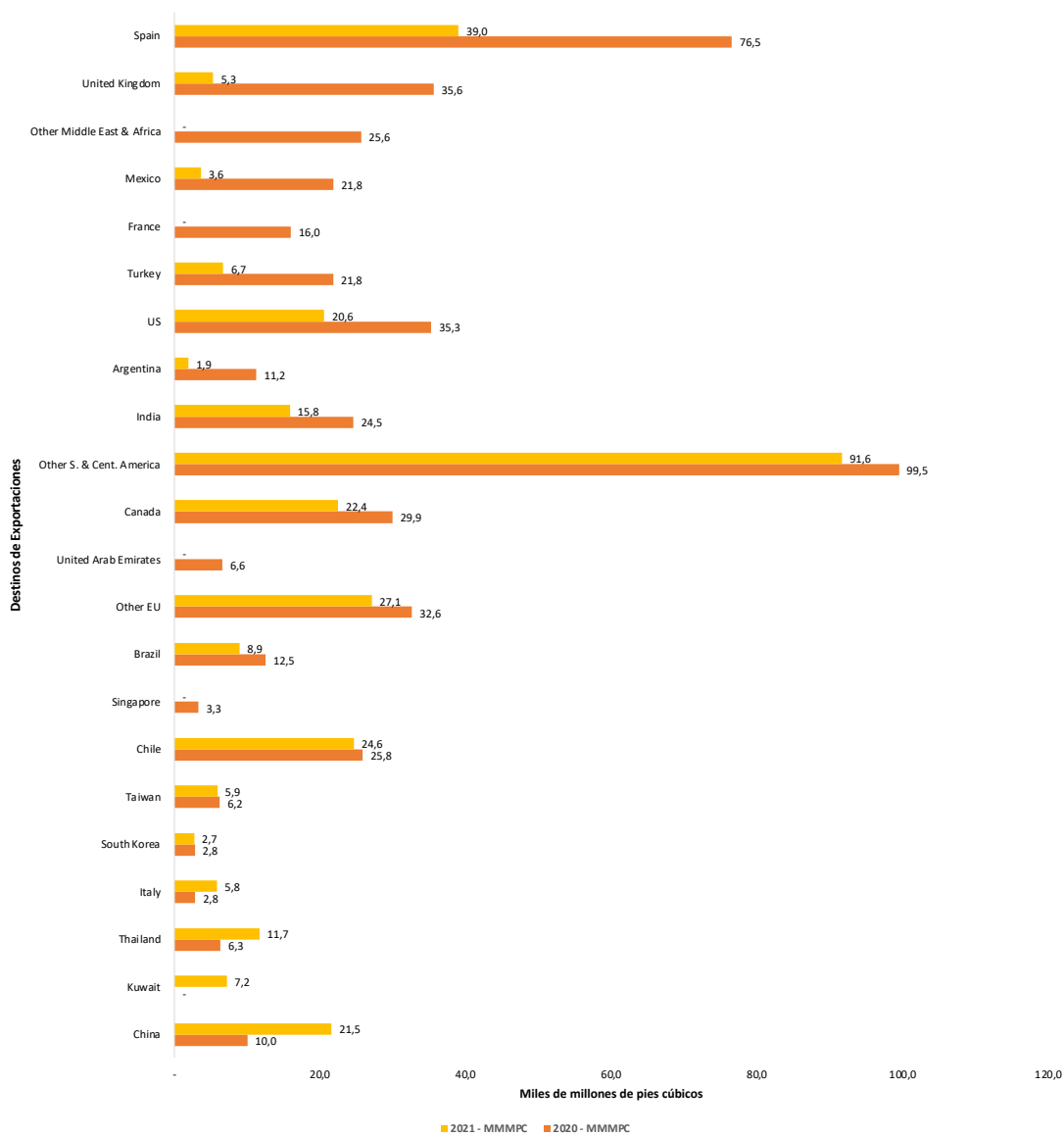
⁶ Upstream: Termina que hace referencia a las actividades de exploración y producción de petróleo o gas natural.

⁷ Gazprom: Industria rusa que trabaja con gas natural.

gas en Europa en el 2022 han convertido al continente en un mercado de alta preferencia para el despacho de GNL, atrayendo entregas de otras regiones. Se espera que las necesidades de GNL de Europa superen las adiciones de capacidad de suministro en 2022 y representen más del 60% del crecimiento neto en el comercio mundial de GNL hasta 2025.

E.1.6 COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL DE TRINIDAD Y TOBAGO

Gráfica 14 Trinidad y Tobago - Exportaciones de GNL (2020 y 2021)



Fuente: Elaboración propia con datos tomados de las Bases de Datos de Bp (2022).

La caída de las exportaciones totales de 2021 con respecto al 2020 para Trinidad y Tobago (de 506,5 MMMPC a 322,2 MMPC), representó más de un 36%; sólo en la región de Asia Pacifico se pudo observar un aumento de un 8,5%, pasando de 53,1 MMMPC a 57,6 MMMPC. Tal aumento se debió a los suministros a China y Tailandia. Se puede observar también que el suministro descendió notablemente en países europeos (España, Reino Unido, Francia y Turquía), así como en Países del Medio Oriente y África; en Norte América el descenso más alto fue en Méjico.

Tabla 5 Exportaciones de Trinidad y Tobago (2020 y 2021)

Exportaciones de Trinidad y Tobago (2020 y 2021)				
Destino	2020 - MMMPC	2021 - MMMPC	Diferencia	Diferencia %
Canada	29,91	22,45	-7,47	-24,96%
Mexico	21,79	3,59	-18,20	-83,53%
US	35,26	20,57	-14,69	-41,67%
North America	86,97	46,60	-40,36	-46,41%
Argentina	11,24	1,90	-9,34	-83,12%
Brazil	12,49	8,91	-3,59	-28,71%
Chile	25,83	24,59	-1,24	-4,80%
Other S. & Cent. Amer	99,46	91,64	-7,82	-7,86%
S. & Cent. America	149,02	127,03	-21,99	-14,76%
France	15,98	0,00	-15,98	-100,00%
Italy	2,84	5,82	2,98	104,79%
Spain	76,53	38,99	-37,53	-49,05%
Turkey	21,78	6,69	-15,09	-69,29%
United Kingdom	35,56	5,31	-30,25	-85,07%
Other EU	32,60	27,07	-5,52	-16,94%
Europe	185,28	83,88	-101,40	-54,73%
Kuwait	0,00	7,16	7,16	100,00%
United Arab Emirates	6,55	0,00	-6,55	-100,00%
Other Middle East & A	25,60	0,00	-25,60	-100,00%
Middle East & Africa	32,16	7,16	-25,00	-77,73%
China	9,99	21,55	11,56	115,73%
India	24,54	15,82	-8,71	-35,50%
Singapore	3,28	0,00	-3,28	-100,00%
South Korea	2,77	2,68	-0,09	-3,29%
Taiwan	6,19	5,87	-0,32	-5,19%
Thailand	6,30	11,65	5,36	85,06%
Asia Pacific	53,06	57,57	4,51	8,50%
Total exports	506,48	322,24	-184,24	-36,38%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados de bp (2022).

Si bien España no perdió todo el suministro de Trinidad y Tobago, si fue el país que dejó de recibir la mayor cantidad de este suministro (37,53 MMMBPC), seguido por el Reino Unido con un descenso de 30,25 MMMBPC. Cabe destacar que en el 2021 no hubo suministro de GNL para Francia. En tal sentido, la región europea en total descendió en suministros de Trinidad y Tobago 101,40 MMMPC en un año, en el contexto ya descrito anteriormente.

Por su parte, Centro y Sur América tampoco recibieron la misma cantidad de GNL del 2020, quedando en el 2021 por debajo en 21,99 MMMPC (con respecto al 2020); el país de esta región al que más se le redujeron las entregas desde Trinidad y Tobago fue Argentina, que en el 2020 recibió 11,24 MMMPC y en el 2021 1,9 MMMPC, para un 83,12% menos de suministro de GNL.

E.1.7 OPORTUNIDADES DE COLOCACIONES VIA GAS NATURAL LICUADO DESDE TRINIDAD Y TOBAGO

La necesidad actual de Europa de disminuir las importaciones por gasoducto desde Rusia, genera una alta demanda de GNL y junto con ello precios atractivos, lo cual lo hace un destino Premium para el mercado. Bajo esta premisa, se despiertan con más fuerza los países europeos como un buen destino de colocación del GNL de Trinidad y Tobago, pudiendo analizar a países como Francia, España, Turquía y el Reino Unido como mercados que se pueden volver a ocupar con mayor volumen. Por su cercanía y consumo también es atractiva la colocación de GNL en Méjico, Argentina, Chile y Brasil. No menos importante vemos la necesidad de consumo de la región asiática donde China, Japón, Corea del Sur, India, Taiwán y Pakistán lideran el atractivo por su consumo de GNL.

E.2 DETERMINAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE GAS NATURAL DE VENEZUELA HACIA TRINIDAD Y TOBAGO

Para el desarrollo del presente objetivo, se ha realizado un estudio completo de la cadena de valor del gas natural en Venezuela desde sus reservas, características, expectativas de nuevos descubrimientos, el sistema de producción y el procesamiento, disposición y comercialización de este en el mercado. Esto con la finalidad de lograr identificar las oportunidades actuales y futuras, así como las dimensiones para un abastecimiento de gas natural venezolano para el sistema industrial y de exportación a Trinidad y Tobago. También se explora el marco legal vigente que regula la explotación y comercialización del Gas Natural en Venezuela.

En el presente trabajo no se analizarán las reservas de Gas Natural no convencional de Venezuela por dos razones, la primera de ellas es la ubicación geográfica de las mismas, que se encuentran al occidente de Venezuela lo cual hace inviable a mediano plazo la colocación de estas reservas en Trinidad y Tobago; y la segunda razón es que las legislaciones de Venezuela no promueven la explotación de este tipo de reservas no convencionales, por lo tanto, no se tomarán en cuenta dichos volúmenes para las colocaciones de Gas Natural de Venezuela en Trinidad y Tobago.

E.2.1 RESERVAS Y EXPECTATIVAS

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas, mediante proyectos de desarrollo y la aplicación de métodos y sistemas de explotación, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. La estimación de reservas consiste en un análisis e interpretación de diversas fuentes de información técnica y económica cuyos componentes implican la revisión y actualización de sus valores.

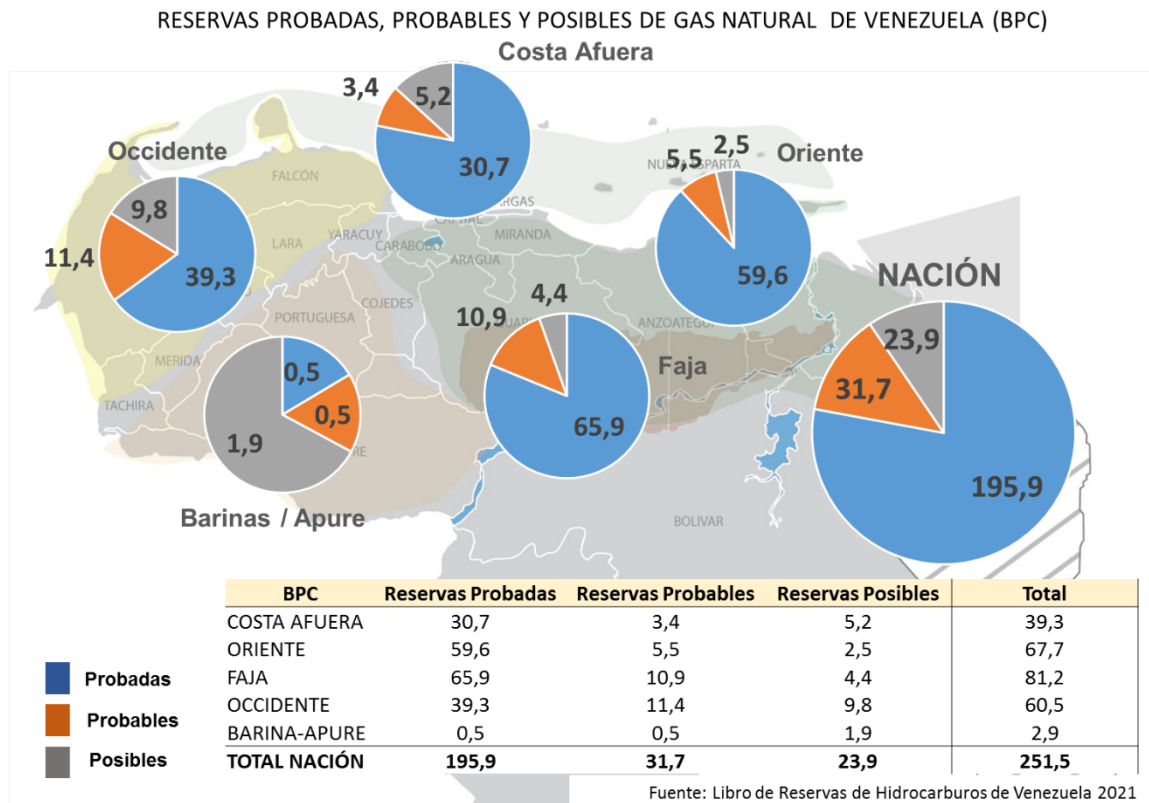
A nivel mundial, el gas natural es el único combustible fósil cuyo consumo relativo ha crecido en los últimos veinte años y es la tercera fuente primaria de energía con una contribución de 355,11 MMMPCD, que representa el 23,36% del total de fuentes de energía primaria, sólo por debajo del petróleo.

En el futuro, la producción y el consumo global de Gas Natural seguirán creciendo durante las siguientes décadas por las razones ya referidas: abundancia del recurso; bajos costos de producción; precios competitivos, así como ventajas ambientales y tecnológicas en su uso. El gas seguirá desplazando otras fuentes y otros combustibles fósiles en la industria manufacturera y en el transporte. En el sector eléctrico, además de sustituir a los ya referidos combustibles.

Según los datos del libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021), La República Bolivariana de Venezuela cuenta con un volumen de reservas considerables de Gas Natural (251,50 BPC), de los cuales la mayoría son reservas

probadas (195,9 BPC), y en menor proporción reservas probables (31,70 BPC) y posibles (23,90 BPC), con excelentes oportunidades de crecimiento en todas las áreas de su cadena de valor, considerando que es el Gas Natural, uno de los futuros motores principales del desarrollo económico y social del país. La mayor parte de las reservas probadas y probables se encuentran ubicadas, ordenadas de mayor a menor cantidad, en la Faja del Orinoco (Probadas: 69,5 BPC, Probables: 10,9 BPC, Posibles: 4,4 BPC), Oriente (Probadas: 59,6 BPC, Probables: 5,5 BPC, Posibles: 2,5 BPC), Occidente (Probadas: 39,3 BPC, Probables: 11,4 BPC, Posibles: 9,8 BPC), Costa Afuera (Probadas: 30,7 BPC, Probables: 3,4 BPC, Posibles: 5,2 BPC), Barinas – Apure (Probadas: 1,9 BPC, Probables: 0,5 BPC, Posibles: 0,5 BPC), y cuya representación se puede apreciar con mejor claridad en Gráfica 15.

Gráfica 15 Total de Reservas Probadas, Probables y Posibles de Gas Natural

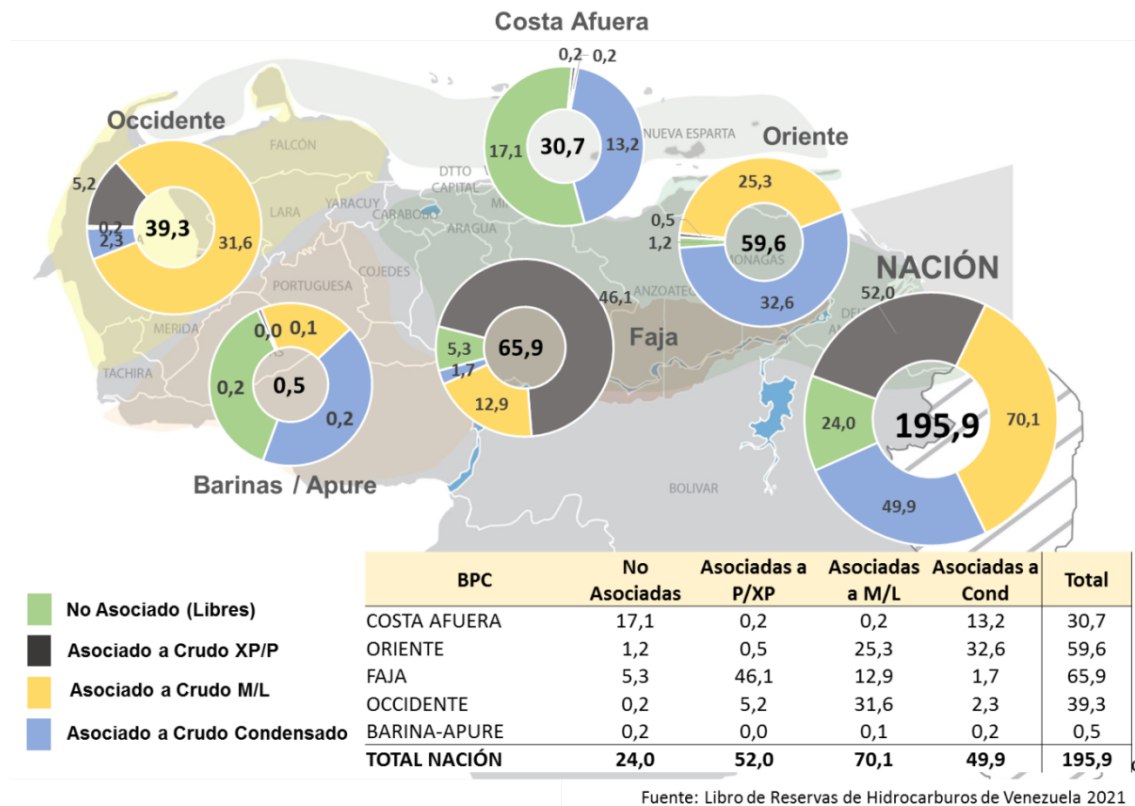


Del total de reservas probadas de Gas, 88% de las mismas son de gas asociado a petróleo crudo o condensado (172 BPC), mientras que el resto, un 12% es de gas no asociado o libre (24,0 BPC). De todas estas reservas el 84% es gas pobre, es decir, con una riqueza de líquidos menor a 3 Galones por Mil Pies Cúbicos (GPM) y el restante 22% es gas rico. Asimismo, 68% de las reservas se encuentran en tierra y 32% en Costa Afuera, donde Costa Afuera (tiene 17,1 BPC asociado a gas libre y 13,2 BPC asociado a gas condensado); Oriente

(tiene 1,2 BPC asociado a gas libre y 57,9 BPC de gas asociado a liviano, mediano y condensado), Faja (tiene unos 5,3 BPC de gas libre; 46,1 BPC asociado a crudos pesados y extra pesados y 14,6 BPC asociado a crudos livianos, medianos y condensados), Occidente (0,2 BPC de gas libre y 39,3 BPC asociado a crudos livianos, medianos, pesados y condensados), Barinas/Apure (0,2 BPC de gas Libre y 0,5 BPC de gas asociado a crudos medianos, livianos, y condensados).

Gráfica 16 Reservas de Gas Natural Asociadas a Crudo

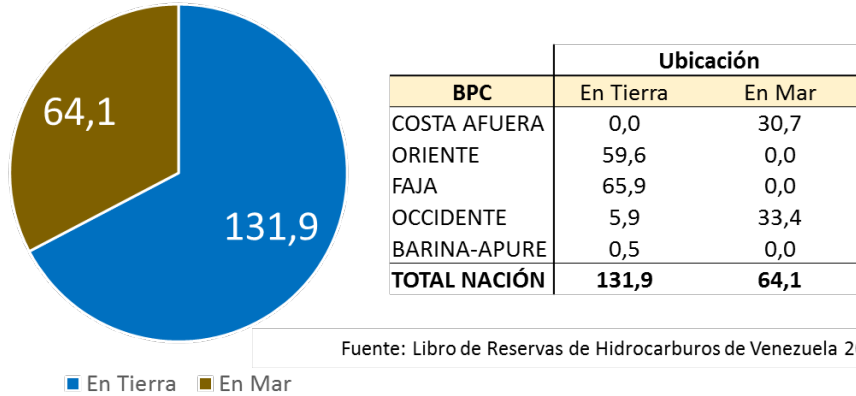
RESERVAS DE GAS NATURAL ASOCIADAS A CRUDO DE VENEZUELA (BPC)



Del total de reservas probadas, la mayor parte de ellas se encuentran ubicadas en Faja y Oriente, es decir, el 64% de las mismas se encuentran en la zona oriental del país; el 20% en la zona occidental; el 15,6% en Costa Afuera (ubicada al norte de la Península de Paria al extremo norte de la serranía del Litoral Oriental, incluyendo la Plataforma Deltana al nororiente) y el 0,2% en la zona Apure-Barinas. En la Gráfica 17 Ubicación Geográfica de las Reservas de Gas Natural, se puede apreciar la ubicación de las reservas en tierra y mar; en Tierra (Onshore) para el caso de Oriente con (59,6 BPC) y en Faja (65,9 BPC); para el caso de Occidente con (5,9 BPC) en Tierra y (33,4 BPC) en Mar (Offshore); Costa Afuera con (30,7 BPC) en Mar y Barinas/Apure con solo (0,5 BPC) en Tierra; y donde se tiene el total a nivel Nación de (131,9 BPC) en Tierra y (64,1 BPC) en Mar, que representan el 68% y 32% respectivamente.

Gráfica 17 Ubicación Geográfica de las Reservas de Gas Natural

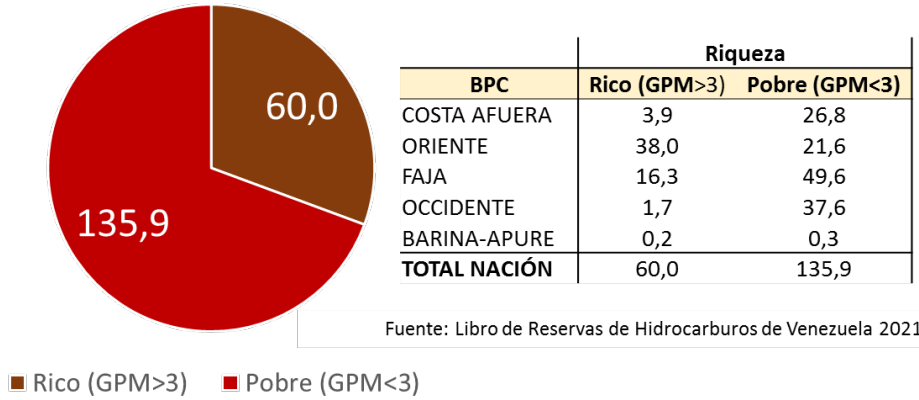
Ubicación de las Reservas de Gas Natural



En cuanto a la riqueza de las reservas del gas natural, representado en la Gráfica 18 Riqueza de las Reservas de Gas Natural, se puede visualizar que las reservas de gas pobre están representadas por un 84% a nivel nación. Al gas pobre también se lo denomina gas seco. El Gas residual, principalmente metano y etano, que queda después de que se han condensado los hidrocarburos más pesados en el cabezal del pozo, en mayor proporción se ubica en la región de Faja con (49,6 BPC), seguidamente se encuentra Occidente con 37,6 BPC, Costa Afuera con (26,8 BPC), Oriente (21,6 BPC) y Barinas/Apure con (0,3 BPC). En cuanto al Gas Rico (húmedo), es aquel del que pueden obtenerse cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, sin embargo, no tiene nada que ver con el contenido de vapor de agua. En el caso de Venezuela el gas rico a nivel Nación está representado por el 22% del total (60,0 BPC) que se encuentra principalmente en Oriente con (38,0 BPC), Faja con (16,3 BPC), Costa Afuera (3,9 BPC), Occidente (1,7 BPC) y Barinas/Apure con (0,2 BPC).

Gráfica 18 Riqueza de las Reservas de Gas Natural

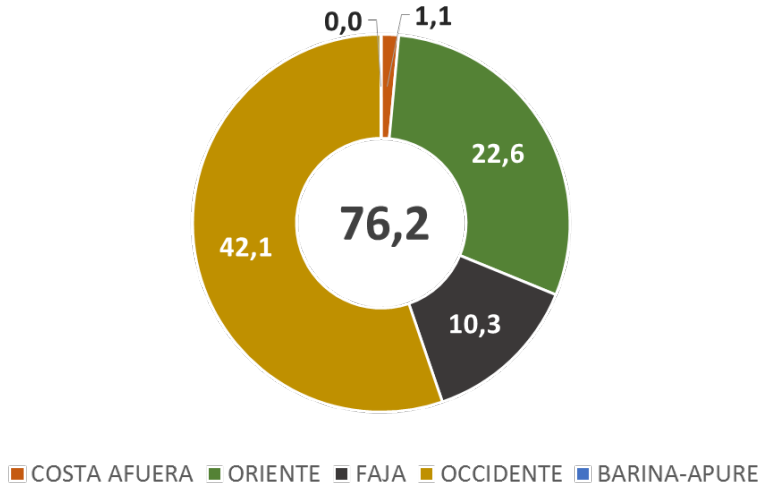
Riqueza de las Reservas de Gas Natural



Tal y como se ha venido mencionando, Venezuela cuenta con vastas reservas probadas de gas natural por el orden de (195,9 BPC), ubicándola como el noveno país del mundo y el primero de América Latina con las mayores reservas probadas de gas natural, constituyendo un cuadro fuerte de oferta a largo plazo de este recurso estratégico no renovable. La producción de gas natural en Venezuela se ha mantenido, durante las última dos décadas, en un promedio de unos 5.500 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), manejando un total de gas natural producido en toda su historia por el orden de los 76,2 BPC, donde en las zonas tradicionales de Occidente y Oriente se ha producido un total de 42,1 BPC y 22,6 BPC respectivamente, seguidas por Faja con 10,3 BPC y Costa Afuera con 1,1 BPC, casi todo en su mayoría, producido como parte del crudo extraído durante todo este tiempo, tal como se muestra en la Gráfica 19.

Gráfica 19 Gas Natural Producido Nivel Nación

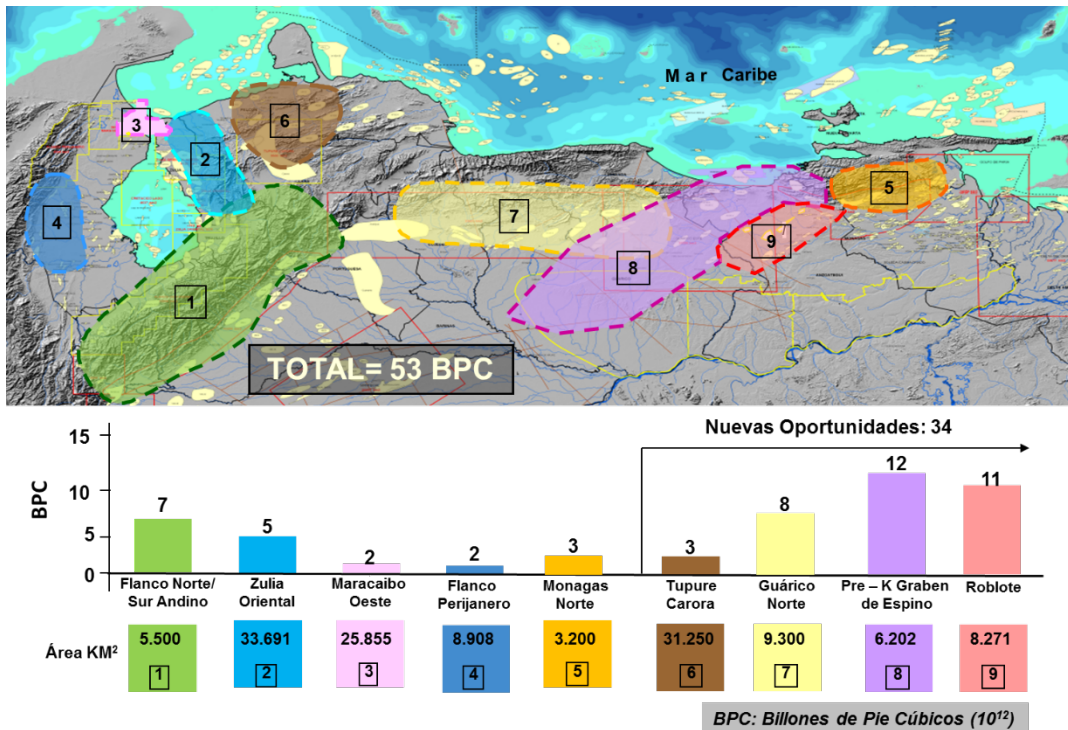
Gas Natural Producido (BPC)



Fuente: Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela 2021

En Gráfica 20 Oportunidades Exploratorias Nivel Nación, se muestran las principales zonas exploratorias y volúmenes de expectativas de Gas Natural a nivel Nación con las que cuenta Venezuela en tierra (Onshore), contabilizando un total de 9 áreas, destacándose entre ellas las 04 oportunidades ubicadas en Tupure-Carora, Guárico Norte, el Roblote y Pre-K Graben de Espino, siendo esta ultima la de mayores volúmenes de expectativas de gas con 12 BCP. Igualmente se destacan 05 áreas adicionales, como el Flanco Norte Sur Andino, Zulia Oriental, Maracaibo Oeste, Flanco Perijanero y Monagas Norte, para un total nacional de expectativas de 53 BPC y 132.177 KM² de área exploratoria, un 14% de la superficie territorial del país.

Gráfica 20 Oportunidades Exploratorias Nivel Nación

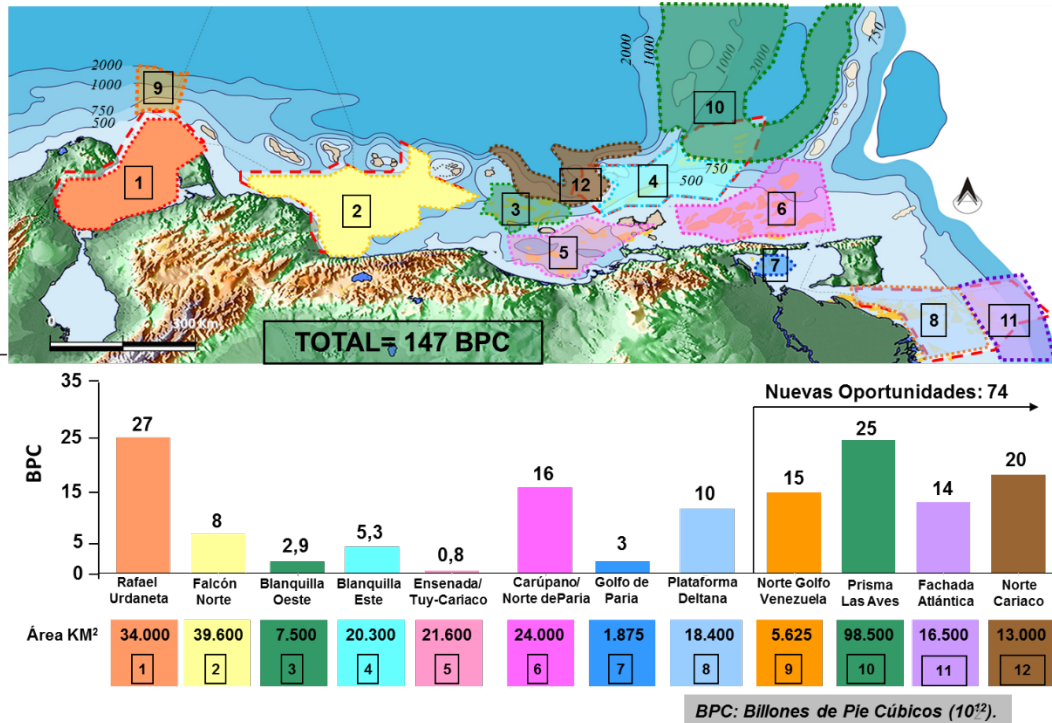


Fuente: Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

En la Gráfica 21 Oportunidades Exploratorias en el Mar (Offshore), donde se presentan un total de 147 BPC Oportunidades a nivel Nación, destacando 74 oportunidades en las zonas de (15) Norte Golfo de Venezuela, (25) Prisma Las Aves, (14) Flachada Atlantica, (20) Norte Cariaco, Igualmente se presentan 73 BPC Oportunidades en: (27) Rafael Urdaneta, (8) Falcón Norte, (2,9) Blanquilla Oeste, (5,3) Blanquilla Este, (0,8) Ensenada Tuy – Cariaco, (16) Carúpano Norte de Paría, (3) Golfo de Paria, (10) Plataforma Deltana, distribuidas cada una de las oportunidades mencionadas en doce (12) zonas con áreas identificadas por el color (KM²).

Son de gran interés para este trabajo, aquellas expectativas costa afuera que tienen cercanía con Trinidad y Tobago, entre estas las áreas 06,07,08 y 11, de acuerdo con la Gráfica 21 Oportunidades Exploratorias en el Mar, con una expectativa volumétrica que asciende a los 43 BPC.

Gráfica 21 Oportunidades Exploratorias en el Mar



Fuente: Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

Una vez presentadas las reservas, características, expectativas de nuevos descubrimientos, se puede indicar que la nación venezolana posee un gran cinturón gasífero dividido en tres grandes áreas (o zonas): El primero comienza en la línea costera desde el Golfo de Venezuela hasta el Delta del Orinoco; el segundo, se encuentra en el Pie de Monte llanero, pasando por Apure y Barinas hasta el Centro-Norte del país; y el tercero, en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual posee una reserva importante de gas asociado al crudo pesado y extrapesado. Estos tres grandes cinturones gasíferos colocan a Venezuela entre los países con mayor reserva gasíferas del mundo.

E.2.2 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Basados en la información suministrada por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo, en el año 2009 la producción de crudo Venezuela se ubicó en unos 3.011 MBD, la cual ha venido declinado de manera progresiva en los últimos diez años agudizando su situación en el año 2019, con el bloqueo y las sanciones impuestas a la República Bolivariana de Venezuela por los EE.UU y sus gobiernos aliados en el mundo, lo que ha ocasionado limitaciones y dificultades en el óptimo manejo de los hidrocarburos, ocasionando la caída abrupta de la producción, cuestión que ha imposibilitado el cumplimiento de los planes

establecidos, afectando la capacidad operacional de los distintos negocios de producción, incidiendo en los compromisos volumétricos, por lo que la producción actual de crudo y gas ha disminuido considerablemente en estos últimos tres (3) años. Ya que se han presentado múltiples restricciones, tanto al acceso de los materiales, insumos y equipos estratégicos, así como, a la prestación de los servicios especializados requeridos por sus negocios medulares de Exploración y Producción, Gas, Refinación y Comercio y Suministro. También, durante este periodo las operaciones de PDVSA fueron afectadas por fallas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Para el año 2021 las capacidades productivas de PDVSA han experimentado, después del punto de inflexión que represento el año 2020 (489 MBD), una recuperación progresiva en sus principales indicadores productivos, en cuanto a crudo el incremento anual fue de un 88%, con +430 MBD adicionales para el cierre del año para ubicarse en los 919 MBD a diciembre 2021; en producción de gas natural, el incremento fue de 18%, unos +600 MMPCD adicionales, principalmente de gas asociado a la producción de crudo, ubicando la producción total de gas en 4.016 MMPCD y un incremento de 16% en la producción de LGN, unos +7 MBD adicionales, para ubicarse en 50 MBD, producto de un mejor desempeño de las plantas de extracción de líquidos y a un procesos de recuperación y reconducción de las corrientes de gas natural rico en Oriente. Adicionalmente, se suministraron al mercado interno 1.572 MMPCD de gas metano a través de la red de transporte y distribución de gas, siendo los sectores con mayor consumo el eléctrico, petrolero, petroquímico y manufacturero.

E.2.3 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

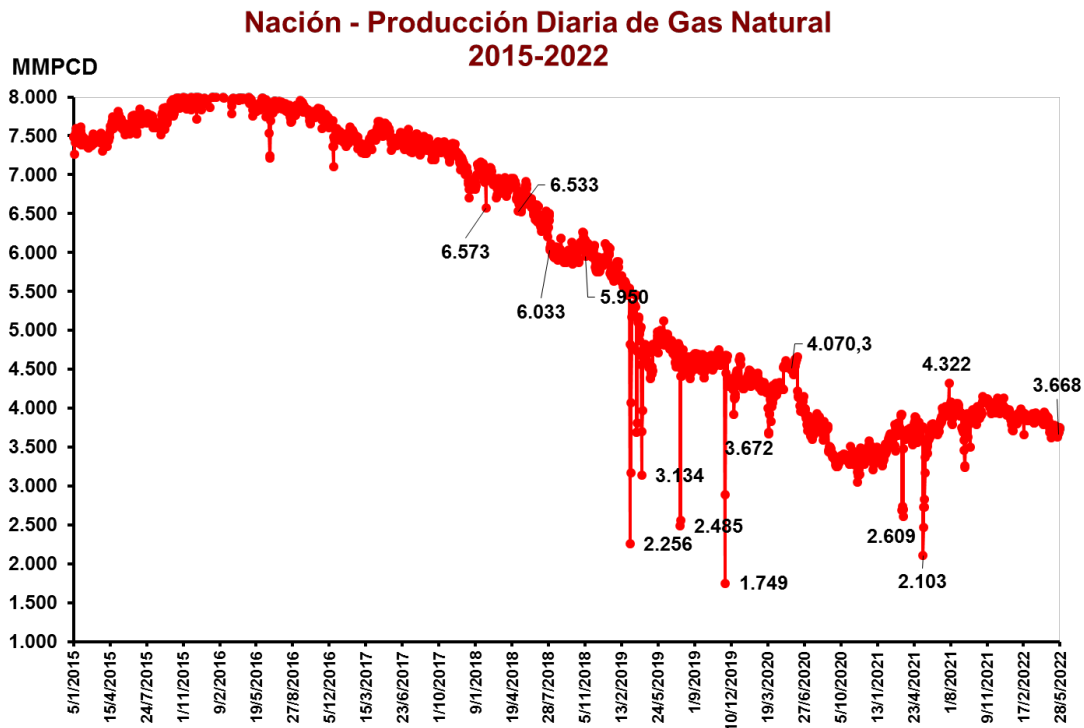
La producción de gas natural viene asociado a la producción de crudo. Los líquidos del gas natural o LGN son hidrocarburos líquidos que se extraen del Gas Natural que poseen riqueza líquida igual o mayor a los 3 GPM (Galones por Miles de Pies Cúbicos de Gas), los cuales se producen y recuperan principalmente en el área del Norte de Monagas (Campos Carito y Pirital). Estos líquidos se encuentran compuestos por propano, butanos, pentano y gasolina natural; los cuales una vez separados por las Plantas de Fraccionamiento, el propano puede ser utilizado tanto para alimentar procesos petroquímicos (Propileno), como para formular Gas Licuado del Petróleo (GLP) para consumo doméstico y residencial despachado en bombonas.

Una de las principales características del mercado del gas natural venezolano, es la preponderancia del gas asociado (85% de gas asociado y sólo el 15% aproximadamente proviene de yacimientos de gas libre). Esta particularidad es muy importante ya que provoca que el mercado esté sujeto a una alta vulnerabilidad a las variaciones en la producción de petróleo, debido a que la mayor parte del gas generado en el país proviene conjuntamente de la producción petrolera.

Como consecuencia de la caída de producción de crudo y tomando en cuenta que más del 85% de la producción de gas natural es asociada a este último, se ha venido

experimentando una caída significativa de la producción de gas de Venezuela, pasando desde los 7.500 MMPCD en 2015 a los 3.600 MMPCD en 2022 (Ver Gráfica 22).

Gráfica 22 Perfil de Producción de Gas 2015-2022.



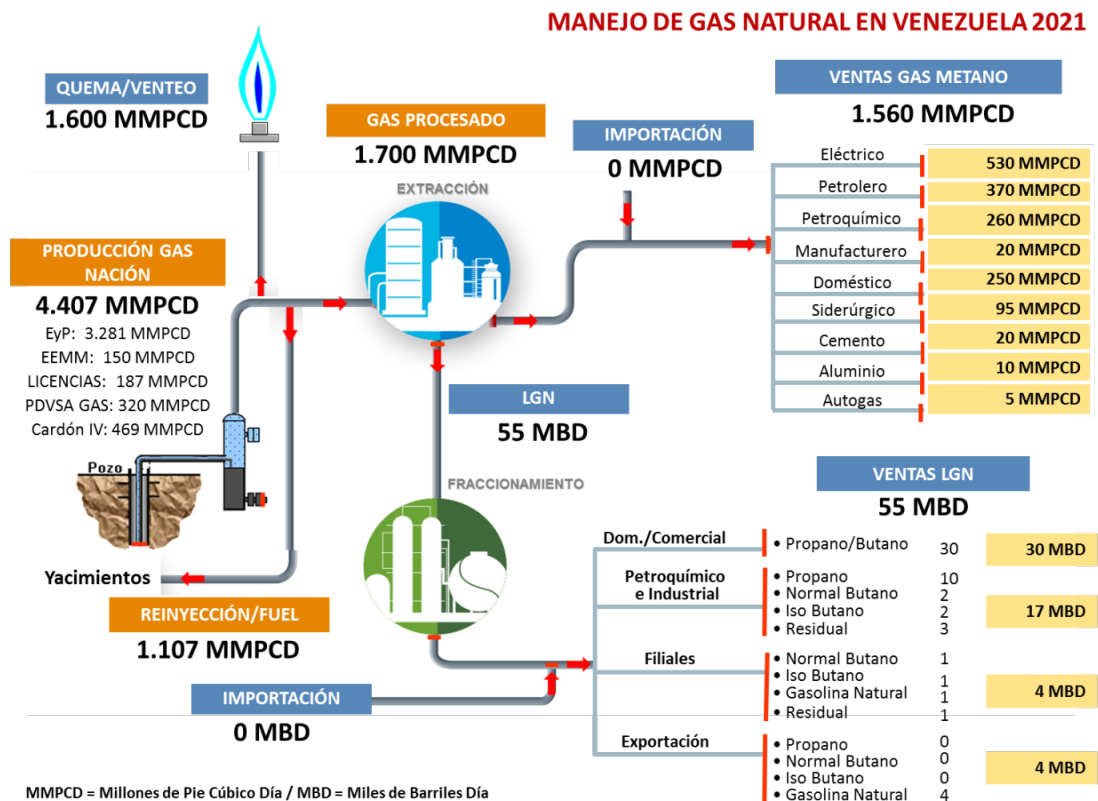
Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por el Ministerio del Poder Popular par el Petróleo.

E.2.4 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CADENA DE VALOR DEL GAS EN VENEZUELA

La cadena de valor del Gas Natural comprende cinco etapas que se llevan a cabo para la extracción del gas, las mismas contemplan desde los yacimientos en donde se origina hasta su destino final a los diferentes sectores de la actividad económica. Estas etapas comienzan con la exploración para corroborar la existencia de un yacimiento y su potencial en términos de factibilidad técnica y económica; la siguiente etapa es la de producción, también conocida como extracción; la tercera es la de procesamiento, en la que el gas natural se acondiciona de acuerdo con los estándares de calidad establecidos para su utilización, y en donde el gas se separa en sus componentes tanto en las baterías de compresión y separación, como en los complejos procesadores de gas. Es en esta última etapa que se obtienen los diferentes

productos asociados al gas natural: Condensados, metano, etano, GLP8 (propano y butano) y los componentes de mayor peso molecular, como pentano, gasolina natural y nafta residual. Posteriormente, en la cuarta etapa se agrupan las actividades de logística, donde se consideran las siguientes actividades: transporte, distribución y comercialización. De manera transversal, desde que el gas natural está disponible luego del procesamiento, inicia el proceso de comercialización, que consiste en la gestión de la compraventa de la molécula, así como de los servicios de logística.

Gráfica 23 Cadena de Valor del Gas Natural en Venezuela



Fuente: Cadena de valor del Gas Natural del Ministerio del Poder Popular de Petróleo (2021).

El gas natural juega un papel fundamental en el sector energético de Venezuela, tal cual se puede apreciar en la Gráfica 23 Cadena de Valor del Gas Natural en Venezuela, poniendo énfasis, tanto en el estado en que se encuentra la infraestructura de la industria, capacidades, condiciones actuales del mercado (ventas de LGN, ventas de gas metano por sector, entre otros).

⁸ GLP= Gas Licuado del Petróleo, es la mezcla de gas licuado que se encuentran en el gas natural o disueltos en el petróleo, estos gases son propano y butano.

El gas natural es una mezcla de compuestos de hidrógeno, carbono y pequeñas cantidades de agregados no-hidrocarburos, en fase gaseosa o en solución con el petróleo crudo que existe en los yacimientos. La molécula del gas natural está compuesta por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno, y se representa con la fórmula CH₄.

Los métodos de extracción de gas se van adecuando de acuerdo a las características del yacimiento, a sus condiciones. El gas natural es aquel que se produce directamente de los campos, y contiene no solamente metano como principal componente, sino también componentes no deseados como dióxido de carbono, compuestos de azufre y nitrógeno, e hidrocarburos de mayor peso molecular como etano, propano, butano y componentes más pesados.

El proceso de producción consiste en extraer gas natural del subsuelo hasta llevarlo a la superficie, a través de métodos de perforación de los yacimientos ubicados en tierra firme y costa afuera. El gas puede encontrarse disuelto con el petróleo o en forma libre. En Venezuela existen yacimientos de gas asociado, donde predomina la presencia de crudo y condensado, y yacimientos de gas no asociado, donde el gas se encuentra en forma libre. Una vez en la superficie, el gas natural es sometido a un proceso de separación (del petróleo, condensado y agua), en recipientes metálicos a presión, denominados “separadores”. El gas producto de este proceso contiene predominantemente Metano, pero con una proporción relativamente alta de otros hidrocarburos que le dan su riqueza; por ello se le denomina “gas natural rico”. El gas libre no requiere separación, va directamente a tratamiento. Es un paso previo a la fase de procesamiento que consiste en eliminar las impurezas del gas natural, tales como agua, dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno, entre otros. El agua se separa con productos químicos que absorben la humedad. El sulfuro de hidrógeno es tratado y eliminado. Estas sustancias se recuperan y pasan a ser comercializadas para otros fines.

E.2.5 SISTEMA DE EXTRACCIÓN, FRACCIONAMIENTO Y COMPRESIÓN.

El procesamiento de gas natural tiene una fase de extracción de líquidos, proceso al cual se somete el gas natural rico libre de impurezas con la finalidad de separar el gas metano seco de los llamados Líquidos del Gas Natural o LGN, integrados por propano, butano, gasolina natural y nafta residual. Los Líquidos del Gas Natural se envían a las plantas de fraccionamiento, las cuales permiten separar los componentes livianos, tales como propano, normal-butano e iso-butano, gasolina natural y nafta residual que luego se almacenan en forma refrigerada y presurizada en recipientes esféricos. Los tanques de almacenamiento de componentes del Gas Natural son requeridos para cubrir la demanda variable de estos productos. Las distintas instalaciones de almacenamiento se diferencian entre sí por la capacidad de almacenamiento y el volumen de “gas colchón” (necesario para asegurar una presión y una capacidad de extracción constante) que determinan conjuntamente el volumen de “gas útil” (inyectable y extraíble) y las tasas de inyección y extracción del almacenamiento.

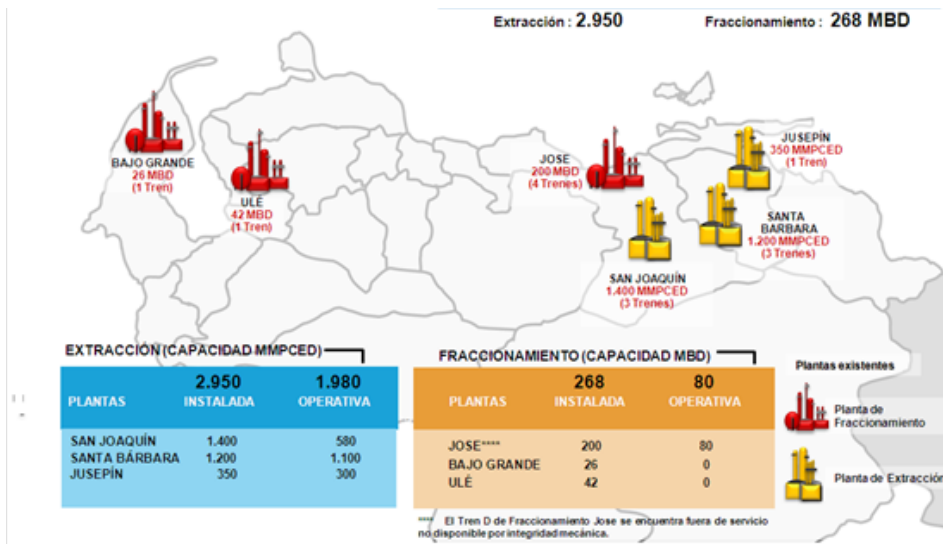
En cuanto a la compresión es la etapa donde el gas metano seco es sometido a equipos denominados compresores, con la finalidad de aumentarle la presión y enviarlo a los sistemas

de transporte y distribución, para su posterior utilización en los sectores industrial, doméstico, comercial, eléctrico y en las operaciones de producción de la industria petrolera (inyección a los yacimientos).

Como se puede apreciar en la Gráfica 24 Capacidad Total Instalada de Extracción y Fraccionamiento, Venezuela cuenta con tres (3) Plantas de Extracción de Líquidos de Gas Natural (LGN) con una capacidad instalada de procesamiento total de 2.950 MMPCD de Gas Rico y una capacidad operativa para el 2021 de 1.980 MMPCD y tres (3) Plantas de Fraccionamiento de LGN, que tienen una capacidad total instalada de 268 MBD, en las cuales también se cuenta con un patio de almacenaje de productos y llenaderos de GLP. Dentro de las plantas de fraccionamiento se tienen:

- Planta de Fraccionamiento Ulé, ubicada en la Costa Oriental del Lago, Estado Zulia. Con 42 MBD de capacidad, que cuenta con patio de tanques para almacenar 892 MBIs de LGN y facilidades para el despacho de productos vía marítima y terrestre; la segunda conformada por un llenadero de camiones de GLP para uso doméstico.
 - Planta de Fraccionamiento Bajo Grande, ubicada en el municipio La Cañada de Urdaneta, Estado Zulia. Con 26 MBD de capacidad, que cuenta con patio de tanques para almacenar 755 MBD de LGN y facilidades para el despacho de productos vía marítima y terrestre; la segunda conformada por un llenadero de camiones de GLP para uso doméstico perteneciente a Mercado Nacional.
 - Planta de Fraccionamiento Jose, ubicada en el Complejo José Antonio Anzoátegui. Con 200 MBD de capacidad, cuenta con infraestructura para almacenar 2,7 millones de barriles de LGN, así como también de facilidades para el despacho de productos vía marítima y vía terrestre, a través de un llenadero de camiones de GLP para uso doméstico.
-

Gráfica 24 Capacidad Total Instalada de Extracción y Fraccionamiento



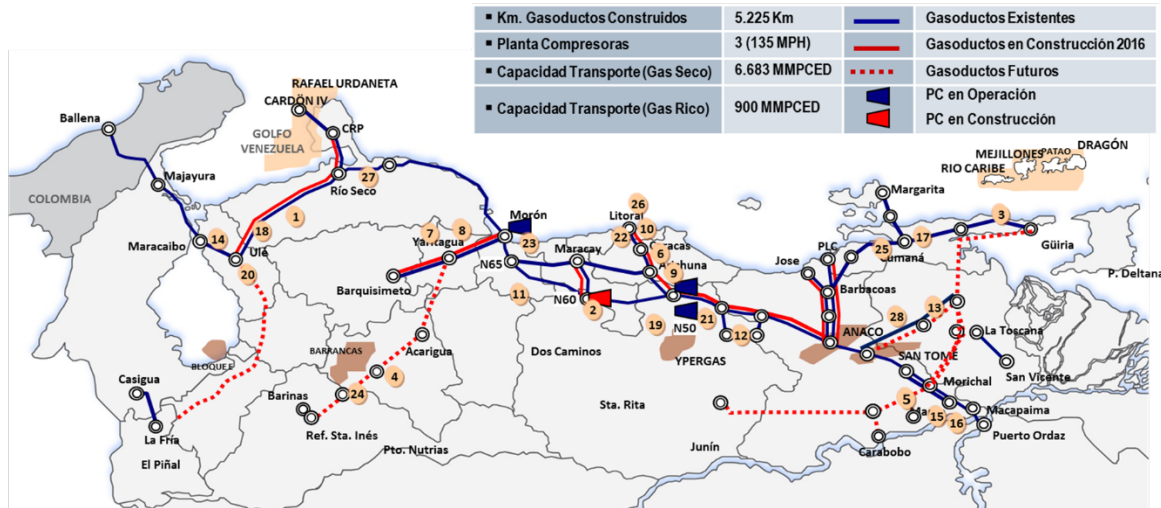
Fuente: Capacidad Total Instalada de Extracción y Fraccionamiento del Ministerio del Poder Popular de Petróleo. Unidades MMPCD (Millones de Pies Cúbicos Día) y MBD (Millones de Barriles Día)

E.2.6 SISTEMA DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.

El gas metano es transportado en estado gaseoso a través de una red de gasoductos (tuberías) a presiones que no superan las 1.200 LPC (libras por pulgada cuadrada). Los sistemas de distribución son construidos en acero y polietileno de alta densidad (PEAD) y no superan las 350 LPC. Los sistemas de transporte suministran gas metano a los diferentes sectores de la economía nacional, tales como: sector eléctrico, comercial, doméstico, industrial, petroquímico, siderúrgico, manufacturero, cementero y petrolero.

En la Gráfica 25 Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela, se puede observar cómo Venezuela cuenta con una infraestructura compuesta por nueve (09) Sistemas de Transporte de Gas Seco o Gas Metano, con una longitud de 4.872,7 Km. de longitud y capacidad combinada de 6.914 MMPCD, los cuales interconectan las Regiones: occidental, centro y oriental costera del país. También cuenta con dos (02) Sistemas de Transporte de Gas Rico con una longitud de 319,9 Km y 900 MMPCD de capacidad; los cuales a su vez están integrados por 1.525 Km. de ramales de distribución industrial, 3.978 Km. de redes de distribución doméstica, 1.567 Estaciones de Medición y Regulación (EMR), 88 estaciones de distrito (Gas Doméstico Directo) y 248 Estaciones de Telemetría.

Gráfica 25 Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela



Fuente: Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela del Ministerio del Poder Popular de Petróleo (2021).

Actualmente, se suministra gas a unos 1.520 clientes industriales y 4.495 clientes comerciales, ubicados en todo el país, además de 630.230 clientes domésticos consumiendo gas (facturados e incorporados a la red doméstica por gasificación) asentados en el Distrito Capital, Miranda, Anzoátegui, Apure, Aragua, Barinas, Bolívar, Carabobo, Falcón, Guárico, Lara, Monagas, Nueva Esparta, Sucre, Yaracuy y Zulia.

Tabla 6 Fuente: Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela.

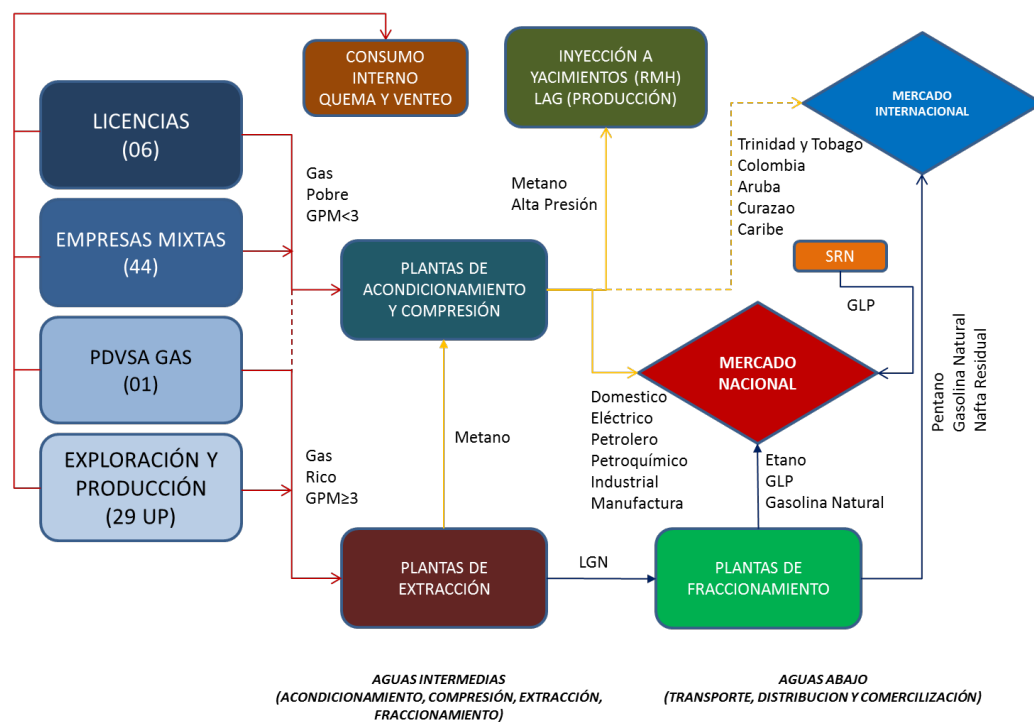
Sistema de Transporte	Longitud (MMPCED)	Capacidad (MMPCED)	E.V.A	E.I/E.T	E.R.P
Ulé - Amuay	464	360	18	1/1	8
G/J Jose Francisco Bermudez	444	1015	19	1/3	8
Anaco – Jose	223	873	4	1/1	4
Transoceánico	219	427	10	1/1	1
Anaco – Puerto Ordaz	779	1260	10	3/1	9
Anaco – Puerto La Cruz	108	170	7	1/1	17
La Toscana – San Vicente	13	262	1	1/1	1
Anaco – Caracas – Barquisimeto – Río Seco	2490	1370	92	2/7	104
Total	4740	5737	161	3/4	152

Fuente: Sistema de Transporte de Gas Natural en Venezuela del Ministerio del Poder Popular de Petróleo (2021).

E.2.7 MANEJO INTEGRAL DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.

En la Gráfica 26, se resume el Manejo Integral de las operaciones de la industria del gas en sus diferentes procesos (producción, procesamiento, transporte y distribución, y GLP), son el insumo y base de los servicios básicos gas doméstico y electricidad en Venezuela. Producir gas natural en toda su cadena de valor y llevarlo al mercado nacional e internacional requiere ingenio, tecnología e inversión, sobre la base de esfuerzos innovadores, y recursos humanos con capacidades técnicas que garanticen su producción y con ello el éxito de la gestión. En Venezuela, es el estado el principal productor y oferente de los productos de la cadena de valor de gas a través de PDVSA y sus empresas operadoras PDVSA Petróleo, PDVSA Gas, y PDVSA Gas Comunal. Estas empresas son los principales productores, comercializadores y distribuidores de gas natural y productos de la cadena de valor; sus actividades son altamente reguladas por el estado, por lo que PDVSA asume en la comercialización del GLP, Metano, LGN, entre otros. Igualmente, la actividad de importación de líquidos del gas natural (fraccionados) es responsabilidad exclusiva de PDVSA.

Gráfica 26 Esquema de Funcionamiento de Hidrocarburos Gaseosos



Fuente: Elaboración propia con información proporcionada por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo (2021).

Una vez presentado el esquema de producción, funcionamiento y manejo integral del gas en Venezuela, se hace necesario identificar las oportunidades actuales y futuras, así como las dimensiones para un abastecimiento de gas natural venezolano para el sistema industrial y de exportación a Trinidad y Tobago, las cuales se presentan a continuación.

E.2.8 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL GAS NATURAL METANO EN VENEZUELA.

El gas natural metano incorporado a la red de transporte y distribución nacional tanto en Oriente como en Occidente, presenta ciertas características que los diferencian entre sí, siendo el contenido de impurezas como el CO₂, el H₂S y el nitrógeno, las más importantes en términos comerciales.

Está compuesto principalmente de Metano. El gas natural es entre 35% a 40 % más liviano que el aire, lo que significa que se disipa en la atmósfera en caso de fuga, disminuyendo el peligro de explosión. En su estado original el gas natural es insípido, incoloro e inodoro, es decir, no tiene sabor, color, ni olor. (Ver Tabla 7).

Tanto el gas natural metano de Oriente como el de Occidente, antes de su tratamiento, presentan altos contenidos de CO₂, muy por encima en % Molar límite para su aprovechamiento o comercialización internacional, el cual debe ser menor a 0,005 % Molar o 50 ppm. También es relevante el contenido de H₂S, que, en el caso de Oriente, debe ser endulzado para su aprovechamiento, superando el valor límite en 0,0007 % Molar (es decir, que está por encima de lo permitido). Estas dos características son particularmente importantes al momento del transporte por tubería, ya que estos son componentes que al combinarse con agua o algún otro electrolito son altamente corrosivos para el metal de la tubería, acortando su tiempo de vida útil significativamente.

Tabla 7 Características del Gas Natural Metano en Venezuela.

	Componentes	Características Gas-Oriente	Características Gas-Occidente	Máximos límites comerciales permitidos.
Impurezas	CO ₂	7.140 Mol%	2.2477 Mol%	50 ppmv (0.005 Mol%)
	H ₂ O	-	-	0.1 ppmv
	Mercury	-	0.014 µg/Nm ³	0.01 µg/Sm ³ (0.00948 µg/Nm ³)
	H ₂ S	0.0011 Mol%	0.0002 Mol%	4 ppmv (0.0004 Mol%)
	Mercaptan Sulfur	-	-	8 ppmw
	N ₂	0.090 Mol%	0.5263 Mol%	1.0 mol%
Hidrocarburo	Methane	84.900 Mol%	89.4150 Mol%	-
	Ethane	7.630 Mol%	4.0286 Mol%	-
	Propane	0.220 Mol%	1.5776 Mol%	-
	i-butane	0.010 Mol%	0.4692 Mol%	-
	n-butane	0.009 Mol%	0.7825 Mol%	-
	Pentanes & +	0.008 Mol%	0.9531 Mol%	0.075 Mol%
	i-pentane	0.002 Mol%	0.2353 Mol%	-
	n-pentane	0.002 Mol%	0.2915 Mol%	-
	n-hexane	0.002 Mol%	0.2541 Mol%	-
	n-heptane	0.001 Mol%	0.1323 Mol%	-
	n-octane	0.001 Mol%	0.0325 Mol%	-
	n-nonane	0.000 Mol%	0.0060 Mol%	-
	n-decane	0.000 Mol%	0.0014 Mol%	-
	C11+	0.000 Mol%	0.0000 Mol%	-

Fuente: Características del Gas Natural Metano en Venezuela del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo (2021).

Para el caso de los procesos de licuefacción es importante el contenido de componentes livianos por encima del % de Metano, ya que estos tienden a causar problemas de formación de sólidos cuando la temperatura es llevada a los -160°C, para convertir el gas en líquidos, ocasionando obstrucciones en las tuberías y equipos. El límite para estos componentes por encima del pentano es de 0,075% Molar en contenido, límite que el gas característico de Occidente supera en 0.8781 % Molar, requiriendo procesos más efectivos de extracción previos si se decidiera licuar para exportar.

E.2.9 OPORTUNIDADES DE EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL VENEZOLANO A TRINIDAD Y TOBAGO

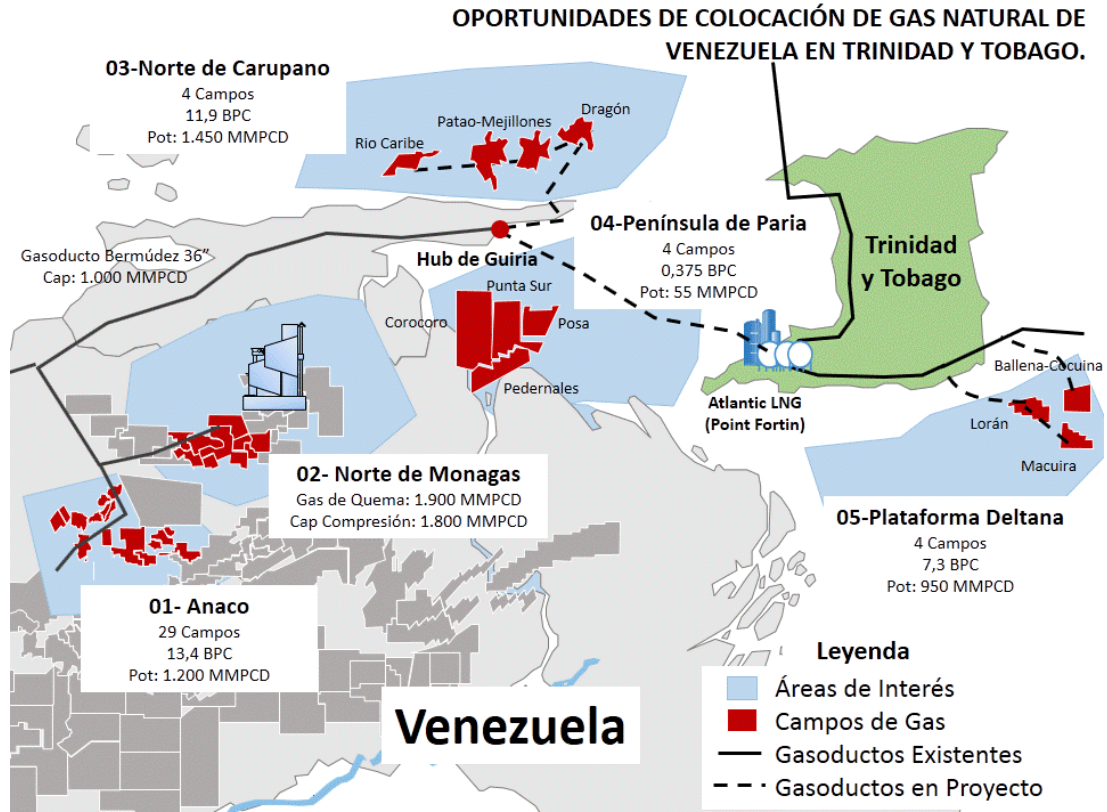
Una vez evaluado y descrito el sistema de manejo de los hidrocarburos gaseosos así como el volumen, asociación, ubicación y acceso de las reservas probadas y potenciales expectativas de descubrimiento de gas natural de Venezuela, este estudio logró identificar cinco

(5) áreas que por la disponibilidad de gas, características y ubicación geográfica próxima a las instalaciones industriales en Trinidad y Tobago, su producción puede y podrá constituir una fuente suficiente y confiable para el abastecimiento futuro de los requerimientos de gas de este país desde Venezuela. Entre las áreas propuestas, se encuentran:

- Norte de Paria y Carúpano.
- Plataforma Deltana.
- Golfo de Paria.
- Norte de Monagas.
- Anaco.

En estas cinco (5) áreas se han identificado unos 48 campos con 61,85 BPC de reservas probadas remanentes de gas natural, de las cuales 28,8 BPC son de gas libre no asociadas a crudo y 19,58 BPC están ubicadas costas afuera en las proximidades limítrofes de Trinidad y Tobago. Todas estas áreas combinadas, han tenido un potencial de producción máximo de 4.550 MMPCD por más de 15 años, suficiente volumen, en primer lugar, para satisfacer la demanda de gas natural del mercado interno venezolano, y por otro lado, suficiente volumen y reservas para abastecer la capacidad industrial ociosa de procesamiento de gas natural de Trinidad y Tobago.

Gráfica 27 Áreas con potencial de aporte de gas a T&T⁹ desde Venezuela.



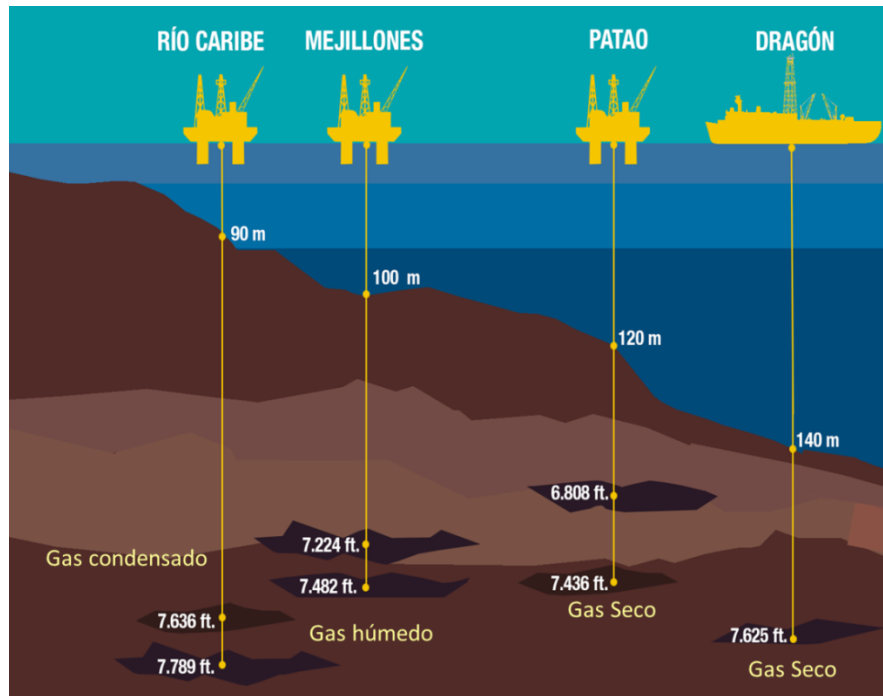
Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo (2022).

E.2.9.1 Norte de Carúpano.

Esta área de explotación comprende un área de 920 Km² con 4 campos que suman unas reservas probadas de 11,9 BPC, las cuales se ubican costa afuera al norte del Estado Sucre, con una columna de agua promedio de unos 370 pies y profundidad promedio de los yacimientos en torno a los 7.700 pies. Los campos para el desarrollo son: Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe.

⁹ T&T= Trinidad y Tobago

Gráfica 28 Diferentes Tipos de Gas Localizables por Campo – Costa Afuera.



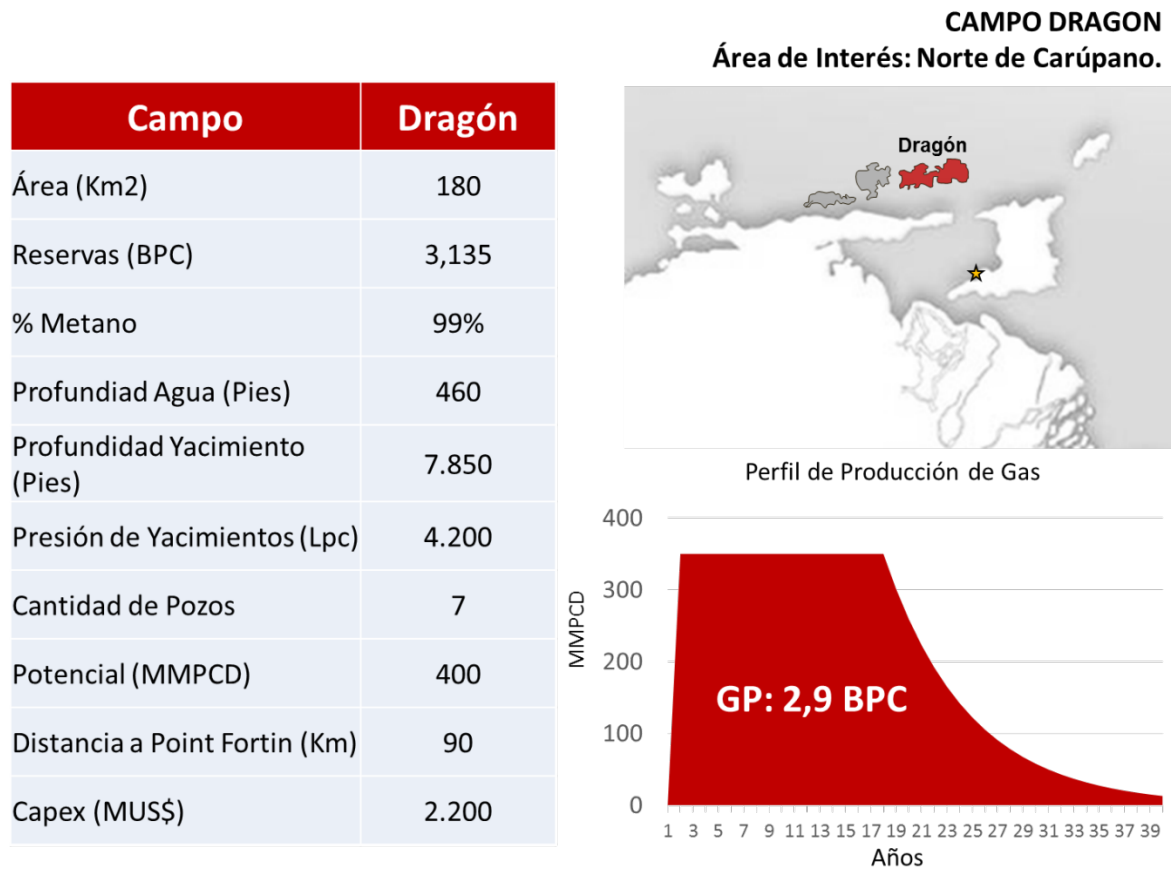
Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo (2021).

E.2.9.1.1 Campo Dragón:

El Campo Dragón está localizado aproximadamente a 40 Km al norte de la Península de Paria en el Estado Sucre, y ocupa un área aproximada de 180 km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 90 Km lineales. La profundidad promedio del agua es de 460 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de Gas Natural de 3,135 BPC. El Gas Natural de formación es seco, con una proporción de gas metano de 99%; la profundidad de los yacimientos es de 7.850 pies y presión de 4.200 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 7 pozos que generen un potencial de 400 MMPCD por más 17 años de plateau¹⁰, produciendo unos 2,9 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 2.200 MMUSD.

¹⁰ Plateau = Etapa de la producción donde la infraestructura está funcionando a plena capacidad y con una producción constante. En esta etapa las limitaciones de producción no son por el yacimiento sino por las características de la infraestructura de producción. También conocida como producción pico.

Gráfica 29 Características y potencial del campo Dragón.

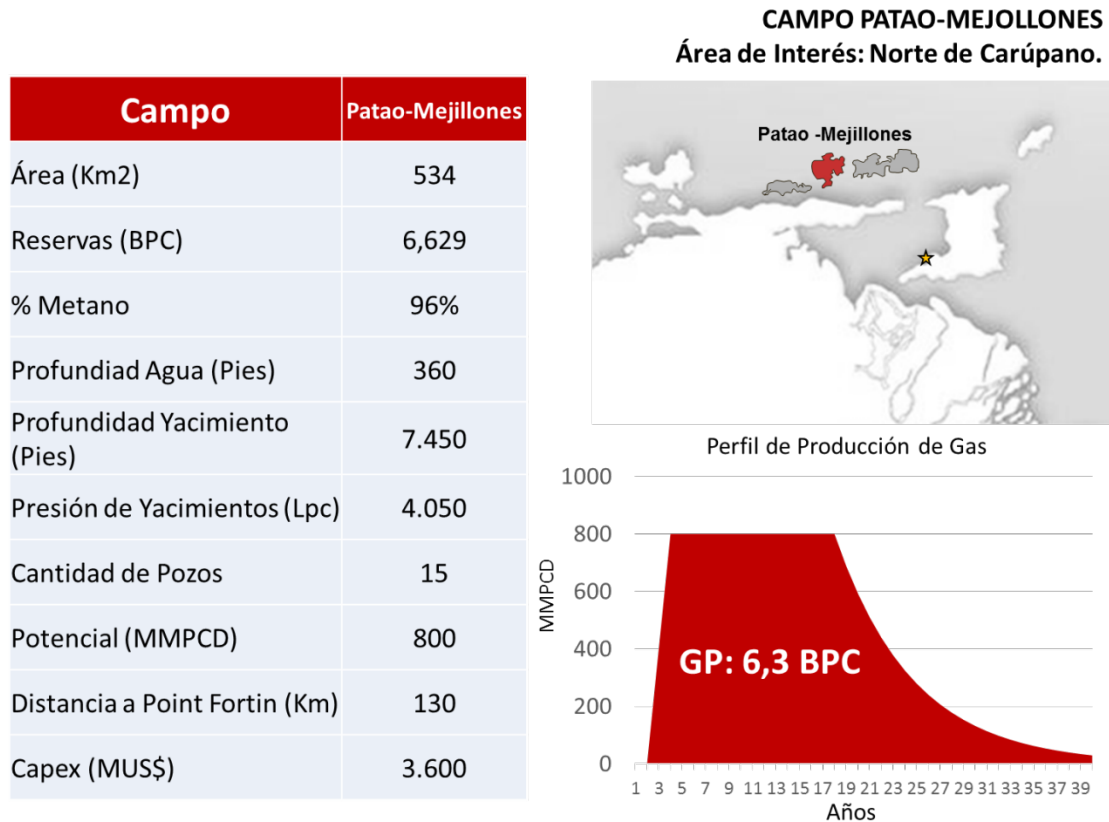


Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.1.2 Campos Patao-Mejillones:

Los Campos Patao Mejillones están localizados aproximadamente a 50 km al norte de la Península de Paria en el Estado Sucre, y ocupan un área aproximada de 534 km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 130 Km lineales; la profundidad promedio de agua es de 360 pies. Los campos cuentan con unas reservas probadas de Gas Natural de 6,629 BPC. El gas natural de formación es seco y húmedo, con una proporción de gas metano de 96%; la profundidad de los yacimientos es de 7.450 pies y presión de 4.050 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 15 pozos que generen un potencial de 800 MMPCD por más 17 años de plateau, produciendo unos 6,3 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 3.600 MMUSD.

Gráfica 30 Características y potencial de los campos Patao y Mejillones.

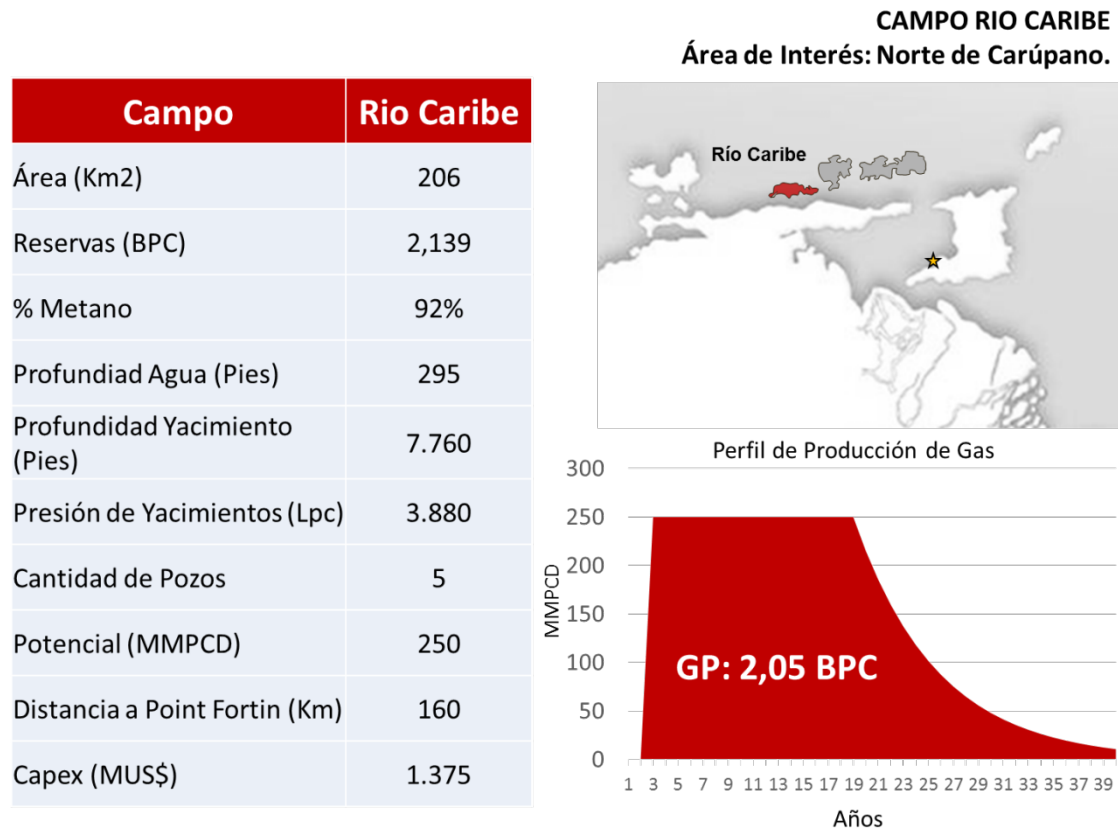


Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.1.3 Campo Rio Caribe:

El Campo Rio Caribe está localizado aproximadamente a 50 Km al norte-oeste de la Península de Paria en el Estado Sucre, y ocupa un área aproximada de 206 km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 160 Km lineales; la profundidad promedio de agua es de 295 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de gas natural de 2,139 BPC y 146 MMBIs de condensados. El gas natural de formación está asociado a condensados, con una proporción de gas metano de 92%. La profundidad de los yacimientos es de 7.760 pies y presión de 4.880 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 5 pozos que generen un potencial de 300 MMPCD y 12 MBD de condensados por más 17 años de plateau, produciendo unos 2,05 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 1.375 MMUSD.

Gráfica 31 Características y potencial del campo Río Caribe.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.2 Golfo de Paria.

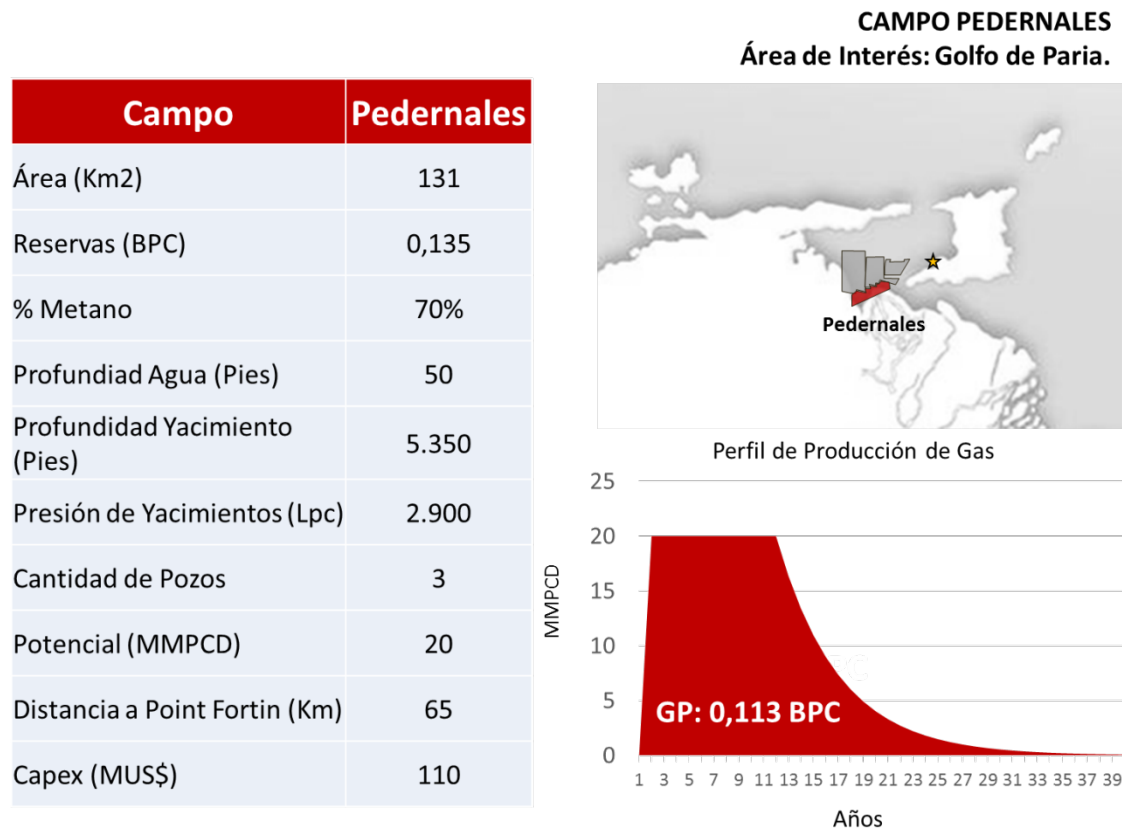
Esta área de explotación comprende un área de 659 Km2 con 4 campos que suman unas reservas probadas de 0,375 BPC, las cuales se ubican costa afuera entre el Estado Sucre en Venezuela y el Oeste de la Isla de Trinidad, a la desembocadura del Río Orinoco, con una columna de agua promedio de entre los 130 y 180 pies y profundidad promedio de los yacimientos en torno a los 5.400 pies. Los campos para el desarrollo son Corocoro, Pedernales, Posa y Punta Sur.

E.2.9.2.1 Campo Pedernales:

El Campo Pedernales está localizado aproximadamente a 5 Km de tierra firme del Estado Delta Amacuro y ocupa un área aproximada de 131 km2, con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 65 Km lineales. La profundidad promedio de agua es de 50 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de gas natural de 0,135 BPC. El gas natural de formación está asociado a la producción de crudo, con una proporción de gas

metano de 70%, la profundidad de los yacimientos es de 5.350 pies y presión de 2.900 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 3 pozos nuevos aparte de los 12 existentes que generen un potencial de 20 MMPCD por más 10 años de plateau, produciendo unos 0,113 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 110 MMUSD.

Gráfica 32 Características y potencial del campo Pedernales.



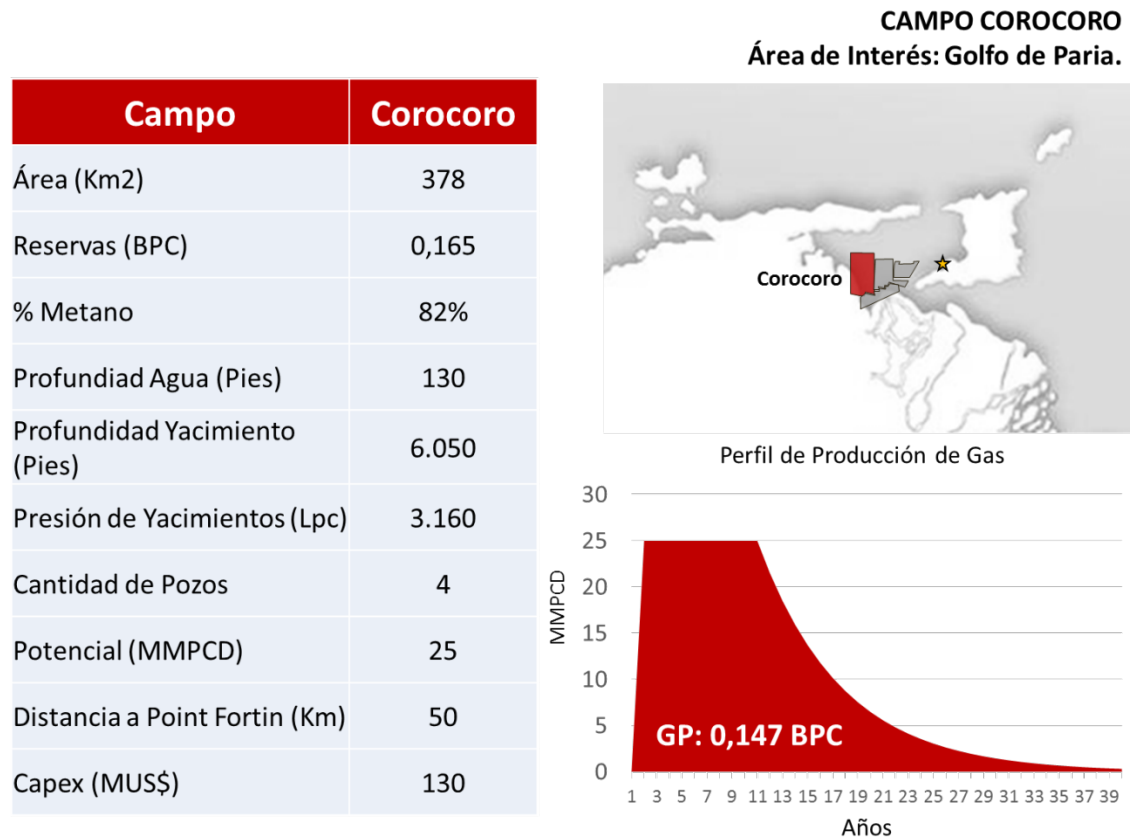
Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.2.2 Campo Corocoro:

El Campo Corocoro está localizado aproximadamente a 7 Km de tierra firme del Estado Delta Amacuro y ocupa un área aproximada de 150 km², con una distancia media a Point Fortin en Trinidad y Tobago de 45 Km lineales. La profundidad promedio de agua es de 180 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de gas natural de 0,075 BPC. El gas natural de formación es asociado a la producción de crudo, con una proporción de gas metano de 65%, la profundidad de los yacimientos es de 4.800 pies y presión de 2.700 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 4 pozos nuevos aparte de los 10 existentes que

generen un potencial de 10 MMPCD por más 12 años de plateau, produciendo unos 0,068 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 50 MMUSD.

Gráfica 33 Características y potencial del campo Corocoro.



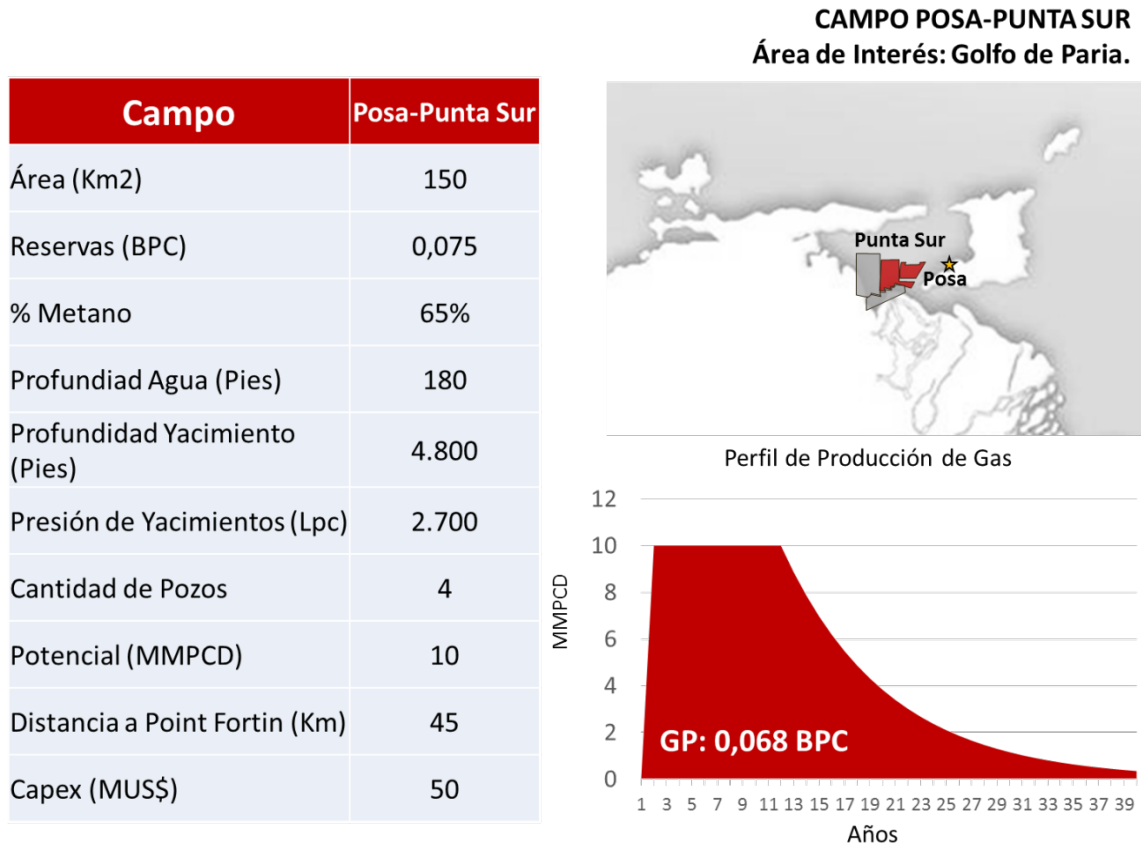
Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.2.3 Campos Posa y Punta Sur:

Los Campos Posa y Punta Sur están localizados aproximadamente a 12 Km de tierra firme del Estado Delta Amacuro y ocupan un área aproximada de 378 km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 50 Km lineales. La profundidad promedio de agua es de 130 pies. Los campos cuentan con unas reservas probadas de gas natural de 0,165 BPC. El gas natural de formación está asociado a la producción de crudo, con una proporción de gas metano de 82%; la profundidad de los yacimientos es de 6.050 pies y presión de 3.160 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 4 pozos nuevos que generen un

potencial de 25 MMPCD por más 10 años de plateau, produciendo unos 0,147 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 130 MMUSD.

Gráfica 34 Características y potencial de los campos Posa y Punta Sur.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.3 Plataforma Deltana:

Está inmersa dentro del proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km², en los cuales existen reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago. Se encuentra aproximadamente a 120 km al sureste de Trinidad y a 90 Km del noreste de Delta Amacuro. Se encuentra dividida en 5 Bloques de exploración y explotación.

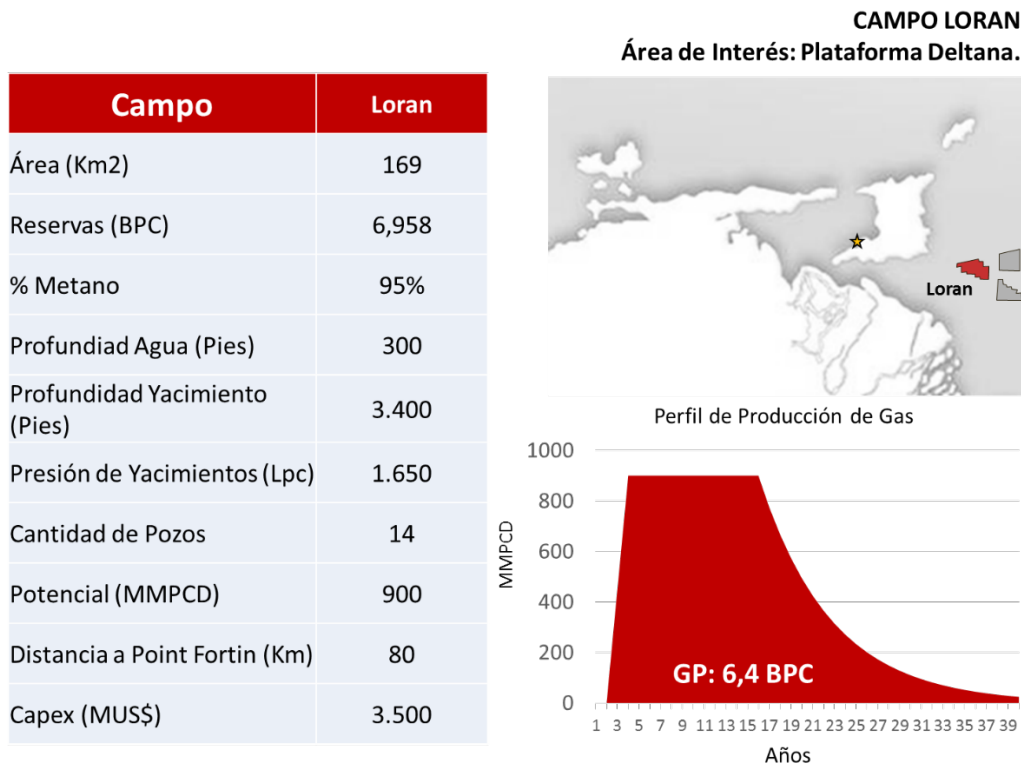
En estos bloques se logra identificar 4 campos con reservas probadas de 7,30 BPC, los cuales son Loran, Macuira, Ballena y Cocuina. La profundidad promedio de los yacimientos es de 4.000 pies con un horizonte de agua de 350 pies.

De los cinco bloques definidos en la Plataforma Deltana, con el que se cuenta con mayor información y caracterización es el Bloque 2 donde se encuentra del lado venezolano el campo Lorán.

E.2.9.3.1 Campo Lorán:

El Campo Lorán está localizado aproximadamente a 18 Km de tierra firme de la parte sur de la Isla de Trinidad y ocupa un área aproximada de 169 Km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 80 Km lineales. La profundidad promedio de agua es de 300 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de Gas Natural de 6,958 BPC. El gas natural de formación es seco, con una proporción de gas metano de 95%, la profundidad de los yacimientos es de 3.400 pies y presión de 1.650 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 14 pozos nuevos, 4 trenes de compresión de 1.500 LPC y un gasoducto de 30" x 50 Km hasta el desarrollo existente de la Plataforma Juniper-Mahogany, que de allí iría por el Gasoducto Beachfield a tierra firme, todo esto para generar un potencial y transportar 900 MMPCD por más de 17 años de plateau, produciendo unos 6,4 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 3.500 MMUSD. Para la explotación de este campo se realizó una unificación del Bloque con el campo Manatee ubicado en territorio de Trinidad y Tobago (unificación Campo Loran – Manatee 73,06% Venezuela y 26,94% Trinidad y Tobago, firmado el 16 de agosto de 2010).

Gráfica 35 Características y potencial del Campo Loran.

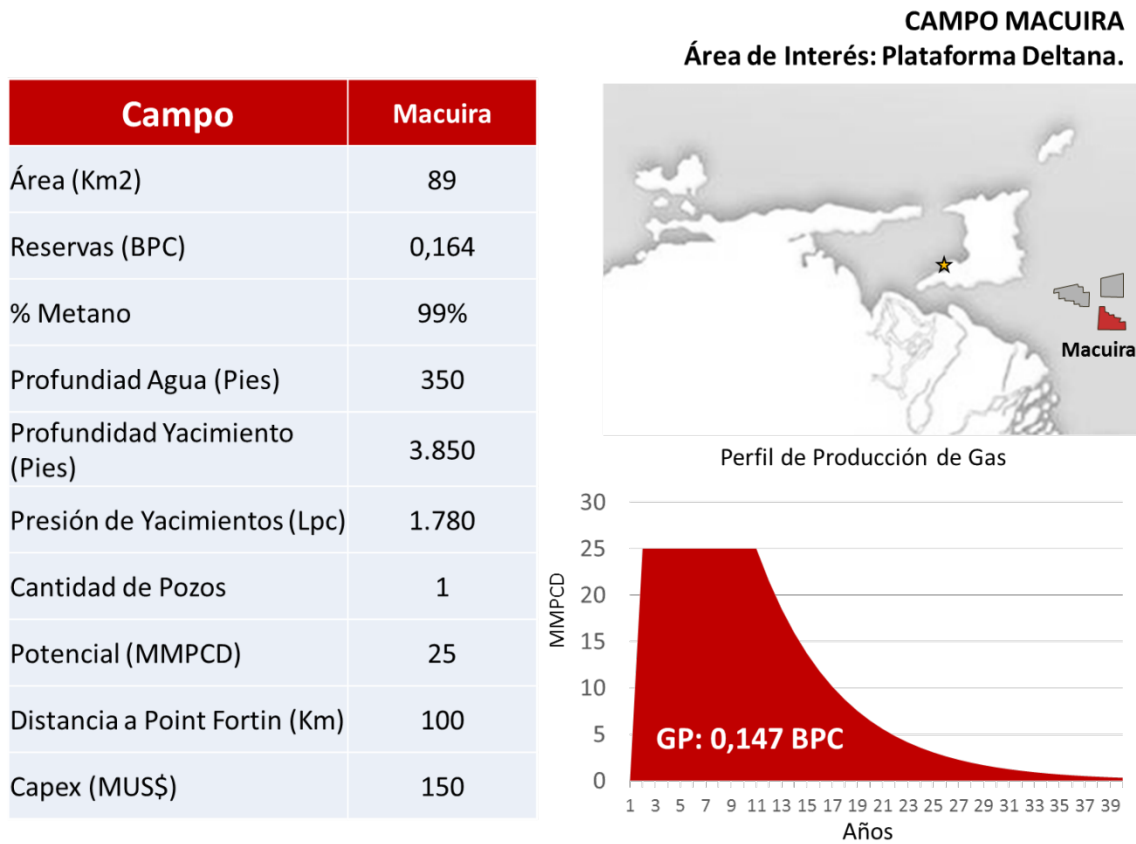


Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.3.2 Campo Macuira:

El Campo Macuira está localizado aproximadamente a 18 Km de tierra firme de la parte sur-este de la isla de Trinidad y ocupa un área aproximada de 89 Km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 100 Km lineales. La profundidad promedio de agua es de 350 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de gas natural de 0,164 BPC. El gas natural de formación es seco, con una proporción de gas metano de 99%, la profundidad de los yacimientos es de 3.850 pies y presión de 1.780 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 1 pozo nuevo e interconexión al desarrollo que se haga de campo Lorán como campo satélite a este, para generar un potencial de 25 MMPCD por más 12 años de plateau, produciendo unos 0,147 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 150 MMUSD. Esperando que la actividad de desarrollo pueda incorporar reservas probadas de las expectativas en torno a los 5 BPC que se tienen en este bloque y facilite así su factibilidad económica individual.

Gráfica 36 Características y potencial del Campo Macuira.

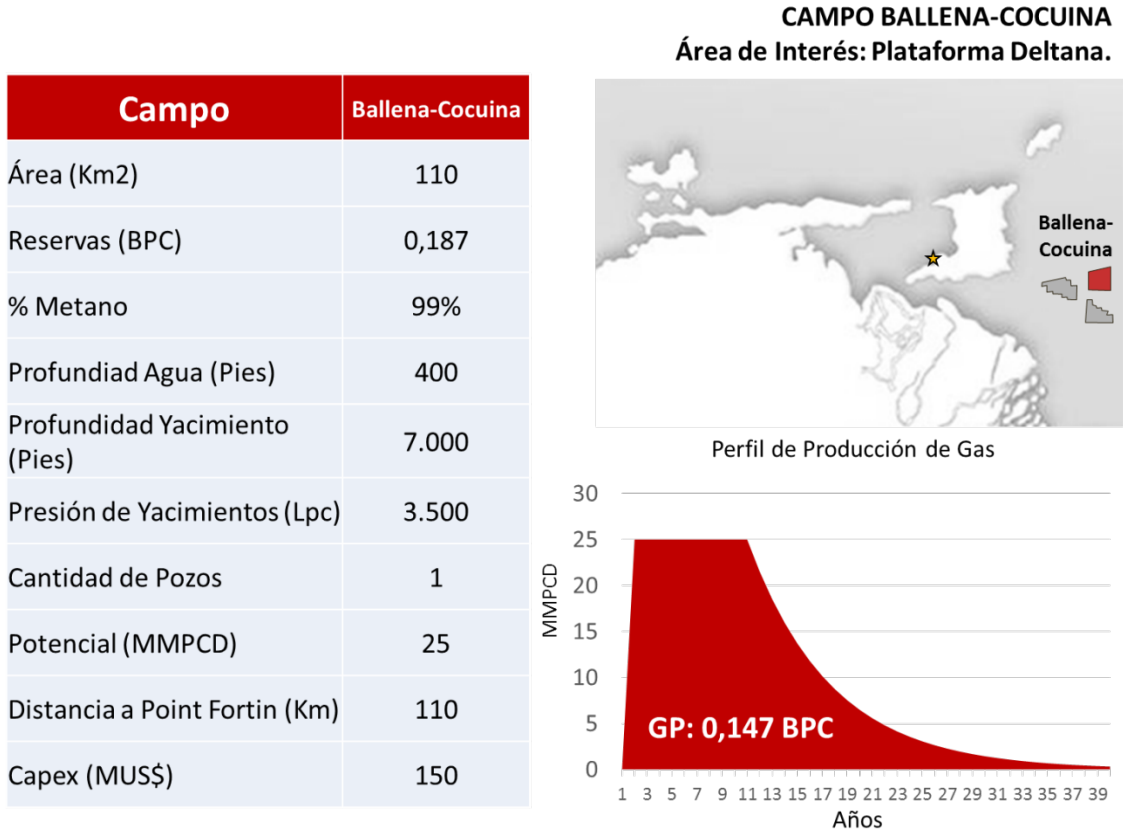


Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.3.3 Campos Ballena y Cocuina:

Los Campos Ballena y Cocuina están localizados aproximadamente a 25 Km de tierra firme de la parte sur-este de la Isla de Trinidad y ocupa un área aproximada de 110 Km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 110 Km lineales; la profundidad promedio de agua es de 400 pies. El campo cuenta con unas reservas probadas de Gas Natural de 0,187 BPC. El gas natural de formación es seco, con una proporción de gas metano de 99%, la profundidad de los yacimientos es de 7.000 pies y presión de 3.500 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 1 pozo nuevo e interconexión al desarrollo que se haga de campo Lorán como campo satélite a este, para generar un potencial de 25 MMPCD por más de 10 años de plateau, produciendo unos 0,147 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 150 MMUSD. Esperando que la actividad de desarrollo pueda incorporar reservas probadas de las expectativas en torno a los 6 BPC que se tienen en este bloque y facilite así su factibilidad económica individual.

Gráfica 37 Características y potencial de los campos de Ballena y Cocina.



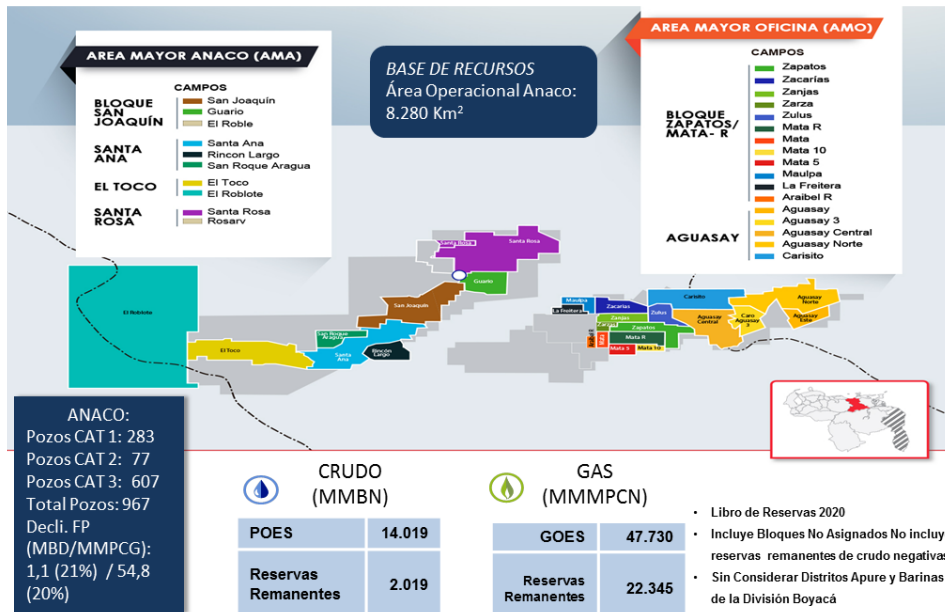
Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.4 Anaco

El Distrito Gas Anaco es un área comprendida por 29 Campos distribuidos en dos grandes bloques de explotación en tierra ubicados al norte del Estado Anzoátegui, el Área Mayor de Anaco (AMA) con 11 campos y un área de 2.500 Km², con reservas probadas remanentes de 11,82 BPC de gas natural; y el Bloque Área Mayor de Oficina (AMO) con 18 campos, un área de 1.850 Km² y reservas remanentes de 1,633 BPC.

Estos dos bloques se encuentran actualmente en explotación, con producción equivalente a unos 200 MMPCD, los cuales se destinan a abastecer el mercado local venezolano, pero con suficiente soporte de reservas para incrementar la producción a muy corto plazo.

Gráfica 38 Caracterización de las Bases de Recursos Distrito Anaco.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2020).

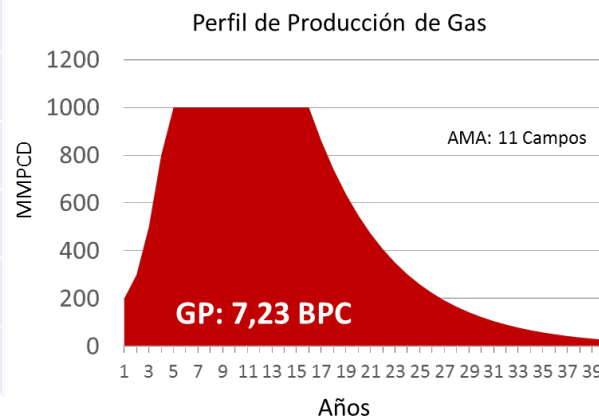
E.2.9.4.1 Área Mayor de Anaco (AMA).

Los campos asociados al Área Mayor de Anaco están localizados al norte del Estado Anzoátegui, aproximadamente a 40 Km de la ciudad costera de Puerto La Cruz, y ocupan un área aproximada de 2.500 km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 315 Km lineales. Los campos cuentan con unas reservas probadas de Gas Natural de 11,82 BPC. El gas natural de formación es rico en líquidos, con una proporción de gas metano de 90%, la profundidad de los yacimientos es de 8.000 pies y presión de 3.500 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 48 pozos nuevos adicionales a actividades Ra/RC y servicios a los pozos existentes del bloque, con la finalidad de generar un potencial de 2.000 MMPCD por más 15 años de plateau, produciendo unos 7,25 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 2.500 MMUSD.

Gráfica 39 Características y potencial del Bloque AMA.

Campo	AMA
Área (Km2)	2.500
Reservas (BPC)	11,820
% Metano	90%
Profundidad Agua (Pies)	Onshore
Profundidad Yacimiento (Pies)	8.000
Presión de Yacimientos (Lpc)	3.500
Cantidad de Pozos	48
Potencial (MMPCD)	1.000
Distancia a Point Fortin (Km)	315
Capex (MUS\$)	2.500

CAMPO AREA MAYOR DE ANACO
Área de Interés: Anaco.

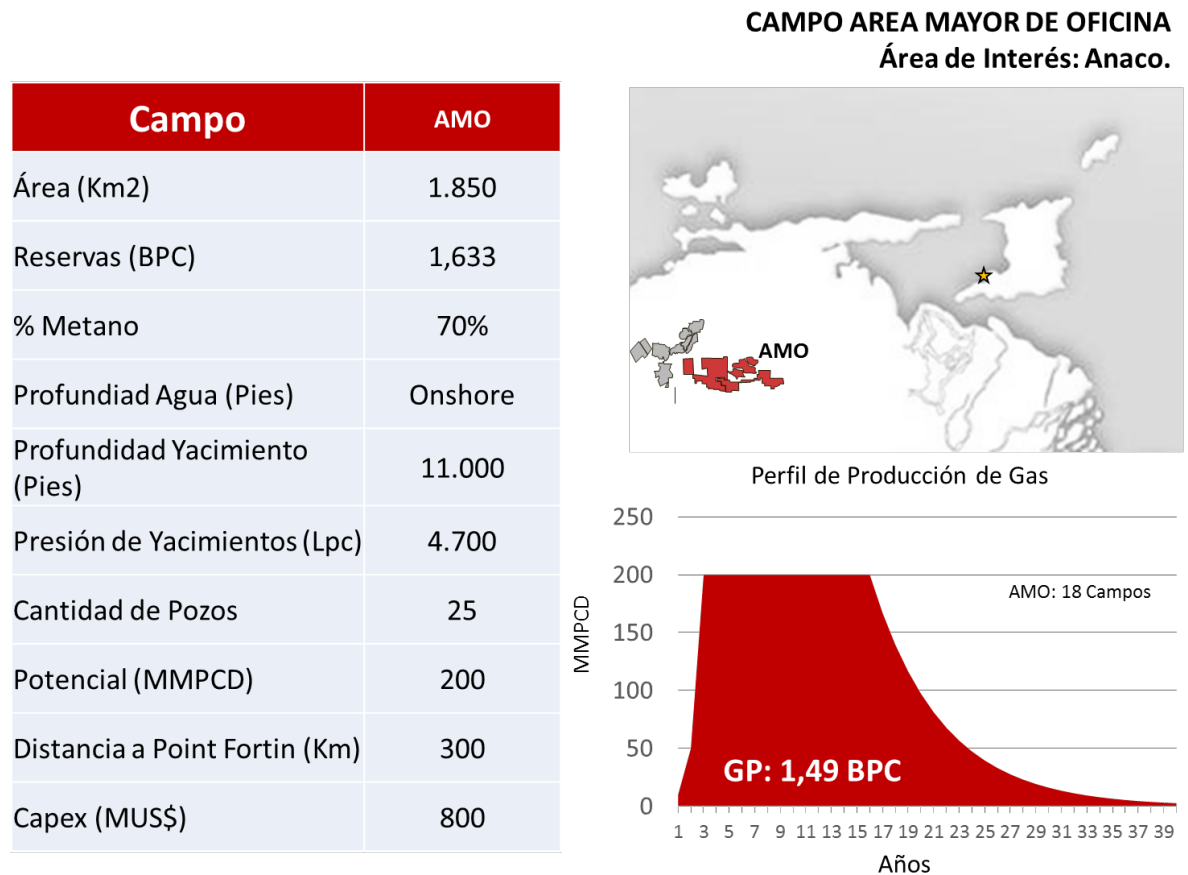


Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

E.2.9.4.2 Área Mayor de Oficina (AMO).

Los campos asociados al Área Mayor de Oficina están localizados al norte del Estado Anzoátegui, aproximadamente a 30 Km de la ciudad costera de Puerto La Cruz, y ocupan un área aproximada de 1.850 km², con una distancia media a Point Fortín en Trinidad y Tobago de 300 Km lineales. Los campos cuentan con unas reservas probadas de Gas Natural de 1,63 BPC. El gas natural de formación es rico en líquidos, con una proporción de gas metano de 70%, la profundidad de los yacimientos es de 11.000 pies y presión de 4.700 LPC. Su desarrollo se estima conveniente con la perforación de 25 pozos nuevos adicionales a actividades Ra/RC y servicios a los pozos existentes del bloque, con la finalidad de generar un potencial de 300 MMPCD por más 15 años de plateau, produciendo unos 1,49 BPC en 40 años de explotación, bajo una inversión de 800 MMUSD.

Gráfica 40 Características y potencial del Bloque AMO.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

Estos dos bloques cuentan con infraestructura existente y cercana de extracción y fraccionamiento de líquidos, así como de compresión para incorporación del gas al sistema de gasoductos principales, lo que permitiría llevar los excedentes de gas natural metano que no vayan al mercado local venezolano hasta el Gasoducto Francisco Bermúdez de 36” x 1.000 MMPCD de capacidad, el cual tiene como término la ciudad de Güiria en el Estado Sucre, a solo 79 Km de Point Fortin.

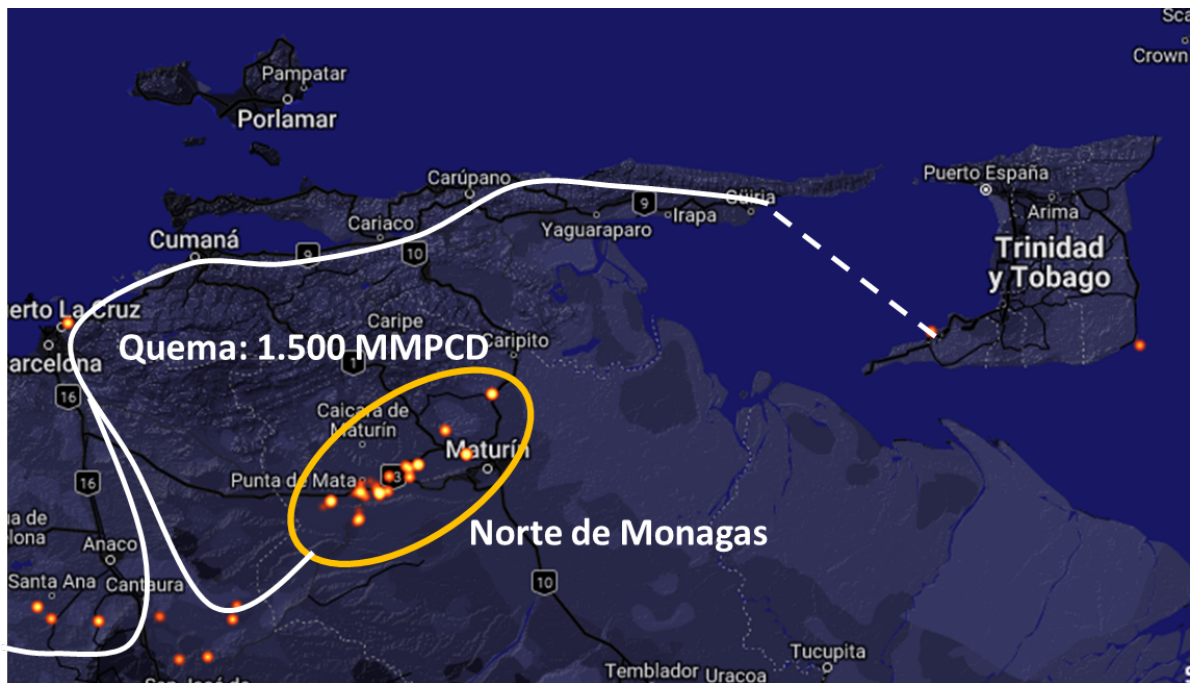
E.2.9.5 Norte de Monagas

En el área del Norte de Monagas se concentra la mayor fuente de crudos livianos y gas natural asociado de todo el país. Aquí se extraen preferencialmente las segregaciones de crudo liviano Mesa (30°API y 1,1%S) y Santa Bárbara (39°API y 0,5%S), las cuales son utilizadas

como diluyentes para formular la segregación de exportación estrella de Venezuela, el Mery (16°API y 3%S), teniendo como base el crudo extrapesado (8°API y 5%S) de la Faja Petrolífera del Orinoco. Además de esto, los crudos de estas áreas son utilizados para alimentar gran parte del sistema de refinación del país, con el objeto de abastecer de combustibles al mercado local de Venezuela.

Aquí igualmente se producen unos 3.000 MMPCD de gas natural, lo que representa un 71% de la producción nacional, pero producto del enfoque en la producción de crudos, el incremento en las tasas de RGP, la caída de la energía de los yacimientos por el nivel de antigüedad y el desborde de la infraestructura de compresión del área, se queman y ventean unos 1.500 MMPCD, siendo el mayor pico de quema durante el 2015 con 2.000 MMPCD sólo en esta área.

Gráfica 41 Nivel de quema y venteo de gas natural en el Norte de Monagas-Venezuela.



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo (2022).

El problema radica en que el gas asociado que proviene en conjunto con la producción de crudo del área, llega cada vez más a las estaciones de flujo en niveles de presión de 60 LPC y 500 LPC, no siendo suficiente esta presión para incorporar dichos volúmenes a los gasoductos de alta presión comercial que se encuentran a 1.200 LPC; y tampoco se tiene la infraestructura de compresión suficiente para recolectar este gas y comprimirlo hasta llegar a

los niveles de presión requeridos para su aprovechamiento. Esto obliga a los productores, para no sobre presionar el sistema y seguir produciendo crudo, a enviar dichos volúmenes a los Flare¹¹ para su quema, desaprovechando económicamente dicha fuente.

Es por esta razón que se propone un proyecto de compresión que consiste en la instalación de dos plantas compresoras en los campos Carito y Pirital, con una capacidad combinada de 1.800 MMPCD, que lleve los niveles de presión del gas natural asociado, y que se separa del crudo en las estaciones de flujo de 60 y 500 LPC, a 1.200 LPC.

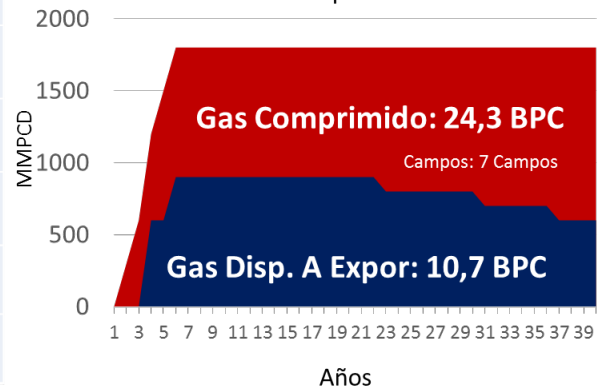
Gráfica 42 Características y potencial del Proyecto de Recolección de Gas de Quema y Venteo en el Norte de Monagas.

**RECOLECCION DE QUEMA Y VENDEO DE GAS DE BAJA PRESIÓN
Área de Interés: Norte de Monagas.**

Campo	Norte de Monagas
Área (Km2)	250
Reservas (BPC)	28,81
% Metano	98%
Proyecto	Plantas Compresoras
Tiempo de Ejecución (Años)	2 años
Capacidad de Compresión (MMPCD)	1.800
Fuente de Gas.	Flare 60 lpc y 450 lpc
Disponible a Exportación (MMPCD)	900
Distancia a Point Fortin (Km)	220
Capex (MUS\$)	900



Perfil de Compresión de Gas



Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Libro de Reservas de Hidrocarburos de Venezuela de Petróleos de Venezuela, S.A (2021).

¹¹ Flare=Es el gas natural quemado en antorcha.

De la capacidad del gas que se logre comprimir con este proyecto, unos 900 MMPCD serían destinados a los proyectos existentes de compresión a alta presión (9.000 LPC) para recuperación secundaria que existen en estos campos, mientras que el restante, unos 900 MMPCD, quedarían disponibles para la exportación por encima de las necesidades del mercado local venezolano. Estas facilidades están próximas al sistema interconectado de transporte de gas natural del país, por lo cual dicho gas podría ser transportado hasta el Gasoducto Francisco Bermúdez, al igual que el gas a levantar en Anaco.

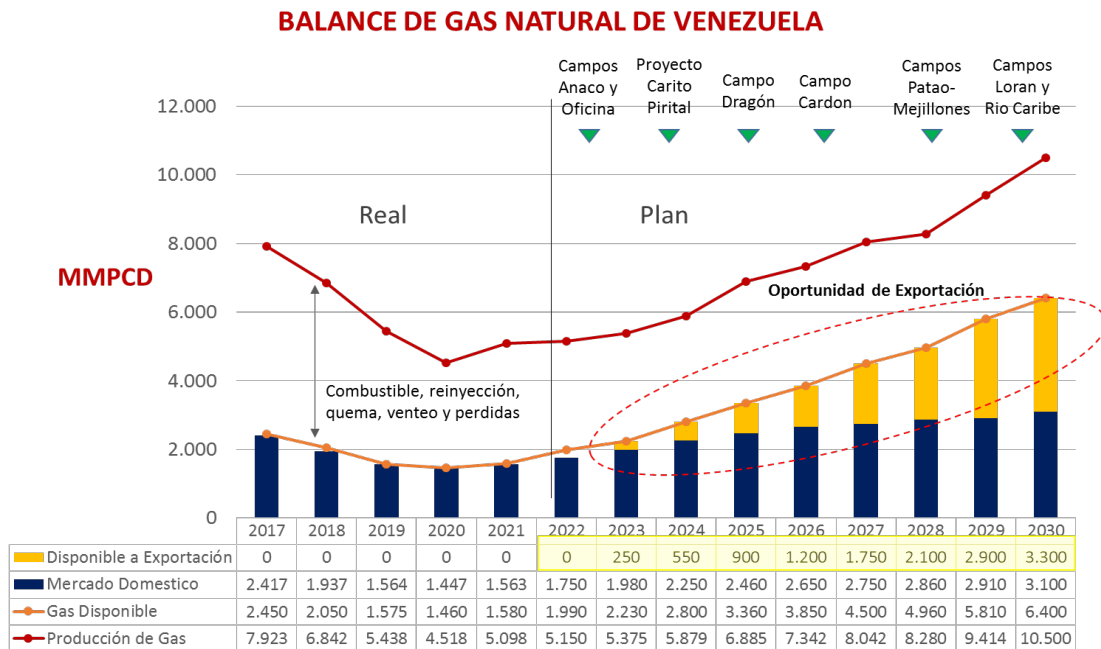
Con respecto a la consistencia y sostenibilidad del suministro del gas de esta área en el tiempo, se debe mencionar que los yacimientos asociados a la producción de estos campos cuentan con reservas probadas remanentes de gas asociado y no asociado de 28,81 BPC, previéndose muchos años de producción de gas, una vez que los yacimientos de crudo alcancen su punto de límite económico, ya que a partir de este momento todas estas áreas pasarán al proceso de desinfe como yacimientos de gas natural no asociado.

E.2.10 BALANCE DE GAS NACIÓN.

Tomando en cuenta la ejecución sistemática de los proyectos de gas tanto en Costa Afuera como en campos tradicionales de tierra descritos anteriormente, así como la mejora en cuanto a aprovechamiento del gas producido, y contrastando estos con la recuperación progresiva del consumo de gas metano de los sectores eléctrico, petrolero, siderúrgico, petroquímico y doméstico del mercado venezolano en función de la recuperación económica que proyectan instituciones como el FMI (Fondo Monetario Internacional) o el BCV (Banco Central de Venezuela), se aprecia el inicio de una brecha (excedente) entre los 250 y 3.200 MMPCD de gas natural metano para los próximos 8 años, que pudieran ser destinados al mercado de exportación.

Por todo lo antes expuesto, T&T y su complejo de licuefacción de Atlantic en Point Fortín (con una capacidad de 2.100 MMPCD) puede considerarse una plataforma confiable y geográficamente estratégica para la colocación internacional de gran parte de este gas excedente de Venezuela en el mercado internacional, así como contribuir a llenar las brechas de capacidad futura en el mercado doméstico, eléctrico y petroquímico de este país.

Gráfica 43 Balance de Gas Natural en Venezuela.



*El Mercado domestico incluye la demanda de los sectores petrolero, electrico, siderurgico, manufacturero GNV, industrial y petroquímico.

Fuente: Elaboración propia con datos tomados del Ministerio del Poder Popular para el Petróleo (2021).

E.2.11 MARCO REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA.

La legislación venezolana que rige la exploración, explotación, industrialización y comercialización del gas natural en Venezuela tiene su propia ley, la cual es denominada Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, sancionada y registrada en Gaceta Oficial N°36.793 del 23 de septiembre de 1999.

Esta ley en su Artículo 01, declara que todos los volúmenes de hidrocarburos descubiertos y por descubrir que se encuentren en el territorio venezolano, tanto en tierra como en su zona económica exclusiva costa afuera, son bienes de dominio público de la República y por lo tanto la reserva de dominio y la jurisdicción recaen sobre el poder ejecutivo, quien según el Artículo 22, puede otorgar licencias de exploración y explotación por un máximo de 35 años, prorrogables, a empresas privadas que lo soliciten. Un dato importante de este sistema tributario del gas en Venezuela, es que el licenciatario adquiere propiedad y custodia del gas producido a boca de pozo, a excepción de los volúmenes correspondientes a la regalía.

Las actividades de procesamiento, transporte, industrialización y comercialización del gas natural también podrán ser realizadas por el licenciatario o por una empresa del estado, de forma conjunta o separada.

Con respecto al marco tributario, el principal impuesto es la regalía, la cual, según el Artículo 34, tiene un monto del 20% en valor o exigible en especie de todos los volúmenes de hidrocarburos gaseosos producidos a boca de pozo y que no vayan a ser reinyectados.

Otros tributos relevantes son el Impuesto Sobre la Renta (ISLR), que se cobra sobre los ingresos netos a una tasa de 34%; el impuesto al consumo propio, por gas producido utilizado en las operaciones de producción, de un 10% del valor de venta del gas natural por el volumen utilizado; y por último, impuestos parafiscales como Ciencia y Tecnología (LOCTI), Deporte y Antidrogas. En relación con el Impuesto Superficial e impuesto de Exportación (si Aplica), las diferentes tasas a cargar y bases impositivas de estos impuestos se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8 Marco Legal Regulatorio Venezolano.

Tributos	Régimen Fiscal y Tributario del Gas	Alicuota
Regalía de Gas	$(\text{Volumen de Gas Producido} - \text{Gas Reinyectado}) \times (\text{Precio de Venta del Gas} - \text{Costo de Manejo del Gas}) \times 20\%$	20%
Impuesto Superficial	$\text{Km}^2 \text{ no explotado} \times 100 \text{ U.T.}$ Será determinado por el Ministerio en el Contrato	100 U.T./Km ²
Impuesto al Consumo Propio	$\text{Volumen de productos consumidos} \times \text{Precio de Venta del Gas}$ establecido por Ministerio de Petróleo $\times 10\%$	10%
Contribución Ciencia y Tecnología	Ingreso bruto del año anterior \times 0,5% si es empresa capital público (LOH y LOHG) 1% si es empresa capital privado (LOH y LOHG) Cuando los Ingresos Brutos superen las 100.000 UT	1%
Impuesto de Registro de Exportación	$(\text{Volumen de Hidrocarburos Exportados} \times \text{Precio de Venta del Hidrocarburo Exportado}) \times 0,1\%$.	0,1%
Contribución Antidrogas	Utilidad Operacional $\times 1\%$	1%
Impuesto Sobre La Renta	Utilidad antes del ISLR $\times 34\%$	34%
Contribución al Fondo Nacional para el Desarrollo del Deporte, la Actividad Física y la Educación Física	Utilidad Neta antes de Contribución al Deporte $\times 1\%$	1%

● Regalías. ● Impuestos sobre la Renta (ISLR). ● Impuestos Parafiscales.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Legislación venezolana sobre Hidrocarburos (1999)

E.3 ANALIZAR LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE, TRATAMIENTO Y LICUEFACCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO EN FUNCIÓN DE LA FUENTE VENEZOLANA.

E.3.1 CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE TRINIDAD Y TOBAGO

De acuerdo con el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015), desde 1970 se comenzó el desarrollo de gasoductos en Trinidad y Tobago, que hasta la actualidad han venido en un proceso de evolución para contar con una red de transmisión y distribución óptima, los gasoductos offshore son principalmente de 24", 30", 36", 56", 24" que abastece a Trinidad y 12" abastece a Tobago.

El transporte y distribución se realiza en un mismo sistema operado por la empresa estatal Compañía Nacional de Gas (por sus siglas en inglés NGC). NGC también actúa como único mayorista de gas. Hay un bypass a NGC, ya que dos proveedores, BpTT (Bp de Trinidad y Tobago) y BG, suministran gas directamente a Atlantic LNG (ALNG).

El sistema de transporte trabaja con en regímenes de presión:

- Upstream con presión de 900 - 950 psig (62-65 barg).
- Midstream¹² con presión 790 – 800 psig (~55barg).
- Downstream¹³ con presión 80 psig (~40barg).

¹² Midstream= Hace referencia toda la infraestructura o sistema de transporte y almacenamiento de petróleo o gas natural.

¹³ Downstream= Hace referencia al sistema o terea de remamiento, procesamiento y/o purificación de gas natural o petróleo.

Gráfica 44 Infraestructura midstream de T&T



Fuente: Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).

El sistema de transporte y distribución ha tenido las dimensiones para poder mantener o escalar a una mayor producción y consumo que la realizada históricamente, a excepción del gasoducto NCMA Hibiscus, que para el 2015 venía funcionando a su máxima capacidad.

NGC administra, supervisa y controla las operaciones de Beachfield su centro de gas posee una capacidad de 4 Bcf/d que alimenta 6 oleoductos principales (incluida la línea de 36" propiedad de bpTT). NGC es responsable del transporte del gas una vez que toca tierra, así mismo administra todos los datos y el sistema de control del transporte.

Atlantic LGN de alimenta de tres gasoductos uno proveniente del noreste del Trinidad de los campos NCMA, este gasoducto es de 24" y 107 Km de distancia, esta tubería tiene una capacidad de aproximadamente 400 MMPC/día, este gasoducto pertenece a BG. El segundo Gasoducto es de 36" y el tercer gasoducto es de 56" ambos provienen de Beachfield.

E.3.2 CAPACIDAD DE TRATAMIENTO Y LICUEFACCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO

Según el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015), en el 2014 NGC poseía 11 contratos los cuales sumaban un total de 2,1 MMMPC/día para su posterior entrega al sector downstream, esto nos da un dato una capacidad y necesidad de consumo para los diferentes sectores donde suministra el Gas Natural proveniente de NGC como lo son: producción de amoníaco, producción de metanol, generación de energía, producción de acero y otros. Cabe destacar que para este año el suministro de upstream para NGC solo alcanzo alrededor de 1,6 MMMPC/día en promedio, lo representa el 76,19% de lo contratado.

NGC actúa como proveedor e intermediario para el suministro de gas a los consumidores y asume cualquier riesgo de desajuste de volumen/precio entre sus contratos de compra y venta de gas. Sin embargo, en el marco de algunos contratos upstream vinculados a plantas downstream específicas, NGC no asume riesgos de volumen, aunque sigue actuando como intermediario; este riesgo se transfiere directamente entre el proveedor aguas arriba y el comprador aguas abajo.

La planta de licuefacción de gas natural Atlantic LNG, ubicada en Point Fortin, opera con cuatro unidades de licuefacción (trenes), el tren 1 posee una capacidad máxima de 548 MMPC/día, el tren 2 posee una capacidad máxima de 547 MMPC/día, el tren 3 posee una capacidad máxima de 528 MMPC/día, el tren 4 posee una capacidad máxima de 743 MMPC/día, para un Total de 2.366 MMPC/día de licuefacción de Atlantic LNG, estos datos son los valores promedios del año 2010, año en el que ALNG proceso su máximo histórico.

Tabla 9 Producción y Cantidad Contratada de Gas Natural

PLANTAS	MAXIMO (2010) - MMPC/día	CONTRATADO (2010) - MMPC/día	DIFERENCIA - %
Amoniaco	696	658	5,78%
Metanol	652	558	16,85%
LNG (Trenes 1,2,3 y 4)	2.366	2.212	6,96%
Hierro y Acero	151	60,5	149,59%
Generación de Energía	301	301	0,00%
Otras	102	91	12,09%
TOTAL	4.268	3.880,5	9,99%

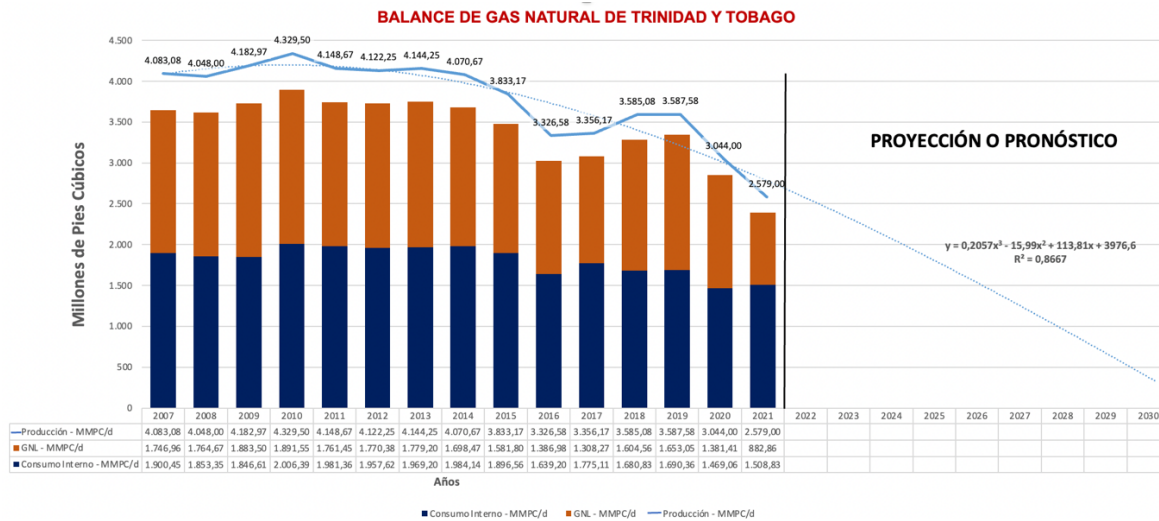
Fuente: Elaboración propia con datos de Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).

Como podemos ver en la tabla anterior (Tabla 9) para el 2010 la cantidad de gas natural entregado supera a lo contratado en 9,99%, el consumo total para ese año (LNG más el resto de las plantas) fue de 4.268 MMPC/día, el resto de las plantas sin LNG sumo un total de 1.902,10 MMPC/día, estando un 20,57% por encima de lo contratado.

E.3.3 PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE TRINIDAD Y TOBAGO

A continuación, se presenta una gráfica con los datos de Trinidad y Tobago desde el 2007 hasta el 2021 de exportación de GNL, datos extraídos del reporte Bp (2022), consumo interno datos extraídos del reporte Bp (2022) y la producción según los datos extraídos del banco central de Trinidad y Tobago.

Gráfica 45 Balance de Gas Natural de Trinidad y Tobago.



Fuente: Elaboración propia con datos extraídos del reporte de Bp (2022) y del Banco Central de Trinidad y Tobago.

En la gráfica anterior (Gráfica 45) podemos observar como la declinación de producción desde el 2010 ha tenido una pendiente muy pronunciada, el año 2020 y 2021 han sido los más complejos para la producción del Gas Natural en Trinidad y Tobago, para el 2021 la producción quedo por debajo de los 3.000 MMPC, siendo la exportación de GNL lo que más se ha visto impactado, cabe destacar que la industria del gas natural para el 2015 (según el plan maestro de TT) representaba el 40% del PIB (producto interno bruto), lo significa un gran retroceso para la economía la producción actual. Podemos apreciar una diferencia entre la producción (datos del Banco Central de TT) y la suma de GNL más consumo interno, esta diferencia presumimos viene asociada a el consumo en venteo, quema, consumo de energía en plataformas e infraestructura de producción.

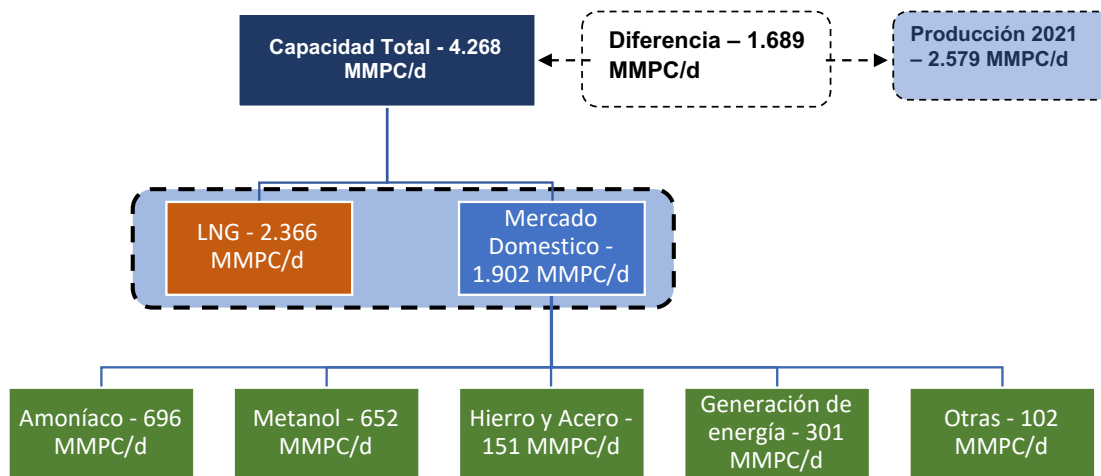
La reducción de en la producción de GNL ha sido lo más significativo, lo cual nos dice que la industria ha priorizado el consumo nacional sobre la producción de GNL, la industria de GNL ha demostrado picos de acuerdo con datos del plan maestro sobre los 2.000 MMPC/día, para el 2021 la producción se posiciono en 882,86 MMPC/día (Dato de Bp 2022) eso significa que ALNG está operando con menos del 40% de su capacidad instalada, quedando una capacidad disponible de alrededor 1.483 MMPC/día.

El impacto en el suministro para consumo nacional ha sido menos brusco durante los últimos 11 años, aunque de acuerdo con los datos de Bp (2022), desde su pico del 2010 hay una reducción de más de un 20%, quedando una capacidad de consumo disponible de 500 MMPC/día con respecto al pico de consumo más alto en el 2010.

A través de una regresión polinómica de tercer grado se pudo llegar a un modelo matemático con el cual se proyectan los futuros años de producción, si bien el modelo posee un coeficiente de determinación de 0,86 lo cual nos habla de una fuerte probabilidad, los cambios de producción pueden ser afectados por diferentes factores (políticos, económicos, entre otros),

este modelo logra coincidir con los tiempos de proyecta las reservas manteniendo la producción actual, con la formula R/P (reservas entre producción), tomando las reservas 10,2 BPC (datos de bp 2022) y la producción del 2021 de 2.579 MMPB/día (datos del banco central de Trinidad y Tobago) lo que significa 0,94 BPC/año nos da una proyección de 10,83 años de reservas manteniendo la producción del 2020. Lo que quiere decir que el impacto en el consumo nacional es inevitable en los futuros años debido a las pocas reservas con las que se cuentan en Trinidad y Tobago.

Gráfica 46 Comparación de Capacidad de Tratamiento y Consumo con respecto a la Producción 2021 de Gas Natural en T&T.



Fuente: Elaboración propia con datos de Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015) y del Banco Central de Trinidad y Tobago (2022).

De acuerdo con la capacidad de consumo demostrada en el 2010 (2.366 MMPC/día) y la producción del 2021 (2.579 MMPC/día), podemos ver una diferencia de 1.689 MMPC/día, siendo esta cifra la capacidad que no está siendo usada en la infraestructura de Trinidad y Tobago, esto nos hace ver de manera directa una necesidad de Trinidad y Tobago de suministro de Gas Natural.

E.3.4 Marco Regulatorio del Gas Natural en Trinidad y Tobago.

De acuerdo con el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015), Trinidad y Tobago posee una Ley adaptada en 1962 para regular la exploración y producción de petróleo, a esta ley se le han adaptada reglamentos de licencias técnicas para las instalaciones de gas natural, la información sobre los ingresos específicos del Gas Natural no se contabiliza por separado, es decir se tratan como ingresos petroleros.

Ministerio de Energía y Asuntos Energéticos (sus siglas en inglés MEEA) es la principal autoridad reguladora del subsector del gas natural. El MEEA administra el proceso de licitación de los Contratos de Producción Compartida (por sus siglas en inglés PSC) y el cumplimiento de las licencias emitidas para realizar operaciones petroleras. Otras instituciones gubernamentales como el Ministerio de Finanzas y Economía (MOFE) y el Banco Central de Trinidad y Tobago están involucradas en términos de impuestos y finanzas.

El concepto de “operaciones petroleras” contempla los sectores intermedios y descendientes dentro del alcance de la Ley y los Reglamentos, específicamente los reglamentos incluyen la industria del Gas, extendiéndose en los segmentos de midstream, downstream, comercialización y petroquímica.

El ministro puede declarar que los gasoductos construidos bajo orden permitan el transporte de varios productores. Los gasoductos que no se construyan bajo orden están obligados a negociar con terceros el uso de la capacidad excedente. Si las partes no pueden llegar a un acuerdo, el ministro puede dictar una Orden donde establece las condiciones de acceso. Las regulaciones económicas del gas natural se abordan a través del contrato en lugar de regulación. La función del ministro en la comercialización de gas está contenida en las disposiciones de desarrollo de gas en el PSC. el ministro aprueba los acuerdos de comercialización, los precios y si el gas se exportará.

La posición clave del gobierno de Trinidad y Tobago en la industria del GNL se define a través de su papel en los siguientes aspectos:

- Propiedad de los recursos.
- Diseño del sistema legal y fiscal.
- Aprobación y regulación de planes de desarrollo de campo, sitio de proyecto, insumos de contenido local y participación accionaria.
- Desarrollador de infraestructura asociada como puertos, carreteras y viviendas para trabajadores.
- Potencial inversor en el proyecto.

Para el caso de GNL aplican tres impuestos o gravámenes los cuales son: impuesto de sociedades también conocido impuesto sobre la renta (en inglés corporation tax), impuesto del fondo verde (Green Fund Levy) e impuesto de retención (en inglés Withholding tax).

Según el Global oil and gas tax guide (2019), Cualquier empresa o persona jurídica que realice actividades comerciales en Trinidad y Tobago debe pagar el impuesto de sociedades, el cual es del 30%, en el caso específico de la petroquímica y la licuefacción de gas natural el impuesto asciende a 35%, el mismo se aplica sobre el ingreso neto. El impuesto del fondo verde es el 0,3% de los ingresos brutos, los mismo se pagan trimestralmente.

El impuesto de retención se aplica la fuente que distribuye o realiza pagos a personas o empresas no residentes, se considera que este impuesto aplica si se realiza un pago, tal como se define en el ITA (actividad de impuesto sobre la renta o income tax act, en inglés), si el pago se realiza a un no residente de Trinidad y Tobago y si el no residente no se dedica al comercio ni a los negocios en T&T. Tomando en cuenta que el pago surge en Trinidad y Tobago. La tasa aplicable con respecto a los pagos es del 15%. La tasa aplicable sobre las distribuciones realizadas es del 10%, cuando la distribución es para una empresa matriz, la tasa es del 5%. Si existe convenio con un país la tasa puede variar de acuerdo con el convenio. Se resumen en Tabla 10.

Tabla 10 Marco Legal Regulatorio de Trinidad y Tobago.

Tributos	Régimen Fiscal y TrIBUTARIO del Gas	Alícuota
Impuesto de Sociendades (Corporation Tax, en ingles)	Ingreso (Utilidad) Neto x 35% = Impuesto de Sociendades (Corporation Tax, en ingles)	35%
Impuesto del fondo verde (Green Fund Levy, en ingles)	Ingresos Brutos x 0,3% = Impuesto del fondo verde (Green Fund Levy, en ingles)	0,30%
Impuesto de retención (Withholding tax, en ingles)	Pago o Distribucion x 15% = Impuesto de retención (Withholding tax, en ingles)	15% - 5%

Fuente: Elaboración propia con información del Global oil and gas tax guide (2019).

E.4 FORMULAR LOS MODELOS DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS NATURAL VENEZUELA – TRINIDAD Y TOBAGO.

Una vez verificadas tanto la factibilidad de lograr una oferta sustentable de gas natural desde Venezuela, producto de la existencia probada de reservas y cercanía geográfica de las fuentes a Trinidad y Tobago, de alrededor de unos 3.300 MMPCD y de la identificación de capacidad disponible de la infraestructura de licuefacción en la Planta de Atlantic LNG, entre los 500 a 2.000 MMPCD, que permita comunicar estos volúmenes, vía barcos, con los principales centro de consumo de GNL a nivel mundial, se procede a formular, describir y estudiar, en el presente objetivo, los potenciales modelos de desarrollo de proyectos conjuntos entre Venezuela y Trinidad para materializar dicho proyectos, tomando en cuenta como principal factor el nivel de beneficio para ambas naciones en el desarrollo conjunto.

Es necesario aclarar que las variantes seleccionadas para el desarrollo de los modelos de asociación tratan de representar la mayor cantidad de combinaciones posibles que se pudieran dar en función del beneficio mutuo de ambas naciones además de las consideraciones específicas de los marcos fiscales y tributarios, capacidades logísticas, niveles de inversión a ejecutar y utilización de activos de terceros para llevar a cabo la explotación, transporte, tratamiento, licuefacción y comercialización internacional del gas natural de ambas naciones.

E.4.1 ELEMENTOS CONSTITUYENTES DE LOS MODELOS

Cada uno de los modelos a estudiar presenta 5 elementos diferenciados que además de estar ubicados en sitios específicos, cumplen funciones específicas y que el nivel de rol de participación que tienen dentro del proyecto varía para cada modelo, estos son:

- **Productos de Gas:** Esta representado por la empresa que toma la licencia en Venezuela para desarrollar las actividades de exploración y explotación de un campo de gas natural con reservas probadas por un periodo de 35 años, prorrogables. Es la responsable de aportar y ejecutar lo fondos requeridos tanto de las inversiones en infraestructura para la extracción, procesamiento y acondicionamiento del gas natural hasta el punto de fiscalización y/o venta, así como de los costos y gastos asociados para la operación del proyecto durante su vida productiva.
- **Transporte y Acondicionamiento del Gas:** Es la empresa que se encarga de prestar los servicios de transporte y/o acondicionamiento del gas al Productor de Gas, de forma que este último logre comunicar la producción de gas de su campo en Venezuela con los centros de industrialización (Licuefacción) de gas en Trinidad y Tobago, garantizando el cumplimiento mínimo de las características de entrada a planta en cuanto a presión, volumen y calidad de gas. Esta cobra una tarifa acordada en un contrato de transporte con la empresa Productora de Gas.
- **Licuefacción:** Es la empresa, ubicada en Trinidad y Tobago, específicamente Atlantic LNG, quien realiza los procesos industriales de licuefacción del gas natural aportado por el Productor de Gas, convirtiendo el gas Natural metano en Gas Natural Licuado (GNL) y almacenándolo para su posterior exportación mediante embarcaciones tipo metaneros. Este celebra un contrato de procesamiento con el Productor de Gas, cobrando una tarifa por los servicios prestados de licuefacción, almacenamiento y embarque del gas natural o puede comprar el gas natural al Producto de Gas, licuarlo y comercializarlo por el mismo.
- **Transporte Marítimo:** Es la empresa que realiza los transportes de GNL entre la planta de licuefacción y los Consumidores Finales mediante el suministro de barco tipo Metaneros, capaces de almacenar y transportar entre los 90.000 a 266.000 m³ de GNL (1 m³ de GNL ~ 600 m³ de Gas Natural a condiciones Normales). Para esta actividad el transportista o armador celebra un contrato de fletamento con el

propietario de los volúmenes de gas natural, ya sea el Productor de Gas o la Planta de Licuefacción, cobrando una tarifa de transporte o un monto global por viaje.

- Consumidor Final: es la empresa quien compra CIF los volúmenes de GNL para aprovecharlo en sus sistemas de comercialización o disposición final (Sectores doméstico, industrial, eléctrico y/o petroquímico) en los países objetivo de la exportación, posee un muelle de descarga y una planta de regasificación, así como una red de transporte y distribución primaria y secundaria. Celebra un contrato de Compraventa de Gas Natural con el propietario del gas natural y paga de acuerdo con el precio establecido por mercado o de común acuerdo con el vendedor.

E.4.2 PREMISAS GENERALES DE LOS MODELOS.

A continuación, se establecen las principales premisas establecidas para el estudio y desarrollo de los modelos de asociación que permitirían el desarrollo de los proyectos de producción, licuefacción y exportación de gas, entre ellos tenemos:

- Las operaciones de exploración y explotación del gas natural en Venezuela se registrarán bajo el marco fiscal y tributario de Venezuela.
 - Las operaciones de transporte y acondicionamiento del gas natural producido se registrarán tanto por la ley de Venezuela como la de Trinidad y Tobago en la materia que aplique a las mismas.
 - Las actividades de licuefacción y exportación de gas natural licuado se registrarán de acuerdo con el marco fiscal y tributario de Trinidad y Tobago.
 - La actividad de transporte y acondicionamiento del gas desde Venezuela (Campos) hasta Trinidad y Tobago (Point Fortin) se considerarán un servicio ejecutado por un tercero a una tarifa de 0,25 US\$/MMBTU, la cual se considera que puede cubrir toda su estructura de costos (Opex, Capex, Impuestos y Utilidad).
 - La actividad de transporte marítimo internacional del gas desde Trinidad y Tobago (Atlantic LNG) hasta los clientes finales se considerarán un servicio ejecutado por un tercero a una tarifa base en ruta de las Américas de 1 US\$/MMBTU la cual variará dependiendo el destino.
 - El precio del GNL en el mercado destino será de acuerdo con los precios de mercado, pero nunca inferior a los 11 US\$/MMBTU.
 - La tarifa de licuefacción en Atlantic LNG para el caso de servicio (Opex, Capex, Impuestos y Utilidad) será de 1,8 US\$/MMBTU y para el caso de negocio propio (Opex, Capex e Impuestos) será de 1,2 US\$/MMBTU.
-

- La inflación industrial será de 0% durante todo el periodo de evaluación.
- Los valores de costos de inversión y operación utilizados para los proyectos tanto aguas arriba como aguas abajo del proceso, serán referenciales de acuerdo con proyectos equivalente existentes y en operación actualmente, tales como Cardón IV y Atlantic LNG.
- Los mercados de colocación del GNL serán de acuerdo a la mejor proporción posible, resuelta en el objetivo 1, de este trabajo, dando preferencia a los contratos de suministro existentes pero en incumplimiento por la caída de producción de gas de Trinidad y Tobago.
- Se parte del hecho de lograr que los acuerdos binacionales para estos proyectos sean los más beneficiosos para ambas naciones.
- Las evaluaciones económicas a realizar para cada uno de los modelos a presentar, considerara inversiones y actividad para un volumen común de 1.000 MMPCD.

E.4.2.1 Modelos.

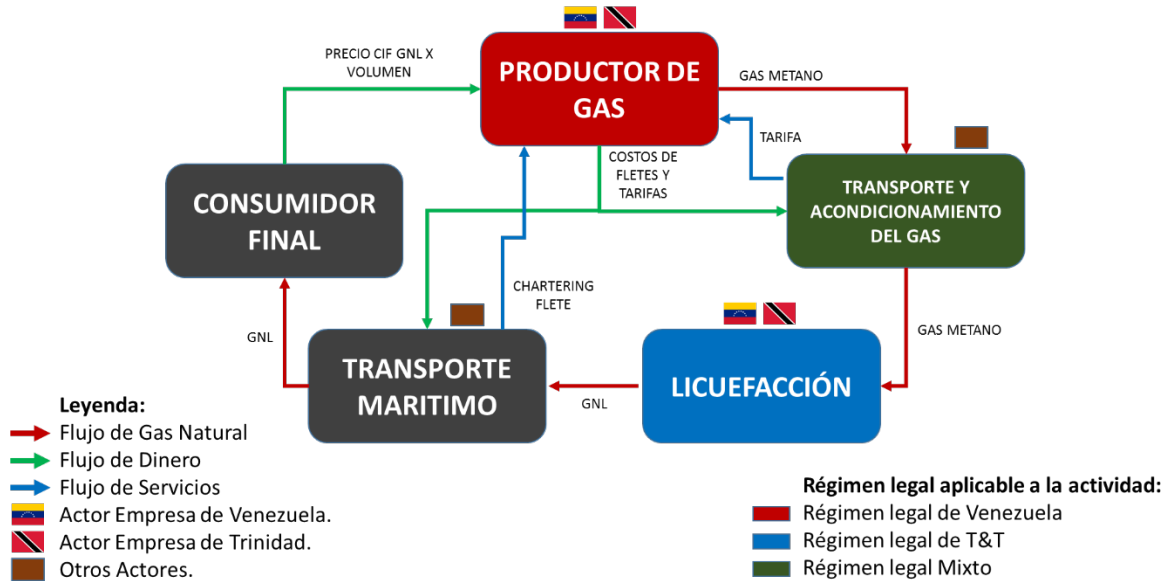
A continuación, se describen cada uno de los modelos potenciales para el desarrollo de los proyectos binacionales que conlleven a lograr producir, licuar y comercializar internacionalmente gas natural, aumentando la oferta exportable de gas de ambas naciones. Entre los modelos se encuentran:

E.4.2.1.1 Modelo N°01: Ser socios en la operación de extracción en Venezuela y en la etapa de licuefacción en Trinidad y Tobago.

Venezuela como Trinidad y Tobago conforman una empresa binacional (50%-50%) tanto para la explotación de los campos de gas natural costa afuera y/o proyectos en tierra en Venezuela vía licencia como Productor de Gas hasta alcanzar un suministro de como mínimo 1.000 MMPCD de gas natural y adquieren la participación en dos trenes de licuefacción en Atlantic LNG con una capacidad mínima de 1.000 MMPCD, pagando los servicios de transporte y acondicionamiento y transporte marítimo vía tarifa a terceros, además de cubrir los costos e impuestos para el funcionamiento de los trenes, manteniendo la propiedad del gas natural en todo momento hasta su venta CIF a los Consumidores Finales.

Gráfica 47 Modelo de relación N°01 Venezuela - Trinidad y Tobago

MODELO N°01: SER SOCIOS EN LA OPERACIÓN DE EXTRACCIÓN EN VENEZUELA Y EN LA ETAPA DE LICUEFACCIÓN EN TRINIDAD Y TOBAGO.



Fuente: Elaboración Propia (2022).

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas para cada país de acuerdo al modelo propuesto.

Tabla 11 Ventajas y desventajas del modelo N° 01 para cada país

Parámetros	Venezuela	Trinidad y Tobago
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Adquisición de Know How en el proceso de licuefacción y comercialización del GNL. -Moderados ingresos producto de la renta y participación en el proyecto. -Propiedad porcentual de los volúmenes de gas natural netos de regalías a boca de pozo. -Presencia en toda la 	<ul style="list-style-type: none"> -Cumplimiento con los contratos vigentes de suministro de gas. -Participación en toda la cadena de valor del negocio. -Aseguramiento de volúmenes potenciales para su mercado interno. -Mayores rentas producto de impuestos y

	<p>cadena de valor del gas natural.</p> <p>-Riesgo exploratorio y de explotación compartido.</p>	<p>participación en el proyecto.</p> <p>-Propiedad porcentual de los volúmenes de gas natural netos de regalías a boca de pozo.</p> <p>-Riesgo exploratorio y de explotación compartido.</p>
Desventajas	<p>-Moderada Exposición financiera.</p> <p>-Riesgo de variación de precio en el mercado del GNL.</p> <p>-Riesgo de cambio en la legislación tributaria y/o fiscal de Trinidad y Tobago.</p> <p>-Cambio en las prioridades del mercado local de Trinidad y Tobago afecten volúmenes de exportación.</p>	<p>-Mayor Exposición financiera.</p> <p>-Riesgo de variación de precio en el mercado del GNL.</p> <p>-Riesgo de cambio en la legislación tributaria y/o fiscal de Venezuela.</p> <p>-Cambio en las prioridades del mercado local venezolano afecten volúmenes de exportación.</p>

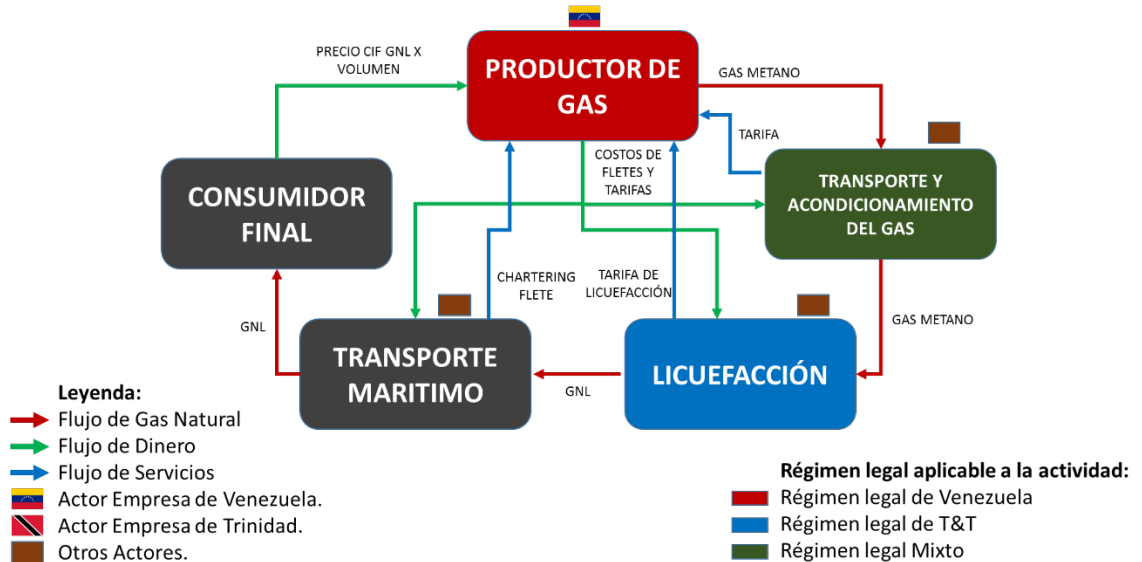
Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.4.2.1.2 Modelo N°02: Una empresa en Venezuela extrae el gas y paga por los servicios de transporte y licuefacción, pudiendo la empresa que extrajo vender gas natural licuefaccionado.

Venezuela conforman una empresa nacional (100%) para la explotación de los campos de gas natural costa afuera y/o proyectos en tierra en Venezuela vía licencia como Productor de Gas hasta alcanzar un suministro de como mínimo 1.000 MMPCD de gas natural y contrata los servicios de licuefacción de gas en Atlantic LNG, mediante el establecimiento de un acuerdo de procesamiento con los propietarios por con una capacidad mínima de 1.000 MMPCD, pagando igualmente los servicios de transporte y acondicionamiento y transporte marítimo vía tarifa a terceros, manteniendo la propiedad del gas natural en todo momento hasta su venta CIF a los Consumidores Finales.

Gráfica 48 Modelo de relación N°02 Venezuela - Trinidad y Tobago

MODELO N°02: UNA EMPRESA EN VENEZUELA EXTRAER EL GAS Y PAGA POR LOS SERVICIOS DE TRANSPORTE Y LICUEFACCIÓN, PUDIENDO LA EMPRESA QUE EXTRAJO VENDER GAS NATURAL LICUEFACCIONADO.



Fuente: Elaboración Propia (2022).

A continuación se presentan las ventajas y desventajas para cada país de acuerdo al modelo propuesto.

Tabla 12 Ventajas y desventajas del modelo N° 02 para cada país

Parámetros	Venezuela	Trinidad y Tobago
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Adquisición de Know How en el proceso de comercialización del GNL. -Mayores ingresos producto de la renta y participación en el proyecto. -Propiedad total de los volúmenes de gas natural netos de regalías a boca de pozo. -Presencia en la mayoría de la cadena de valor del gas natural. 	<ul style="list-style-type: none"> -Menor exposición financiera e industrial. -Moderadas rentas producto de impuestos industriales generados en la actividad de licuefacción y exportación. -Sin riesgo exploratorio, de explotación o de mercado.

Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Mayor Exposición financiera. -Riesgo de variación de precio en el mercado del GNL. -Mayor exposición industrial por incumplimiento en contrato de procesamiento de gas en Atlantic LNG. -Riesgo de cambio en la legislación tributaria y/o fiscal de Trinidad y Tobago. -Cambio en las prioridades del mercado local de Trinidad y Tobago afecten volúmenes de exportación. -Riesgo exploratorio y de explotación máximo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Menores ingresos producto del menor nivel de participación. -Sin propiedad o control de los volúmenes de gas producidos. -Sin capacidad para cumplir con los contratos de suministros vigentes y en mora. -Sin control sobre la negociación de precios al mercado local.
--------------------	---	--

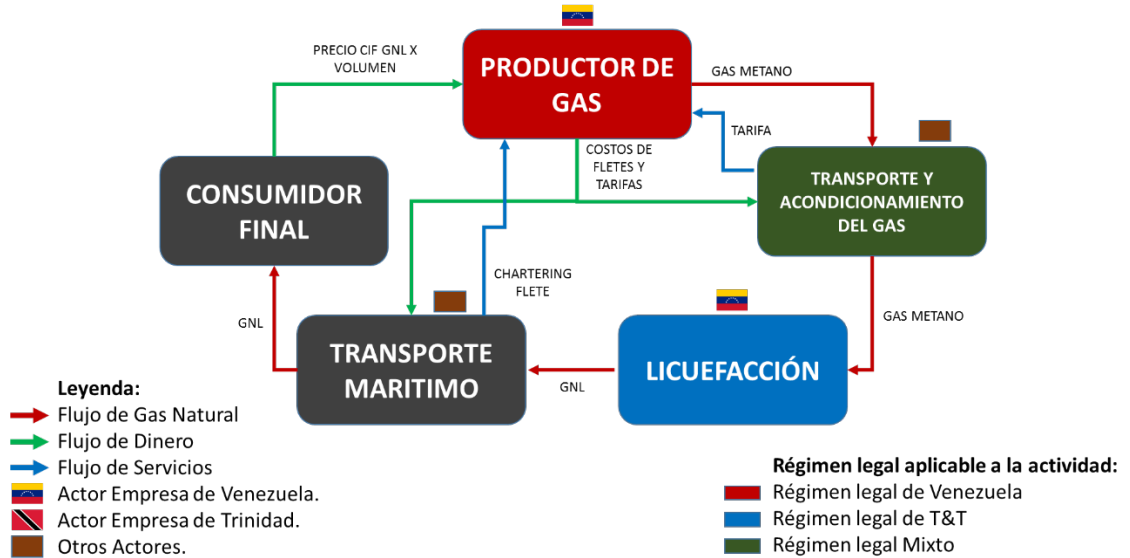
Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.4.2.1.3 Modelo N°03: La empresa que extrae en Venezuela compra participación en la infraestructura de licuefacción.

Venezuela conforman una empresa nacional (100%) para la explotación de los campos de gas natural costa afuera y/o proyectos en tierra en Venezuela vía licencia como Productor de Gas hasta alcanzar un suministro de como mínimo 1.000 MMPCD de gas natural y adquiere la participación en dos trenes de licuefacción en Atlantic LNG con una capacidad mínima de 1.000 MMPCD, pagando igualmente los servicios de transporte y acondicionamiento y transporte marítimo vía tarifa a terceros, además de cubrir los costos e impuestos para el funcionamiento de los trenes, manteniendo la propiedad del gas natural en todo momento hasta su venta CIF a los Consumidores Finales.

Gráfica 49 Modelo de relación N°03 Venezuela - Trinidad y Tobago

MODELO N°03: LA EMPRESA QUE EXTRAE EN VENEZUELA COMPRA PARTICIPACIÓN EN LA INFRAESTRUCTURA DE LICUEFACCIÓN.



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas para cada país de acuerdo al modelo propuesto.

Tabla 13 Ventajas y desventajas del modelo N°03 para cada país

Parámetros	Venezuela	Trinidad y Tobago
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Adquisición de Know How en el proceso de licuefacción y comercialización del GNL. -Mayores ingresos producto de la renta y participación en el proyecto. -Propiedad total de los volúmenes de gas natural netos de regalías a boca de pozo. -Presencia en toda la cadena de valor del gas natural. 	<ul style="list-style-type: none"> -Menor exposición financiera e industrial. -Moderadas rentas producto de impuestos industriales generados en la actividad de licuefacción y exportación. -Sin riesgo exploratorio, de explotación o de mercado.

Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> -La mayor exposición financiera. -Riesgo de variación de precio en el mercado del GNL. -Riesgo de cambio en la legislación tributaria y/o fiscal de Trinidad y Tobago. -Cambio en las prioridades del mercado local de Trinidad y Tobago afecten volúmenes de exportación. -Riesgo exploratorio y de explotación máximo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Menores ingresos producto del menor nivel de participación. -Sin propiedad o control de los volúmenes de gas producidos. -Sin capacidad para cumplir con los contratos de suministros vigentes y en mora. -Sin control sobre la negociación de precios al mercado local.
--------------------	--	--

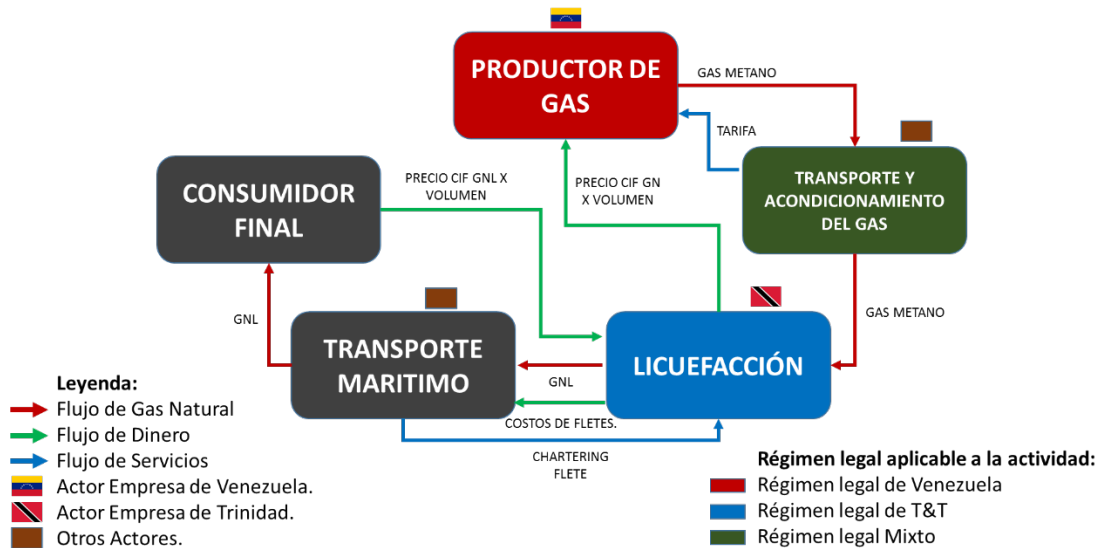
Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.4.2.1.4 Modelo N°04: Venezuela vende el gas natural a la empresa de Trinidad y Tobago, colocando el gas natural en el sistema de transporte.

Venezuela conforman una empresa nacional (100%) para la explotación de los campos de gas natural costa afuera y/o proyectos en tierra en Venezuela vía licencia como Productor de Gas hasta alcanzar un suministro de como mínimo 1.000 MMPCD de gas natural y pagando los servicios de transporte y acondicionamiento hasta Trinidad y Tobago, donde vende el gas natural a la empresa de Trinidad y Tobago quien adquiere la participación en dos trenes de licuefacción en Atlantic LNG con una capacidad mínima de 1.000 MMPCD, la cual sería la responsable de licuar, transportar y comercializar el GNL hasta los Consumidores Finales, manteniendo la propiedad del gas natural desde su compra a Venezuela hasta su venta CIF a los Consumidores Finales.

Gráfica 50 Modelo de relación N°04 Venezuela - Trinidad y Tobago

MODELO N°04: VENEZUELA VENDE EL GAS NATURAL A LAS EMPRESAS DE TRINIDAD Y TOBAGO, COLOCANDO EL GAS NATURAL EN EL SISTEMA DE TRANSPORTE



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas para cada país de acuerdo al modelo propuesto.

Tabla 14 Ventajas y desventajas del modelo N° 04 para cada país

Parámetros	Venezuela	Trinidad y Tobago
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Moderados ingresos producto de la renta y participación en el proyecto. -Propiedad total de los volúmenes de gas natural netos de regalías a boca de pozo. -No participa en el riesgo del mercado del GNL. -Moderada exposición financiera. -Sin riesgo en la actividad 	<ul style="list-style-type: none"> -Moderada exposición financiera e industrial. -Altas rentas producto de impuestos industriales generados en la actividad de licuefacción y exportación y por el mercado de GNL. -Sin riesgo exploratorio ni de explotación. -Cumplimiento con los

	industrial de licuefacción. Sin riesgo en cambios fiscales en Trinidad y Tobago.	contratos vigentes de suministro de gas. -Aseguramiento de volúmenes potenciales para su mercado interno. -Propiedad de los volúmenes de gas natural comprados a Venezuela
Desventajas	-Sin participación en el Know How de la actividades de licuefacción y comercialización de GNL. -Sin posibilidad de capturar renta adicional del mercado de GNL. -Riesgo exploratorio y de explotación máximo.	-Riesgo de variación de precio en el mercado del GNL. -Riesgo de cambio en el cambio de precio y/o suministro de Venezuela. -Cambio en las prioridades del mercado local venezolano afecten volúmenes de exportación.

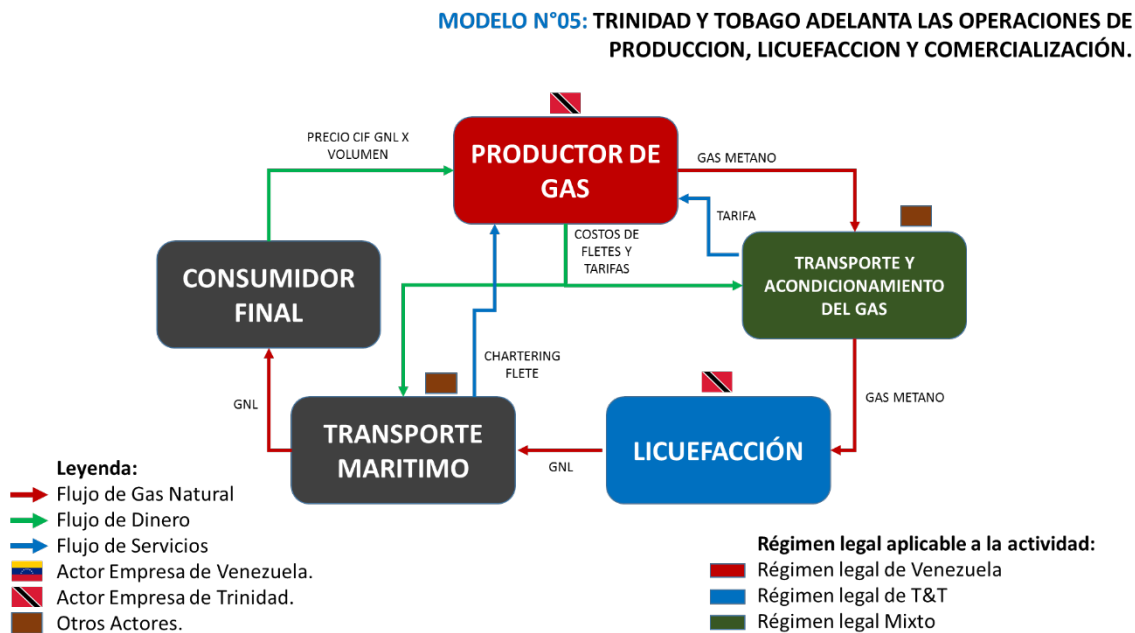
Fuente: Elaboración Propia (2022).

La definición propuesta de cada uno de los modelos presentados servirá de base para la evaluación económica de cada una de ellas y con esto determinar el nivel económico de beneficio y riesgo que resulta para cada una de las partes. Con esto se pretende recomendar uno de estos modelos como el más adecuado para ambos países en función de los mejores beneficios y en función de sus realidades actuales.

E.4.2.1.5 Modelo N°05: Trinidad y Tobago adelanta las operaciones de producción, licuefacción y comercialización.

Trinidad y Tobago conforman una empresa nacional (100%) para la explotación de los campos de gas natural costa afuera y/o proyectos en tierra en Venezuela vía licencia como Productor de Gas hasta alcanzar un suministro de como mínimo 1.000 MMPCD de gas natural y adquiere la participación en dos trenes de licuefacción en Atlantic LNG con una capacidad mínima de 1.000 MMPCD, pagando igualmente los servicios de transporte y acondicionamiento y transporte marítimo vía tarifa a terceros, además de cubrir los costos e impuestos para el funcionamiento de los trenes, manteniendo la propiedad del gas natural en todo momento hasta su venta CIF a los Consumidores Finales.

Gráfica 51 Modelo de relación N°05 Venezuela - Trinidad y Tobago



Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas para cada país de acuerdo con el modelo propuesto.

Parámetros	Venezuela	Trinidad y Tobago
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Menor exposición financiera e industrial. -Moderadas rentas producto de impuestos i generados en la actividad de explotación de gas. -Sin riesgo exploratorio, de explotación o de mercado. 	<ul style="list-style-type: none"> -Adquisición de Know How en el proceso de licuefacción y comercialización del GNL. -Mayores ingresos producto de la renta y participación en el proyecto. -Propiedad total de los volúmenes de gas natural netos de regalías a boca de pozo. -Presencia en toda la cadena de valor del gas natural. -Capacidad para cumplir con los contratos de suministros

		vigentes y en mora.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> -Menores ingresos producto del menor nivel de participación. -Sin adquisición de Know How en los procesos de licuefacción y comercialización de gas natural licuado. -Sin propiedad o control de los volúmenes de gas producidos, a excepción de lo correspondiente a la regalía (20%). -Sin control sobre la negociación de precios al mercado local. 	<ul style="list-style-type: none"> -La mayor exposición financiera. -Riesgo de variación de precio en el mercado del GNL. -Riesgo de cambio en la legislación tributaria y/o fiscal de Venezuela. -Cambio en las prioridades del mercado local de Trinidad y Tobago afecten volúmenes de exportación. -Riesgo exploratorio y de explotación máximo.

Fuente: Elaboración Propia (2022).

La definición propuesta de cada uno de los modelos presentados servirá de base para la evaluación económica de cada una de ellas y con esto determinar el nivel económico de beneficio y riesgo que resulta para cada una de las partes. Con esto se pretende recomendar uno de estos modelos como el más adecuado para ambos países en función de los mejores beneficios y en función de sus realidades actuales.





























E.5 EVALUAR ECONÓMICAMENTE LOS POTENCIALES MODELOS DE NEGOCIOS PARA EL DESARROLLO CONJUNTO DEL GAS NATURAL VENEZUELA –TRINIDAD Y TOBAGO.




En el objetivo N°04 de este estudio se plantearon cinco (05) casos de potenciales modelos de asociación entre Venezuela (Propietario del Recurso Gasífero) y Trinidad y Tobago (Dispone de infraestructura de Licuefacción) para el desarrollo conjunto o por separado de un negocio de producción, transporte, licuefacción y comercialización de gas natural vía Gas Natural Licuado o GNL.

Esto modelos están basados principalmente en el nivel de riesgo y exposición de capital desde la perspectiva de cada país para desarrollar el negocio completamente. Cada caso

planteado representa un nivel mayor o menor de exposición en el negocio que define proporcionalmente la cantidad de ingresos a percibir por el desarrollo de la actividad tanto en función de su participación directa como operador o no (Dividendos u Utilidad) como por la estructura fiscal y tributaria de cada país en particular por el desarrollo de la actividad de extracción, licuefacción y exportación de gas natural.

Tabla 15 Ejecución de actividades por modelo

	Producción	Transporte y Acondicionamiento	Licuefacción	Transporte Marítimo	Comercialización
Modelo N°1	 		 		 
Modelo N°2					
Modelo N°3					
Modelo N°3					
Modelo N°4					

 Operador de Venezuela
  Operador de Trinidad y Tobago
  Empresa de Servicio (Terceros)

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Para la distribución de las responsabilidades de cada una de las principales actividades de la cadena de valor del negocio de extracción, licuefacción comercialización de GNL, que hagan posible el análisis económico particular de cada uno, se ha definido las categorías de operadores nacionales de cada uno de los países y de operadores de servicios independientes (Terceros). Estos operadores, dependiendo el caso, tendrán la responsabilidad en realizar las inversiones requeridas, coordinar la construcción o adquisición de la infraestructura, pagar los servicios y operar la sección de la cadena de valor que le corresponda para lograr hacer viable el negocio, un resumen de lo planteado se muestra en la Tabla 15.

Debido a que tanto Trinidad y Tobago como Venezuela poseen estructuras fiscales y tributarias distintas para tasar la actividad de explotación y comercialización del recurso hidrocarburífero, tal cual como se explica en los objetivos N°02 y N°03 de este estudio, y que además se tiene bien delimitada la actividad que se realizaría a cada lado de la frontera, es decir, las operaciones de Producción y transporte de gas natural se realizarían del lado de Venezuela, mientras que las actividades de licuefacción y comercialización de GNL se realizarían en Trinidad y Tobago; por conveniencia se ha decidido colocar el punto fiscal de transferencia y custodia del producto hidrocarburo entre las compañías de Producción en

Venezuela y Licuefacción en Trinidad y Tobago en el punto fronterizo de ambas naciones y que convenientemente coincide con el límite de las actividades.

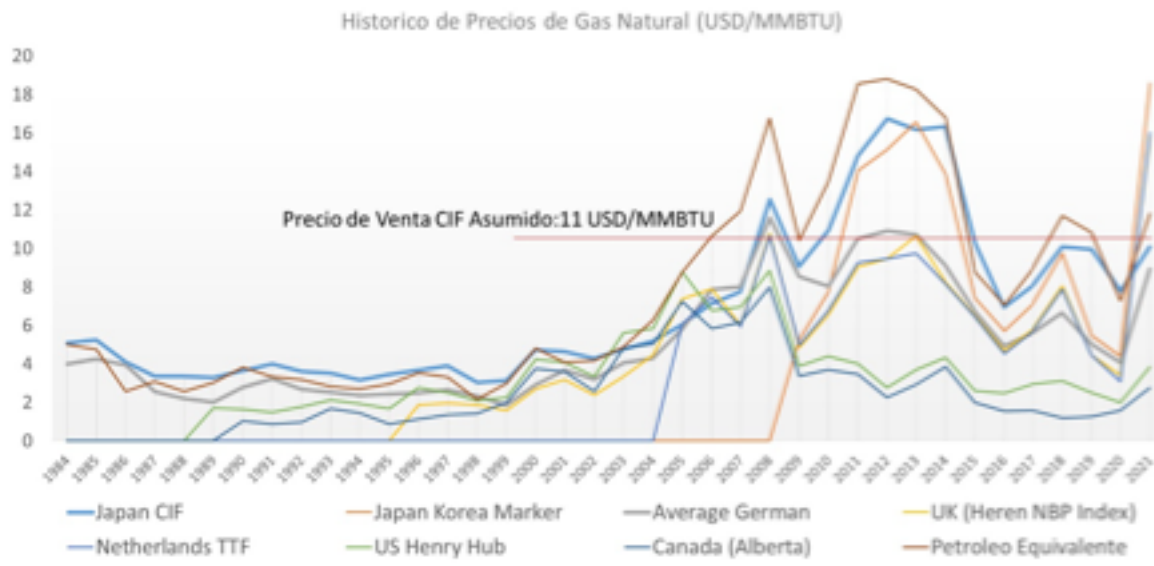
Teniendo este convencionalismo, aunque sea un solo negocio, este involucra a dos naciones, por lo que la conformación de dos compañías a cada lado de la frontera será necesario, las cuales tendrán resultados económicos particulares de forma de poder obtener las bases impositivas correctas que tributen a cada Estado de acuerdo al esquema impositivo particular, así como un resultado consolidado, con el resultado económico tanto en impuesto como en dividendos que resulten de la ejecución del negocio en función de cada modelo evaluado.

E.5.1 PREMISAS GENERALES PARA LOS MODELOS.

La premisa de precios utilizada para las evaluaciones económicas, de 11 USD/MMBTU para las entregas CIF tiene sustento en el promedio ponderado del comportamiento de precios reales en periodos estables que ha tenido el GNL para los mercados asiáticos y Europeos, aproximadamente un 10% de las cotizaciones ICE Brent. No se considera la distorsión e inestabilidad que actualmente están teniendo los precios de entrega del GNL para Europa a partir de Febrero de 2022, producto del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania.

Solo se hace referencia a la ventana de oportunidades que se abre para suplidores de gas natural para Europa, distintos a Rusia, por efecto de la persistencia del conflicto geopolítico actual y a la estrategia de la Unión Europeo, casi unánime, de desmarcarse progresivamente de la dependencia del gas ruso, en un principio, dando mayor valor a inversiones en energías renovables, pero que actualmente torna la mirada a un fortalecimiento nuevamente de las energías fósiles en la matriz energética europea, vía suministros de gas natural.

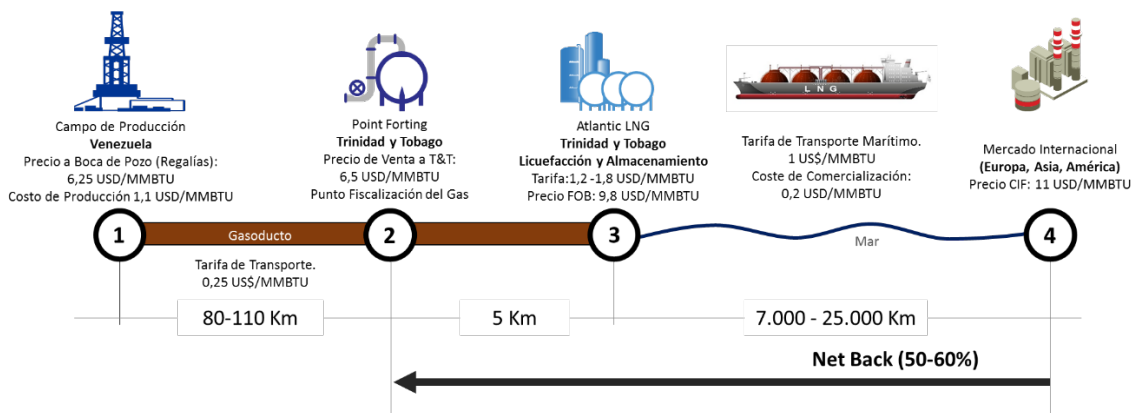
Gráfica 52 Histórico de Precio del Gas Natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2022).

Con respecto a la tasación del gas natural de entrega desde Venezuela a Trinidad, se utiliza el mismo razonamiento por Net Back, que utiliza Trinidad y Tobago para los productores de gas natural que destinan su gas a Atlantic LNG, el cual representa, aproximadamente entre un 50% a 60% del precio de venta final CIF del GNL en el mercado. Las tarifas de transporte y procesamiento por licuefacción del gas natural son tomadas de los contratos vigentes para estos servicios que actualmente tienen Trinidad y Tobago con sus operadoras de gas costa afuera.

Gráfica 53 Estimaciones por Net Back del Precio del Gas



Fuente: Elaboración propia (2022).

A continuación, se presenta el conjunto de premisas en cuanto a los parámetros económicos y financieros considerados para lograr realizar la evaluación económica de cada modelo y permita realizar las comparaciones entre los mismos sobre una base común de análisis, entre esto podemos resumirlos en la siguiente tabla:

Tabla 16 Premisas operacionales comunes para la evaluación económica de los modelos

N°	Parámetro	Valor	Referencia
01	Precio de Venta a T&T (USD/MMBTU)	6,5	Net Back.
02	Precio de Venta CIF LNG (USD/MMBTU)	11	Mercado de LGN antes del conflicto bélico entre Ucrania y Rusia.
03	Costo de Producción (USD/MMBTU)	1,1	Proyecto Cardón IV (Venezuela). Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
04	Coste de Transporte (USD/MMBTU)	0,25	Gasoducto Bermúdez. Venezuela. Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
05	Coste de Licuefacción (USD/MMBTU)	1,2	Según el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).
06	Tarifa de Licuefacción (USD/MMBTU)	1,8	Según el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).
07	Coste de Transporte Marítimo (USD/MMBTU)	1	Worldscale (Bloomberg)
08	Costes de Comercialización (USD/MMBTU)	0,2	Según el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).
09	Poder Calorífico de Gas	1.000	Cromatografía Gas Venezuela. Información

N°	Parámetro	Valor	Referencia
	(BTU/PC)		Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
10	Factor de Merma y Utilización GN	96%	Cardón IV. Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
11	Factor de Merma y Utilización LNG	97%	Según el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).
12	Periodo de Depreciación (Años)	20	GPIC-PDVSA. Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
13	Inversiones de Desarrollo Upstream (MMUSD)	4.480	Ingeniería de Detalle Fluor. Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
14	Adquisición de Activos en Atlantic LNG (MMUSD)	1.200	Según el Trinidad & Tobago Gas Master Plan (2015).
15	Tasa de Descuento (%)	12%	WACC-Cardón IV. Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo.
16	Tiempo de Evaluación (Años)	35	GPIC-PDVSA. Información Suministrada por el Ministerio del poder popular para el petróleo
17	Producción de Gas (MMPCD)	1.000	Estimación Propia

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Tomando en cuenta el tipo de actividad y el marco tributario y fiscal de cada uno de los países, en la Tabla 17 Estructura impositiva que tasan los proyectos gasíferos en Venezuela y Trinidad y Tobago se presentan los valores de los impuestos que se cobran en cada país y cuyos ingresos sobre los proyectos irían a contribuir a los ingresos de cada país.

Tabla 17 Estructura impositiva que tasan los proyectos gasíferos en Venezuela y Trinidad y Tobago

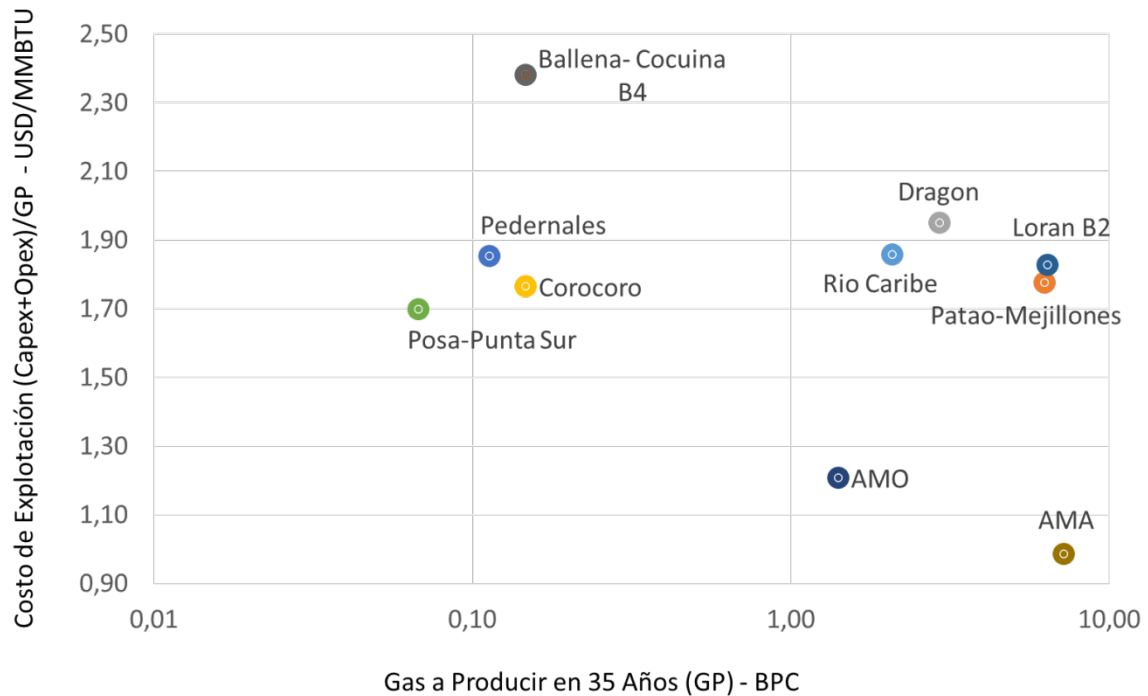
Venezuela		Trinidad y Tobago	
Impuesto	Valor	Impuesto	Valor
Regalías	20%	Green Fund Levy	0,3%
Desarrollo Social	1%	Corporation Tax	35%
Ciencia y Tecnología	1%		
FONA	1%		
Ley del Deporte	1%		
Impuesto Sobre La Renta	34%		

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Con el propósito de asegurar la correspondencia de los niveles de producción de gas natural en Venezuela con la oportunidad de licuefacción que se presenta actualmente en Trinidad y Tobago, de aproximadamente unos 1.000 MMPCD de capacidad disponible de licuefacción de gas, se seleccionó la exploración de los campos Patao, Mejillones (Costa Afuera) con potencial de alcanzar los 800 MMPCD y el Área Mayor de Oficina (Tierra) con potencial de alcanzar los 200 MMPCD para evaluar cada caso planteado.

Tomando en cuenta que todas estas oportunidades presentan costos de explotación (Capex+Opex/GP) menores a los 2,5 USD/MMBTU y aseguran platou de producción por más de 15 años, son una buena muestra de la primera avanzada de proyectos para llenar las necesidades de gas natural que vaya teniendo Trinidad y Tobago en el tiempo con gas natural de Venezuela. Estas dos áreas solo representan unas reservas a explotar de 7,59 BPC durante los 35 años de la licencia a otorgar para el desarrollo de la actividad de producción.

Gráfica 54 Oportunidades para explotación y transporte de gas Natural a Trinidad y Tobago



Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.5.2 EVALUACIÓN DE MODELOS

E.5.2.1 Modelo N°01. Ser socios en la operación de extracción en Venezuela y en la etapa de licuefacción en Trinidad y Tobago.

E.5.2.1.1 Sección Venezuela

Se considera la explotación de los campos Costa Afuera Patao y Mejillones y los Campos en Tierra del Área Mayor de Oficina en Venezuela hasta alcanzar un platou de producción de unos 1.000 MMPCD, desarrollándose en 35 años unos 7, 59 BPC de gas natural, con una inversión de 4.480 MMUSD, unos costos operacionales de 10.248 MMUSD, para un ingreso bruto por ventas de transferencia de gas natural al negocio de Licuefacción en Trinidad y Tobago de 47.370 MMUSD, con pago de regalías de 9.869 MMUSD e impuestos de 8.954 MMUSD.

El resultado económico parcial del modelo en Venezuela tendría un VPN (12%) de 1.745 MMUSD, un TIR de 18,5%, una eficiencia de inversión de 1,44 \$/\$ y un tiempo de pago dinámico de 10,7 años.

E.5.2.1.2 Sección Trinidad y Tobago

Las compras del gas natural a Venezuela ascenderían a los 47.370 MMUSD (7,29 BPC), que con inversiones de 1.200 MMUSD para la adquisición de la propiedad de dos trenes de Atalntic LNG y 600 MMUSD de mantenimientos mayores en 35 años de operación, se tendrían unos costos de licuefacción de 8.745 MMUSD, costos de comercialización de 1.414 MMUSD y costos de transporte marítimo para las colocaciones CIF de 7.069 MMUSD, generando un ingreso por ventas CIF de GNL de 77.760 MMUSD, dejando unos 4.157 MMUSD de aportes fiscales a T&T.

Los resultados económicos parciales de esta operación dejarían al proyecto de licuefacción y comercialización un VPN (12%) de 1.430 MMUSD, un TIR de 25,7%, una Eficiencia de Inversión de 2,08 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 6,7 años.

E.5.2.1.3 Resultado Consolidado

El resultado económico consolidado de los negocios en Venezuela y Trinidad y Tobago arrojaría un ingreso bruto de 77.760 MMUSD, con una inversión total de 6.280 MMUSD, con costos operativos de 27.477 MMUSD, impuestos y regalías de 22.979 MMUSD y dividendos en partes iguales para cada operador de 10.512 MMUSD. El Break Even se alcanza en este negocio cuando el precio CIF de venta de GNL se reduce a 8,96 USD/MMBTU.

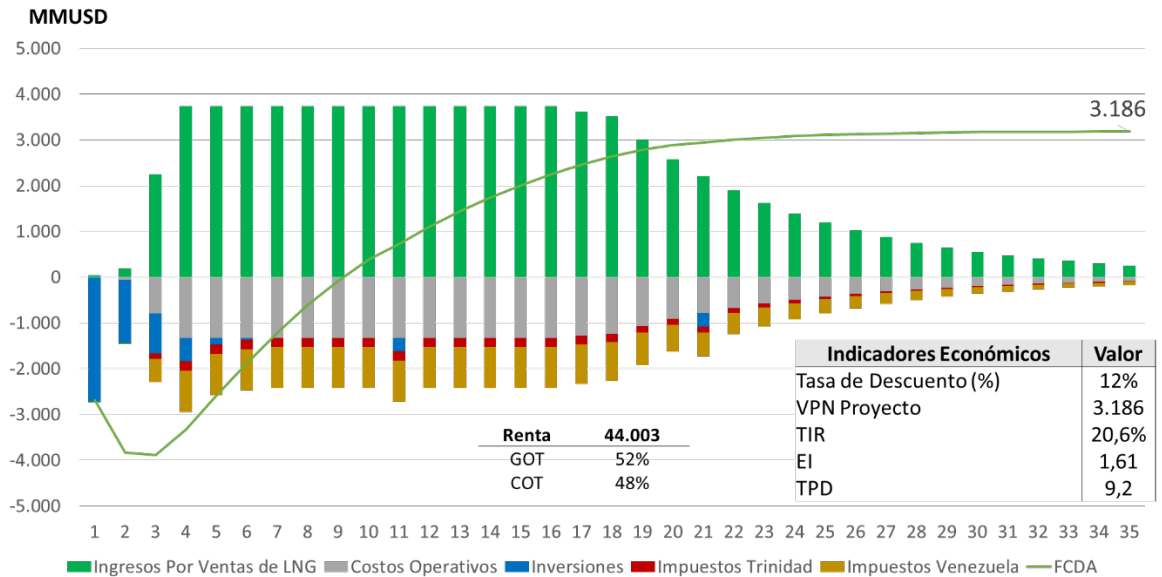
Tabla 18 Distribución del ingreso en el Modelo N°01

\$/MMBTU	Distribución	MMUSD	%
1,40	Regalías de Gas	9.869	13%
0,22	Impuestos Varios	1.563	2%
1,63	ISLR o Corporated Tax	11.547	15%
3,89	Costos Operativos	27.477	35%
0,89	Inversiones	6.280	8%
1,49	Socio A Venezuela	10.512	14%
1,49	Socio B Trinidad	10.512	14%
11,00		77.760	

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Los parámetros económicos del proyecto consolidado representan un VPN (12%) de 3.186 MMUSD, un TIR de 20,6%, una Eficiencia de Inversión de 1,61 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 9,2 años. Resultando una renta neta de 44.003 MMUSD, con un Government Take de 52% y un Contractor Take de 48%.

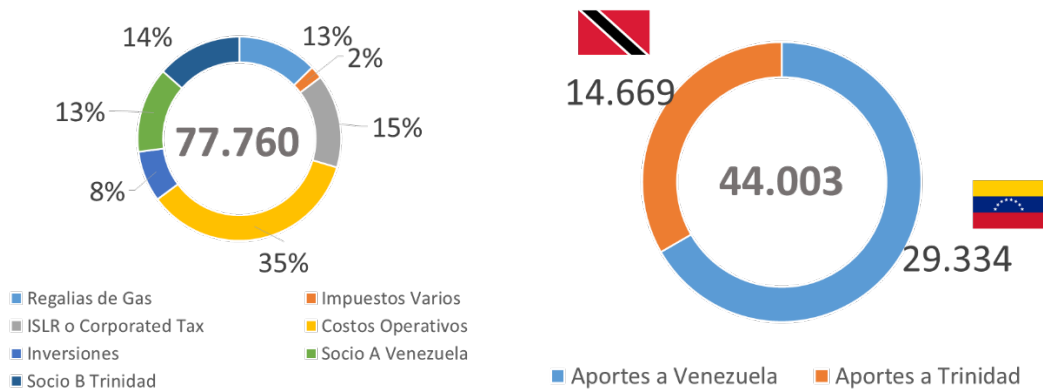
Gráfica 55 Flujo de caja del Modelo N°01



Fuente: Elaboración Propia (2022).

En cuanto a la distribución total de la renta ya sea por dividendos de participación o por los respectivos impuestos de cada uno de los países participantes, se tiene que resultando una renta de 44.003 MMUSD, bajo el Modelo de relación N°01, Venezuela obtendría el 66,5%, mientras que Trinidad y Tobago el 33,5%, sin contar el ingreso que se percibiría por contenido local en la ejecución de las inversiones y costos incurridos para el desarrollo de estos proyectos.

Gráfica 56 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°01



*Valores Expresados en MMUSD

Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.5.2.2 Modelo N°02: Una empresa en Venezuela extrae el gas y paga por los servicios de transporte y licuefacción, pudiendo la empresa que extrajo vender gas natural licuefaccionado.

E.5.2.2.1 Sección Venezuela.

Se considera la explotación de los campos Costa Afuera Patao y Mejillones y los Campos en Tierra del Área Mayor de Oficina en Venezuela hasta alcanzar un platou de producción de unos 1.000 MMPCD, desarrollándose en 35 años unos 7, 59 BPC de gas natural, con una inversión de 4.480 MMUSD, unos costos operacionales de 10.248 MMUSD, para un ingreso bruto por ventas de transferencia de gas natural al negocio de Licuefacción en Trinidad y Tobago de 47.370 MMUSD, con pago de regalías de 9.869 MMUSD e impuestos de 8.954 MMUSD.

El resultado económico parcial del modelo en Venezuela tendría un VPN (12%) de 1.745 MMUSD, un TIR de 18,5%, una eficiencia de inversión de 1,44 \$/\$ y un tiempo de pago dinámico de 10,7 años.

E.5.2.2.2 Sección Trinidad y Tobago

Las compras del gas natural a Venezuela ascenderían a los 47.370 MMUSD (7,29 BPC), se pagaría una tarifa de licuefacción del gas a la empresa Atlantic LNG de 13.118 MMUSD, con costos de comercialización de 1.414 MMUSD y costos de transporte marítimo para las colocaciones CIF de 7.069 MMUSD, generando un ingreso por ventas CIF de GNL de 77.760 MMUSD, dejando unos 3.228 MMUSD de aportes fiscales a T&T.

Los resultados económicos parciales de esta operación dejarían al proyecto de licuefacción y comercialización un VPN (12%) de 1.709 MMUSD, sin los otros elementos económicos ya que no se realizan inversiones sino solo gastos del lado de Trinidad y Tobago.

E.5.2.2.3 Resultado Consolidado

El resultado económico consolidado de los negocios en Venezuela y Trinidad y Tobago arrojaría un ingreso bruto de 77.760 MMUSD, con una inversión total de 4.480 MMUSD, con costos operativos de 31.849 MMUSD, impuestos y regalías de 22.050 MMUSD y dividendos solo para la operadora de Venezuela de 19.381 MMUSD. El Break Even se alcanza en este negocio cuando el precio CIF de venta de GNL se reduce a 8,96 USD/MMBTU.

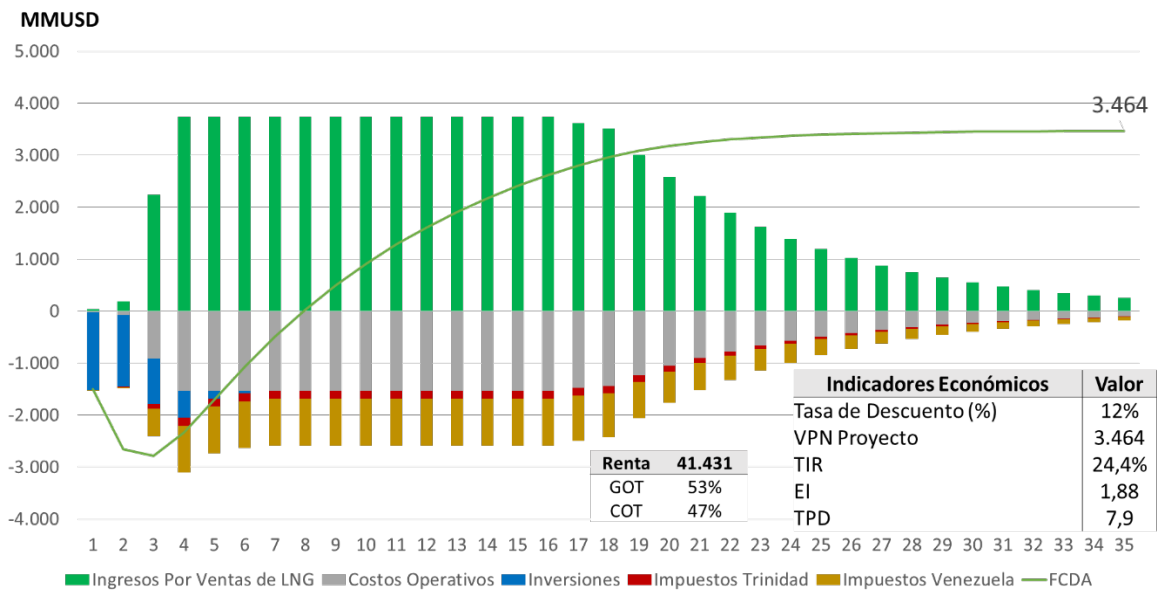
Gráfica 57 Distribución del ingreso en el Modelo N°02

\$/MMBTU	Distribución	MMUSD	%
1,40	Regalías de Gas	9.869	13%
0,22	Impuestos Varios	1.563	2%
1,50	ISLR o Corporated Tax	10.618	14%
4,51	Costos Operativos	31.849	41%
0,63	Inversiones	4.480	6%
2,74	Socio A Venezuela	19.381	25%
0,00	Socio B Trinidad	0	0%
11,00		77.760	

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Los parámetros económicos del proyecto consolidado representan un VPN (12%) de 3.464 MMUSD, un TIR de 24,4%, una Eficiencia de Inversión de 1,88 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 7,9 años. Resultando una renta neta de 41.431 MMUSD, con un Government Take de 53% y un Contractor Take de 47%.

Gráfica 58 Flujo de caja del Modelo N°02

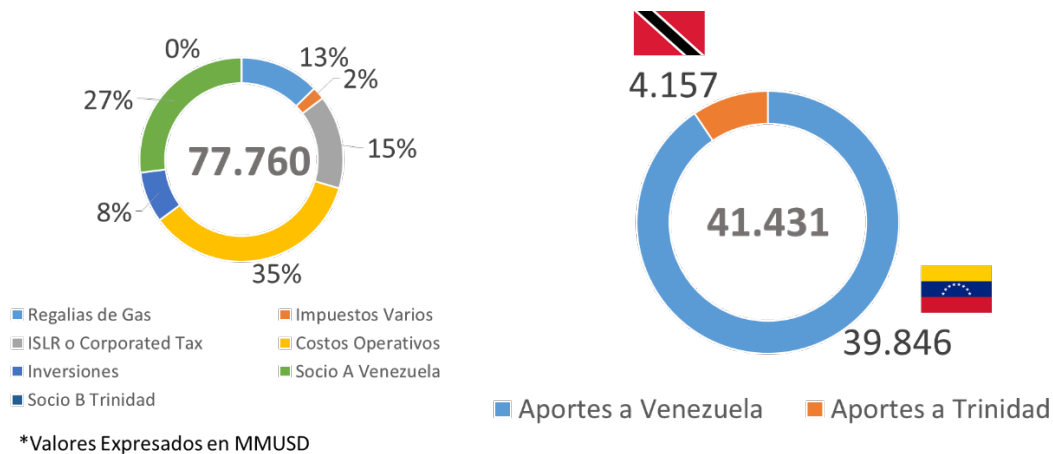


Fuente: Elaboración Propia (2022).

En cuanto a la distribución total de la renta ya sea por dividendos de participación o por los respectivos impuestos de cada uno de los países participantes, se tiene que resultando una renta de 41.431 MMUSD, bajo el Modelo de relación N°02, Venezuela obtendría el 92%,

mientras que Trinidad y Tobago el 8%, sin contar el ingreso que se percibiría por contenido local en la ejecución de las inversiones y costos incurridos para el desarrollo de estos proyectos.

Gráfica 59 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°02



Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.5.2.3 Modelo N°03: La empresa que extrae en Venezuela compra participación en la infraestructura de licuefacción.

E.5.2.3.1 Sección Venezuela

Se considera la explotación de los campos Costa Afuera Patao y Mejillones y los Campos en Tierra del Área Mayor de Oficina en Venezuela hasta alcanzar un platou de producción de unos 1.000 MMPCD, desarrollándose en 35 años unos 7,59 BPC de gas natural, con una inversión de 4.480 MMUSD, unos costos operacionales de 10.248 MMUSD, para un ingreso bruto por ventas de transferencia de gas natural al negocio de Licuefacción en Trinidad y Tobago de 47.370 MMUSD, con pago de regalías de 9.869 MMUSD e impuestos de 8.954 MMUSD.

El resultado económico parcial del modelo en Venezuela tendría un VPN (12%) de 1.745 MMUSD, un TIR de 18,5%, una eficiencia de inversión de 1,44 \$\$ y un tiempo de pago dinámico de 10,7 años.

E.5.2.3.2 Sección Trinidad y Tobago:

Las compras del gas natural a Venezuela ascenderían a los 47.370 MMUSD (7,29 BPC), que con inversiones de 1.200 MMUSD para la adquisición de la propiedad de dos trenes de Atalntic LNG y 600 MMUSD de mantenimientos mayores en 35 años de operación, se

tendrían unos costos de licuefacción de 8.745 MMUSD, costos de comercialización de 1.414 MMUSD y costos de transporte marítimo para las colocaciones CIF de 7.069 MMUSD, generando un ingreso por ventas CIF de GNL de 77.760 MMUSD, dejando unos 4.157 MMUSD de aportes fiscales a T&T.

Los resultados económicos parciales de esta operación dejarían al proyecto de licuefacción y comercialización un VPN (12%) de 1.430 MMUSD, un TIR de 25,7%, una Eficiencia de Inversión de 2,08 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 6,7 años.

E.5.2.3.3 Resultado Consolidado:

El resultado económico consolidado de los negocios en Venezuela y Trinidad y Tobago arrojaría un ingreso bruto de 77.760 MMUSD, con una inversión total de 6.280 MMUSD, con costos operativos de 27.477 MMUSD, impuestos y regalías de 22.979 MMUSD y dividendos para el operador de Venezuela de 21.024 MMUSD. El Break Even se alcanza en este negocio cuando el precio CIF de venta de GNL se reduce a 8,96 USD/MMBTU.

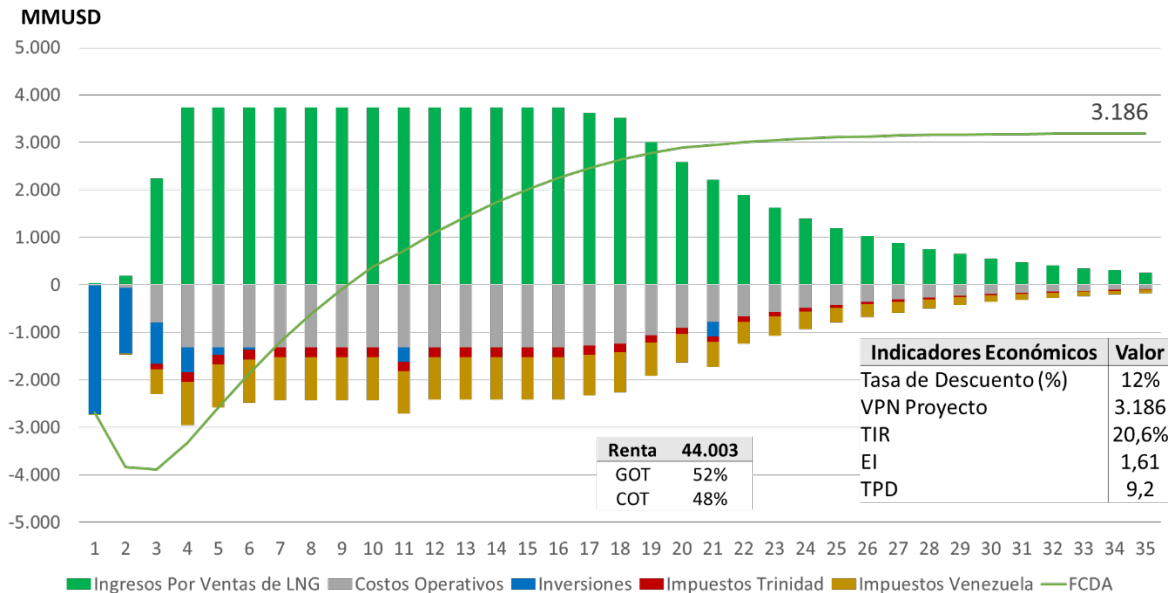
Tabla 19 Distribución del ingreso en el Modelo N°03

\$/MMBTU	Distribución	MMUSD	%
1,40	Regalías de Gas	9.869	13%
0,22	Impuestos Varios	1.563	2%
1,63	ISLR o Corporated Tax	11.547	15%
3,89	Costos Operativos	27.477	35%
0,89	Inversiones	6.280	8%
2,97	Socio A Venezuela	21.024	27%
0,00	Socio B Trinidad	0	0%
11,00		77.760	

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Los parámetros económicos del proyectos consolidado representan un VPN (12%) de 3.186 MMUSD, un TIR de 20,6%, una Eficiencia de Inversión de 1,61 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 9,2 años. Resultando una renta neta de 44.003 MMUSD, con un Government Take de 52% y un Contractor Take de 48%.

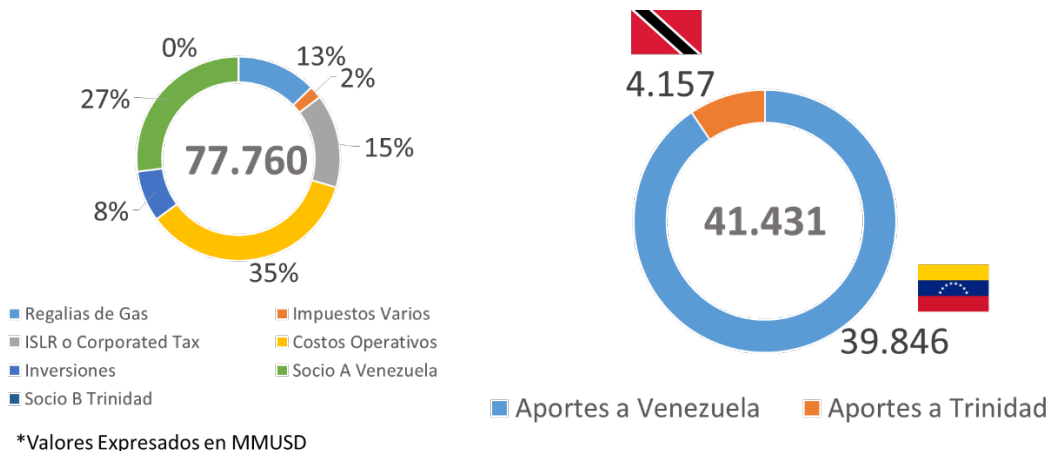
Gráfica 60 Flujo de caja del Modelo N°03



Fuente: Elaboración Propia (2022).

En cuanto a la distribución total de la renta ya sea por dividendos de participación o por los respectivos impuestos de cada uno de los países participantes, se tiene que resultando una renta de 44.003 MMUSD, bajo el Modelo de relación N°03, Venezuela obtendría el 90,5%, mientras que Trinidad y Tobago el 9,5%, sin contar el ingreso que se percibiría por contenido local en la ejecución de las inversiones y costos incurridos para el desarrollo de estos proyectos.

Gráfica 61 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°03



*Valores Expresados en MMUSD

Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.5.2.4 Modelo N°04: Venezuela vende el gas natural a la empresa de Trinidad y Tobago, colocando el gas natural en el sistema de transporte.

E.5.2.4.1 Sección Venezuela

Se considera la explotación de los campos Costa Afuera Patao y Mejillones y los Campos en Tierra del Área Mayor de Oficina en Venezuela hasta alcanzar un platou de producción de unos 1.000 MMPCD, desarrollándose en 35 años unos 7, 59 BPC de gas natural, con una inversión de 4.480 MMUSD, unos costos operacionales de 10.248 MMUSD, para un ingreso bruto por ventas de gas natural metano al negocio de Licuefacción de Trinidad y Tobago de 47.370 MMUSD, con pago de regalías de 9.869 MMUSD e impuestos de 8.954 MMUSD.

El resultado económico parcial del modelo en Venezuela tendría un VPN (12%) de 1.745 MMUSD, un TIR de 18,5%, una eficiencia de inversión de 1,44 \$/\$ y un tiempo de pago dinámico de 10,7 años.

E.5.2.4.2 Sección Trinidad y Tobago

Las compras del gas natural a Venezuela por parte del operador de Trinidad y Tobago, ascenderían a los 47.370 MMUSD (7,29 BPC), que con inversiones de 1.200 MMUSD para la adquisición de la propiedad de dos trenes de Atalntic LNG y 600 MMUSD de mantenimientos mayores en 35 años de operación, se tendrían unos costos de licuefacción de 8.745 MMUSD, costos de comercialización de 1.414 MMUSD y costos de transporte marítimo para las colocaciones CIF de 7.069 MMUSD, generando un ingreso por ventas CIF de GNL de 77.760 MMUSD, dejando unos 4.157 MMUSD de aportes fiscales a T&T.

Los resultados económicos parciales de esta operación dejarían al proyecto de licuefacción y comercialización un VPN (12%) de 2.179 MMUSD, un TIR de 25,7%, una Eficiencia de Inversión de 2,08 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 6,7 años.

E.5.2.4.3 Resultado Consolidado

El resultado económico consolidado de los negocios en Venezuela y Trinidad y Tobago arrojaría un ingreso bruto de 77.760 MMUSD, con una inversión total de 6.280 MMUSD, con costos operativos de 27.477 MMUSD, impuestos y regalías de 22.979 MMUSD y dividendos para el socio de Venezuela de 13.820 MMUSD y para el socio de Trinidad y Tobago de 7.204 MMUSD. El Break Even se alcanza en este negocio cuando el precio CIF de venta de GNL se reduce a 8,96 USD/MMBTU.

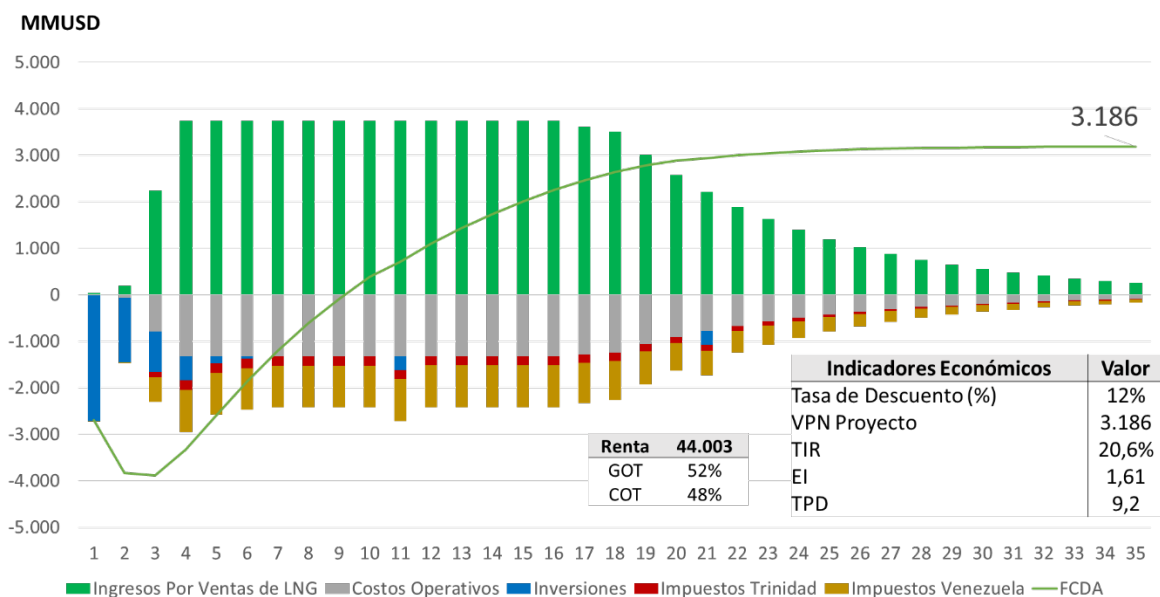
Tabla 20 Distribución del ingreso en el Modelo N°04

\$/MMBTU	Distribucion	MMUSD	%
1,40	Regalías de Gas	9.869	13%
0,22	Impuestos Varios	1.563	2%
1,63	ISLR o Corporated Tax	11.547	15%
3,89	Costos Operativos	27.477	35%
0,89	Inversiones	6.280	8%
1,95	Socio A Venezuela	13.820	18%
1,02	Socio B Trinidad	7.204	9%
11,00		77.760	

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Los parámetros económicos del proyecto consolidado representan un VPN (12%) de 3.186 MMUSD, un TIR de 20,6%, una Eficiencia de Inversión de 1,61 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 9,2 años. Resultando una renta neta de 44.003 MMUSD, con un Government Take de 52% y un Contractor Take de 48%.

Gráfica 62 Flujo de caja del Modelo N°04

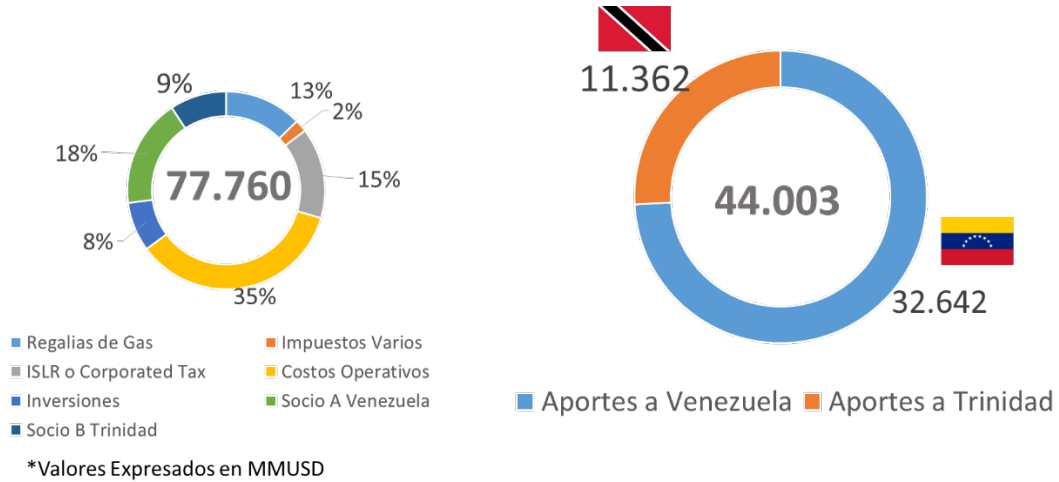


Fuente: Elaboración Propia (2022).

En cuanto a la distribución total de la renta ya sea por dividendos de participación o por los respectivos impuestos de cada uno de los países participantes, se tiene que resultando una renta de 44.003 MMUSD, bajo el Modelo de relación N°04, Venezuela obtendría el 74%,

mientras que Trinidad y Tobago el 26%, sin contar el ingreso que se percibiría por contenido local en la ejecución de las inversiones y costos incurridos para el desarrollo de estos proyectos.

Gráfica 63 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°04



Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.5.2.5 Modelo N°05: Trinidad y Tobago adelanta las operaciones de producción, licuefacción y comercialización.

E.5.2.5.1 Sección Venezuela

Se considera la explotación de los campos Costa Afuera Patao y Mejillones y los Campos en Tierra del Área Mayor de Oficina en Venezuela por parte de un operador 100% de Trinidad y Tobago hasta alcanzar un platou de producción de unos 1.000 MMPCD, desarrollándose en 35 años unos 7,59 BPC de gas natural, con una inversión de 4.480 MMUSD, unos costos operacionales de 10.248 MMUSD, para un ingreso bruto por ventas de gas natural metano al negocio de Licuefacción de Trinidad y Tobago de 47.370 MMUSD, con pago de regalías de 9.869 MMUSD e impuestos de 8.954 MMUSD.

El resultado económico parcial del modelo en Venezuela tendría un VPN (12%) de 1.745 MMUSD, un TIR de 18,5%, una eficiencia de inversión de 1,44 \$/\$ y un tiempo de pago dinámico de 10,7 años.

E.5.2.5.2 Sección Trinidad y Tobago

Las compras del gas natural al Operador de T&T en Venezuela por parte del operador de Trinidad y Tobago, ascenderían a los 47.370 MMUSD (7,29 BPC), que con inversiones de

1.200 MMUSD para la adquisición de la propiedad de dos trenes de Atlantic LNG y 600 MMUSD de mantenimientos mayores en 35 años de operación, se tendrían unos costos de licuefacción de 8.745 MMUSD, costos de comercialización de 1.414 MMUSD y costos de transporte marítimo para las colocaciones CIF de 7.069 MMUSD, generando un ingreso por ventas CIF de GNL de 77.760 MMUSD, dejando unos 4.157 MMUSD de aportes fiscales a T&T.

Los resultados económicos parciales de esta operación dejarían al proyecto de licuefacción y comercialización un VPN (12%) de 1.430 MMUSD, un TIR de 25,7%, una Eficiencia de Inversión de 2,08 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 6,7 años.

E.5.2.5.3 Resultado Consolidado:

El resultado económico consolidado de los negocios en Venezuela y Trinidad y Tobago arrojaría un ingreso bruto de 77.760 MMUSD, con una inversión total de 6.280 MMUSD, con costos operativos de 27.477 MMUSD, impuestos y regalías de 22.979 MMUSD y dividendos para el operador de Trinidad y Tobago de 21.024 MMUSD. El Break Even se alcanza en este negocio cuando el precio CIF de venta de GNL se reduce a 8,96 USD/MMBTU.

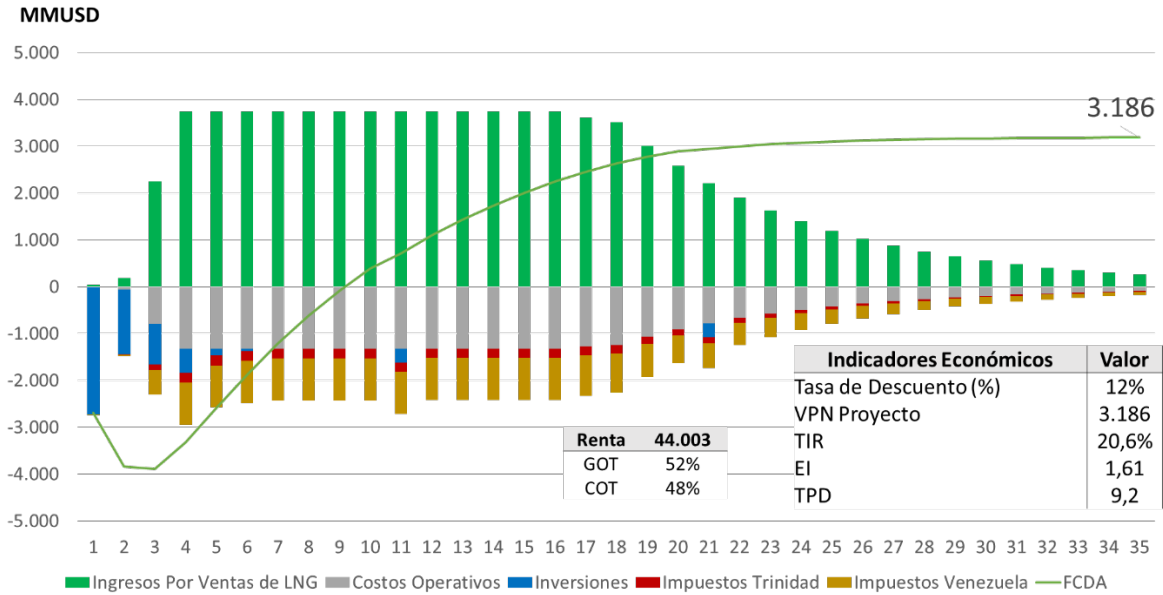
Tabla 21 Distribución del ingreso en el Modelo N°05

\$/MMBTU	Distribución	MMUSD	%
1,40	Regalías de Gas	9.869	13%
0,22	Impuestos Varios	1.563	2%
1,63	ISLR o Corporated Tax	11.547	15%
3,89	Costos Operativos	27.477	35%
0,89	Inversiones	6.280	8%
0,00	Socio A Venezuela	0	0%
2,97	Socio B Trinidad	21.024	27%
11,00		77.760	

Fuente: Elaboración Propia (2022).

Los parámetros económicos del proyecto consolidado representan un VPN (12%) de 3.186 MMUSD, un TIR de 20,6%, una Eficiencia de Inversión de 1,61 \$/\$ y un Tiempo de Pago Dinámico de 9,2 años. Resultando una renta neta de 44.003 MMUSD, con un Government Take de 52% y un Contractor Take de 48%.

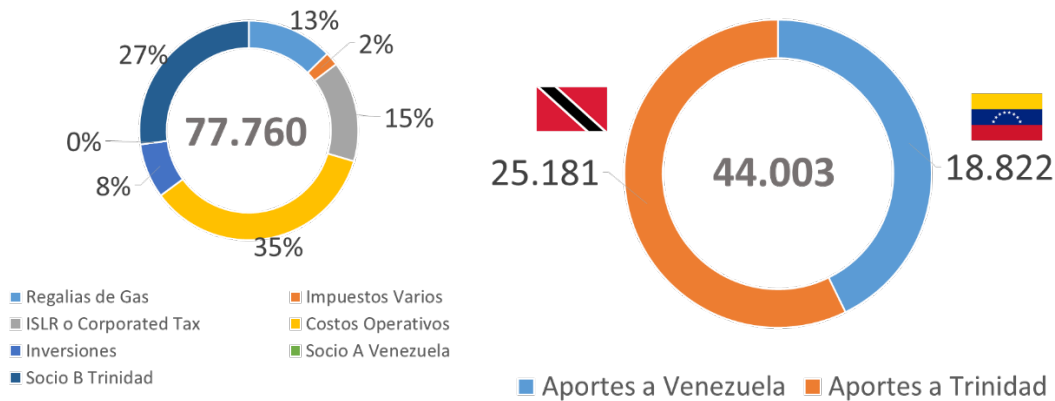
Gráfica 64 Flujo de caja del Modelo N°05



Fuente: Elaboración Propia (2022).

En cuanto a la distribución total de la renta ya sea por dividendos de participación o por los respectivos impuestos de cada uno de los países participantes, se tiene que resultando una renta de 44.003 MMUSD, bajo el Modelo de relación N°05, Venezuela obtendría el 43%, mientras que Trinidad y Tobago el 57%, sin contar el ingreso que se percibiría por contenido local en la ejecución de las inversiones y costos incurridos para el desarrollo de estos proyectos.

Gráfica 65 Distribución del ingreso y de la renta del Modelo N°05



*Valores Expresados en MMUSD

Fuente: Elaboración Propia (2022).

E.5.3 RESUMEN DE MODELOS ANALIZADOS:

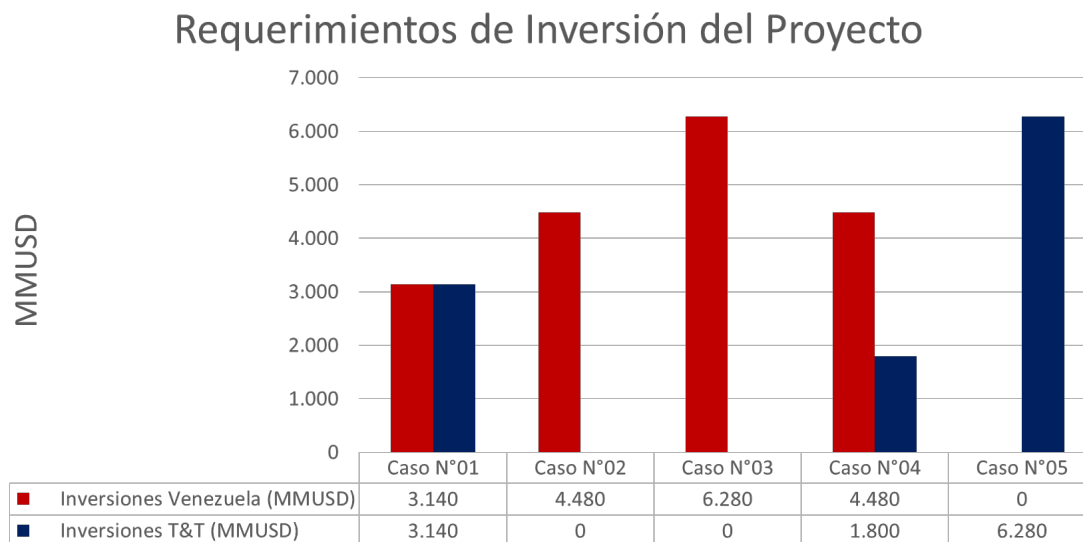
Todos los modelos estudiados de acuerdo a las premisas planteadas en cuanto a inversiones, precios de transferencias, tarifas y costos de operación y comercialización arrojan que son proyectos rentables, con buenos rendimientos económicos en el periodo de evaluación planteado.

Partiendo de este hecho, las diferencias que existen entre los modelos evaluados se basan tanto en el nivel de exposición financiera y de riesgos que está dispuesto asumir cada país, estos niveles a su vez, son proporcionales a la cantidad de ingresos ya sea por dividendos del proyecto o por impuestos que percibiría cada nación, sin contar la adquisición de Know How en las secciones de producción, transporte, licuefacción y comercialización del negocio.

En cuanto a los niveles de inversión requeridos para el proyecto, se puede observar en la Gráfica 66, como para los 4 primeros casos, el Operador de Venezuela participa en las inversiones tanto de producción y licuefacción (Casos 1,3 y 4) o solo producción (Caso 2 y 4), siendo el caso de mayor exposición financiera y de riesgo el caso N°3, donde participa tanto en la producción de gas como en la licuefacción y comercialización del GNL. Las opciones de los casos 1 y 3, son los casos que le garantizan a Venezuela la adquisición global del Know How del negocio de exportación de gas natural vía GNL, el cual a la fecha no lo posee esta nación.

En cuanto a la exposición de Trinidad y Tobago a través de un operador, se da en los casos N° 1, 3 y 5, siendo el caso N°5 el de mayor exposición y riesgo para Trinidad y Tobago, debido a su participación 100% en el negocio de producción, licuefacción y comercialización del gas natural.

Gráfica 66 Requerimientos de Inversión



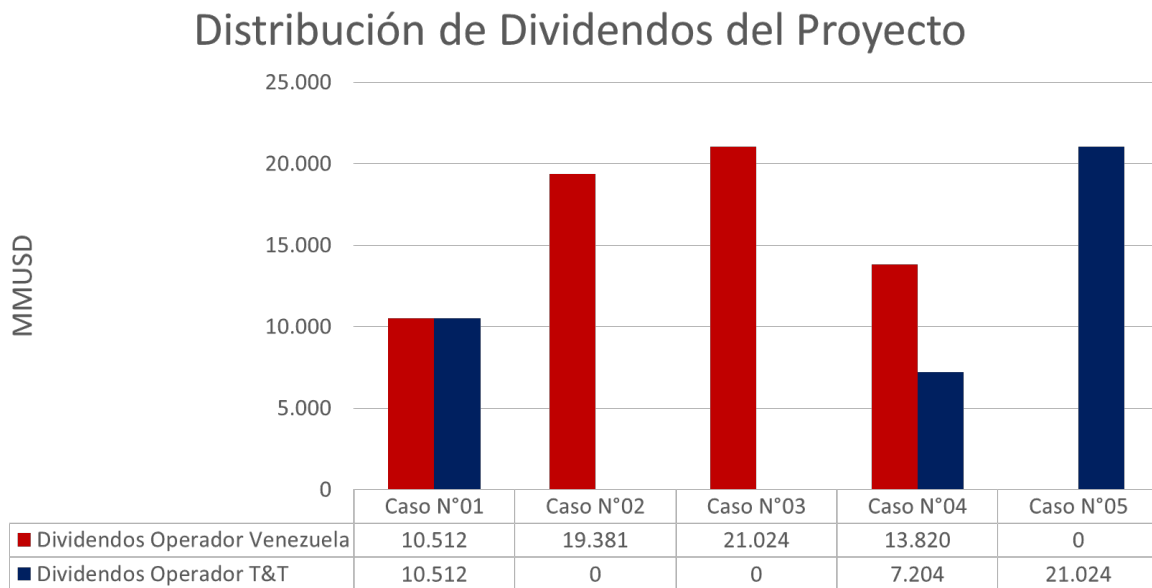
Fuente: Elaboración Propia (2022).

Los dividendos que arrojan los proyectos están directamente relacionados a la proporción de participación de los países en el negocio, la Gráfica 67 muestra como el caso N°3, es el más favorable para un operador de Venezuela y el caso N°5 es el caso más favorable para el operador de Trinidad y Tobago. Esto se debe a que son dos casos extremos de operación 100% de las actividades de producción, licuefacción y comercialización de gas natural por cada país.

Los volúmenes de dinero que por dividendos deja el negocio son importantes, se estaría hablando que la explotación de 7,59 BPC de las reservas en Venezuela durante 35 años, deja utilidades en el orden de los 21.000 MMUSD, con precios de comercialización cercanos o promedio a los 10 USD/MMBTU., lo cual no se encuentra alejado de la realidad, cuando en Europa o Asia, se viene promediando, según publicaciones especializadas como Bloomberg, Reuters, Argus, precios CIF por encima de los 30 USD/MMBTU.

Se debe puntualizar igualmente que estos proyectos gozan de punto de equilibrio (Breack Even Point) de 8,96 USD/MMBTU, lo que los hace muy robustos ante variaciones del mercado mundial, haciéndolos altamente competitivos.

Gráfica 67 Distribución de Dividendos del Proyecto



Fuente: Elaboración Propia (2022).

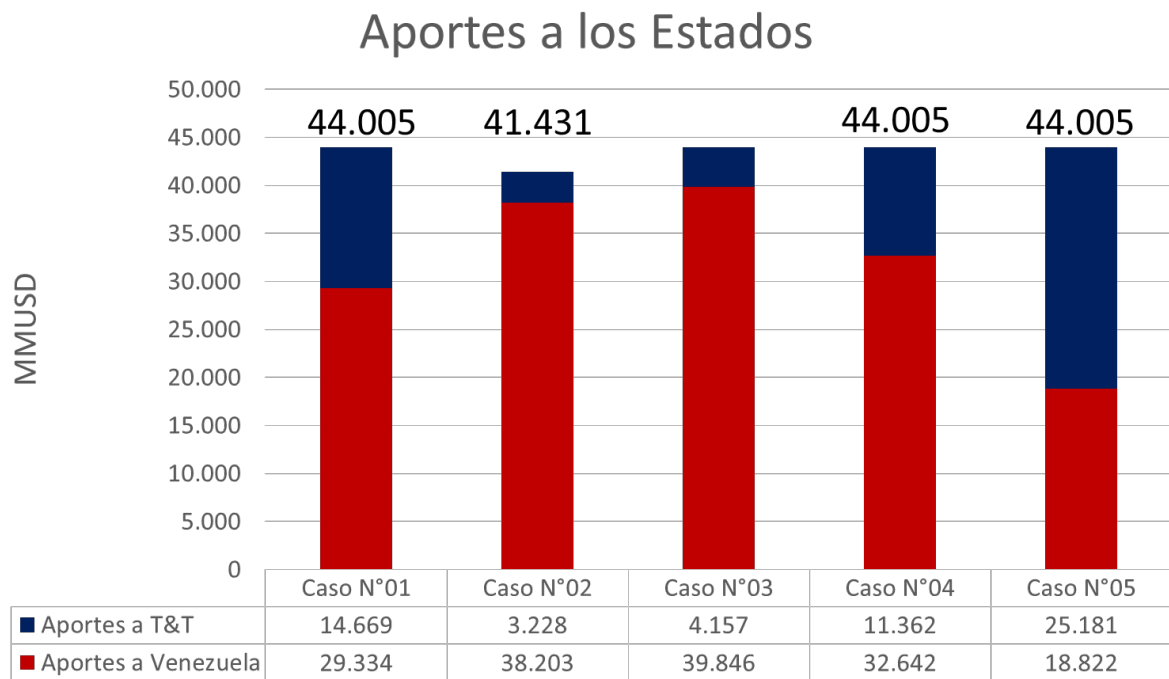
Con respecto a la distribución del ingreso total por país, resultante tanto de la participación del operador nacional en el proyecto como por la estructura fiscal y tributaria de cada uno de los dos países, en la Gráfica 68 se puede observar como el caso N°03, donde un operador de Venezuela Ejecuta las inversiones 100% y toma el riesgo de las actividades de producción, transporte, licuefacción y comercialización del gas natural vía GNL, este país

percibe unos 39.846 MMUSD, un 90,5% de la renta del negocio. Esto se explica en el hecho de que el recurso como tal lo tiene Venezuela y sobre este recaen la mayoría de los impuestos y regalías que tributan al estado venezolano, mientras que del lado de Trinidad y Tobago solo se reportan actividades industriales de licuefacción y se pagan impuestos a la renta de esa actividad, sin participación alguna en los dividendos del negocio.

Con respecto a Trinidad y Tobago, se puede observar que el caso más favorable para este país se presenta en el Caso N°5, donde logra percibir el 57% de la renta, unos 25.181 MMUSD, dejando el resto al estado venezolano solo en forma de impuesto y regalías de la actividad de producción, por 18.822 MMUSD.

El caso que se presenta con mayor equilibrio en la distribución de la renta generada es en el Caso N°01, donde ambas naciones participan por igual en las actividades de producción, licuefacción y comercialización, equilibrando riesgos y aportes financieros, así como contribuyendo al incremento del respectivo Know How de toda la cadena de valor del negocio.

Gráfica 68 Aportes totales de la renta a los Estados



Fuente: Elaboración Propia (2022).

F. CONCLUSIONES Y RESULTADOS

F.1 CONCLUSIONES

- La tendencia del mercado energético global apunta, en la mayoría de los estudios de proyección, a una mayor participación de gas natural en la matriz energética mundial, tanto por ser el combustible fósil de menores emisiones contaminantes como la versatilidad en cuanto a su uso.
 - El comportamiento de los precios actuales del gas natural en países de Europa, Asia y Sur América, constituyen los incentivos suficientes para la ejecución de proyectos de explotación de gas en países con reservas probadas de gas significativos y potencial exportador de excedentes.
 - Venezuela se presenta, con 196 BPC, como el 9° país con mayor cantidad de reservas probadas de gas natural y primero de la región latinoamericana.
 - De las reservas probadas venezolanas, existen unos 61,85 BPC que se encuentran estratégicamente cercanos a trinidad y poseen factibilidad técnica y económica para ser extraídos y transmitidos a este país. Estos volúmenes representan 6 veces las reservas probadas actuales de Trinidad y Tobago.
 - Trinidad y Tobago presenta actualmente infraestructura de licuefacción con capacidades disponibles de hasta 1.000 MMPCD, lo que lo hace una oportunidad de comercialización de las reservas venezolanas.
 - Venezuela y Trinidad y Tobago presentan las ventajas estratégicas suficientes en cuando a cantidad de recursos, geografía, modelos de negocios, esquema fiscal e infraestructura para aprovechar las oportunidades del mercado de comercialización de GNL a nivel global.
 - Todos los modelos o esquemas de negocios analizados presentaron resultados económicos favorables en función de las premisas establecidas.
 - La mayor exposición financiera y de riesgos para Venezuela se presenta en el Modelos N°3 donde participa 100% tanto en la producción de gas como en la licuefacción y comercialización del GNL.
 - Las opciones de los casos 1 y 3, son los casos que le garantizan a Venezuela la adquisidor global del Know How del negocio de exportación de gas natural vía GNL, el cual, a la fecha, no posee esta nación.
-

- La mayor exposición y riesgo para Trinidad y Tobago, debido a su participación 100% en el negocio de producción, licuefacción y comercialización del gas natural, está representada en el Modelo N°05.
- El Modelo N°01 es que distribuye los riesgos y responsabilidad financiera entre ambas naciones de forma más equilibrada.
- El Modelo N°03, donde un operador de Venezuela ejecuta las inversiones 100% y toma el riesgo de las actividades de producción, transporte, licuefacción y comercialización del gas natural vía GNL, es donde este país se ve más favorecido en la distribución de la renta, percibiendo unos 39.846 MMUSD, un 90,5% de la renta del negocio.
- El Modelo N°05 se presenta como el caso más favorable para Trinidad y Tobago, logrando percibir el 57% de la renta, unos 25.181 MMUSD.
- El caso que se presenta con mayor equilibrio en la distribución de la renta generada, es el Caso N°01, donde ambas naciones participan por igual en las actividades de producción, licuefacción y comercialización, equilibrando riesgos y aportes financieros así como contribuyendo al incremento del respectivo Know How de toda la cadena de valor del negocio.

F.2 RECOMENDACIONES

- Recomendar la instalación de un equipo binacional conjunto que estudie los resultados del presente trabajo y determine que tanto se puede implementar y llegar a acuerdos en la materia.
 - Estudiar a fondo las proyecciones de demanda del mercado local y producción de gas en Trinidad y Tobago para determinar el nivel exacto de la brecha y su comportamiento en el tiempo.
 - Implementar programas exploratorios conjuntos en la zona fronteriza entre Venezuela y Trinidad y Tobago para la búsqueda y certificación de reservas de gas natural no asociado.
 - Estudiar el impacto y generación de valor del suministro del gas natural venezolano a otras secciones del mercado local de Trinidad y Tobago (Petroquímica, Electricidad, Domestico, Siderúrgico).
 - Favorecer la ofertar de licitaciones para el desarrollo de las múltiples oportunidades de explotación de gas natural de Venezuela con factibilidad técnica y económica de inyectar hacia trinidad.
 - Fomentar los acuerdos binacionales entre Venezuela y Trinidad y Tobago en cuanto a esquemas fiscales y tributarios que favorezcan la integración energética del recurso y la infraestructura de industrialización.
-

G. RESUMEN EJECUTIVO

El estudio de la factibilidad de integración energética entre Venezuela y Trinidad y Tobago en torno a la explotación y valorización conjunta de las reservas probadas de gas natural constituye la razón de ser del presente trabajo. Trinidad y Tobago cuenta con una capacidad de industrialización del gas natural de 4.268 MMPCD, de los cuales 2.366 MMPCD son de capacidad de producción de GNL, con una producción promedio de 2.800 MMPCD y reservas de 10 BPC le permitirían solo 9,7 años más de valorización de este recurso, por su parte Venezuela cuenta con las 9° reservas de gas natural convencionales del planeta (196 BPC), con 20 BPC de reservas probadas ubicadas costa afuera limítrofes con T&T, pero sin infraestructura instalada que garantice la valorización del mismo en el mercado internacional. Dichas diferencias entre fortalezas y debilidades de ambos países son la principal oportunidad identificada de potencial complementariedad energética para el desarrollo de este trabajo.

El trabajo se centró en desarrollar 5 objetivos. 1. Estudiar en primer lugar el mercado, identificando y cuantificado los principales nichos de colocación de GNL en el mundo, alertando localizaciones favorables para Europa, Sur América y el Caribe; 2. Determinar las capacidades de generación y oportunidades de gas natural en Venezuela, resultando que 61,85 BPC poseen potencial de explotación para ser transportado a T&T. 3. Analizar las capacidades industriales para recibir el gas en T&T, con 1.000 MMPCD firmes en las plantas de GNL para ser usado con gas venezolano al corto plazo. 4. La formulación de los modelos asociativos posibles que involucren ha ambas naciones con diferentes niveles de riesgo, exposición financiera y regímenes fiscales, resultando todos factibles desde el punto de vista técnico y contractual, y 5. A partir de los resultados de las evaluaciones económicas, de los distintos casos de negocios planteados, el escenario que se presenta con mayor equilibrio en la distribución de la renta generada, es el Caso N°01, donde ambas naciones participan por igual en las actividades de producción, licuefacción y comercialización; equilibrando riesgos y aportes financieros así como contribuyendo al incremento del respectivo “Know How” de toda la cadena de valor del negocio, con un ingreso bruto de 77.760 MMUSD, captando una renta neta de 44.003 MMUSD, de los cuales, Venezuela percibiría 29.334 MMUSD (66%) y T&T unos 14.669 MMUSD (34%).

H. BIBLIOGRAFIA

- [1] Álvarez, E., Balbás, J. (2003). El Gas Natural: del Yacimiento al Consumidor. Aprovechamiento y Cadena del Gas Natural Licuado. Cie Inversiones Editoriales Dossat 2000.
 - [2] Aramburu, A., Álvarez, S. (2017). Fletamentos y Explotación de Buques. 14º ed. Instituto Marítimo Español.
 - [3] Baca Urbina, G. (2006). Evaluacion de Proyectos - 5b: Edicion. McGraw-Hill Companies.
 - [4] Beggs, H. D. (1985). *Gas Production Operations*. PennWell Books. bp Statistical Review of World Energy (2021). Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University. London. 70st edition.
 - [5] bp Statistical Review of World Energy (2022). Centre for Energy Economics Research and Policy, Heriot-Watt University. London, UK. 71st edition. 60 p.
 - [6] Brealey, R. A. (2006). *Principios de Finanzas Corporativas*. McGraw-Hill Companies.
 - [7] CORPOVEN (1995). Manual de Inversiones CORPOVEN.
 - [8] International Energy Agency (IEA). (2022). Gas Market Report, Q2-2022. 67p. www.iea.org.
 - [9] International Energy Agency (IEA). (2022). Gas Market Report, Q3-2022. 67p. www.iea.org.
 - [10] *Fluenta, 2018. LNG: what is boil-off gas and what does it do?. Disponible en: <https://www.fluenta.com/lng-boil-off-gas/>*
 - [11] Global Gas Report (2022). Rystad Energy / International Gas Union / Snam. 76 p.
 - [12] EY. (2019). Global oil and gas tax guide.
 - [13] Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, 36793 (1999). http://www.pdvsa.com/images/pdf/marcolegal/LEY_ORGANICA_DE_HIDROCARBUROS_GASEOSOS.pdf.
 - [14] PDVSA (2021). Libro de reservas de Hidrocarburos de Venezuela.
-

- [15] Lyons, William C. (2010). Working Guide to Petroleum Natural Gas Producing Engineering. ELSEVIER, Gulf Professional Publishing. 1st edition. Oxford, UK. 266p.
- [16] Louffat, E., & Graduados, E.D. (2004). Estructura organizacional en red y sus negociaciones en el contexto de alianzas estratégicas.
- [17] Magretta, J., & Stone, N. (2002). *What Management is*. HarperCollins Business.
- [18] Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J. y Wood, D. (2014). Handbook of Liquefied Natural Gas. 1st edition. Oxford. 591p.
- [19] Montes, A. & Sabater, R. (2002): "Alianzas Estratégicas: Modelo para la Gestión del Proceso de Negociación". Revista de Empresa.
- [20] Brandenburger, A., & Nalebuff, B. (2005). Coopetencia. Grupo Editorial Norma.
- [21] Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2011). Generacion de Modelos de Negocio. DEUSTO.
- [22] Paliwal, P. y Yadar, S. (2019). Natural Gas Transmission and Distribution Business. CRC Press Taylor & Francis Group, LLC. Florida, USA. 211 p.
- [23] Poten & Partners. (2015). Trinidad & Tobago Gas Master Plan.
- [24] Basoco, J. R. (1976). Gas natural licuado. Particularidades de su transporte por mar. Subsecretaría de la Marina Mercante.
- [25] Ricart, J. E. (2009). "Modelo de negocio: El eslabón perdido en la dirección estratégica".
- [26] Smil, Vaclav (2015). Natural gas: fuel for the 21st century. John Wiley & Sons, Ltd. 1st edition. UK, 266p.
- [27] Speight, James G. (2018). Handbook of Natural Gas Analysis. ELSEVIER, Gulf Professional Publishing. 1st. Edition. CD&W Inc., Laramie, WY, USA. 544p.
- [28] Speight, James G. (2019). Natural Gas: a basic handbook. ELSEVIER, Gulf Professional Publishing. 2nd edition. CD&W Inc., Laramie, Wyoming, USA 452 p.
- [29] World Shale Resource Assessments. (2013). U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
- [30] Comparar economía países: Venezuela vs Trinidad y Tobago. (2017). Datosmacro. <https://datosmacro.expansion.com/paises/comparar/venezuela/trinidad-tobago>.
- [31] Venezuela. (2017). CEIC. <https://www.ceicdata.com/en/country/venezuela>.
-

