ENTREGA DE INFORMES Y/O PRODUCTOS

CONTRATO Nº DNP-OR-046-18

	DNP
X	**DNPOR**
	DNP MÍNIMA CUANTÍA
	DNPSGR

Nombre del contratista	DELVASTO & ECHEVERRIA ASOCIADOS		
Supervisor	Catalina Rueda Callejas		
Dependencia	Dirección de Infraestructura y Energía Sostenible		
Fecha de Recibo del Supervisor	24/12/2018	**Firma del Supervisor**	Catalina Rueda C

Informe Nº _____ de _____

Producto Nº 4 de 4

Folios 547 + 2 copias

Anexos 1 cd

OBSERVACIONES

DNP

Rad No.: 20186630718232

Fecha: 2018-12-21 14:05:13 Usr. Rad.: FARODRIGUEZ

Asunto: REMITE ENTREGA DE PRODUCTO CUARTO DE CONTRA

Destino: DIRECCION DE INFRAESTRUCTURA Y ENERGIA SOSTE

Exclusivo de Gestión Documental

Delvasto & Echeverría Asociados
Consultores y Consejos En Gas y Energía
NIT. 900.180.908-8

Bogotá D.C., 21 de diciembre de 2018

D&E-CON-DNP-008

DNP
Rad No.: 20186630718232
Fecha: 2018-12-21 14:05:13 Usr. Rad.: FARODRIGUEZ
Asunto: REMITE ENTREGA DE PRODUCTO CUARTO DE CONTRA
Destino: DIRECCION DE INFRAESTRUCTURA Y ENERGIA SOSTE

Doctora
CATALINA RUEDA CALLEJAS
Subdirector de Minas y Energía
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION - DNP
Calle 26 No. 13-19
Bogotá

Asunto: Entrega Producto Cuatro del Contrato de Servicios de Consultoria DNP-OR-0046 *"Estudio de Identificación de las condiciones para el desarrollo de la nueva demanda de gas combustible en Colombia, considerando su papel como combustible de transición en el proceso de descarbonización de la matriz energética, a partir de las condiciones y riesgos para el aseguramiento del suministro y la confiabilidad"*

Respetada Doctora Catalina:

Dando cumplimiento al contrato del asunto, y conforme a los plazos de ejecución de la Consultoría establecidos en el Apéndice B, anexamos a la presente comunicación Producto Cuatro que contiene el Informe Consolidado, Informe Ejecutivo e Infografía, detallado de la siguiente manera:

Informe Consolidado.

- Informe Consolidado Original. Cuatrocientos noventa y nueve (499) folios.
- Informe Consolidado Copia 1. Cuatrocientos noventa y nueve (499) folios.
- Informe Consolidado Copia 2. Cuatrocientos noventa y nueve (499) folios.
- Medio magnético, con archivos editables del Informe Consolidado en formato Word y Excel un (1) CD.

Informe Ejecutivo.

- Informe Ejecutivo Original. Cuarenta y cuatro (44) folios
- Informe Ejecutivo Copia 1.Cuarenta y cuatro (44) folios
- Informe Ejecutivo Copia 2. Cuarenta y cuatro (44) folios
- Medio magnético, con la Infografía y archivos editables del Informe Ejecutivo en formato Word y Excel un (1) CD.

Delvasto & Echeverria Asociados
Consultores y Consejos En Gas y Energia
NIT. 900.180.908-8

Los documentos radicados están de conformidad con la lista relacionada en el Apéndice B del contrato DNP-OR-0046 e incluye respuestas de observaciones CTS.

Muy cordialmente,

GISELA ECHEVERRIA
GERENTE

Anexo: Folder (6) con Mil seiscientos veinte nueve (1629) folios y dos (2) CD

informe ejecutivo:
45 folios en 1 folder
y 2 copias del folder
1 infografia y 1 CD
informe consolidado:
502 folios en 1 folder
y 2 copias del folder
1 CD

ESTUDIO DE IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD.

INFORME EJECUTIVO

D&E-CON-DNP-2018
VERSIÓN A / FECHA 21-12-2018

ELABORÓ: IVÁN GIRALDO GÓMEZ	ELABORÓ: VIVIANA NULE VELILLA	ELABORÓ: GERMAN OSPINA OVALLE
FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018
ELABORÓ: LUIS ROMERO ROMERO	ELABORÓ: GUSTAVO DELVASTO JAIMES	APROBÓ: GISELA ECHEVERRÍA MONTAÑEZ
FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE APROBACIÓN: 21 DE DICIEMBRE 2018

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN. 4

CONTEXTO DE TRANSICION. 6

2.1 INTRODUCCION. 6

2.2 CASOS DE ÉXITO Y LECCIONES APRENDIDAS DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DEL USO DEL GAS APLICABLES EN LA PLANEACIÓN DEL SECTOR EN COLOMBIA. 13

DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA..... 17

3.1 INTRODUCCION. 17

3.2 ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050. 18

3.3 COMPROMISOS EN MATERIA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO_2 A LA ATMOSFERA. 21

3.4 HOJA DE RUTA PARA EL DESARROLLO DE LA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050. 28

4. ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD..... 33

4.1 INTRODUCCION. 33

4.2 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA..... 33

MEDIDAS A IMPLEMENTAR PARA MITIGAR LOS RIESGOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD DE GAS NATURAL EN COLOMBIA. 36

4.3 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GLP EN COLOMBIA..... 39

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: CRECIMIENTO DE USUARIOS ATENDIDOS POR PAÍS EN LATINOAMÉRICA. 15
FIGURA 2: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA POR TIPO DE FUENTE AL 2050. 18
FIGURA 3: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE GASES COMBUSTIBLES EN COLOMBIA PARA EL PERÍODO 2018-2050. 19
FIGURA 4: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SECTORIAL DE GASES COMBUSTIBLES 2018-2050. 20
FIGURA 5: META DE REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 DE COLOMBIA EN LA COP21 23
FIGURA 6: DISTRIBUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO2 POR DIVERSOS SECTORES PRODUCTIVOS EN COLOMBIA A 2015. 25
FIGURA 7: NUEVA DEMANDA DE GASES COMBUSTIBLES EN COLOMBIA PARA EL PERÍODO 2018-2050. 25
FIGURA 8: EMISIONES DE CO2 CALCULADAS PARA LA NUEVA DEMANDA DE GASES COMBUSTIBLES EN COLOMBIA A 2018-2050. 26
FIGURA 9: REDUCCIÓN EN LAS EMISIONES DE CO2 POR LA NUEVA DEMANDA DE GASES COMBUSTIBLES EN COLOMBIA PARA EL PERÍODO 2018-2050. 27

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: ORDEN DE PAÍSES DEL CRUCE DE INFORMACIÓN CONSUMO ENERGÍA VS. PRODUCTIVIDAD. 8
TABLA 2: NÚMERO DE VEHÍCULOS EN USO POR PAÍS SEGÚN OICA. 8
TABLA 3: NÚMERO DE VEHÍCULOS CON GNV EN EL MUNDO. 9
TABLA 4: NÚMERO DE VEHÍCULOS CON AUTOGAS EN EL MUNDO..... 10
TABLA 5: PAÍSES PROPUESTOS PARA LA MUESTRA A ANALIZAR EN EL ESTUDIO. 10
TABLA 6: EMISIONES DE CO2 PARA EL PERÍODO 2013-2017 DE LOS PAÍSES SELECCIONADOS. (MILLONES DE TONELADAS)..... 11
TABLA 7: SÍNTESIS DE ELEMENTOS RELEVANTES DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL ANALIZADA PARA LA PROMOCIÓN DEL USO DE GASES COMBUSTIBLES..... 14
TABLA 8: FACTORES FECOC DE EMISIONES DE CO2. 27
TABLA 9: HOJA DE RUTA DE ACTIVIDADES PARA PROMOCIONAR LA NUEVA DEMANDA DE GASES COMBUSTIBLES. 29
TABLA 10: GASODUCTOS TRONCALES Y RAMALES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL. 35
TABLA 11: RUTAS DEL SISTEMA NACIONAL DE POLIDUCTOS. 41

ANEXO UNICO.

Infografía del estudio.....44

1. INTRODUCCIÓN.

EL DNP realizó durante el periodo septiembre-diciembre de 2018 el estudio denominado "IDENTIFICACION DE LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD." cuya línea de desarrollo principal está contextualizada en la descarbonización de la matriz energética del país a partir de la sustitución de hidrocarburos pesados como el carbón y el petróleo, por hidrocarburos más livianos como los gases combustibles cuya traza de carbono en la atmósfera es menor.

El estudio fue desarrollado en tres fases que contemplaron los siguientes análisis:

1. Contexto de Transición.

Durante esta fase del estudio se realizó la selección de seis países a los que se les realizó una caracterización de la Matriz energética actual y conectado a ella la caracterización y balance de la oferta y demanda de gases combustibles.

El contexto internacional permitió la identificación de Políticas establecidas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, avances en la política de implementación, problemáticas presentadas, mejores prácticas desarrolladas.

Los resultados obtenidos en esta fase fueron parte de los insumos considerados para los análisis desarrollados en las fases dos y tres del estudio.

2. Desarrollo de nueva demanda.

En la segunda fase del estudio se establecieron los escenarios de demanda de gas que incorporan el desarrollo de nueva demanda.

El trabajo incluyó los análisis de las condiciones bajo las cuales sería posible desarrollar los escenarios establecidos previamente.

3. Aseguramiento del suministro y confiabilidad.

El desarrollo de la tercera fase incluyó un análisis de los riesgos de confiabilidad y aseguramiento del suministro que permitiese proponer mecanismos de cobertura.

Se concluyó esta parte del estudio con recomendaciones de política y reglamentación en los aspectos que fue identificada esta necesidad a fin de promover el desarrollo de la nueva demanda con garantía de suministro y confiabilidad.

Este informe ejecutivo presenta la síntesis del estudio y los resultados obtenidos en la consultoría; anexo a este documento se entrega una infografía que ilustra la ruta seguida en los análisis del estudio.

2. CONTEXTO DE TRANSICION.

2.1 INTRODUCCION.

En el marco del estudio para "IDENTIFICAR LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD" y con el objetivo de desarrollar un análisis comparativo del caso colombiano frente a las experiencias de países con amplia trayectoria en el sector de gas combustible, se analizaron seis países que sirvieron para definir, a partir de los resultados obtenidos, un "Contexto de Transición" con una visión clara y actualizada del avance del proceso de descarbonización energética junto con el papel que cumplen los gases combustibles en este proceso.

El "Contexto de Transición" incluyó para su análisis a China, EEUU, Japón, Alemania, Italia y Argentina. Estos países fueron seleccionados teniendo en cuenta los criterios establecidos en el estudio y las enseñanzas significativas que aportan sus experiencias a los factores de análisis requeridos. Los factores de análisis son los siguientes: demanda de energía, desarrollo de nuevas demandas de gas combustible, requerimientos energéticos masivos para la movilidad de carga y pasajeros, políticas públicas y compromisos de tipo internacional para la reducción de emisiones.

A continuación, se detallan los parámetros que se trabajaron para cada país:

- Matriz energética actual.
- Características y balance de la oferta y demanda de gas.
- Políticas establecidas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, avances en la política de implementación, problemáticas presentadas, mejores prácticas desarrolladas, cambios regulatorios implementados, análisis de reglamentación técnica en el marco del acuerdo de la OMC sobre OTC, etc.

- Esquema de transición energética existente.
- Distribución y complementariedad de diversos gases combustibles en la canasta energética del país y rol desempeñado por cada uno de ellos en el proceso de transición.
- Nivel de transición o conversión energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial, sin hacer uso del gas y cuáles fueron las condiciones de ese desarrollo.

Posteriormente, se tomaron como base los resultados de los países seleccionados en el contexto de transición para realizar el análisis comparativo con el caso colombiano. Luego, se desarrolló un diagnóstico con cada uno de estos países sobre los mecanismos implementados para el aseguramiento del suministro y la confiabilidad del sistema, su dimensionamiento, costo de inversión y operación, metodologías de reconocimiento de esos costos, metas de confiabilidad y resultados obtenidos. Finalmente, se revisaron las condiciones de confiabilidad y aseguramiento del suministro en los eslabones de la cadena de gas en Colombia, evaluando los mecanismos disponibles para ello y realizando una descripción de su implementación.

Proceso de selección de los países del Contexto de Transición.

El proceso de selección de los países base del análisis comparativo se desarrolló tomando como partida la lista de los 193 países miembros de la ONU. Luego, con esa lista inicial, se elaboró un cuadro de listas jerarquizas de los primeros 20 países en materia de consumo energético (ubicándolos de mayor a menor) de cada publicación según los reportes especializados en diversos tipos de energéticos. Posteriormente, al cuadro resultante se le agregó la lista presentada en el Informe Global de Competitividad 2017-2018 por el Foro Económico Mundial que califica la competitividad de los países sobre una lista de 12 variables nacionales.

Al hacer el cruce de información entre los diversos listados del cuadro, se encontró que dentro de los primeros veinte países en el Índice Global de Competitividad se encuentran los cinco mayores consumidores de energía en el orden que se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Orden de Países del cruce de información Consumo Energía vs. Productividad.

Orden	País
1o	China
2o	EEUU
3o	Japón
4o	Canadá
5o	Alemania

Fuente: La consultoría.

Al terminar el análisis mediante el primer criterio requerido, se pasó a una revisión adicional del resultado obtenido con respecto a los datos que arrojó la comparación del dato de energía y productividad frente a las cifras reportadas para la movilidad terrestre en cada país, área del estudio que es claramente relevante para el proceso de descarbonización de la matriz energética, considerando el uso de gases como combustibles de transición.

Aunque las organizaciones del transporte a nivel mundial publican una amplia gama de variables estadísticas relacionadas con el desarrollo y con el estado de ese sector en cada país del planeta, las que nos resultaron de gran utilidad para la selección de los países del estudio fueron las presentadas por la International Organization of Motor Vehicle Manufacturers (OICA) con relación al número de unidades vehiculares en uso en cada país (Tabla 2), pues existe una relación directa entre la demanda de energía y las emisiones de CO2 con el número de plantas motrices referidas en esa clasificación por la fuente.

Tabla 2: Número de vehículos en uso por país según OICA.

Orden	País	Millones de Unidades en uso
1o	EEUU	264,19

2o	China	162,84
3o	Japón	77,40
4o	Rusia	51,35
5o	Alemania	48,42

Fuente: La consultoría.

La Tabla 2 referida a los datos más recientes publicados por OICA (2015) en cuanto al número de vehículos en uso, una vez más muestra a EEUU, China, Japón y Alemania dentro de las naciones con más unidades motrices en uso, un aspecto de interés a considerar en el estudio, teniendo en cuenta que une aspectos relacionados con la demanda de energía y el desarrollo del sector transporte.

Como elementos para el análisis, se revisaron adicionalmente las cifras reportadas para gas natural y GLP como carburantes automotores alrededor del orbe con los resultados que se ven en número de unidades por país para el gas natural (GNV) en la Tabla 3 y para el GLP (Autogas) en la Tabla 4.

Tabla 3: Número de vehículos con GNV en el mundo.

Orden	País	Unidades en uso
1o	China	5.350.000
2o	Irán	4.502.000
3o	Paquistán	3.700.000
4o	India	3.078.799
5o	Argentina	2.487.349

Fuente: Informe Anual Promigas 2018.

Cabe resaltar que, la lista de los países con mayor número de vehículos a GNV en el mundo incluye a Italia en el puesto 7 con 1.004.982 unidades y a Colombia en el puesto 8 con 568.264 unidades.

Tabla 4: Número de vehículos con Autogas en el mundo.

Orden	País	Unidades en uso
1o	Turquía	4.440.000
2o	Rusia	3.000.000
3o	Polonia	2.977.000
4o	Ucrania	2.250.000
5o	Italia	2.211.000

Fuente: Autogas Incentive Policies 2017.

Teniendo en cuenta que el estudio tiene especial interés en lo relacionado con el papel del sector transporte en el proceso de disminución de emisiones de carbono a la atmósfera y su clara implicación en el consumo de energía global, el cruce de información permite identificar como países de interés para análisis los que se muestran en la Tabla 5, en la que también se incluye Argentina seleccionado como país de contexto regional Latinoamérica.

Tabla 5: Países propuestos para la muestra a analizar en el estudio.

Orden	País
1o	China
2o	EEUU
3o	Japón
4o	Alemania
5o	Italia
6o	Argentina

Fuente: La consultoría.

Los resultados obtenidos en el proceso de selección, se soportan al verificar que en cada uno de los países de la lista final, existen importantes experiencias de uso de gas combustible. Adicionalmente, la lista cumple con los criterios de alta demanda de energía y alta productividad, y además en dos de los casos

(Alemania e Italia), una oferta de gas y matriz energética similares al caso colombiano.

No obstante lo encontrado en el análisis ya presentado, se realizó un proceso final para contrastar la senda que ha recorrido el grupo de países seleccionados en los procesos de reducción de las emisiones de carbono a la atmósfera teniendo para ello como referente de tiempo para el último lustro comprendido entre 2013 y 2017.

Tabla 6: Emisiones de CO2 para el período 2013-2017 de los países seleccionados. (Millones de toneladas).

País	2013	2014	2015	2016	2017
China	9.204,2	9.206,5	9.163,2	9.113,6	9.232,6
EEUU	5.309,1	5.360,1	5.214,4	5.129,5	5.087,7
Japón	1.274,6	1.231,8	1.196,9	1.180,5	1.176,6
Alemania	795,1	749,4	753,5	765,4	763,8
Italia	350,9	325,9	339,1	339,7	344,0
Argentina	182,5	183,8	183,0	187,3	183,7

Fuente: La consultoría sobre datos del Statistical Review of World Energy - Full Report 2018.

Se puede observar que, con excepción de China para el período 2017/2016, todos los países seleccionados recorrieron una ruta de disminución en las emisiones de CO2 entre el 2013 y el 2017.

El reporte del Global Carbón Project publicado en noviembre de 2017, muestra como una de sus conclusiones relevantes el hecho de que en los países OECD, las emisiones de CO2 por año se han mantenido constantes desde 1990, mientras en los países no miembros el nivel de emisiones se ha incrementado notablemente en la última década (EEUU, Japón, Alemania e Italia al igual que Colombia son miembros OECD).

En el caso de China resulta de interés observar que, aunque no es país OECD el nivel de emisiones de CO2 para el último lustro prácticamente se mantuvo estable, con excepción del período 2017/2016 en el que se registró un incremento

porcentual del 1,6%. Al ser uno de los dos mercados nacionales más importantes del consumo energético mundial y consecuente con las cifras que le sitúan a la cabeza en aplicaciones de interés del estudio (como por ejemplo el GNV y el Autogas), se considera importante analizar la experiencia de China en los procesos de descarbonización de su matriz y el papel de los gases combustibles como energéticos de transición.

En relación a EEUU como el mayor consumidor de gas natural y simultáneamente el segundo mayor consumidor de GLP, además del mayor mercado automotor del planeta, su inclusión en la lista se sustenta por su importancia en el acuerdo de París 2015 y los recientes cambios que se están dando en su gobierno sobre las metas de emisiones pactadas a nivel global.

Por su parte, Japón es el quinto mayor consumidor de gas natural, el quinto mayor consumidor de GLP y posee el tercer mercado automotor del planeta, incluyendo dentro de él una importante proporción de vehículos que usan GLP como carburante automotor. Adicionalmente, Japón es el mayor importador de GNL del mundo, debido a que después del evento catastrófico de Fukushima, ha emprendido un desmonte de sus unidades de generación eléctrica con base nuclear y las ha remplazado con otros energéticos en especial GNL y GLP.

Alemania es el quinto mayor consumidor de energía a nivel mundial y una proporción importante de este consumo, se representa en la demanda de gas natural (del cual es el 7° consumidor mundial); la condición de uno de los cinco mercados automotores más grandes del planeta y su posición como líder de la Comunidad Económica Europea (CEE) en las discusiones sobre el acuerdo del COP 21, hacen que Alemania tenga un conjunto de condiciones ideales para análisis del caso país en el marco del estudio que se desarrolla para Colombia sobre el gas como combustible de transición.

Italia es el último país seleccionado en la muestra debido a su enorme importancia de ser, después de China, el mercado automotor del mundo donde confluye el uso de GNV y Autogas en mayor número de unidades vehiculares. A diferencia de China, los más de tres millones de unidades vehiculares con gas combustible en uso que tiene Italia, se reparten de manera más simétrica entre GLP y GNV como carburantes automotores. Como país miembro OECD y firmante del acuerdo París 15, Italia viene cumpliendo con metas referidas a la descarbonización de su matriz

energética de manera clara y resulta de gran interés ver los procesos con que armoniza la segmentación de los mercados de gases combustibles.

2.2 CASOS DE ÉXITO Y LECCIONES APRENDIDAS DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DEL USO DEL GAS APLICABLES EN LA PLANEACIÓN DEL SECTOR EN COLOMBIA.

La experiencia internacional analizada a partir de los países de la muestra permitió identificar elementos específicos que pueden tomarse en cuenta durante el diseño de medidas de promoción de los gases combustibles como elementos de transición hacia el uso de energías renovables en la ruta de descarbonización energética en Colombia; los aspectos identificados para cada país están referidos al análisis de los siguientes tópicos en cada país:

- Matriz energética actual para cada uno de los países seleccionados, en el marco del contexto internacional.

- Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición, en el marco del contexto internacional.

- Esquema de transición energética existente, en el marco del contexto internacional.

- Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición, en el marco del contexto internacional.

- Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial, en el marco del contexto internacional.

- Análisis comparativo del caso colombiano con los resultados del análisis realizado sobre los países seleccionados.

- Diagnóstico de los mecanismos implementados para el aseguramiento de suministro y confiabilidad del sistema.

En la Tabla 7 se relacionan los elementos relevantes de cada país analizado, con el fin de que la experiencia en el contexto internacional revisado, al igual que las lecciones aprendidas del caso colombiano, se tomen como entradas del análisis de las políticas, planeación e incentivos que puede usar el país para la definición de medidas de promoción de los gases combustibles a futuro.

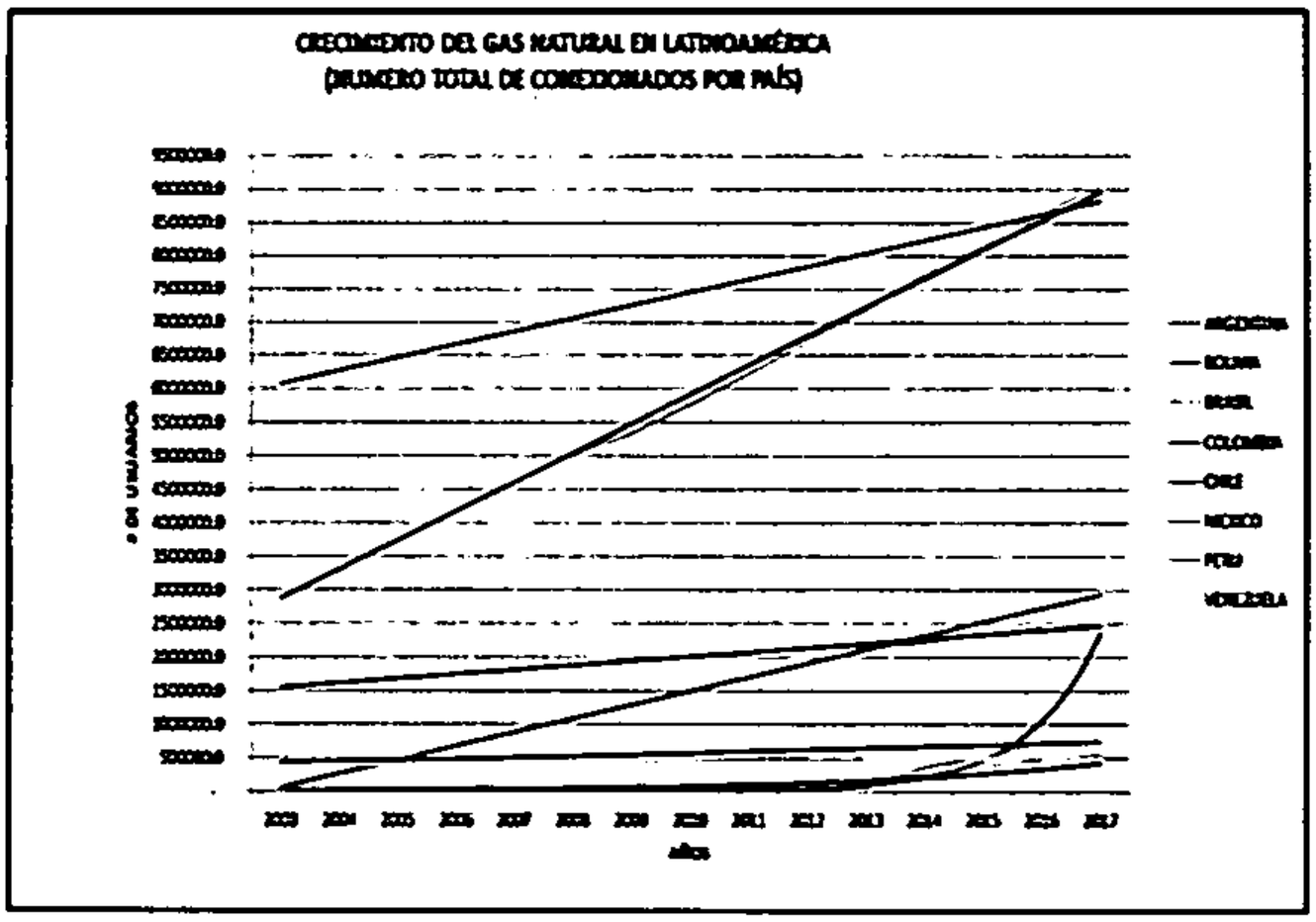
Tabla 7: Síntesis de elementos relevantes de la experiencia internacional analizada para la promoción del uso de gases combustibles.

PAÍS	TIPO GAS	SECTOR	ELEMENTO APLICABLE DE LA EXPERIENCIA PAÍS
CHINA	Gas Natural	Residencial	Proyectos de masificación con gas natural en zonas rurales mediante gasoductos y mediante sistemas de almacenamiento para abastecer la última milla a través de estaciones de abastecimiento con tanques para GNC, GNL y GLP.
	Gas Natural y GLP		Eficiencia energética para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes mediante la sustitución directa de carbón y petróleo por gas natural y/o GLP.
	Gas Natural	Residencial	Ampliación del uso de tecnologías más eficientes como los bombas de calor en edificaciones para remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.
	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización del gas natural como activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
	Gas Natural	-	Uso de plantas de generación a gas natural para atender los picos de demanda (peak-shaving), y en combinación con generación solar y eólica, para aumentar la estabilidad de su generación.
[redacted]	Gas Natural y GLP	Todos los Sectores	Alianza público privadas para promover el uso de combustibles alternativos y de bajas emisiones.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Obligación para vendedores de vehículos con combustibles alternativos (AFV) de etiquetar información sobre el combustible.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Recursos financieros para entidades gubernamentales a nivel local, estatal y federal, entidades del sector educativo, y de transporte público, para investigación, demostración y desarrollo de proyectos de vehículos de transporte público de bajas o cero emisiones.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Certificación de cumplimiento de estándares ambientales para vehículos convertidos a GLP, GNC, GNL, metano, etanol y otros.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Definición de corredores en sitios estratégicos a lo largo de los principales ortopistas para mejorar la movilidad en vehículos con combustibles alternativos.
JAPÓN	Gas Natural y GLP	Todos los Sectores	Utilización de gas natural como un activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
	Gas Natural y GLP		Fortalecimiento en 2016 de la Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) para ampliar su función de proveer incentivos de capital de riesgo a compañías nacionales de desarrollo en el upstream.
	[redacted]	Todos los Sectores	Energía del hidrógeno para el futuro: i) Expandir el uso de vehículos de celdas de hidrógeno, estaciones de carga de hidrógeno, y Eco-Farms (en desarrollo); ii) Introducir generación eléctrica a gran escala con base en hidrógeno (2030); y iii) Establecer un sistema de suministro de hidrógeno libre de emisiones de CO2 (2040).
	Gas Natural	Transporte	Incentivos consistentes en la eliminación de impuestos y reducción del precio de adquisición para vehículos pesados y buses a gas natural comprimido e híbridos, tanto de fábrica como convertidos.
	Gas Natural	Transporte	Estudio por parte de MLIT sobre medidas para incentivar el uso de vehículos de carga pesada con GNL por sus ventajas de mayor densidad energética y mayor autonomía, además de la posibilidad de utilizar los motores de GNC con GNL.
ALEMANIA	Gas Natural y GLP	[redacted]	Eficiencia energética para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes, mediante la sustitución directa de carbón y petróleo por gas natural y/o GLP.
	Gas Natural	Residencial	Ampliación del uso de tecnologías más eficientes, como los bombas de calor en edificaciones, para remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.
	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización del gas natural como un activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
ITALIA	Gas Natural y GLP	[redacted]	Eficiencia energética para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes, mediante la sustitución directa de carbón y petróleo por gas natural y/o GLP.
	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización del gas natural como un activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
	Gas Natural	Residencial	Ampliación del uso de tecnologías más eficientes como los bombas de calor en edificaciones, para remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.
	GLP	Transporte	Italia es el segundo mayor mercado europeo de GLP y el quinto a nivel mundial. El consumo de Autogas se disparó hacia 2016 gracias a incentivos tributarios, incentivos para la compra y conversión de vehículos, y medidas para incentivar los vehículos eco-amigables.
ARGENTINA	Biogas	[redacted]	Ley 27.191 de octubre de 2015 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con el objeto de incrementar a un 8% la participación de las energías renovables en la generación y consumo de energía eléctrica a 2018, y a un 20% para 2025, lo que representa agregar 10.000 MW de generación con fuentes renovables, en un periodo de 10 años.
	Biogas	[redacted]	Ley 27.191 mediante el Decreto 531 de 2016 y Resoluciones 71 y 72 del Ministerio de Energía y Minería. En julio de 2016, se lanzó la Ronda 1 del programa RenovAr, con una primera subasta por 1000 MW distribuidos por tecnología así: 600 MW para eólica, 300 MW para solar fotovoltaica, y 100 MW distribuidos así 65 para biomasa, 15 para biogás y 20 para Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (PAH).

Fuente: La consultoría.

El hito alcanzado por Colombia en 2016 al convertirse en el país de Latinoamérica con mayor número de usuarios atendido por las redes de gas natural (Figura 1) es indiscutible y resulta de una clara visión de cómo armonizar la Política Publica con la gestión privada en procesos de cofinanciación en infraestructura y aplicación de subsidios.

Figura 1: Crecimiento de usuarios atendidos por país en Latinoamérica.



Fuente: La Consultoría con datos MME, OSINERG, AGN, Enargas, ANH Bolivia.

Esta experiencia soportada en cifras muy satisfactorias de los resultados logrados por el sector gas en Colombia, ha sido referente en todo orden para países vecinos y ha permitido que las compañías del país sean recibidas con los brazos abiertos como inversionistas en los Planes de Masificación de gas natural que se desarrollan en la región.

Otro segmento de consumo en el que la Política Publica aplicada por Colombia ha tenido una magnifica ejecutoria es en el uso de GNV, que ha permitido mitigar la

demanda de combustibles líquidos y convertir un importante parque vehicular al uso del gas natural aportando grandes beneficios económicos a los consumidores del combustible y creando gran número de puestos de trabajo en una actividad productiva que antes de 2003 era prácticamente inexistente.

Los 568 mil vehículos y las más de 800 Estaciones de Servicio que están operando en el país han creado una demanda de gas natural que tiene una dinámica irreversible y que posiciona a Colombia como uno de los primeros diez países a nivel mundial en la industria del GNV, aportando con ello el indiscutible beneficio que significa disminuir la huella de carbono en las emisiones a la atmosfera.

Casos de éxito del sector GLP en Colombia.

El cambio del marco regulatorio para la cadena del GLP en Colombia aún tiene efectos en el mercado interno de energía del país y se podría afirmar que, todavía se encuentran en etapa de evaluación; sin embargo, no es prematuro afirmar que la transformación de la actividad en un negocio totalmente formal cuyo desarrollo futuro esta signado por la planificación y control actual del recurso energético, es la primera ganancia de un país que estuvo por décadas sujeto a medidas provisorias y emergentes para balancear la oferta y la demanda del energético.

Un beneficio adicional que se ha tenido con la formalización de las actividades en la cadena de suministro del GLP en el país, ha sido la generación de nuevos puestos de trabajo requeridos para el desarrollo tecnificado del sector; lo anterior es especialmente importante debido a su efecto en el cumplimiento de más altos estándares en la calidad de la prestación del servicio a la población beneficiada.

Como caso de estudio, se debe registrar el inusitado éxito que viene teniendo la ampliación de la cobertura del servicio del GLP por redes en áreas del país con nulo o difícil acceso a gasoductos de gas natural, experiencia que según las cifras del Ministerio de Minas para el segundo trimestre de 2018 ya suma un total de 92.642 usuarios conectados en más de 100 municipios.

Al igual que con los otros gases combustibles, resulta de enorme valor la contribución que el uso del GLP aporta a las metas de Colombia en la disminución de contaminantes por la sustitución de otros combustibles fósiles.

3. DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA.

3.1 INTRODUCCION.

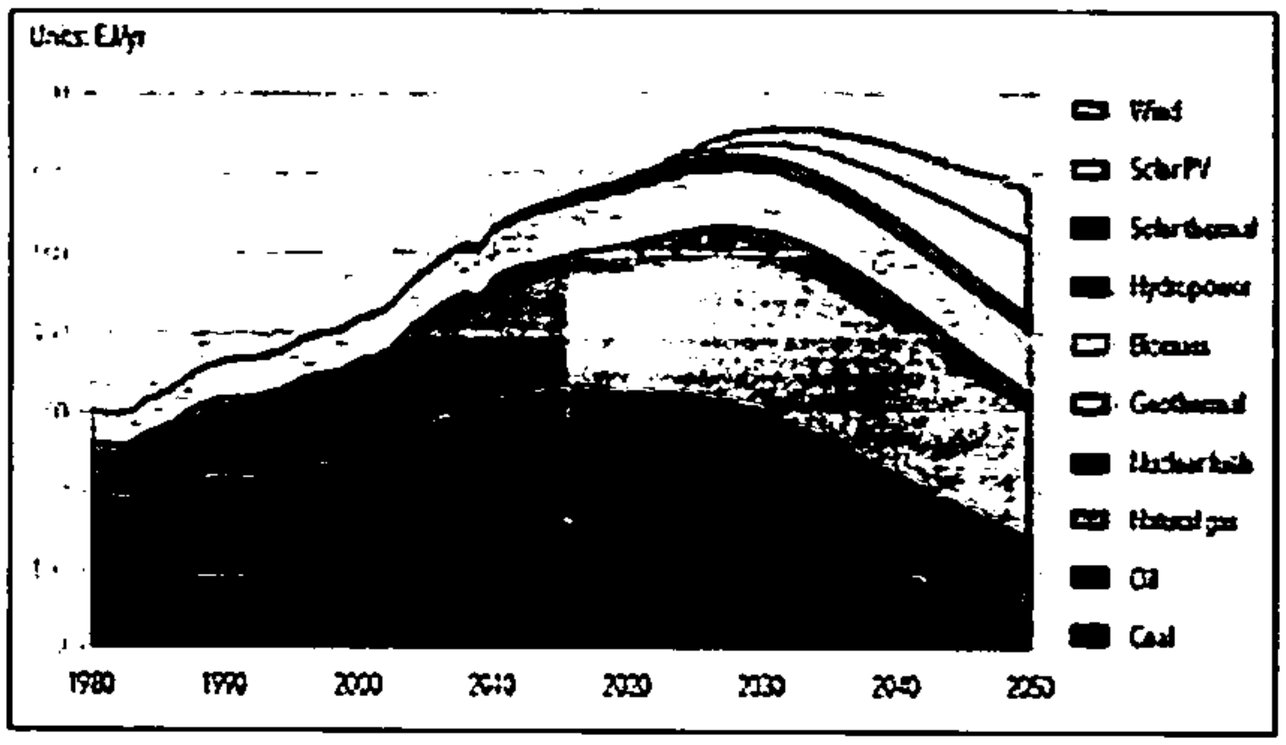
Para la proyección de la demanda de gases combustibles prevista en el estudio, se recibieron de manera formal a través del DNP, las bases de cálculo actualizadas, que la UPME tiene desarrolladas, para gas natural y GLP, correspondientes al "Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural" publicado en julio de 2018 y al "Plan indicativo de abastecimiento de GLP" publicado en octubre de este año.

De conformidad con el plan de trabajo de la consultoría, el día 24 de octubre de 2018, fue realizado un taller de prospectiva de la demanda de gas combustible que contó con la participación de los principales agentes de la cadena de suministro del gas natural y de la cadena de suministro del GLP. Los resultados que se obtuvieron en el taller fueron usados para el análisis de sensibilidad de las cifras de proyección de la UPME y bajo este análisis, se plantearon los escenarios de corto, mediano y largo plazo de la demanda de gas combustible en Colombia que se encuentran en este informe.

Los escenarios de tiempo definidos para el análisis, se establecieron siguiendo los resultados obtenidos en el panel de expertos del taller y sobre ellos, se realizó la revisión de cifras UPME, incorporando las notas y/o ajustes surgidos del análisis del equipo consultor.

Para los escenarios de corto y largo plazo, se identificaron los principales hitos del sector gas en esos períodos, con énfasis en la demanda en el sector transportador de GNL, GLP y GNV. Para los escenarios de largo plazo, se planteó un ajuste a todas las proyecciones sectoriales, considerando la visión de descarbonización de la matriz energética y el análisis de investigadores que predicen a nivel mundial, el decrecimiento del uso de combustibles fósiles durante un período que abarca hasta el 2050.

Figura 2: Proyección de la demanda mundial de energía primaria por tipo de fuente al 2050.



Fuente: Energy Transition Outlook, DNV [1]2018.

La Figura 2, propuesta por DNV como su visión futura de la demanda energética mundial, ilustra lo que está definido como el convencimiento de que "Hay muchas señales de que la industria de la energía está al borde de un profundo cambio", perspectiva que no puede ser ignorada por nuestro país en la mirada prospectiva del sector.

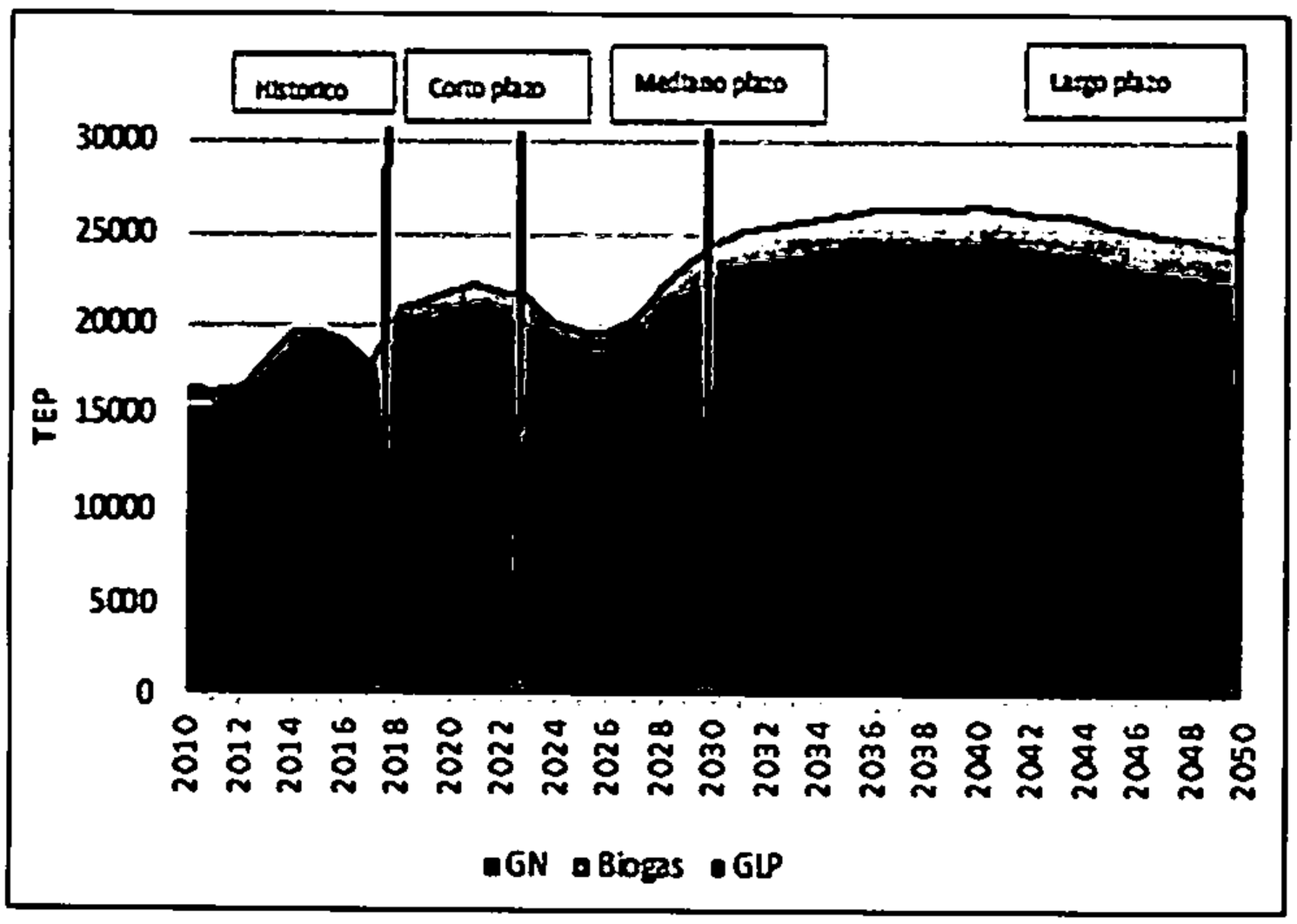
3.2 ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050.

En el marco de este estudio, se desarrolló una proyección de la nueva demanda de gases combustibles en Colombia a 2050 (Figura 3), considerando como tendencia para el corto plazo los datos históricos del sector registrados por la UPME, para el mediano plazo las proyecciones de la misma entidad en los planes de desarrollo sectoriales (gas natural y GLP), conectados con un largo plazo que recoge una mirada prospectiva de la demanda para esa época bajo los supuestos

[1] Det Norske Veritas (DNV) es una sociedad de clasificación de ámbito mundial con sede en Noruega fundada en 1864 que desarrolla trabajos de investigación sobre la evolución del consumo energético mundial; en 2018 publicaron el Energy Transition Outlook 2018 - A global and regional forecast to 2050.

de descarbonización de la matriz energética que han sido planteados por investigadores, como los de DNV en sus trabajos más recientes.

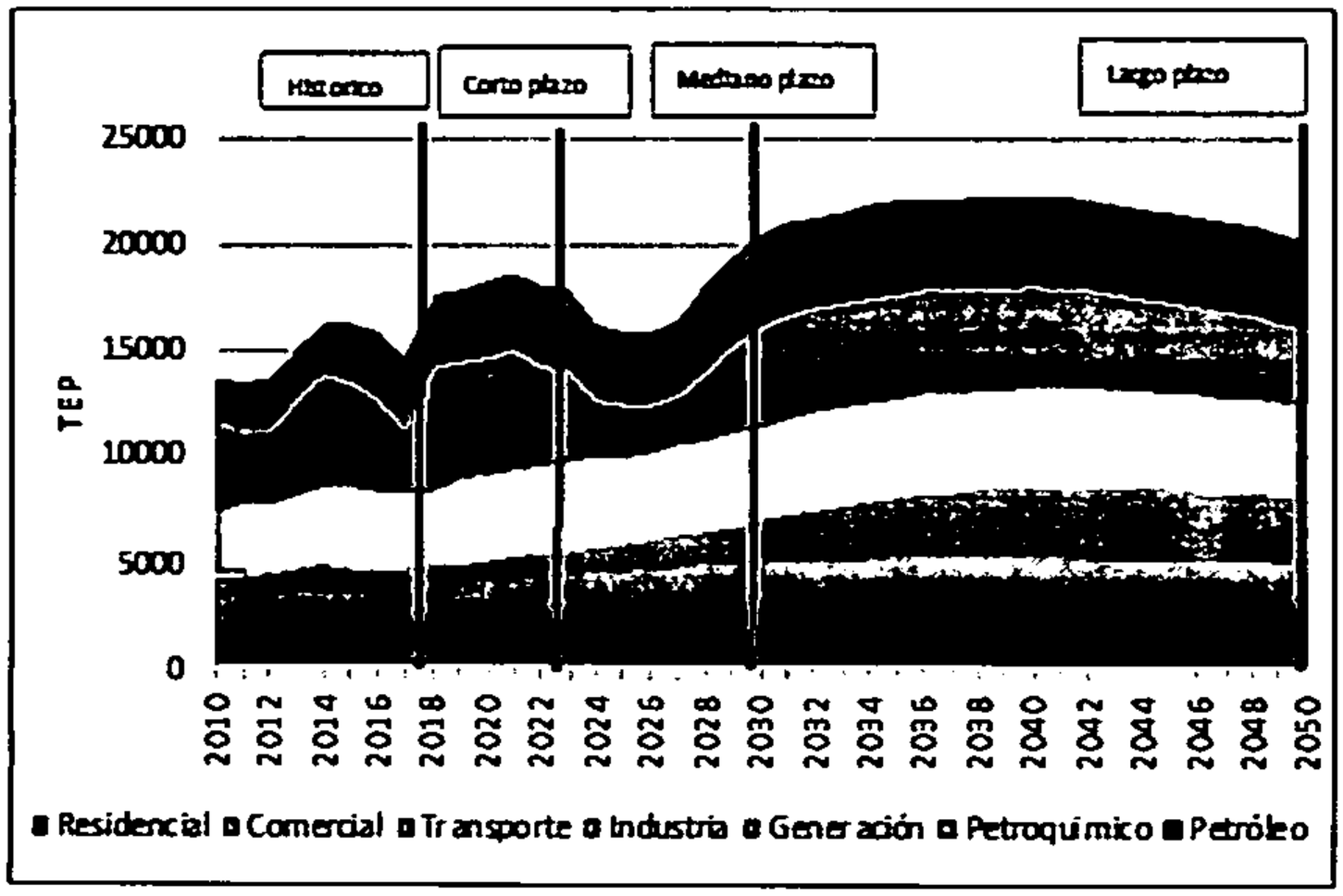
Figura 3: Proyección de la demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos UPME.

La proyección de la demanda ha considerado como supuestos que entre 2018 y 2023 el consumo de gases combustibles crece un promedio anual del 3,13%; en el período posterior al 2023, crece a una tasa promedio de 1,87% y en el largo plazo (2030- 2050), se contrae a -0,09% en promedio anual.

Figura 4: Proyección de la demanda sectorial de gases combustibles 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos UPME.

También se desarrolló la proyección de la demanda clasificada por sectores productivos que consumen gases combustibles en sus procesos (Figura 3). Los resultados obtenidos plantean que la cadena del gas natural suplirá una demanda con un crecimiento promedio anual del 3,25% entre el 2018 y el 2023. Para el período entre 2023 y 2030, esta demanda proyectada crecerá un 1,25% anual y entre 2030 y 2050, decrecerá con una tasa promedio anual del -0,17%. En cuanto a la demanda calculada de GLP, se prevén crecimiento promedio anuales del 1,47%, 3,45% y 0,16% para los períodos del 2018 al 2023, 2023 al y 2030 al 2050 respectivamente.

Para llegar a esta proyección, se tomaron en cuenta diversos factores como: el propósito de la proyección, la información disponible para desarrollar las técnicas de pronóstico existentes y el conocimiento experto sobre el comportamiento del mercado de gas. En tal sentido, como se mencionó anteriormente, se analizaron las proyecciones vigentes del ente planeador de Colombia, quien en este caso es la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, los estudios de caracterización

del consumo energético realizados por la UPME para los sectores de estudio, el comportamiento histórico del consumo de gases combustibles, así como también, se identificó la disponibilidad de nuevos "drivers" o indicadores que señalaran el comportamiento del consumo energético en cada sector final.

De acuerdo con los factores anteriormente mencionados, se optó por revisar el comportamiento de la proyección planteada por la UPME, haciendo validaciones sobre sus tendencias con los drivers identificados, realizando ajustes en las tendencias en los sectores donde el Equipo Consultor encontró viables comportamientos alternativos (mencionados en particular para cada sector en los respectivos apartes) para luego llevar la proyección al horizonte de tiempo definido

Una vez obtenida una proyección al 2050, se procedió con criterio experto en un modelo de corte analítico, empleando combinaciones de técnicas de forma muy similar a las metodologías empleadas por reconocidos programas como LEAP (the Long-range Energy Alternatives Planning System) y otros en cuanto a proyectar vía drivers y/o ENPEP (Energy and Power Evaluation program), a proyectar vía una función logística que parametrice las condiciones de mercado, una sensibilidad al cambio y tiempo de respuesta de los usuarios y así, plasmar consideraciones sobre cómo puede ser el aporte del consumo en cada sector para la reducción de emisiones.

3.3 COMPROMISOS EN MATERIA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO_2 A LA ATMOSFERA.

El papel de los gases combustibles en el contexto de transición energética hacia nuevas energías ha resultado decisivo en los países de la muestra analizados en este estudio y por ello, es necesario referir las tendencias identificadas en la participación de los gases combustibles dentro del proceso de descarbonización de estas economías a nivel global, tendencias que igualmente apuntan al objetivo de combatir los efectos negativos del cambio climático.

- En Colombia continúa el proceso para desarrollar elementos de la estrategia de implementación del Autogas, GNV y GNL en el sector transporte, como vía para facilitar la descarbonización de sus usos energéticos, específicamente en cuanto a incentivos para la incorporación de nuevos vehículos que usen estos combustibles. En los casos de Italia y Argentina, existen políticas de soporte a

los gases combustibles mediante incentivos fiscales dentro de la estructura de precios de los combustibles, ya sea a través de exenciones o a través de tarifas reducidas de impuestos al combustible (exice taxes), y también con la clasificación del gas natural y el GLP como combustibles de bajas emisiones para efectos de la asignación de este tipo de beneficios. Por el momento en Colombia, las políticas en materia de transporte apuntan a la modificación del parque de transporte mediante la promoción de la vinculación de vehículos de "bajas emisiones": como el GNV, el GNL o el GLP y de "cero emisiones": que en esencia corresponderían al uso de la electrificación en el transporte.

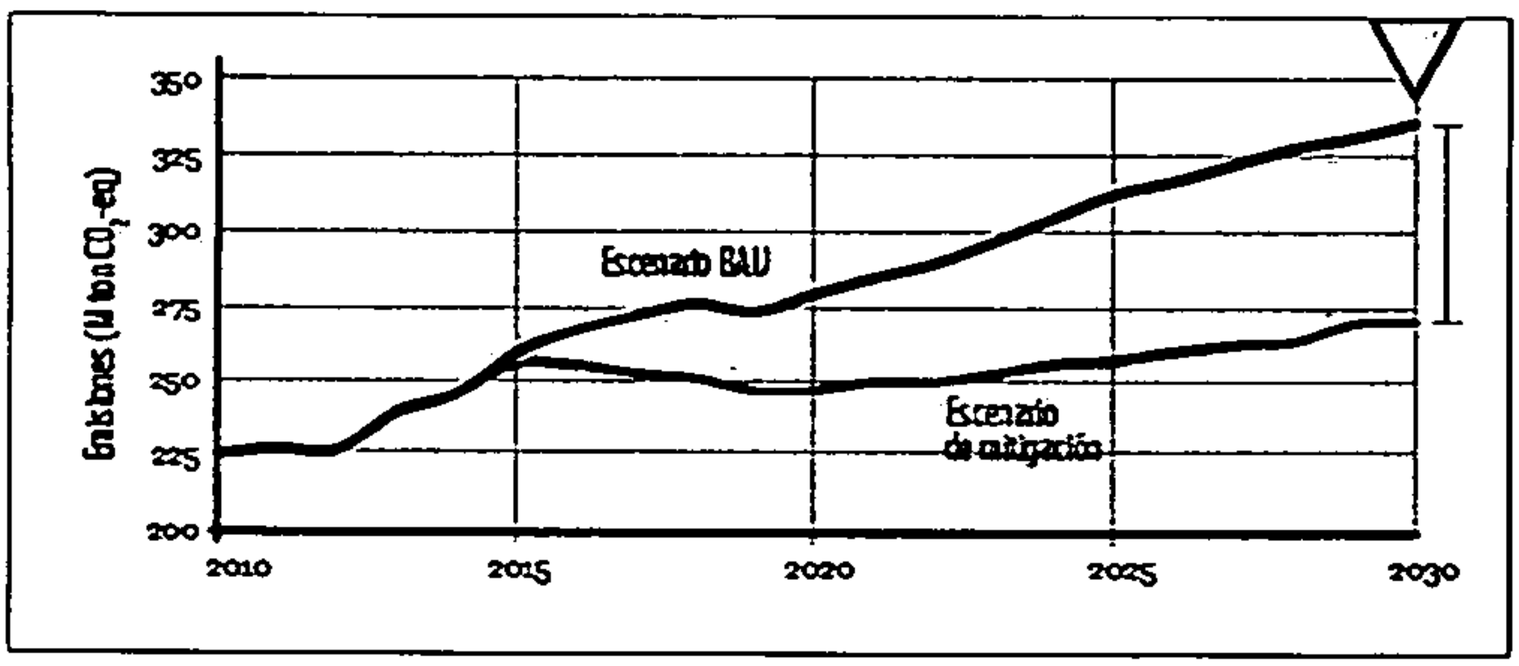
- Las experiencias de China, Italia y Alemania resultan relevantes en materia de aumento de la eficiencia mediante la sustitución directa de energéticos como el carbón y el petróleo por gas natural y/o GLP para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes. Adicionalmente, son importantes las experiencias del aumento de la eficiencia mediante la utilización de la cogeneración o la trigeneración, en las cuales se aprovechan los gases combustibles para aplicaciones como bombas de calor en edificaciones, buscando remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.

- El gas natural se ha utilizado como un activo estratégico para soportar procesos de seguridad y confiabilidad energética (en especial durante las fases de decomisionamiento de energías de alta contaminación como el carbón, o con problemas de seguridad, como la energía nuclear) dentro del portafolio de generación eléctrica. Las políticas referidas han sido de particular importancia en países con alta dependencia del gas importado, para los cuales la diversificación de las fuentes de suministro, el almacenamiento, y un mayor apoyo de las estrategias de aprovisionamiento en el creciente mercado líquido de corto plazo de GNL y en la abundancia de oferta del producto hasta mediados de la próxima década, como en los casos de China, Japón, Italia, e incluso Alemania. En los casos de los sectores de generación de energía eléctrica en Alemania y los EEUU, se discute la conveniencia de continuar con la construcción de nuevas plantas de generación a gas natural, y en su lugar, enfocar los esfuerzos en darle un mayor papel a las fuentes renovables no convencionales, apoyadas en nuevas tecnologías como el almacenamiento para efectos de la provisión de servicios de balance del sistema de generación.

Los gases combustibles tienen en el presente, la oportunidad de cumplir un papel protagónico en la descarbonización de la matriz energética en Colombia, pues guardadas las proporciones, la función que desempeñan en el país (el gas natural y el GLP) es similar a las políticas propuestas por China para estos energéticos en la generación eléctrica y el transporte (mediante el impulso a distintas estrategias de descarbonización que promueven los vehículos de bajas o cero emisiones), además de los procesos de eficiencia energética en la producción de calor y calentamiento en la industria y el sector de edificaciones, a través de la cogeneración y la trigeneración mediante distritos térmicos.

La meta contraída en la COP21 por Colombia es la reducción para el 2030 de un 20% (Figura 5) de sus emisiones de gases efecto invernadero (GEI)2 a partir de un escenario inercial (business as usual-BAU). El método usado consideró el inventario de emisiones realizado por IDEAM a 2010 y proyectó cómo serían las emisiones a 2030 si no se implementaran medidas de mitigación, en la formulación de la meta, el equipo técnico planteó tres escenarios de mitigación con reducción de emisiones del 13%, del 20% y del 25% sobre las proyecciones a 2030.

Figura 5: Meta de reducción de las emisiones de CO2 de Colombia en la COP21.



Fuente: El ABC de los Compromisos de Colombia para la COP 21, MME 2015.

[2] El ABC de los Compromisos de Colombia para la COP 21, 2015. Disponible en internet: http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/ABC_de_los_Compromisos_de_Colombia_para_la_COP21_VF_definitiva.pdf

- El escenario del 13%, sólo incorporaba medidas que ya estaban en el Plan Nacional de Desarrollo y lo que se encontraba en desarrollo por los sectores, no incluía transformaciones de fondo.

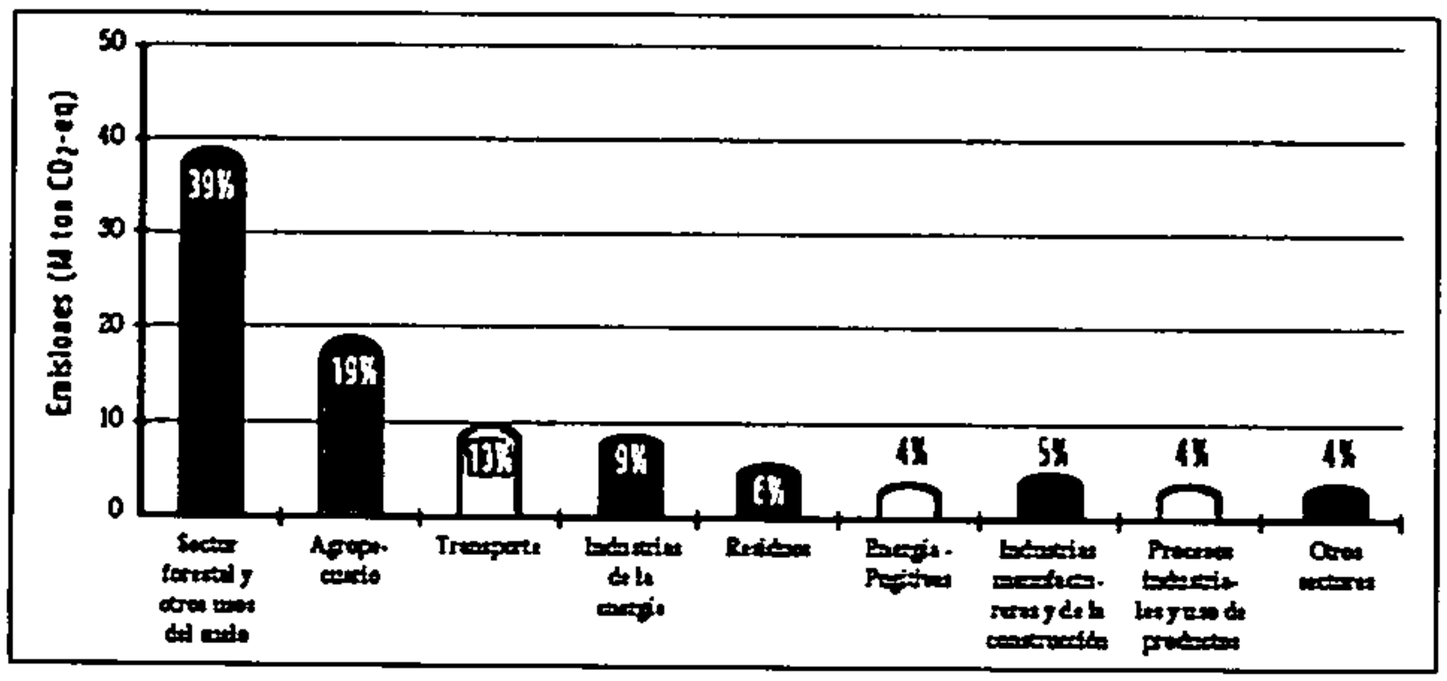
- El escenario del 20%, sólo incluía medidas que estaban por debajo de 30 dólares por tonelada de CO2 reducida. Según el análisis del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, son medidas que requieren cambios de los sectores productivos mediante las cuales Colombia se dirigirá a una economía menos intensiva en carbono. De 84 medidas de mitigación cuantificadas, sólo 65 se tuvieron en cuenta bajo este escenario.

- El escenario del 25%, incluía todo el paquete de medidas de mitigación cuantificadas; para este escenario, algunas medidas superaban los 100 dólares por tonelada de CO2 reducida y su cumplimiento presentaba complicaciones frente a barreras políticas existentes.

Aunque Colombia no tiene metas sectoriales para la reducción de emisiones de GEI, el país se encuentra implementando medidas para el cumplimiento de los ocho Planes de Acción Sectorial (PAS), que fueron elaborados y aprobados directamente por los Ministerios de: Agricultura y Desarrollo Rural, Comercio, Industria y Turismo; Transporte; Vivienda, Ciudad y Territorio; y Minas y Energía.

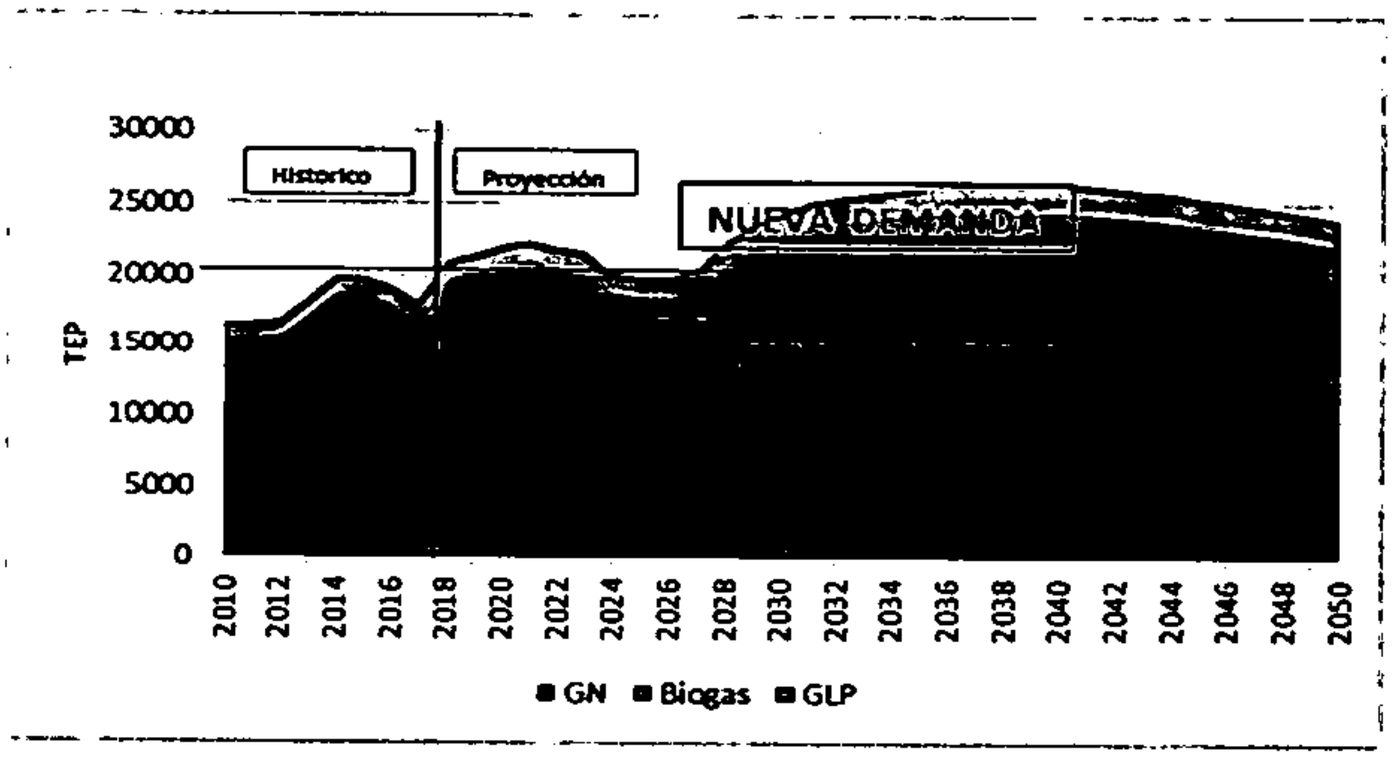
De acuerdo con el "Proyecto Informe Bienal de Actualización" realizado por el IDEAM en 2015, la distribución de las emisiones de los diferentes sectores productivos en Colombia para ese año, mostraba a las industrias de la energía (a las que pertenecen las cadenas de los gases combustibles) con una participación del 9% sobre el total del inventario nacional de emisiones (ver Figura 6).

Figura 6: Distribución de las emisiones de CO2 por diversos sectores productivos en Colombia a 2015.



Fuente: El ABC de los Compromisos de Colombia para la COP 21, MME 2015.

Figura 7: Nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.

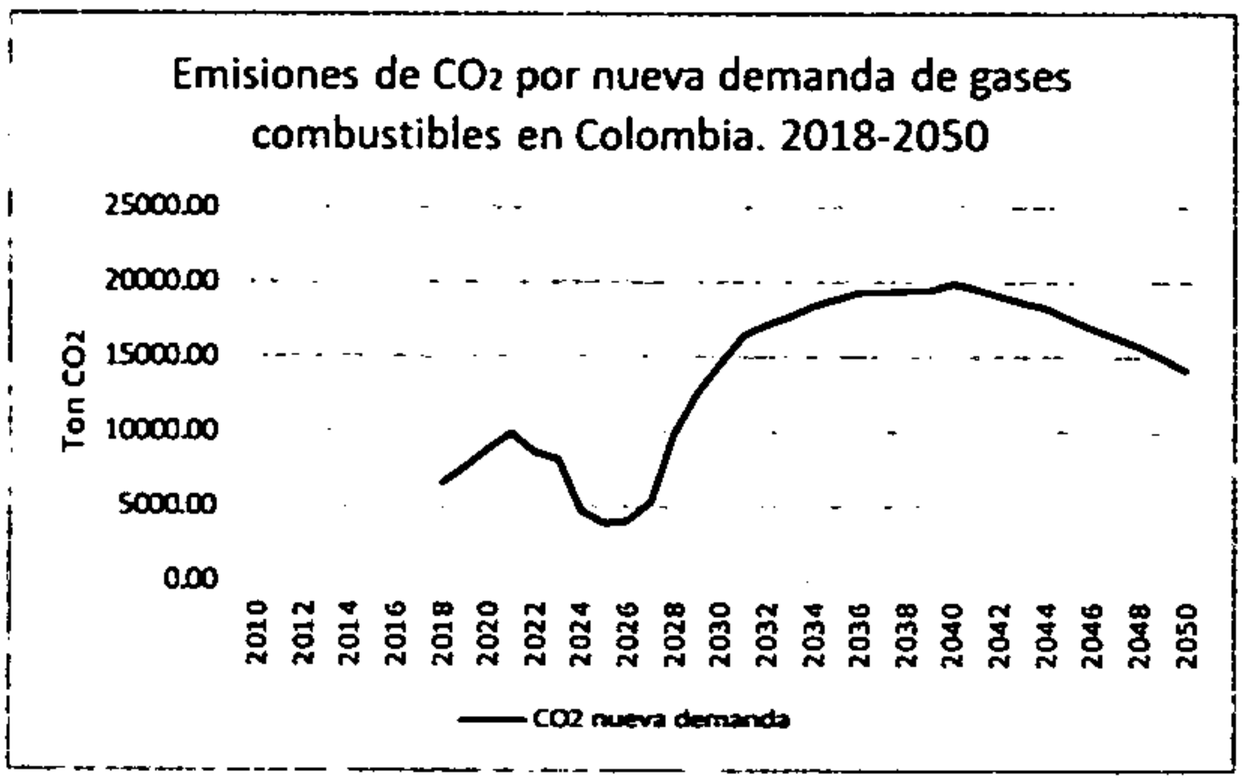


Fuente: La Consultoría con datos UPME.

La Figura 7 muestra la nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050, calculada en este estudio (en el capítulo 2) como la suma de las nuevas demandas sectoriales y la diferencia de ese resultado con la demanda histórica existente a 31 de diciembre de 2017.

Usando como dato inicial la nueva demanda de gases proyectada para el período 2018-2050 en Colombia, se realizó un cálculo de las emisiones de CO2 emitidas por el consumo de esos combustibles cuyo comportamiento durante el período, se muestra en la Figura 8.

Figura 8: Emisiones de CO2 calculadas para la nueva demanda de gases combustibles en Colombia a 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

Como base del cálculo en el ejercicio desarrollado, se usaron los parámetros FECOC3 para Colombia presentados en la Tabla 8.

[3] Factores de emisiones de CO_2 de los combustibles colombianos calculados por ACCEFYN para la UPME. Disponible en Internet: http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

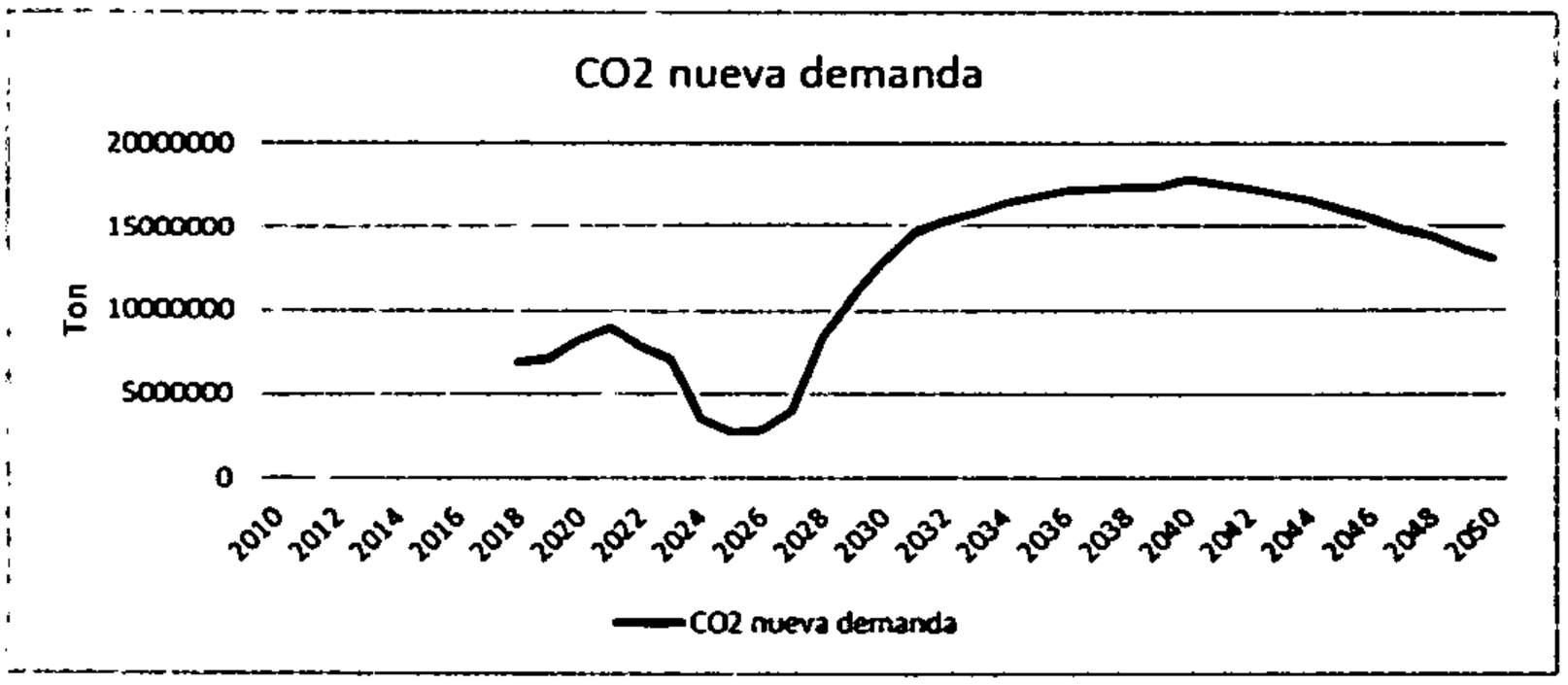
Tabla 8: Factores FECOC de emisiones de CO2.

Combustible	CO2 Ton /TOE
Diésel B10	3.096,42
Gasolina E10	2.563,19
Gas Natural	2.318,34
GLP	2.048,62
Biogás	4.078,55

Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

El aporte de los gases combustibles, en las metas de descarbonización de la matriz energética en Colombia, fue estimado en un escenario en el que se comparó el nivel de las emisiones por el uso de la nueva demanda de gas natural, GLP y biogás, frente al nivel de las emisiones de una cantidad equivalente de energía suministrada a partir de diésel. Ver Figura 9.

Figura 9: Reducción en las emisiones de CO2 por la nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

3.4 HOJA DE RUTA PARA EL DESARROLLO DE LA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050.

Teniendo como referencia los compromisos adquiridos por Colombia en cuanto a la disminución de emisiones de CO2 en la COP 21 y sus consecuencias en el uso futuro de hidrocarburos como energéticos, como resultado del análisis realizado en este estudio se diseñó una hoja de ruta (Tabla 9) que indica la propuesta de la composición de la demanda de los gases combustibles recomendable para el país, contemplando en ella las alternativas de acción y la coordinación de los sectores público-privado para que se genere una gestión sostenible en cuanto al suministro de los gases en todas sus cadenas.

Tabla 9: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles.

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	Gas Natural	Generación eléctrica	Garantizar la confiabilidad en la oferta de gas natural para la atención de la demanda no térmica a corto y mediano plazo (2018–2023, 2023-2030).	Desarrollo de las acciones contempladas en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, y de los proyectos incluidos en la Res. MME 40006 de 2017 a 2023.	MME, UPME
Corto plazo	Gas Natural	Generación eléctrica	Actualizar el balance de oferta-demanda de gas natural en la Costa Atlántica con la introducción de nuevos mecanismos de atención de generaciones de seguridad sector eléctrico.	Evaluar las condiciones del balance de oferta y demanda de gas ante la posibilidad de reducción de las generaciones de seguridad por la instalación de SAEB (sistemas de almacenamiento de energía con baterías) en la Costa Atlántica.	UPME
Corto plazo	Gas Natural	Generación eléctrica y transporte	Desarrollo y evaluación de las acciones de corto plazo del PAI de eficiencia energética 2017-2022 sobre transporte masivo con GNL y las relativas al GNL para generación eléctrica.	Expedición del reglamento técnico para plantas de GNL.	MME
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros	Desarrollar mecanismos para el cumplimiento de las metas a 2028 del CONPES 3943 de 2018 en materia de flotas de transporte masivo operando a 2018.	Definición de cupos mínimos de adquisición y reposición de nuevos vehículos de vehículos eléctricos y con GNV en licitaciones de sistemas de transporte masivo. Establecer mecanismos de seguimiento e incentivos a las autoridades locales. Definición de cupos mínimos de adquisición y reposición de nuevos vehículos eléctricos y con GNV en licitaciones de sistemas de transporte masivo. Establecer mecanismos de seguimiento e incentivos a las autoridades locales.	MinTransporte, MADS, MME, DNP
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros	Desarrollo y evaluación de las acciones de corto plazo del PAI de eficiencia energética 2017-2022 sobre transporte masivo con GNL.	• Impulso a vehículos dedicados a GNL para servicio público intermunicipal de pasajeros. • Vehículos dedicados a GNV para servicio público de pasajeros en Bogotá y otros sistemas de transporte masivo interurbano.	MME, UPME
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros y carga	Vinculación de actores públicos a metas de incorporación de vehículos de bajas o cero emisiones en flotas oficiales.	Definición de mecanismos de investigación, demostración y financiamiento de proyectos de adquisición de vehículos con GNV para flotas de empresas de servicios públicos (aseo, otros), entidades del sector oficial a nivel municipal, departamental y nacional y entidades del sector educativo.	UPME, Colciencias, Findeter DNP
Corto plazo	Gas Natural, GLP	Transporte de pasajeros y carga	Definir normativa de etiquetado vehicular que facilite la evaluación y toma de decisiones en materia de costos de inversión y operación de vehículos con combustibles alternativos.	Desarrollo de la normativa de eficiencia y esquema de etiquetado vehicular.	UPME

Fuente: La Consultoría.

Tabla 9: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles. (continuación).

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de carga	Establecer parámetros económicos sobre la conveniencia del uso del GNL en transporte de carga y pasajeros, definir objetivos, metas anuales, barreras y posibles incentivos, incluyendo el desarrollo de infraestructura de abastecimiento y recarga en corredores viales principales.	Desarrollar convenio UPME-Colciencias para explorar el uso de GNL en transporte.	UPME, Colciencias
Corto plazo	Gas Natural, GLP	Transporte de pasajeros	Establecer incentivos a la reposición de vehículos de transporte público a diésel por GNV o Autogás.	Incentivos a la chatarrización de vehículos privados de transporte público, y a la adquisición de vehículos nuevos, como máximo hasta la diferencia en el precio de vehículos eléctricos (híbridos o totalmente eléctricos).	MinTransporte, MADS, MME, DNP
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros y carga	Establecer incentivos al uso del gas natural como combustible automotor para sustituir diésel y gasolina.	Recursos de financiamiento para reposición y adquisición de flotas de transporte oficial y de entidades públicas	MinTransporte, MADS, MME, DNP
Corto plazo	GLP - Autogás	Transporte de pasajeros y carga	Expedición de normatividad sobre reglamentos técnicos de GLP como carburante automotor y otros usos alternos, de acuerdo con el art. 210 de la Ley 1753 de 2015.	Expedición los reglamentos técnicos de Autogás para calidad del GLP, Estaciones de Servicio, Talleres de Conversión, Kits de Conversión.	MME
Corto plazo	Gas Natural, GLP	Transporte de pasajeros	Establecer incentivos para la adquisición y uso de automotores que usen gases combustibles en lugar de diésel y gasolina.	Proponer a las entidades territoriales la creación de beneficios a los vehículos que usen gases combustibles en vez de diésel y gasolina; los beneficios de los municipios pueden contemplar uso preferencial de parqueos en los parqueaderos, tarifas especiales de parqueo, facilidades en los procesos de pago de impuesto automotor, etc.	MinTransporte, MME, DNP
Corto plazo	GLP	Sector Residencial	Ampliar la cobertura de GLP en cilindros en hogares rurales que usan leña para cocción.	Revisión del mecanismo establecido en la Res. CREG 041 de 2011 para evaluar la competitividad de GLP y gas natural en expansión a nuevas zonas, y en agregación y unificación de mercados relevantes, incluyendo costos de conexión y redes internas en la comparación de costos medios.	MME, CREG
Corto plazo	GLP	Sector Residencial	Ampliar la cobertura de GLP en cilindros en hogares rurales que usan leña para cocción.	Ajuste del mecanismo de subsidios al GLP, mejorando el cruce de información de viviendas con acceso al servicio de gas natural domiciliario con hogares SISBEN niveles I y II, para controlar que una misma vivienda no está recibiendo en forma simultánea subsidio por los dos combustibles.	MME

Fuente: La Consultoría.

Tabla 9: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles. (continuación).

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	GLP	Sector Residencial	Ampliar la cobertura de GLP en cilindros en hogares rurales que usan leña para cocción.	Ampliación del subsidio al GLP a otras zonas rurales dispersas con hogares con consumo de leña.	MME
Corto plazo	Gas natural	Sector Residencial	Fortalecer los esquemas de inversión en los sistemas de distribución para atención de los clientes regulados.	Regularizar los periodos de los marcos tarifarios de distribución garantizando con ello que se clarifican las reglas para que las empresas vean remuneradas sus inversiones vía tarifa y los usuarios conozcan clara y oportunamente los costos del servicio.	CREG
Corto plazo	Gas natural	Sector industrial	Diseñar medidas de eficiencia energética en el sector industrial para el uso de GN para calor directo e indirecto.	Promover el incremento en la eficiencia energética en procesos de calor y calentamiento en la industria, orientados a la cogeneración (calor, energía) y trigeneración (calor, energía, refrigeración).	UPME
Corto plazo	Gas natural	Sector industrial	Diseñar medidas de eficiencia energética en el sector industrial para el uso de GN para calor directo e indirecto.	Desarrollo de líneas de investigación específicos en eficiencia energética en procesos de calor directo e indirecto (calor y calentamiento) mediante cogeneración y trigeneración a partir del uso de GN por sectores de industria, identificación de barreras y mecanismos de promoción.	UPME
Mediano plazo	Gas natural	Transporte de carga	De acuerdo con los resultados obtenidos a corto plazo en la exploración del uso del GNL en transporte de carga implementar medidas de promoción del uso de esta tecnología en flota de transporte pesado.	Ampliar y especificar las excenciones arancelarias a la importación de equipos a GNL; promover los beneficios en peajes, impuestos automotores a las flotas de carga pesada dedicadas a GNL.	MinTransporte, MME, DNP
Mediano plazo	Gas natural	Sector comercial - terciario	Ampliación de la demanda de gas natural mediante programa de distritos térmicos (District heating and cooling) urbanos.	Avanzar en el programa de implementación de nuevos distritos térmicos en cinco ciudades del país (Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga y Cartagena).	MME, MADS, UPME
Mediano plazo	Gas natural	Sector comercial - terciario	Ampliación de la demanda de gas natural mediante programa de distritos térmicos (District heating and cooling) urbanos.	Evaluar beneficios económicos y ambientales y posibles barreras y requerimiento de incentivos de acuerdo con resultados del Distrito Térmico La Alpujarra en Medellín.	MME, MADS, UPME
Mediano plazo	Biogas, biometano,	Sector industrial	Disponer de fuentes alternas de gas con menores contenidos de CO2 y GEI.	Diseño de un plan de desarrollo de "gas verde" a partir de biogás, gas de rellenos sanitarios, purificación y producción de biometano.	MME, MADS, UPME
Largo plazo	Gas metano sintético, hidrógeno	Generación eléctrica	Disponer de fuentes alternas de gas con menores contenidos de CO2 y GEI.	Diseño de un plan de incorporación de producción de gas metano sintético e hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables no convencionales (P2G).	MME, MADS, UPME

Fuente: La Consultoría.

Tabla 9: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles. (continuación).

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	Gas natural	Mercado mayorista de gas natural	Avanzar hacia la conformación de un mercado competitivo de gas natural, nacional e importado, mediante el mecanismo de subastas y las recomendaciones de los estudios desarrollados por la CREG en 2011.	Evaluar el funcionamiento actual del mercado. Identificar posibles restricciones e inflexibilidades en la contratación, posibles soluciones y efectos en la competencia.	CREG
Corto plazo	Gas natural	Transporte de Gas	Fortalecer la infraestructura de importación, almacenamiento y transporte de gas natural para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad a largo plazo.	Actualización anual del Plan Indicativo de abastecimiento de gas natural considerando.	UPME
Corto plazo	Gas natural	Transporte de Gas	Fortalecer la infraestructura de importación, almacenamiento y transporte de gas natural para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad a largo plazo.	Revisar la estructura de cargos de transporte de manera que promueva la conformación de un mercado secundario líquido de gas natural, evolucionando hacia un esquema de cargos de entrada – salida, que evite la concentración de la oferta y la demanda en determinados puntos de la red, y permita la competencia entre las fuentes de oferta nacional e importada.	CREG
Corto plazo	GLP	Mercado mayorista	Incentivar la competencia entre la producción nacional y la oferta importada.	Evaluar mecanismos alternativos para establecer señales de precio mayorista, como un sistema de subastas simultáneas de GLP podría permitir revelar la disposición a pagar de la demanda por cantidades adicionales de gas, y aprovechar un escenario de posible abundancia y precios relativamente bajos del GLP importado.	MME, CREG
Mediano plazo	GLP	Mercado mayorista de GLP	Desarrollar fuentes adicionales de oferta nacional de GLP.	Realizar estudios sobre la viabilidad de desarrollo de planta de GLP en Cupiagua.	UPME
Mediano plazo	GLP	Mercado mayorista de GLP	Desarrollar mecanismos de confiabilidad de abastecimiento de GLP.	Establecer esquema de cargo por confiabilidad de GLP para remunerar la infraestructura de importación y almacenamiento	CREG
Medidas transversales	Medidas transversales	Eficiencia energética	Desarrollar incentivos adicionales al control de emisiones de GEI a la atmósfera que incentiven la competitividad de alternativas de consumo basada en GN y GLP.	Estructuración de la línea de compensaciones medioambientales en el sector minero energético	MME, MADS
Medidas transversales	Medidas transversales	Eficiencia energética	Establecimiento y operación de un esquema institucional para el desarrollo de medidas de eficiencia energética que promueva el uso eficiente de GN y GLP.	Desarrollo de la figura institucional del Gestor de Eficiencia Energética.	MME
Medidas transversales	Medidas transversales	Eficiencia energética	Establecimiento y operación de un esquema institucional para el desarrollo de medidas de eficiencia energética que promueva el uso eficiente de GN y GLP.	Conformación de un mercado de certificados de eficiencia energética.	MME

Fuente: La Consultoría.

4. ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD.

4.1 INTRODUCCION.

Como información de entrada para los análisis de esta fase, se contó con lo dispuesto por el estado colombiano en el marco jurídico para el aseguramiento del suministro y la confiabilidad de los sistemas de gas natural y GLP en el país. Adicionalmente, se incorporaron los resultados en la materia del análisis internacional en los países de la muestra, para que bajo el criterio del equipo consultor con estos elementos, se plantearan medidas de mitigación de los riesgos de desabastecimiento o racionamiento en el mercado consumidor de gas combustible, de manera que se garantice la oferta como requisito para incentivar la demanda proyectada.

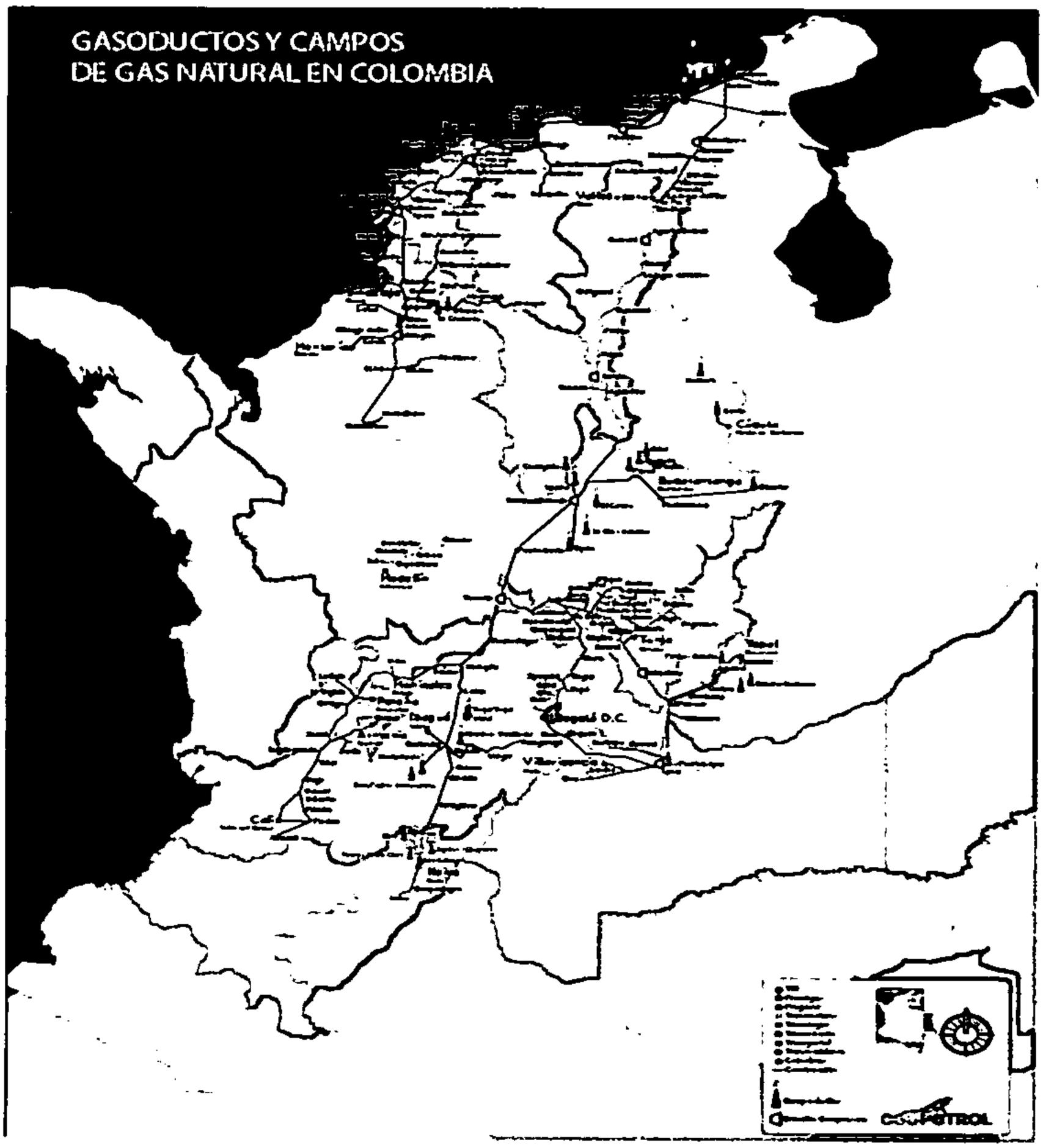
4.2 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.

El mercado de gas natural en Colombia tiene soportada la mayoría de sus operaciones físicas de recibo y entrega del combustible sobre la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas, que tiene una amplia cobertura de servicio en el territorio nacional y está constituido principalmente por dos subsistemas, el de los gasoductos de la costa Caribe y el de los gasoductos del interior del país.

La Figura 10 muestra el SNT de gas natural de Colombia y en él, los campos productores asociados a la infraestructura de gasoductos. También se pueden identificar los departamentos atendidos por el Sistema y las rutas disponibles para que los agentes puedan transportar el gas desde los centros de producción a los centros de consumo.

La Tabla 10 muestra las rutas del SNT relacionadas en la resolución CREG 126 de 2010. Debido a la estructura del mercado, la revisión de los aspectos de la oferta-demanda de gas natural por regiones y de la confiabilidad de los sistemas para este estudio, resulta más ilustrativa sobre las rutas principales del SNT como se presenta a continuación.

Figura 10: Sistema Nacional de Transporte (SNT) de Gas Natural.



Fuente: http://www.ecopetrol.com.co

Tabla 10: Gasoductos troncales y ramales del Sistema Nacional de Transporte de gas natural.

Tramos de gasoductos	Año de entrada en operación	Diámetro (pulg.)	Longitud (km)
Sistema de Promigas			
Ballena - La Mami	1977	20, 24	143
La Mami - Barranquilla	1977	20, 24	142
Barranquilla - Cartagena	1982	20	113
Cartagena - Sincelejo	1985	10	123
Sincelejo - Jobo	1985	10	70
Sistema de TGI			
Ballena - Barrancabermeja	1996	16	579
Barrancabermeja - Sebastopol	1997	20	111
Sebastopol - Vasconia	1997	20	62
Vasconia - Mariquita	1997	20	123
Mariquita - Pereira	1997	20	155
Pereira - Armenia	1997	20	60
Armenia - Cali	1997	20	126
Mariquita - Gualanday	1997	6	123
Gualanday - Neiva	1997	12, 6	169
Custana - El Porvenir	2002	20	33
El Porvenir - La Belleza	2000	20	169
La Belleza - Vasconia	1997	12, 14	91
La Belleza - Cogua	1997	22	115
Custana - Apiay	1995	10, 12	150
Apiay - Usme	1995	8	122
Apiay - Villavicencio - Ocoa	1995	6	40
Mariichal - Yopal	1994	4	13
Sistema de Transmetano			
Sebastopol - Medellín	1997	12, 14	147,5
Sistema de Progasur			
Neiva - Hobo	1996	8	50
Cali - Popayán	(1)	4	117
Sardineta - Cúcuta	(1)	4	68
Sistema de Transoriente			
Payoa - Bucaramanga	1997	6, 8	50
Barrancabermeja - Payoa	2003	8	58
Gibraltar - Bucaramanga	(1)	10	190
Sistema de Transoccidente			
Yumbo - Cali		4, 6, 8, 14, 16	11
Sistema de Transcogas			
Cogua - Zipaleinda	1999	20	6,0
Zipaleinda - Guacari	1999	20	7,0
Guacari - Cajicá	1999	20	7,8
Cajicá - Chía	1999	20	9,4
Guacari - Bricaño	1999	14	5,0
Chía - Estación Guaymaral	1999	14	8,5
Chía (troncal) - Pueblo Viejo	2004	20	7,7
Pueblo Viejo - San Rafael	2004	20	8,8
San Rafael - La Ramada	2004	20	8,2
La Ramada - Mosquera (troncal)	2004	20	5,1
Sistema de Perenco			
Floreña - Yopal	2006	8	17,56

Fuente: Resolución CREG 126 de 2010.

4.2.1 Medidas a implementar para mitigar los riesgos asociados al suministro y confiabilidad de gas natural en Colombia.

Aunque la UPME, en su Plan transitorio de abastecimiento de gas natural, definió medidas a implementar para garantizar adecuadas ofertas desde las fuentes de producción ya identificadas (campos convencionales, campos no convencionales, CBM, etc.) para las demandas de gas natural y la confiabilidad de los sistemas de suministro, el análisis realizado en el estudio ha arrojado medidas adicionales que deben considerarse en la ruta de la mitigación del riesgo de desabastecimiento del combustible y/o racionamiento del servicio.

Algunos de los escenarios de oferta futura planteados por la UPME incluyen alternativas que serían soluciones definitivas a un panorama de desabastecimiento, como por ejemplo, la importación de gas desde Venezuela por el gasoducto binacional y la incorporación de la producción de los campos Off-shore descubiertos por Ecopetrol en el Caribe (Orca, Gorgon, Kronos, Purple Angel). Sin embargo, estas opciones han sido de amplio debate y conocimiento en cuanto a su probabilidad de cumplimiento, por lo que los objetivos de este estudio en aspectos de abastecimiento y confiabilidad requieren del análisis de alternativas adicionales que se presenta a continuación:

Incorporación de la producción de campos menores aislados a la oferta disponible en el SNT.

Aunque en los suministros de gas natural para las proyecciones de oferta a futuro se tiene prevista la incorporación de la producción local y las importaciones de GNL en un volumen que parece adecuado para atender los picos más altos de la demanda nacional proyectada, los eventos de desabastecimiento generados por causas como las indicadas en el análisis de riesgos (decrecimiento de los campos más acelerado de lo previsto, incumplimiento de los potenciales off-shore esperados) ya han sido críticos en el país en el pasado. Si a lo anteriormente referido se suma que en este estudio se ha identificado la garantía de una oferta adecuada como uno de los factores condicionantes para alcanzar la nueva demanda proyectada, se hace necesario explorar todas las alternativas de suministro que se puedan sumar a las proyecciones de entregas de gas natural, incluso si son volúmenes marginales.

El inventario técnico de la producción disponible de gas natural en campos menores[1] no interconectados al SNT en Colombia es una tarea pendiente de desarrollo de la que se podría obtener un volumen considerable calculado para agregar a la oferta proyectada. No obstante lo anterior, el desarrollo de este potencial de producción requiere tareas paralelas que abran la ruta de explotación de esos recursos una vez sean cuantificados, debido justamente al desconocimiento exacto de la naturaleza de su producción.

Los campos menores no interconectados[2] son campos que normalmente producen y entregan el gas natural sin que se les requiera tratamiento para ajuste de las condiciones de calidad al estándar nacional y adicionalmente, son menos rigurosos en los procesos de medición volumétrica, pues su comercialización no es tan exigente en los procesos metrológicos. Existen tres barreras claras para que los campos menores no interconectados puedan agregar su producción a la oferta dentro del SNT:

- No siempre la calidad del gas producido satisface condiciones de calidad RUT.
- Los costos de tratamiento para tener aceptación de suministro al SNT no siempre son viables.
- Los costos de la conexión al SNT no siempre resultan atractivos para que pueda comercializarse el gas y remunerar las inversiones efectuadas por el productor.

En las condiciones descritas, los productores en campos menores usualmente optan por quemar el gas en tea o comercializarlo a precios muy bajos para usos de la industria petrolera que no requieran acceso al SNT. La experiencia de Argentina en 2008 (justo antes de convertirse en importador neto de GNL) incluyó una serie de medidas entre las cuales se destaca la publicación de la resolución ENARGAS N° 259 de 2008, que definió una serie de medidas para habilitar el

---

[1] *La resolución MME 31133 de 2018 incluye la declaración de producción 2018-2027 de todos los campos de gas natural del país; no está disponible un inventario de campos menores no interconectados al SNT.*

2 *Los campos menores no interconectados son aquellos con producción menor a 30 MPCD y cuyas entregas no se hacen con conexión a los gasoductos del SNT.*

ingreso de gas natural en condiciones "flexibilizadas" a la oferta de suministro a los mercados consumidores.

Aunque las tecnologías para tratar gas natural en volúmenes menores ya está ampliamente validada a nivel mundial, los costos de importación de equipos y montaje de las plantas de tratamiento en el país son altos para recuperarlos a través de la tarifa de venta del gas cuando las entregas son bajas. Frente a lo anterior, se debe revisar el régimen arancelario para este tipo de importaciones.

Finalmente, resulta de gran interés frente a los objetivos de este estudio la revisión de costos de acceso eficientes al SNT para que la producción de los campos menores no interconectados tenga incentivo de ser ofertada al mercado mayorista conectado a los sistemas.

Revisión integral de alternativas y condiciones para el respaldo al suministro de gas a Bogotá D.C y su área de influencia.

Teniendo en cuenta que el mercado de gas natural en Bogotá D.C y el altiplano Cundiboyacense es el de mayor participación en la demanda nacional para los segmentos residencial, comercial, vehicular y especialmente industrial, las señales de confiabilidad que dan los agentes a los consumidores deben contar con medidas de inversión que se evidencian en infraestructura de respaldo.

Una alternativa que sigue en los planes de respaldo del servicio del agente para el suministro de gas natural a los consumidores de la capital en caso de desabastecimiento desde las fuentes o suspensión del suministro por fallas en los sistemas, es la instalación de una planta de GNL de Peak Shaving ubicada en la sabana de Bogotá D.C. con una capacidad de almacenamiento definida para hacer entregas al sistema de distribución urbana del Distrito Capital en los eventos de corte.

La alternativa de la planta de Peak Shaving indicada, cuenta con el beneficio de que la experiencia ya está validada para la compañía encargada de la distribución en Bogotá D.C., pues Avantigas que en el pasado era gas natural Fenosa, ya ha formulado el proyecto en su totalidad sobre la experiencia de su antigua filial gas natural BAN, que opera en Buenos Aires Argentina, donde se cuenta con una instalación de esta naturaleza para respaldar los suministros de la red de distribución de la ciudad.

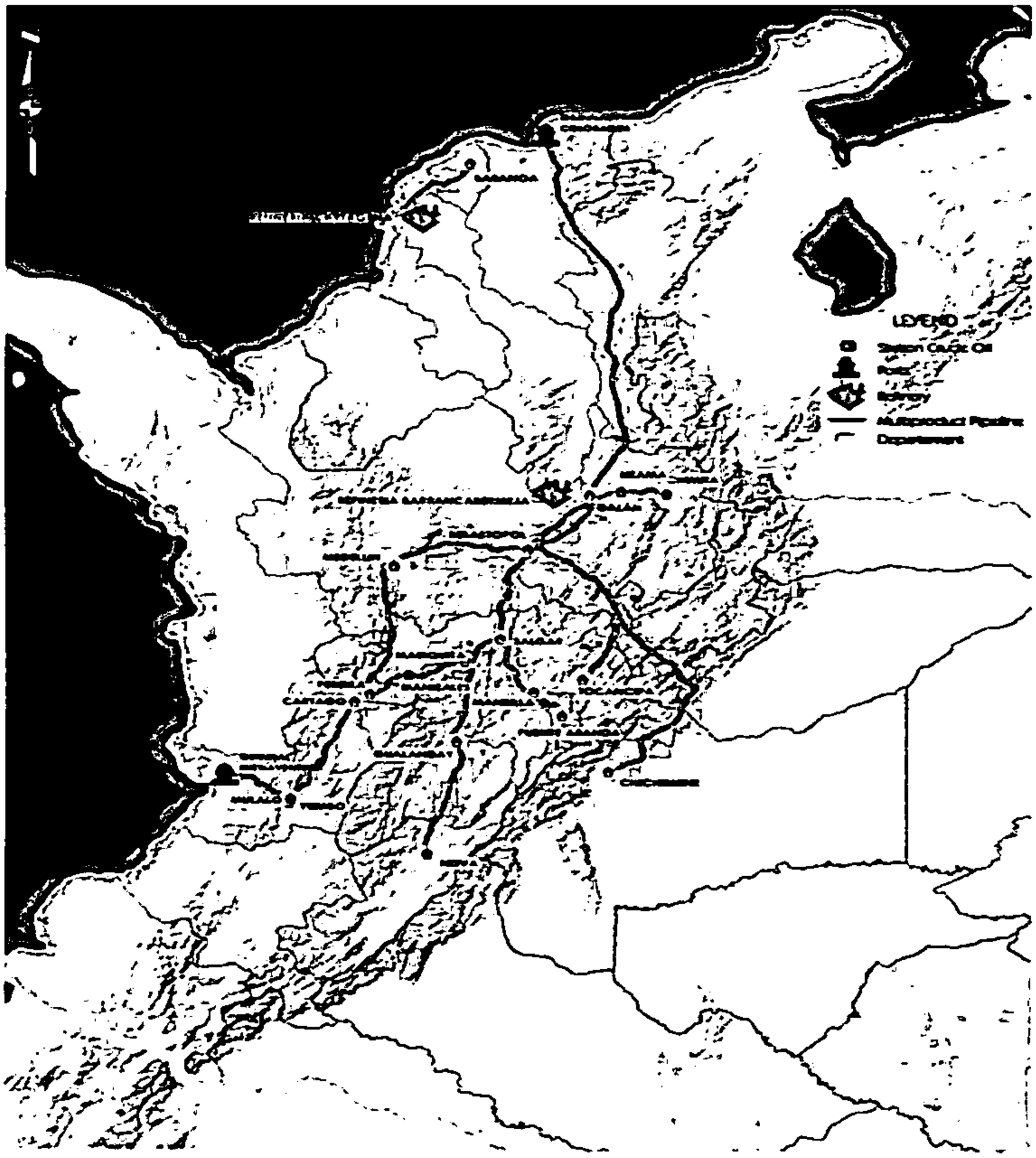
En otro frente de análisis del respaldo al suministro de gas a Bogotá D.C., también se debe avanzar en la evaluación de un ensanche de la capacidad de transporte en la ruta Cusiana-Apiay-Bogotá, que requeriría la construcción de un loop para el ducto Cusiana-Apiay y la construcción de una línea nueva de mayor diámetro en la ruta Apiay-Bogotá (La actual es de 6" y opera en condiciones especiales a 1.600 psig), para que el transportador TGI S.A E.S.P pueda aumentar las entregas de gas por el sur de la ciudad, de forma que se equilibren los flujos al sistema de distribución tanto por el norte como por el sur de la red urbana.

4.3 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GLP EN COLOMBIA.

Las operaciones involucradas para la atención de la demanda de GLP en Colombia se distribuyen a nivel regional según la infraestructura asociada a los puntos de producción, ya sean refinerías o campos de producción de GLP por secado de gas natural; lo anterior resulta más claro al ver que el Sistema Nacional de Poliductos (Figura 11) en contados casos tiene puntos terminales en los centros de consumo y por el contrario se puede ver fácilmente que los puntos iniciales son conexiones a instalaciones de producción.

Al análisis de los mercados conectados a la infraestructura de transporte por poliductos (Tabla 11) del GLP de Cenit en Colombia, se debe agregar el análisis de los mercados que están en áreas de influencia de rutas de transporte de mercancía por carretera que usan flotillas de cisternas para complementar los trasiegos del gas en regiones que no tienen cobertura del servicio por poliducto y finalmente el análisis de aquellos servidos en sus últimos tramos por rutas de suministro a clientes finales, cuyo medio de entrega son vehículos para acarreo del combustible al por mayor (carrotanques) y al detal (cilindros).

Figura 11: Sistema de Poliductos en Colombia.



Fuente: https://www.cenit-transporte.com/poliductos/

Tabla 11: Rutas del Sistema Nacional de Poliductos.

SISTEMAS	ESTACIÓN INICIAL	ESTACIÓN FINAL	CAPACIDAD NOMINAL (KBPD)	DIAMETRO PREDOMINANTE PULGADAS	LONGITUD KMS	PRODUCTOS ASOCIADOS
ZONA NORTE						
Pozos-Ayacucho	Pozos	Ayacucho	96.3	14"	321+050	ACEM, NATI, GMR, B2EIMPORTADO
Ayacucho-Galán	Ayacucho	Galán	96.3	14"	190+700	ACEM, NATI, GMR, B2EIMPORTADO
Cartagena-Barranquilla	Cartagena	Baranoa	30.9	12"	103+691	B4, GMR, GPR, KERO, JET A1
ZONA ESTE						
Galán-Bucaramanga	Galán	Bucaramanga	25.3	4"6"12"	97+606	VOIL, GMR, GPR, B2, GLP.
ZONA CENTRAL						
Galán-Sebastopol 16"	Galán	Sebastopol	168.4	16"	114+353	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, NAFTA
Galán – Sebastopol 12"	Galán	Sebastopol	75.8	12"	116+230	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, NAFTA
Galán- Sebastopol 8"	Galán	Sebastopol	14.4	8"	107+000	GLP
Sebastopol-Salgar 16"	Sebastopol	Salgar	168.4	16"	134+761	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1.
Sebastopol-Salgar 12"	Sebastopol	Salgar	75.8	12"	136+548	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1.
Sebastopol-Salgar 8"	Sebastopol	Salgar	14.4	8"	138+000	GLP
Sebastopol – Medellin 12"	Sebastopol	Medellin	68.4	10",12"16"	163+460	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1.
ZONA OESTE						
Medellin-Cartago	Medellin	Cartago	49.1	10"	235+960	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, KERO, VOIL, JET A1.
Cartago-Yumbo 10"	Cartago	Yumbo	28.8	10"	157+700	KERO,VOIL, JET A1, GMR, GPR, B2.
Salgar-Cartago	Salgar	Cartago	23.5	6",8"	210+883	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, GLP.
Cartago-Yumbo 6"	Cartago	Yumbo	13	6",8",10"	157+700	VOIL, GMR, VOIL, B2, GLP
Yumbo – Buenaventura	Yumbo	Buenaventura	20.5	6"12"8"	102+700	B2,GMR
Buenaventura- Yumbo	Buenaventura	Yumbo	17	6"12"8"	102+700	B2,GMR
ZONA SUR						
Salgar-Gualanday	Salgar	Gualanday	26.3	12"	158+540	GMR, GPR, B2.
Gualanday-Neiva	Gualanday	Neiva	13.3	6",8"	162+500	GMR, GPR, B2.
ZONA BOGOTA						
Salgar-Mansilla 10"	Salgar	Mansilla	94.4	10"	109+437	JET A1, GMR, GPR, B2, B2E, KERO, VOIL.
Salgar-Mansilla 8"	Salgar	Mansilla	14.4	8"	107+670	GLP
Salgar- La Dorada	Salgar	La Dorada	21.18	6"	3+600	GMR, B2.
Mansilla – Puente Aranda 10"	Mansilla	Puente Aranda	68.4	10"	43+310	JET A1, GMR, GPR, B2.
Puente Aranda el Dorado	Puente Aranda	El Dorado	14.4	6"	9+510	JET A1
Sebastopol-Sutamarchan	Sebastopol	Sutamarchan	75.8	20 y 16"	174+00	NAFTA VOIL, GMR ,DIESEL
Sutamarchan-Apiay	Sutamarchan	Apiay	62	16 y 12 "	255+718	NAFTA
Sutamarchan-Tocancipa	Sutamarchan	Tocancipa	75.8	16"	101+916	NAFTA VOIL, GMR ,DIESEL

Fuente: https://www.cenit-transporte.com/poliductos/

4.3.1 Medidas a implementar para mitigar los riesgos asociados al suministro y confiabilidad de GLP en Colombia.

Teniendo en cuenta que para la cadena de suministro del GLP, los escenarios de desabastecimiento han pasado de ser un ejercicio de proyección futura a un dilema operativo permanente en el mercado actual, las medidas identificadas para mitigar los eventos de suspensión o corte, pueden ser marcadas como de corto plazo y tiene la mayor urgencia dentro de la agenda a desarrollar para todos los gases con el fin de garantizar la oferta de este combustible.

Definir un esquema que compense los esfuerzos de los importadores de GLP:

Actualmente la importación de GLP al país representa una parte marginal de los suministros del combustible al mercado, pero el esfuerzo de los importadores resulta a muy alto riesgo dada la posición de Ecopetrol como el productor de más alta participación en la oferta al consumo nacional, pues la modulación de precios y cantidades resulta establecida por este participante en virtud del esquema oligopólico del sector.

Con la entrada de las entregas de GLP de importación de la planta de Okianus en Cartagena al mercado, se ha roto incipientemente el esquema de oferta del combustible y se ha dado una primera señal dinamizadora a los agentes de la cadena y a los consumidores finales que debe ser evaluada con atención, pues resulta ser la posible ruta que tiene el sector para romper las barreras de desarrollo del suministro local.

Revisar los plazos definidos en los esquemas de los contratos de las OPC:

Los plazos definidos para los contratos resultantes de las OPC, en la actualidad son muy cortos para que los agentes de la cadena puedan establecer metas ambiciosas de mercado con garantía de cumplimiento en sus despachos, pues resulta usual que sobre los cambios de vigencia de las OPC, las variaciones de volumen sean drásticas e impidan contraer compromisos de suministro confiables a largo plazo.

El crear contratos de las OPC con más largo plazo en los compromisos de suministro, dará estabilidad a los planes de atención del mercado que requieren garantía en las entregas de GLP.

Revisión del plazo en la declaración de producción de GLP:

Actualmente, la declaración de producción de GLP está definida para que el plazo de reporte de los agentes sea a 5 años, según lo dispuesto en el Decreto 1073 de 2015, periodo que resulta demasiado corto para definir medidas de largo plazo que resulten sustanciales en la planificación de inversiones e infraestructura destinada a incrementar la oferta de GLP al mercado interno del país. Según lo anterior, resulta conveniente considerar un cambio en el plazo a reportar la declaración de producción para que contemple al menos un horizonte de 10 años.

Delvasto & Echeverría Abogados — DNP Departamento Nacional de Planeación	VERSIÓN 0 / FECHA: 11-02-2011 **D&E-CON-DNP-2018**
INFORME EJECUTIVO.	**VERSIÓN A / FECHA:** 21-12-2018 **PÁGINA** 1 DE 1

INFOGRAFÍA

Delvasto & Echeverria Asociados

ESTUDIO DE IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD.

DNP Departamento Nacional de Planeación

INFORME CONSOLIDADO

D&E-CON-DNP-2018
VERSIÓN A / FECHA 21-12-2018

ELABORÓ: IVÁN GIRALDO GÓMEZ	ELABORÓ: VIVIANA NULE VELILLA	ELABORÓ: GERMAN OSPINA OVALLE
FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018
ELABORÓ: LUIS ROMERO ROMERO	ELABORÓ: GUSTAVO DELVASTO JAIMES	APROBÓ: GISELA ECHEVERRÍA MONTAÑEZ
FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE ELABORACIÓN: 20 DE DICIEMBRE 2018	FECHA DE APROBACIÓN: 21 DE DICIEMBRE 2018

PRODUCTO 1:

"CONTEXTO DE TRANSICIÓN"

TABLA DE CONTENIDOS

PRODUCTO 1: CONTEXTO DE TRANSICIÓN 1

1. INTRODUCCIÓN. 20
2. ANÁLISIS DE LOS PAÍSES SELECCIONADOS PARA EL CONTEXTO DE TRANSICIÓN. 25

2.1 CHINA 25
- 2.1.1 Matriz energética actual. 26
- 2.1.2 Características y balance de la oferta y demanda de gas. 29
- 2.1.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición. 42
- 2.1.4 Esquema de transición energética existente. 50
- 2.1.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición. 52
- 2.1.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial. 54
  - *2.1.6.1 Generación eléctrica.* 54
  - *2.1.6.2 Industria.* 56
  - *2.1.6.3 Transporte.* 57
  - *2.1.6.4* Otros sectores. 63

2.2 EEUU 64
- 2.2.1 Matriz energética actual. 65
- 2.2.2 Características y balance de oferta y demanda de gas. 69
- 2.2.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición. 84
- 2.2.4 Esquema de transición energética existente. 93
- 2.2.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición. 95
- 2.2.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial. 97
  - *2.2.6.1 Generación eléctrica.* 97
  - *2.2.6.2 Industria.* 99
  - *2.2.6.3 Transporte.* 100
  - *2.2.6.4 Otros sectores.* 103

2.3 JAPÓN 105
- 2.3.1 Matriz energética actual. 105
- 2.3.2 Características y balance de oferta y demanda de gas. 108
- 2.3.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición. 121
- 2.3.4 Esquema de transición energética existente. 128
- 2.3.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición. 129
- 2.3.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial. 132
  - *2.3.6.1 Generación eléctrica.* 132
  - *2.3.6.2 Industria.* 134

2.3.6.3 Transporte. 135
2.3.6.4 Otros sectores. 139
2.4 ALEMANIA. 141
2.4.1 Matriz energética actual. 141
2.4.2 Características y balance de oferta y demanda de gas. 144
2.4.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición. 161
2.4.4 Esquema de transición energética existente. 166
2.4.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición. 168
2.4.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial. 170
2.4.6.1 Generación eléctrica. 170
2.4.6.2 Industria. 172
2.4.6.3 Transporte. 173
2.4.6.4 Otros sectores. 179
2.5 ITALIA. 180
2.5.1 Matriz energética actual. 181
2.5.2 Características y balance de oferta y demanda de gas. 184
2.5.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición. 199
2.5.4 Esquema de transición energética existente. 202
2.5.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición. 203
2.5.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial. 206
2.5.6.1 Generación eléctrica. 206
2.5.6.2 Industria. 207
2.5.6.3 Transporte. 208
2.5.6.4 Otros sectores. 212
2.6 ARGENTINA. 214
2.6.1 Matriz energética actual. 214
2.6.2 Características y balance de oferta y demanda de gas. 217
2.6.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición. 227
2.6.4 Esquema de transición energética existente. 229
2.6.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición. 231
2.6.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial. 232
2.6.6.1 Generación eléctrica. 233
2.6.6.2 Industria. 234
2.6.6.3 Transporte. 235
2.6.6.4 Otros sectores. 238
3. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL CASO COLOMBIANO CON LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO SOBRE LOS PAÍSES SELECCIONADOS. 240
4. DIAGNÓSTICO DE LOS MECANISMOS IMPLEMENTADOS PARA EL ASEGURAMIENTO DE SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA 271

4.1 CHINA..... 271
4.2 EEUU..... 273
4.3 JAPÓN..... 279
4.4 ALEMANIA..... 281
4.5 ITALIA..... 285
4.6 ARGENTINA..... 291
5. CONDICIONES DE CONFIABILIDAD Y ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO EN LOS ESLABONES DE LA CADENA DE GAS EN COLOMBIA..... 299
6. CASOS DE ÉXITO Y LECCIONES APRENDIDAS DE LAS POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DEL USO DEL GAS APLICABLES EN LA PLANEACIÓN DEL SECTOR EN COLOMBIA..... 303
ANEXO..... 307
BIBLIOGRAFÍA..... 308

PRODUCTO 2: DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA..... 312

1. INTRODUCCIÓN..... 313
2. RESULTADOS DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL..... 315
2.1 CHINA..... 315
2.2 ESTADOS UNIDOS..... 316
2.3 JAPÓN..... 317
2.4 ALEMANIA..... 317
2.5 ITALIA..... 318
2.6 ARGENTINA..... 318
3. ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050..... 320
3.1 DEMANDA DEL SECTOR RESIDENCIAL..... 322
3.1.1 Escenario de corto plazo..... 324
3.1.2 Escenario de mediano plazo..... 325
3.1.3 Escenario de largo plazo..... 326
3.2 DEMANDA DEL SECTOR COMERCIAL..... 327
3.2.1 Escenario de corto plazo..... 328
3.2.2 Escenario de mediano plazo..... 329
3.2.3 Escenario de largo plazo..... 330
3.3 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL..... 331
3.3.1 Escenario de corto plazo..... 333
3.3.2 Escenario de mediano plazo..... 334
3.3.3 Escenario de largo plazo..... 335
3.4 DEMANDA DEL SECTOR TRANSPORTE..... 336
3.4.1 Escenario de corto plazo..... 347
3.4.2 Escenario de mediano plazo..... 348
3.4.3 Escenario de largo plazo..... 349
3.5 DEMANDA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA..... 350
3.5.1 Escenario de corto plazo..... 353
3.5.2 Escenario de mediano plazo..... 353
3.5.3 Escenario de largo plazo..... 354

3.6 DEMANDA PARA PETROQUÍMICA. 356
3.6.1 Escenario de corto plazo. 357
3.6.2 Escenario de mediano plazo. 358
3.6.3 Escenario de largo plazo. 358
3.7 DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO 358
3.7.1 Escenario de corto plazo. 360
3.7.2 Escenario de mediano plazo. 361
3.7.3 Escenario de largo plazo. 361
4. ANÁLISIS DEL DESARROLLO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS. 362
4.1 COMPROMISOS EN MATERIA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2 A LA ATMOSFERA. 362
4.2 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA NUEVA DEMANDA PROYECTADA. 370
4.3 ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO DE GASES COMBUSTIBLES 371
4.4 CONFIABILIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA ASOCIADA A LA CADENA DE SUMINISTRO DE LOS GASES COMBUSTIBLES. 378
4.5 ARMONIZACIÓN DE LOS MERCADOS CONSUMIDORES DE GAS COMBUSTIBLE PARA MAXIMIZAR LA COMPLEMENTARIEDAD HACIENDO MÁS EFICIENTE LA OFERTA DE ENERGÍA 381
5. HOJA DE RUTA PARA EL DESARROLLO DE LA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050. 385
5.1 ELEMENTOS BASICOS PARA EL DISEÑO DE LA HOJA DE RUTA ATENDIENDO LA NUEVA DEMANDA PROYECTADA. 385
5.2 ASPECTOS SECTORIALES. 387
5.2.1 Sector eléctrico. 387
5.2.2 Transporte de pasajeros y carga por carretera. 388
5.2.3 Sector industrial. 389
5.2.4 Sector residencial. 390
5.2.5 Sector comercial y terciario. 391
5.3 CONCLUSIONES Y ASPECTOS RELEVANTES IDENTIFICADOS PARA LA REVISIÓN DE LAS CONDICIONES DE CONFIABILIDAD Y ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO EN LOS ESLABONES DE LA CADENA DE GAS EN COLOMBIA. 396
5.3.1 Mercado mayorista de gas natural. 396
5.3.2 Transporte de gas natural. 396
5.3.3 Mercado mayorista de GLP. 397
BIBLIOGRAFÍA 398
ANEXO - TALLER PROSPECTIVA DE LA DEMANDA 399
1. INTRODUCCIÓN. 400
2. RESULTADOS DE LA ENCUESTA 401
2.1 CUESTIONARIO GAS NATURAL. 401
2.1.1 Aspectos Generales y Contexto Temporal 401
2.1.2 Comercialización. 403
2.1.3 Distribución. 405
2.1.4 Transporte. 407
2.1.5 Producción. 409
2.1.6 Marco estatal y regulación 411

2.2 CUESTIONARIO GLP. 412
2.2.1 Aspectos Generales y Contexto Temporal. 412
2.2.2 Repartimiento y Comercialización. 413
2.2.3 Transporte. 417
2.2.4 Producción. 418
2.2.5 Marco estatal y regulación. 420

PRODUCTO 3: ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD 421

1. INTRODUCCIÓN. 422
2. ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONFIABILIDAD Y ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO. 423
2.1 MARCO JURÍDICO DEFINIDO EN COLOMBIA PARA ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO EN EL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD. 423
2.1.1 Antecedentes constitucionales y legales. 423
2.1.2 Decretos y Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía. 426
2.1.3 Resoluciones CREG. 428
2.2 ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS DE CONFIABILIDAD Y SUMINISTRO EN LOS PAÍSES SELECCIONADOS EN LA MUESTRA DEL ESTUDIO. 430
2.2.1 China. 430
2.2.2 Estados Unidos. 433
2.2.3 Japón. 435
2.2.4 Alemania. 437
2.2.5 Italia. 440
2.2.6 Argentina. 441
2.3 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA. 443
2.3.1 Sistema de transporte de gas natural de la costa. 446
2.3.2 Sistema de transporte de gas natural del interior. 447
2.3.3 Análisis de riesgos asociados al suministro y confiabilidad de gas natural en Colombia. 451
2.3.4 Medidas a implementar para mitigar los riesgos asociados al suministro y confiabilidad de gas natural en Colombia. 462
2.4 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GLP EN COLOMBIA. 464
2.4.1 Análisis de riesgos asociados al suministro y confiabilidad de GLP en Colombia. .. 470
2.4.2 Medidas a implementar para mitigar los riesgos asociados al suministro y confiabilidad de GLP en Colombia. 482
3. RECOMENDACIONES DE POLÍTICA Y REGLAMENTACIÓN. 484
BIBLIOGRAFÍA 494

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Matriz Energética de China en 2017..... 26
Figura 2: Matriz energética de China en 1975. 27
Figura 3: Matriz energética sectorial de China en 2016. 28
Figura 4: Matriz energética sectorial de China 1975..... 28
Figura 5: Oferta de gas natural en China para el periodo de 1973 a 2016. 29
Figura 6: Participación de la oferta de gas natural en China entre 1973 y 2016..... 30
Figura 7: Demanda sectorial de gas natural en China para el 2016..... 30
Figura 8: Demanda sectorial de gas natural en China entre 1973 y 2016. 31
Figura 9: Participación de la demanda sectorial de gas natural en China entre 1973 y 2016. 31
Figura 10: Participación de la demanda industrial de gas natural en China en 2002 y 2015..... 32
Figura 11: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en China en 2002 y 2015..... 33
Figura 12: Participación de la demanda de gas natural de otros sectores en China en 2002 y 2015. 33
Figura 13: Oferta de GLP en China entre 1990 y 2015. 34
Figura 14: Participación de la oferta de GLP en China entre 1990 y 2015. 35
Figura 15: Demanda de GLP de China en 2015..... 35
Figura 16: Demanda de GLP en China entre 1990 y 2015..... 36
Figura 17: Demanda de los procesos de transformación del GLP en China entre 1990 y 2014. 37
Figura 18: Demanda sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015. 37
Figura 19: Participación de la demanda sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015. 38
Figura 20: Participación de la demanda industrial de GLP en China en 2002 y 2015. 39
Figura 21: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en China en 2002 y 2015. 39
Figura 22: Participación de la demanda otros de GLP en China en 2002 y 2015..... 40
Figura 23: Producción de biogás en China desde 1989 hasta 2014. 41
Figura 24: Escenarios alternativos de política para alcanzar las NDC. 46
Figura 25: Evolución de Emisiones de Carbono (GtCO2). 47
Figura 26: Mapa de gasoductos, terminales de GNL y almacenamientos. 49
Figura 27: Participación de energéticos en consumo total (100 MTCE). 50
Figura 28: Evolución de la matriz energética en China 1965-2016. 50
Figura 29: Evolución de la participación de la matriz energética de China entre 1965 y 2016. 51
Figura 30: Evolución de demanda de energéticos para generación eléctrica en China entre 1973 y 2016..... 55
Figura 31: Evolución de demanda de energéticos para generación eléctrica en China entre 1973 y 2016..... 55
Figura 32: Evolución de demanda de energéticos del sector industria en China entre 1973 y 2016. 56
Figura 33: Evolución en la participación de la demanda de energéticos del sector industria en China entre 1973 y 2016. 57
Figura 34: Evolución de demanda de energéticos del sector transporte en China entre 1973 y 2016. 58

Figura 35: Evolución en la participación de la demanda de energéticos del sector transporte en China entre 1973 y 2016. 59
Figura 36: Evolución de demanda de energéticos de otros sectores en China entre 1973 y 2016. 63
Figura 37: Evolución en la participación de la demanda de energéticos de Otros sectores en China entre 1973 y 2016. 64
Figura 38: Matriz energética de Estados Unidos en 2017. 66
Figura 39: Matriz energética de Estados Unidos en 1975. 67
Figura 40: Matriz energética sectorial de Estados Unidos en 2016..... 67
Figura 41: Matriz energética sectorial de Estados Unidos en 1975..... 68
Figura 42: Distribución de la matriz energética sectorial de Estados Unidos entre 1975 y 2016..... 68
Figura 43: Oferta de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 69
Figura 44: Participación de la oferta de gas natural en Estados entre 1973 y 2016. 70
Figura 45: Demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos en 2016..... 71
Figura 46: Demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 71
Figura 47: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 72
Figura 48: Participación de la demanda de gas natural en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015..... 72
Figura 49: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en Estados Unidos para los años 2002 y 2015. 73
Figura 50: Participación de la demanda de gas natural en el sector Otros en Estados Unidos en 2002 y 2015..... 74
Figura 51: Oferta de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015. 75
Figura 52: Participación de la oferta de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015..... 75
Figura 53: Demanda de GLP en Estados Unidos en 2015..... 76
Figura 54: Demanda de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015..... 77
Figura 55: Demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015..... 77
Figura 56: Participación de la demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015..... 78
Figura 57: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015..... 79
Figura 58: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Estados Unidos en 2002 y 2015..... 79
Figura 59: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Estados Unidos en 2002 y 2015..... 80
Figura 60: Oferta de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2016. 80
Figura 61: Demanda de biogás en Estados Unidos en 2015. 81
Figura 62: Demanda de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015. 81
Figura 63: Participación de la demanda de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015. 82
Figura 64: Demanda sectorial de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015..... 82
Figura 65: Participación de la demanda sectorial de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015. 83
Figura 66: Participación de la demanda de biogás en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015..... 83
Figura 67: Compromisos iniciales de los EEUU en el Acuerdo de París..... 85
Figura 68: Importaciones y exportaciones de gas natural en EEUU (Tera pies cúbicos). 87

Figura 69: Evolución de la extracción de gas natural por tipo de campo (Tera Pies Cúbicos). 88
Figura 70: Precios de gas natural en Estados Unidos (USD/Millones de pies cúbicos)..... 89
Figura 71: Emisiones de CO2 relacionadas con el sector de energía en Estados Unidos. 90
Figura 72: Evolución de la generación eléctrica por combustible en 2001 y 2017. (TWh)..... 90
Figura 73: Distribución de Gases Efecto Invernadero en Estados Unidos. 91
Figura 74: Evolución de la matriz energética en Estados Unidos entre 1965 y 2017. (MTPE)..... 93
Figura 75: Evolución de la participación de la matriz energética en Estados unidos entre 1965 y 2017. 94
Figura 76: Evolución de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Estados Unidos entre 1973 y 2016. 98
Figura 77: Participación de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Estados Unidos entre 1973 y 2016. 98
Figura 78: Demanda de energéticos del sector industria en Estados Unidos entre 1973 y 2016.... 99
Figura 79: Participación de la demanda de energéticos del sector industrial en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 99
Figura 80: Evolución de demanda de energéticos del sector transporte en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 100
Figura 81: Participación en la demanda de energéticos del sector industria en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 101
Figura 82: Consumo de combustibles alternativos y oxidantes..... 101
Figura 83: Evolución de la demanda de energéticos de Otros sectores en EEUU entre 1973 y 2016. 104
Figura 84: Participación de la demanda de energéticos de Otros sectores en Estados Unidos entre 1973 y 2016..... 104
Figura 85: Matriz energética de Japón en 2017..... 106
Figura 86: Matriz energética de Japón en 1975..... 106
Figura 87: Matriz energética sectorial de Japón en 2016. 107
Figura 88: Matriz Energética Sectorial de Japón 1975. 107
Figura 89: Distribución de la Matriz Energética Sectorial de Japón entre 1973 y 2016. 108
Figura 90: Oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016. 109
Figura 91: Participación de la oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016. 109
Figura 92: Demanda sectorial de gas natural de Japón en 2016. 110
Figura 93: Evolución de la demanda sectorial de gas natural de Japón entre 1973 y 2016. 110
Figura 94: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Japón entre1973 y 2016. 111
Figura 95: Participación de la demanda industrial de gas natural de Japón en 2002 y 2015. 111
Figura 96: Participación de la demanda de Otros sectores de gas natural en Japón en 2002 y 2015. 112
Figura 97: Oferta de GLP en Japón entre 1990 y 2015..... 113
Figura 98: Participación en la oferta de GLP en Japón entre 1990 y 2015. 113
Figura 99: Demanda de GLP en Japón en 2015. 114
Figura 100: Demanda de GLP en Japón entre 1990 y 2015. 115
Figura 101: Participación de la demanda de GLP en Japón entre 1990 y 2015. 115
Figura 102: Demanda de GLP para transformación en Japón entre 1990 y 2015..... 116
Figura 103: Participación de la demanda de GLP para transformación en Japón entre 1990 y 2015. 116
Figura 104: Demanda sectorial de GLP en Japón entre 1990 y 2015..... 117

Figura 105: Participación de la demanda sectorial de GLP en Japón entre 1990 y 2015..... 117
Figura 106: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Japón en 2002 y 2015. 118
Figura 107: Participación de la demanda de GLP del sector transporte en Japón en 2002 y 2015. 119
Figura 108: Participación de la demanda de GLP del sector Otros en Japón en 2002 y 2015..... 119
Figura 109: Oferta de biogás en Japón para el período entre 1990 y 2016. 120
Figura 110: Proyecciones de demanda y generación eléctrica a 2030. 125
Figura 111: Evolución de la matriz energética en Japón entre 1965 y 2017. 128
Figura 112: Participación de la matriz energética en Japón entre 1965 y 2017. 129
Figura 113: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Japón entre 1973 y 2016. 133
Figura 114: Participación de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Japón entre 1973 y 2016. 134
Figura 115: Demanda de energéticos del sector industrial en Japón entre 1973 y 2016. 134
Figura 116: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Japón entre 1973 y 2016. 135
Figura 117: Demanda de energéticos del sector transporte en Japón entre 1973 y 2016. 136
Figura 118: Participación en la demanda de energéticos del sector Transporte en Japón entre 1973 y 2016. 137
Figura 119: Demanda de energéticos del sector Otros en Japón entre 1973 y 2016. 140
Figura 120: Participación de la demanda de energéticos del sector Otros en Japón entre 1973 y 2016 140
Figura 121: Matriz Energética de Alemania en 2017. 142
Figura 122: Matriz Energética de Alemania en 1975. 142
Figura 123: Matriz Energética Sectorial de Alemania en 2016. 143
Figura 124: Matriz Energética Sectorial de Alemania en 1975. 143
Figura 125: Distribución de la matriz energética sectorial de Alemania entre 1973 y 2016. 144
Figura 126: Oferta de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016. 145
Figura 127: Participación de la Oferta de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016. 145
Figura 128: Demanda sectorial de gas natural en Alemania en 2016. 146
Figura 129: Demanda sectorial de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016. 147
Figura 130: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016. 147
Figura 131: Participación de la demanda de gas natural en el sector industria en Alemania en 2002 y 2015. 148
Figura 132: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en Alemania en 2002 y 2015. 149
Figura 133: Participación de la demanda de gas natural en Otros sectores en Alemania en 2002 y 2015. 149
Figura 134: Oferta de GLP en Alemania entre 1990 y 2015. 150
Figura 135: Participación de la oferta de GLP en Alemania entre 1990 y 2015. 151
Figura 136: Demanda de GLP en Alemania en 2015. 151
Figura 137: Demanda de GLP en Alemania entre 1990 y 2015. 152
Figura 138: Participación de la demanda de GLP en Alemania entre 1990 y 2015. 153
Figura 139: Participación de la demanda de GLP en transformación en Alemania entre 1990 y 2015. 153

Figura 140: Evolución de la demanda sectores finales de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.. 154
Figura 141: Participación de la demanda sectores finales de GLP en Alemania entre 1990 y 2015. 154
Figura 142: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Alemania en 2002 y 2015. 155
Figura 143: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Alemania en 2002 y 2015. 156
Figura 144: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Alemania en 2002 y 2015. 156
Figura 145: Oferta de biogás en Alemania entre 1990 y 2015. 157
Figura 146: Demanda de biogás en Alemania en 2015. 157
Figura 147: Demanda de biogás en Alemania entre 1991 y 2015. 158
Figura 148: Participación de la demanda de biogás en Alemania entre 1991 y 2015. 158
Figura 149: Demanda sectorial de biogás en Alemania entre 1991 y 2015. 159
Figura 150: Participación de la demanda sectorial de biogás en Alemania entre 1991 y 2015. ... 159
Figura 151: Participación de la demanda de biogás en el sector industria en Alemania en 2002 y 2015. 160
Figura 152: Metas del Climate Action Plan 2050. 163
Figura 153: Usos del Gas Natural por Sector y Tipo de Uso (TWh). 164
Figura 154: Participación de las FERNC en el consumo de electricidad y metas a largo plazo. ... 166
Figura 155: Matriz energética en Alemania entre 1965 y 2017. 167
Figura 156: Participación de la matriz energética de Alemania entre 1965 y 2017. 167
Figura 157: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Alemania entre 1973 y 2016.171
Figura 158: Participación de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Alemania entre 1973 y 2016. 171
Figura 159: Demanda de energéticos del sector industria en Alemania entre 1973 y 2016 172
Figura 160: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Alemania entre 1973 y 2016. 172
Figura 161: Demanda de energéticos del sector transporte en Alemania entre 1973 y 2016. 173
Figura 162: Participación en la demanda de energéticos del sector Transporte en Alemania entre 1973 y 2016. 174
Figura 163: Participación de las energías renovables en el consumo energético del sector transporte alemán. 175
Figura 164: Consumo energético en el sector transporte a partir de las energías renovables. 175
Figura 165: Matriz de energía renovable en el sector transporte Alemania 2017. 176
Figura 166: Bicicleta de carga de servicio de paqueteo en la "última milla". 177
Figura 167: Vehículo de carga con alimentación mediante líneas eléctricas aéreas (Catenarias). 177
Figura 168: Demanda de energéticos de otros sectores en Alemania entre 1973 y 2016. 179
Figura 169: Participación de la demanda de energéticos de otros sectores en Alemania entre 1973 y 2016. 179
Figura 170: Matriz energética de Italia en 2017. 181
Figura 171: Matriz energética de Italia en 1975. 182
Figura 172: Matriz energética sectorial de Italia en 2016. 182
Figura 173: Matriz energética sectorial de Italia en 1975. 183
Figura 174: Distribución de la matriz energética sectorial de Italia entre 1975 y 2016. 183
Figura 175: Oferta de gas natural en Italia entre 1973 y 2016. 184

Figura 176: Participación de la oferta de gas natural en Italia entre 1975 y 2016..... 185
Figura 177: Demanda Italiana de gas natural en 2016..... 185
Figura 178: Demanda sectorial de gas natural en Italia entre 1973 y 2016. 186
Figura 179: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Italia entre 1973 y 2016. 186
Figura 180: Participación de la demanda de gas natural del sector industria en Italia en 2002 y 2015. 187
Figura 181: Participación de la demanda de gas natural del sector transporte en Italia en 2002 y 2015 188
Figura 182: Participación de la demanda de gas natural del sector Otros en Italia en 2002 y 2015. 188
Figura 183: Oferta de GLP en Italia entre 1990 y 2015. 189
Figura 184: Participación de la oferta de GLP en Italia entre 1990 y 2015. 190
Figura 185: Demanda de GLP en Italia en 2015..... 190
Figura 186: Demanda de GLP en Italia entre 1990 y 2015. 191
Figura 187: Participación de la demanda de GLP en Italia entre 1990 y 2015. 191
Figura 188: Participación de la demanda de GLP en transformación en Italia entre 1990 y 2015. 192
Figura 189: Evolución de la demanda de sectores finales de GLP en Italia entre 1990 y 2015. ... 192
Figura 190: Participación de la demanda de sectores finales de GLP en Italia entre 1990 y 2015. 193
Figura 191: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Italia en 2002 y 2015. 194
Figura 192: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Italia en 2002 y 2015. 194
Figura 193: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Italia en 2002 y 2015. 195
Figura 194: Oferta de biogás en Italia entre 1990 y 2015..... 195
Figura 195: Demanda de biogás en Italia en 2015. 196
Figura 196: Demanda de biogás en Italia entre 1990 y 2015. 196
Figura 197: Participación de la demanda de biogás en Italia entre 1991 y 2015. 197
Figura 198: Demanda sectorial de biogás en Italia entre 1991 y 2015..... 197
Figura 199: Participación de la demanda sectorial de biogás en Italia entre 1991 y 2015. 198
Figura 200: Participación de la demanda de biogás en el sector industria en Italia en 2002 y 2015. 198
Figura 201: Metas de incorporación de energía renovables en Italia. 200
Figura 202. Matriz energética en Italia entre 1965 y 2017..... 202
Figura 203: Participación de la matriz energética en Italia entre 1965 y 2017. 203
Figura 204: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Italia entre 1973 y 2016. 206
Figura 205: Participación en demanda de energéticos para generación eléctrica en Italia entre 1973 y 2016. 207
Figura 206: Demanda de energéticos del sector industria en Italia entre 1973 y 2016..... 207
Figura 207: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Italia entre 1973 y 2016..... 208
Figura 208: Demanda de energéticos del sector transporte en Italia entre 1990 y 2016. 209
Figura 209: Participación en la demanda de energéticos del sector transporte en Italia entre 1973 y 2015..... 210
Figura 210: Demanda de energéticos de Otros sectores en Italia entre 1973 y 2016. 213
Figura 211: Participación de la demanda de energéticos de Otros sectores en Italia entre 1973 y 2016..... 213

Figura 212: Matriz Energética de Argentina en 2017 215
Figura 213: Matriz energética de Argentina en 1975. 215
Figura 214: Matriz energética sectorial de Argentina en 2016. 216
Figura 215: Matriz energética sectorial de Argentina en 1975. 216
Figura 216: Distribución de la matriz energética sectorial de Argentina entre 1973 y 2016. 217
Figura 217: Oferta de gas natural en Argentina entre 1973 y 2016 218
Figura 218: Participación de la oferta de gas natural en Argentina entre 1975 y 2016. 218
Figura 219: Demanda Argentina de gas natural en 2016. 219
Figura 220: Demanda sectorial de gas natural en Argentina entre 1973 y 2016. 219
Figura 221: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Argentina entre 1973 y 2016. 220
Figura 222: Participación de la demanda de gas natural del sector industria en Argentina en 2002 y 2015 220
Figura 223: Participación de la demanda de gas natural para el sector transporte en Argentina en 2002 y 2015 221
Figura 224: Participación de la demanda de gas natural del sector Otros en Argentina en 2002 y 2015 221
Figura 225: Oferta de GLP en Argentina entre 1990 y 2015. 222
Figura 226: Oferta de GLP en Argentina entre 1990 y 2015. 223
Figura 227: Demanda de GLP de Argentina en 2015 223
Figura 228: Demanda de GLP en Argentina entre 1990 y 2015 224
Figura 229: Participación de la demanda de GLP en Argentina entre 1990 y 2015 224
Figura 230: Participación de la demanda de GLP en transformación en Argentina entre 1990 y 2015. 225
Figura 231: Demanda de sectores finales de GLP en Argentina entre 1990 y 2015. 225
Figura 232: Participación de la demanda de sectores finales de GLP en Argentina entre 1990 y 2015. 226
Figura 233: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Argentina en 2002 y 2015 226
Figura 234: Matriz energética en Argentina entre 1965 y 2017. 230
Figura 235: Participación de la matriz energética en Argentina entre 1965 y 2016. 230
Figura 236: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Argentina entre 1973 y 2016. 233
Figura 237: Participación en demanda de energéticos para generación eléctrica en Argentina entre 1973 y 2016. 233
Figura 238: Demanda de energéticos del sector industria en Argentina entre 1973 y 2016. 234
Figura 239: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Argentina entre 1973 y 2016. 234
Figura 240: Demanda de energéticos del sector transporte en Argentina entre 1973 y 2016. 235
Figura 241: Participación en la demanda de energéticos del sector transporte en Argentina entre 1973 y 2016. 236
Figura 242: Consumo energético del sector transporte en Argentina entre 1970 y 2015. 236
Figura 243: Evolución de la demanda de energéticos de Otros sectores en Argentina entre 1973 y 2016 238
Figura 244: Participación de la demanda de energéticos de otros sectores en Argentina entre 1973 y 2016. 239

Figura 245: Matriz energética de Colombia en 2017. 241
Figura 246: Matriz energética de Colombia en 1975. 242
Figura 247: Comparación del cambio en las matrices energéticas de los países del estudio. 243
Figura 248: Matriz Energética Sectorial de Colombia en 2016. 244
Figura 249: Matriz energética sectorial de Colombia en 1975. 245
Figura 250: Comparativo de las matrices energéticas sectoriales de los países del estudio. 246
Figura 251: Producción de gas natural en Colombia por fuente 2008-2017. (GBTUD). 247
Figura 252: Demanda histórica de gas natural en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 248
Figura 253: Demanda histórica de gas natural industrial en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 249
Figura 254: Demanda histórica de gas natural termoeléctrico en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 250
Figura 255: Demanda histórica de gas natural residencial en Colombia 1996-2016. (GBTUD). ... 251
Figura 256: Demanda histórica de gas natural vehicular (GNV) en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 252
Figura 257: Demanda histórica de gas natural para Petroquímica en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 253
Figura 258: Demanda histórica de gas natural sector petrolero en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 254
Figura 259: Demanda histórica de gas natural sector Comercial en Colombia 1996-2016. (GBTUD). 255
Figura 260: Distribución sectorial de la demanda de gas natural en Colombia en 2017. (GBTUD). 256
Figura 261: Oferta histórica de GLP en Colombia por fuente. (Barriles por día - BPD). 257
Figura 262: Composición de la oferta. (Barriles por día - BPD). 258
Figura 263: Composición porcentual de la oferta de GLP en el 2017. (Barriles por día - BPD). ... 258
Figura 264: Demanda histórica de GLP en Colombia por sectores. (BPD) 259
Figura 265: Composición porcentual del consumo de GLP en el 2017. (BPD). 260
Figura 266: Distribución de la oferta de gases combustibles en los 7 países. 262
Figura 267: Matriz energética en Colombia entre 1975 y 2017. (MTEP) 264
Figura 268: Matriz energética en Colombia entre 1975 y 2017. (%). 264
Figura 269: Demanda de energéticos para Termogeneración en Colombia 1975-2016. (MTEP). 265
Figura 270: Participación de la demanda de energéticos para Termogeneración en Colombia 1975-2016. (%). 265
Figura 271: Demanda de energéticos en la industria en Colombia 1975-2016. (MTEP). 266
Figura 272: Participación de la demanda de energéticos en la industria en Colombia 1975-2016. (%). 267
Figura 273: Demanda de energéticos para el sector transporte en Colombia 1975-2016. (MTEP). 267
Figura 274: Participación de la demanda de energéticos para el sector transporte en Colombia 1975-2016. (%) 268
Figura 275: Parque automotor colombiano (Millones de unidades). 269
Figura 276: Evolución de la flota de vehículos a gas vs vehículos eléctricos. 273
Figura 277: Flota de vehículos con combustibles alternativos en EEUU (2016). 274
Figura 278: Producción de energía primaria en los EEUU por fuente (Peta PC). 278
Figura 279: Participación del diésel como combustible de la flota de transporte en Japón. 280
Figura 280: Evolución del consumo y número de vehículos a GLP en Japón. 280

Figura 281: Dependencia energética de Alemania con respecto a importaciones (2006-2016).... 282
Figura 282: Horas de generación anual por tecnología 283
Figura 283: Composición de la flota de combustibles alternativos en Alemania en 2016..... 284
Figura 284: Competitividad de vehículos con GLP frente al diésel y gasolina. 285
Figura 285: Objetivos estratégicos para el sector gas en Italia. 286
Figura 286: Evolución del consumo de gas natural en Italia (2000-2017)..... 287
Figura 287: Aportes sectoriales a la meta de reducción del consumo total de energía en Italia. .. 287
Figura 288: Participación de las demandas de calentamiento y calor en la demanda total de energía a 2015 (TWh)..... 288
Figura 289: Participación por combustible en las demandas de calentamiento y calor. 288
Figura 290: Proyección de costos normalizados de generación. 289
Figura 291: Resultados escenario nacional Base: emisiones GEI por sectores (MtCO2eq). 291
Figura 292: Evolución de la matriz energética 1970 – 2015 (MTOE). 292
Figura 293: Consumo de gas natural en Suramérica 2017 (MTOE). 292
Figura 294: Producción e importaciones de Gas Natural (2007-2017). Mm^3 día. 294
Figura 295: Metas de integración de energías renovables. 295
Figura 296: Trayectoria de emisiones de CO2 en los escenarios Business as Usual, incondicional y con medidas condicionales en Argentina en 2016..... 298
Figura 297: Crecimiento de usuarios atendidos por país en Latinoamérica..... 305
Figura 298: Proyección de la demanda mundial de energía primaria por tipo de fuente al 2050. . 314
Figura 299: Proyección de la demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050..... 320
Figura 300: Proyección de la demanda sectorial de gases combustibles 2018-2050..... 321
Figura 301: Proyección de la demanda de gases combustibles en el sector residencial en Colombia para el período 2018-2050. 323
Figura 302: Resumen de la distribución entre las cuatro opciones de abastecimiento en razón a su menor tarifa proyectada. 326
Figura 303: Proyección de la demanda de gases combustibles en el sector comercial en Colombia para el período 2018-2050. 328
Figura 304: Proyección de la demanda de gases combustibles en el sector industrial en Colombia para el período 2018-2050. 332
Figura 305: Planta de producción de biogás en la PTAR de Bavaria en Bucaramanga. 334
Figura 306: Quemador con cascarilla de arroz en planta de secado en el Huila. 336
Figura 307: Crecimiento del parque automotor en Colombia. 339
Figura 308: Distribución del parque automotor en Colombia en 2018..... 340
Figura 309: Consumo de gasolina motor en estaciones de servicio en Colombia 341
Figura 310: Consumo de GNCV en estaciones de servicio en Colombia. 342
Figura 311: Consumo de ACPM en estaciones de servicio en Colombia. 343
Figura 312: Demanda energética del sector transporte en Colombia. 344
Figura 313: Consumo de ACPM en estaciones de servicio en Colombia. 345
Figura 314: Proyección de la demanda de gases combustibles para el sector transporte en Colombia para el período 2018-2050. 346
Figura 315: Vehículos de distribución de Coca Cola Femsa en Bogotá. 350
Figura 316: Proyección de la demanda de gases combustibles en la generación de electricidad en Colombia para el período 2018-2050..... 352
Figura 317: Celda de combustible SANYO trabajando con gas natural en oficina. 355

Figura 318: Proyección de la demanda de gases combustibles para industria petroquímica en Colombia para el período 2018-2050..... 357
Figura 319: Proyección de la demanda de gases combustibles en la industria del petróleo en Colombia para el período 2018-2050..... 360
Figura 320: Meta de reducción de las emisiones de CO_2 de Colombia en la COP21..... 364
Figura 321: Distribución de las emisiones de CO_2 por diversos sectores productivos en Colombia a 2015..... 365
Figura 322: Nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.... 365
Figura 323: Emisiones de CO_2 calculadas para la nueva demanda de gases combustibles en Colombia a 2018-2050. 366
Figura 324: Reducción en las emisiones de CO_2 por la nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050..... 367
Figura 325: Reducción en las emisiones de CO_2 por el uso de gases combustibles en el sector transporte en Colombia para el período 2018-2050. 368
Figura 326: Cambio en Otras emisiones contaminantes como resultado del uso de gases combustibles en el sector transporte en Colombia para el período 2018-2050. 369
Figura 327: Principales cambios en los volúmenes de exportaciones de GNL en los Estados Unidos entre 2016 y 2017 (MT)..... 372
Figura 328: Proyección de la producción mensual de gas natural en Colombia para el período 2018-2027..... 373
Figura 329: Proyección de la producción mensual de GLP en Colombia para el período 2018-2023. 374
Figura 330: Proyección del balance oferta-demanda de gas natural en Colombia para el período 2016-2035, incluyendo importación de GNL..... 376
Figura 331: Proyección del balance oferta-demanda de gas natural en Colombia para el período 2016-2035, incluyendo importación de GNL..... 377
Figura 332: Proyección del balance oferta-demanda de GLP en Colombia para el período 2018-2022, incluyendo importación..... 377
Figura 333: Infraestructura proyectada del SNT de gas natural para un escenario de media demanda. 379
Figura 334: Infraestructura proyectada del SNT de gas natural para un escenario de alta demanda. 380
Figura 335: Complementariedad de los gases combustibles en Alemania y Colombia..... 382
Figura 336: Evolución de distribución de hogares que cocinan con gas por red, GLP y leña. 383
Figura 337: Resultados pregunta #1..... 401
Figura 338: Pregunta #2..... 402
Figura 339: Pregunta #3..... 403
Figura 340: Pregunta #4..... 404
Figura 341: Pregunta #5..... 405
Figura 342: Pregunta #6..... 406
Figura 343: Pregunta #7..... 407
Figura 344: Pregunta #8..... 408
Figura 345: Pregunta #9..... 409
Figura 346: Pregunta #10..... 410
Figura 347: Pregunta #11..... 411
Figura 348: Pregunta #2..... 412

Figura 349: Pregunta #3..... 413
Figura 350: Pregunta #4..... 414
Figura 351: Pregunta #5..... 415
Figura 352: Pregunta #6..... 416
Figura 353: Pregunta #7..... 417
Figura 354: Pregunta #8..... 418
Figura 355: Pregunta #9..... 419
Figura 356: Pregunta #10..... 420
Figura 357: Importaciones y exportaciones de gas natural en los EEUU (Terapies cúbicos)..... 434
Figura 358: Variación de las importaciones de energéticos en Alemania (2006-2016). 438
Figura 359: Esquemas de remuneración de transporte de gas por gasoductos en la UE (2014).. 439
Figura 360: Sistema Nacional de Transporte (SNT) de Gas Natural..... 444
Figura 361: Sistema de Poliductos en Colombia. 465
Figura 362: Fuentes de oferta mensual en invierno..... 487

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Orden de Países del cruce de información Consumo Energía vs. Productividad. 21
Tabla 2: Número de vehículos en uso por país según OICA. 22
Tabla 3: Número de vehículos con GNV en el mundo. 22
Tabla 4: Número de vehículos con Autogas en el mundo. 22
Tabla 5: Países propuestos para la muestra a analizar en el estudio. 23
Tabla 6: Emisiones de CO2 para el período 2013-2017 de los países seleccionados. (Millones de toneladas). 23
Tabla 7: Comparativo EEUU vs China de emisiones de CO2 en millones de toneladas para el período entre 1971-2010. 43
Tabla 8: Metas para la transición energética formuladas en el 13° FYP para el período 2016-2020. 48
Tabla 9: Cantidad de vehículos terrestres en China para el año 2017. 59
Tabla 10: Transporte ferroviario en China en 2017. 60
Tabla 11: Distribución de vehículos de transporte de pasajeros según el tipo de combustible. 61
Tabla 12: Building Blocks para el cálculo de metas bajo el Clean Power Plan (CPP). 92
Tabla 13: Consumo de energía del transporte terrestre por modalidad y tipo de combustible en el 2017 (Trillones de BTU). 102
Tabla 14: Consumo de energía del transporte aéreo, fluvial y ferroviario por modalidad y tipo de combustible en el 2017 (Trillones de BTU). 103
Tabla 15: Emisiones estimadas de CO2 por sectores de demanda. 121
Tabla 16: Metas de reducción de emisiones de GEI en Alemania (MM ton eqCO2). 163
Tabla 17: Ventas de vehículos de turismo en Italia y distribución de acuerdo a la fuente de alimentación. 211
Tabla 18: Caracterización del parque automotor terrestre en Argentina. 237
Tabla 19: Transporte ferroviario en Argentina en cifras. 237
Tabla 20: Consumo de gases combustibles a finales de 2015. 261
Tabla 21: Programas, normas e incentivos a nivel federal para vehículos a gas natural y gas propano. 274
Tabla 22: Infraestructura actual para el transporte de GLP en Colombia. 302
Tabla 23: Síntesis de elementos relevantes de la experiencia internacional analizada para la promoción del uso de gases combustibles. 304
Tabla 24: Ventas de vehículos en Colombia 2007-2017. 338
Tabla 25: Demanda de gasolina E10 en Colombia en el período 2011-2015. 341
Tabla 26. Consumo de GNCV en Colombia para el período 2011-2015. 342
Tabla 27: Consumo de ACPM en Colombia para el período 2011-2015 343
Tabla 28. Crecimiento poblacional y del parque automotor en Colombia. 344
Tabla 29: Factores FECOC de emisiones de CO2. 366
Tabla 30: Factores de emisión por cambio de combustible. 367
Tabla 31: Factores de emisión por cambio de combustible. 381
Tabla 32: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles. 392
Tabla 33: Terminales chinas de importación de GNL. 432
Tabla 34: Terminales Japonesas de Importación de GNL. 437

Tabla 35: Terminales Italianas de Importación de GNL. 440
Tabla 36: Terminales Argentinas de Importación de GNL. 442
Tabla 37: Gasoductos troncales y ramales del Sistema Nacional de Transporte de gas natural. . 445
Tabla 38: Métricas de valoración de la gravedad/severidad. 452
Tabla 39: Métricas de valoración de la probabilidad. 453
Tabla 40: Métricas de valoración del riesgo. 453
Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. 454
Tabla 42: Rutas del Sistema Nacional de Poliductos. 466
Tabla 43: Porcentaje máximo de la capacidad de cada tramo. 467
Tabla 44: Métricas de valoración de la gravedad/severidad. 471
Tabla 45: Métricas de valoración de la probabilidad. 471
Tabla 46: Métricas de valoración del riesgo. 471
Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. 472
Tabla 48: Costos de racionamiento del GLP por sector. 483

1. INTRODUCCIÓN.

En el marco del estudio para "IDENTIFICAR LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD" y con el objetivo de desarrollar un análisis comparativo del caso colombiano frente a las experiencias de países con amplia trayectoria en el sector de gas combustible, se analizaron seis países que sirvieron para definir, a partir de los resultados obtenidos, un "Contexto de Transición" con una visión clara y actualizada del avance del proceso de descarbonización energética junto con el papel que cumplen los gases combustibles en este proceso.

El "Contexto de Transición" incluyó para su análisis a China, EEUU, Japón, Alemania, Italia y Argentina. Estos países fueron seleccionados teniendo en cuenta los criterios establecidos en el estudio y las enseñanzas significativas que aportan sus experiencias a los factores de análisis requeridos. Los factores de análisis son los siguientes: demanda de energía, desarrollo de nuevas demandas de gas combustible, requerimientos energéticos masivos para la movilidad de carga y pasajeros, políticas públicas y compromisos de tipo internacional para la reducción de emisiones.

A continuación, se detallan los parámetros que se trabajaron para cada país:

- Matriz energética actual.
- Características y balance de la oferta y demanda de gas.
- Políticas establecidas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, avances en la política de implementación, problemáticas presentadas, mejores prácticas desarrolladas, cambios regulatorios implementados, análisis de reglamentación técnica en el marco del acuerdo de la OMC sobre OTC, etc.
- Esquema de transición energética existente.
- Distribución y complementariedad de diversos gases combustibles en la canasta energética del país y rol desempeñado por cada uno de ellos en el proceso de transición.
- Nivel de transición o conversión energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial, sin hacer uso del gas y cuáles fueron las condiciones de ese desarrollo.

Posteriormente, se tomaron como base los resultados de los países seleccionados en el contexto de transición para realizar el análisis comparativo con el caso colombiano. Luego, se desarrolló un diagnóstico con cada uno de estos países sobre los mecanismos implementados para el aseguramiento del suministro y la confiabilidad del sistema, su dimensionamiento, costo de inversión y operación, metodologías de reconocimiento de esos costos, metas de confiabilidad y resultados obtenidos. Finalmente, se revisaron las condiciones de confiabilidad y aseguramiento del suministro en los eslabones de la cadena de gas en Colombia, evaluando los mecanismos disponibles para ello y realizando una descripción de su implementación.

En el Anexo 1, se encuentra la tabla de equivalencias que facilita el manejo de los sistemas de unidades y medidas del documento.

Proceso de selección de los países del Contexto de Transición.

El proceso de selección de los países base del análisis comparativo se desarrolló tomando como partida la lista de los 193 países miembros de la ONU. Luego, con esa lista inicial, se elaboró un cuadro de listas jerarquizas de los primeros 20 países en materia de consumo energético (ubicándolos de mayor a menor) de cada publicación según los reportes especializados en diversos tipos de energéticos. Posteriormente, al cuadro resultante se le agregó la lista presentada en el Informe Global de Competitividad 2017-2018 por el Foro Económico Mundial que califica la competitividad de los países sobre una lista de 12 variables nacionales.

Al hacer el cruce de información entre los diversos listados del cuadro, se encontró que dentro de los primeros veinte países en el Índice Global de Competitividad se encuentran los cinco mayores consumidores de energía en el orden que se muestra en la *Tabla 1*.

Tabla 1: Orden de Países del cruce de información Consumo Energía vs. Productividad.

Orden	País
1o	China
2o	EEUU
3o	Japón
4o	Canadá
5o	Alemania

Fuente: La consultoría.

Al terminar el análisis mediante el primer criterio requerido, se pasó a una revisión adicional del resultado obtenido con respecto a los datos que arrojó la comparación del dato de energía y productividad frente a las cifras reportadas para la movilidad terrestre en cada país, área del estudio que es claramente relevante para el proceso de descarbonización de la matriz energética, considerando el uso de gases como combustibles de transición.

Aunque las organizaciones del transporte a nivel mundial publican una amplia gama de variables estadísticas relacionadas con el desarrollo y con el estado de ese sector en cada país del planeta, las que nos resultaron de gran utilidad para la selección de los países del estudio fueron las presentadas por la International Organization of Motor Vehicle Manufacturers (OICA) con relación al número de unidades vehiculares en uso en cada país (*Tabla 2*), pues existe una relación directa entre la demanda de energía y las emisiones de CO2 con el número de plantas motrices referidas en esa clasificación por la fuente.

Tabla 2: Número de vehículos en uso por país según OICA.

Orden	País	Millones de Unidades en uso
1o	EEUU	264,19
2o	China	162,84
3o	Japón	77,40
4o	Rusia	51,35
5o	Alemania	48,42

Fuente: La consultoría.

La *Tabla 2* referida a los datos más recientes publicados por OICA (2015) en cuanto al número de vehículos en uso, una vez más muestra a EEUU, China, Japón y Alemania dentro de las naciones con más unidades motrices en uso, un aspecto de interés a considerar en el estudio, teniendo en cuenta que une aspectos relacionados con la demanda de energía y el desarrollo del sector transporte.

Como elementos para el análisis, se revisaron adicionalmente las cifras reportadas para gas natural y GLP como carburantes automotores alrededor del orbe con los resultados que se ven en número de unidades por país para el gas natural (GNV) en la *Tabla 3* y para el GLP (Autogas) en la *Tabla 4*.

Tabla 3: Número de vehículos con GNV en el mundo.

Orden	País	Unidades en uso
1o	China	5.350.000
2o	Irán	4.502.000
3o	Paquistán	3.700.000
4o	India	3.078.799
5o	Argentina	2.487.349

Fuente: Informe Anual Promigas 2018.

Cabe resaltar que, la lista de los países con mayor número de vehículos a GNV en el mundo incluye a Italia en el puesto 7 con 1.004.982 unidades y a Colombia en el puesto 8 con 568.264 unidades.

Tabla 4: Número de vehículos con Autogas en el mundo.

Orden	País	Unidades en uso
1o	Turquía	4.440.000
2o	Rusia	3.000.000
3o	Polonia	2.977.000
4o	Ucrania	2.250.000
5o	Italia	2.211.000

Fuente: Autogas Incentive Policies 2017.

Teniendo en cuenta que el estudio tiene especial interés en lo relacionado con el papel del sector transporte en el proceso de disminución de emisiones de carbono a la atmosfera y su clara implicación en el consumo de energía global, el cruce de información permite identificar como países de interés para análisis los que se muestran en la *Tabla 5*.

Tabla 5: Países propuestos para la muestra a analizar en el estudio.

Orden	País
1o	China
2o	EEUU
3o	Japón
4o	Alemania
5o	Italia
6o	Argentina

Fuente: La consultoría.

Los resultados obtenidos en el proceso de selección, se soportan al verificar que en cada uno de los países de la lista final, existen importantes experiencias de uso de gas combustible. Adicionalmente, la lista cumple con los criterios de alta demanda de energía y alta productividad, y además en dos de los casos (Alemania e Italia), una oferta de gas y matriz energética similares al caso colombiano.

No obstante lo encontrado en el análisis ya presentado, se realizó un proceso final para contrastar la senda que ha recorrido el grupo de países seleccionados en los procesos de reducción de las emisiones de carbono a la atmósfera teniendo para ello como referente de tiempo para el último lustro comprendido entre 2013 y 2017.

Tabla 6: Emisiones de CO2 para el período 2013-2017 de los países seleccionados. (Millones de toneladas).

País	2013	2014	2015	2016	2017
China	9.204,2	9.206,5	9.163,2	9.113,6	9.232,6
EEUU	5.309,1	5.360,1	5.214,4	5.129,5	5.087,7
Japón	1.274,6	1.231,8	1.196,9	1.180,5	1.176,6
Alemania	795,1	749,4	753,5	765,4	763,8
Italia	350,9	325,9	339,1	339,7	344,0

Fuente: La consultoría sobre datos del Statistical Review of World Energy - Full Report 2018.

Se puede observar que, con excepción de China para el período 2017/2016, todos los países seleccionados recorrieron una ruta de disminución en las emisiones de CO2 entre el 2013 y el 2017.

El reporte del Global Carbón Project publicado en noviembre de 2017, muestra como una de sus conclusiones relevantes el hecho de que en los países OECD, las emisiones de CO2 por año se han mantenido constantes desde 1990, mientras en los países no miembros el nivel de emisiones se ha

incrementado notablemente en la última década (EEUU, Japón, Alemania e Italia al igual que Colombia son miembros OECD).

En el caso de China resulta de interés observar que, aunque no es país OECD el nivel de emisiones de CO2 para el último lustro prácticamente se mantuvo estable, con excepción del período 2017/2016 en el que se registró un incremento porcentual del 1,6%. A ser uno de los dos mercados nacionales más importantes del consumo energético mundial y consecuente con las cifras que le sitúan a la cabeza en aplicaciones de interés del estudio (como por ejemplo el GNV y el Autogas), se considera importante analizar la experiencia de China en los procesos de descarbonización de su matriz y el papel de los gases combustibles como energéticos de transición.

En relación a EEUU como el mayor consumidor de gas natural y simultáneamente el segundo mayor consumidor de GLP, además del mayor mercado automotor del planeta, su inclusión en la lista se sustenta por su importancia en el acuerdo de París 2015 y los recientes cambios que se están dando en su gobierno sobre las metas de emisiones pactadas a nivel global.

Por su parte, Japón es el quinto mayor consumidor de gas natural, el quinto mayor consumidor de GLP y posee el tercer mercado automotor del planeta, incluyendo dentro de él una importante proporción de vehículos que usan GLP como carburante automotor. Adicionalmente, Japón es el mayor importador de GNL del mundo, debido a que después del evento catastrófico de Fukushima, ha emprendido un desmonte de sus unidades de generación eléctrica con base nuclear y las ha remplazado con otros energéticos en especial GNL y GLP.

Alemania es el quinto mayor consumidor de energía a nivel mundial y una proporción importante de este consumo, se representa en la demanda de gas natural (del cual es el 7° consumidor mundial); la condición de uno de los cinco mercados automotores más grandes del planeta y su posición como líder de la Comunidad Económica Europea (CEE) en las discusiones sobre el acuerdo del COP 21, hacen que Alemania tenga un conjunto de condiciones ideales para análisis del caso país en el marco del estudio que se desarrolla para Colombia sobre el gas como combustible de transición.

Italia es el último país seleccionado en la muestra debido a su enorme importancia de ser, después de China, el mercado automotor del mundo donde confluye el uso de GNV y Autogas en mayor número de unidades vehiculares. A diferencia de China, los más de tres millones de unidades vehiculares con gas combustible en uso que tiene Italia, se reparten de manera más simétrica entre GLP y GNV como carburantes automotores. Como país miembro OECD y firmante del acuerdo París 15, Italia viene cumpliendo con metas referidas a la descarbonización de su matriz energética de manera clara y resulta de gran interés ver los procesos con que armoniza la segmentación de los mercados de gases combustibles.

Finalmente, al listado de países seleccionados para el análisis del contexto de transición se le adicionó Argentina debido a que es un referente regional que complementa y enriquece el análisis.

2. ANÁLISIS DE LOS PAÍSES SELECCIONADOS PARA EL CONTEXTO DE TRANSICIÓN.

2.1 CHINA.

La República Popular de China es el mayor país de Asia oriental en términos poblacionales, con 1.379.000 millones habitantes. China es el cuarto país más extenso del mundo tras Rusia, Canadá y EEUU, con una superficie de 9.596.900 km², ocupando un 6,5% de la superficie a nivel mundial[1].

En China se pueden encontrar todo tipo de climas, debido a su gran superficie. En general, el oeste es seco, con abundantes desiertos, y entre ellos, tierras poco fértiles. El este posee llanuras y suaves colinas, las deltas de sus grandes ríos son tierras ricas que sustentan a la mayor parte del país. Al norte se encuentran llanuras, cultivo de cereales o ganadería, muy frías. Y al sur se hallan selvas siempre verdes.

La estructura de su Producto Interno Bruto (PIB) para el 2016 fue:[2]

- Agricultura, silvicultura y pesca: 8,6%.
- Industria: 39%.
- Servicios: 51,6%.

Para el 2017, el PIB fue USD $12,23 billones[3].

El análisis del caso chino en el contexto de transición, se realizó a partir del cruce de información de diversas fuentes para los datos de demanda. Algunos reportes, como los publicados por la International Energy Agency (IEA)[4] y BP[5] durante el año 2018 con cifras consolidadas a 31 de diciembre de 2017, permitieron a los consultores elaborar un análisis estadístico del comportamiento energético del país que complementó los resultados obtenidos en el análisis de aspectos conceptuales, como lo son: la identificación de la políticas establecidas por el Gobierno de la República Popular China para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, los avances en la política de implementación, las problemáticas presentadas, las mejores prácticas desarrolladas, los cambios regulatorios implementados, etc.

---

[1] Ficha País China República Popular (de) China. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/CHINA_FICHA%20PAIS.pdf

[2] Idem.

[3] PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=CN&view=chart

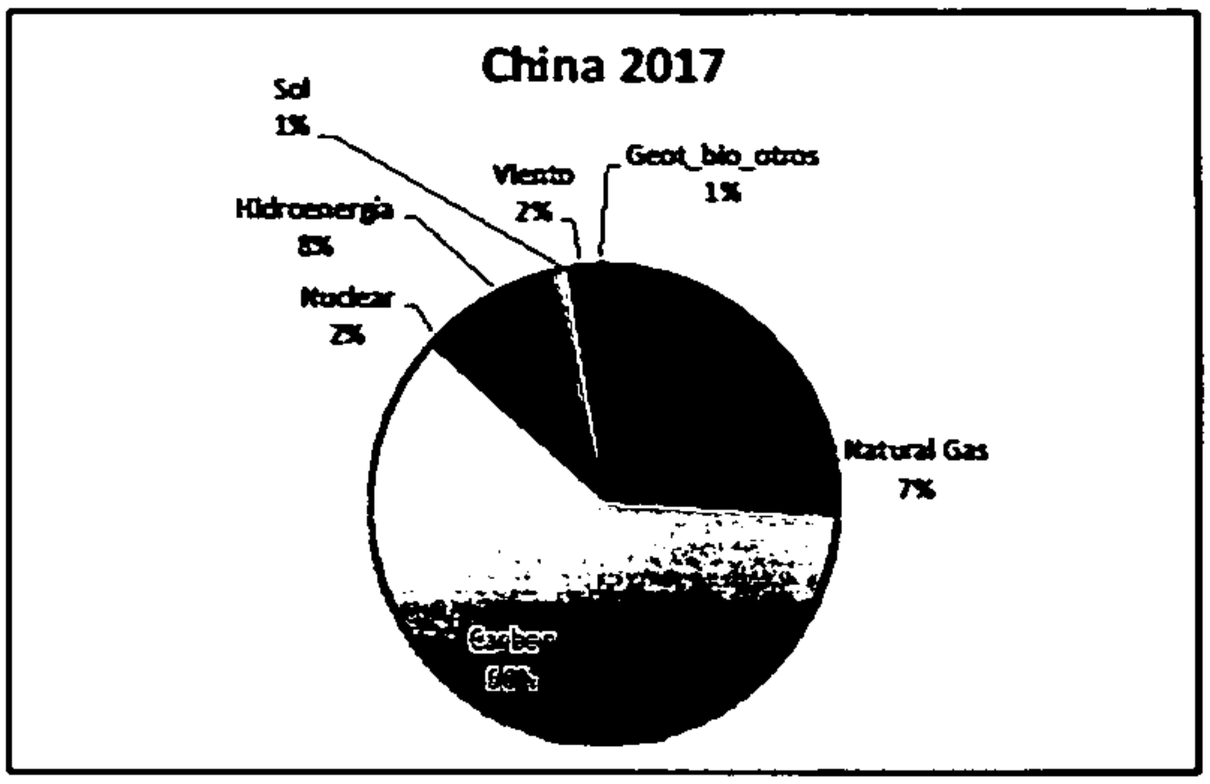
[4] Agencia Internacional de Energía, EIA https://www.iea.org/Sankey/#?c=People's%20Republic%20of%20China&s=Balance

[5] BP Energy Outlook 2018 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html

2.1.1 Matriz energética actual.

La *Figura 1*, presenta la matriz energética de China al 31 de diciembre de 2017, con un total de 3.130 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP).

Figura 1: Matriz Energética de China en 2017.

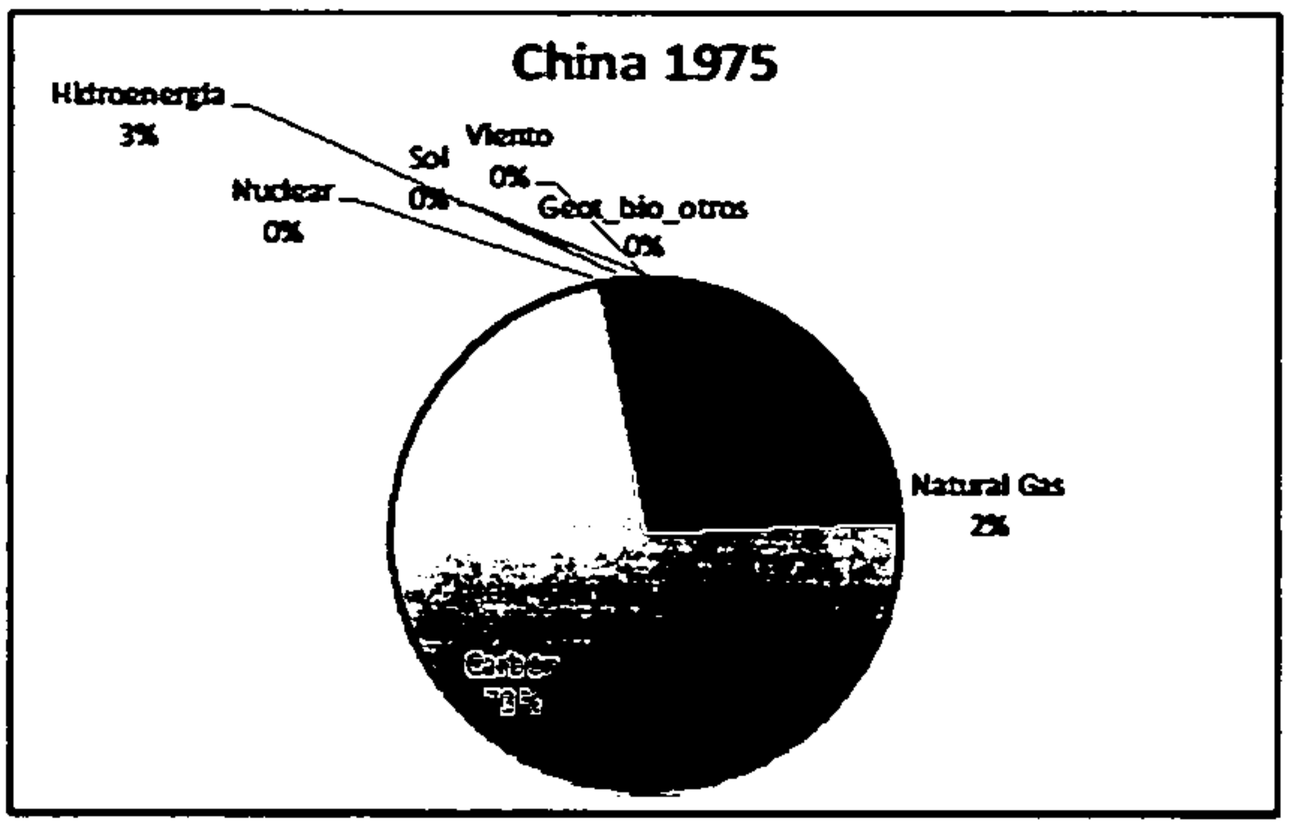


Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

Se puede observar que el carbón sigue siendo el producto energético principal consumido en el mercado chino con una participación del 60%. Lo anterior resulta lógico, teniendo en cuenta que China es el mayor productor mundial de este energético. Es importante resaltar, que en China la demanda energética se suple adicionalmente por combustibles fósiles como el crudo (19%) y el gas natural (7%), de manera que entre todos los hidrocarburos alcanzan un total del 86% de la energía primaria nacional. Por otra parte, en contraste con los energéticos de apreciable huella de carbón, se encuentra la hidroenergía con una participación del 8% junto a otras fuentes complementarias que escasamente alcanzan el 2%, como es el caso de las energías renovables (solar, viento, biomasa, Geotermia y otros) y nuclear.

A pesar de la baja participación de energías limpias en China durante el 2017, este panorama presenta una mejora significativa en materia de descarbonización cuando es comparado con el panorama de 1975.

Figura 2: Matriz energética de China en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

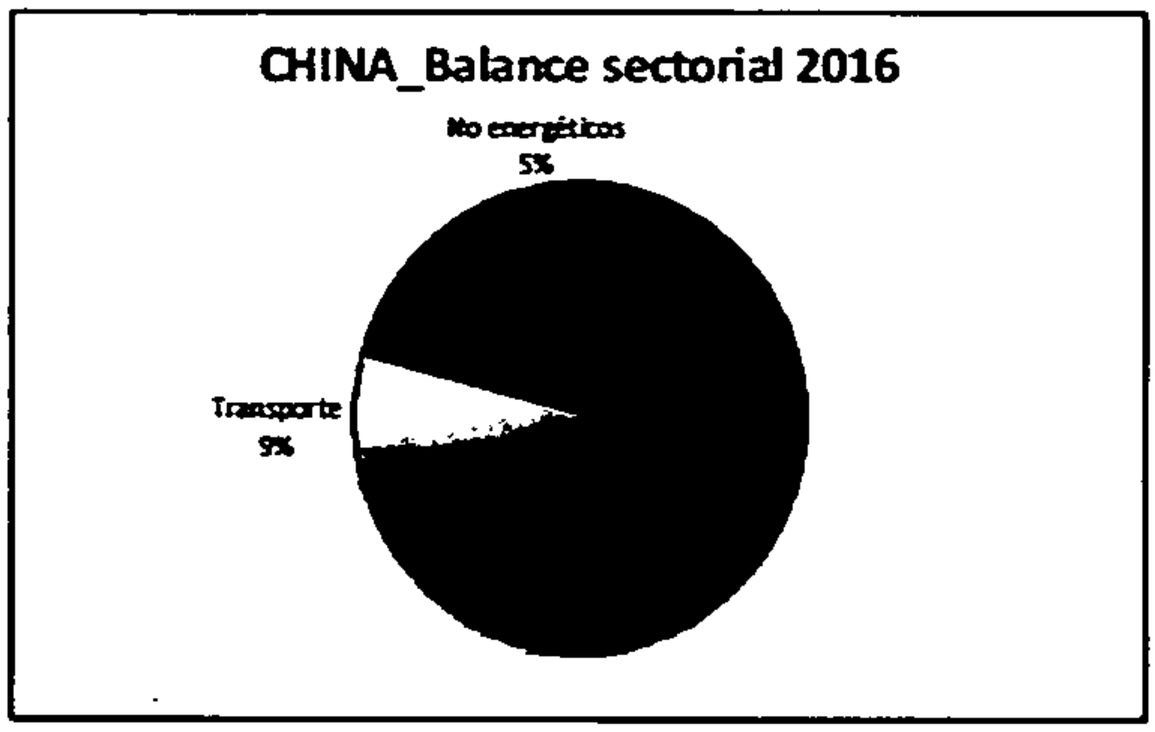
En la *Figura 2*, se exhibe la matriz energética de China en 1975. Los datos muestran que el consumo de combustibles fósiles alcanzaba el 97% del total de la energía demandada (73% carbón, 22% crudo y 2% gas natural). Sólo el 3% del total era energía limpia perteneciente a hidroenergía y se presentaba una total ausencia de energías renovables y otras de menor impacto para el calentamiento global y la contaminación atmosférica.

La comparación entre la distribución del consumo de energía en 1975 y 2017, permite evidenciar el avance del Gobierno chino hacia la diversificación de su matriz, con la introducción de energías renovables y la reducción en el consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, cabe resaltar que los requerimientos energéticos del país son 10 veces mayores en el 2017 con respecto a 1975.

Para comprender de una mejor manera la matriz energética de China, se analizó la distribución del consumo por sectores productivos del país. Consecuentemente, se realizó la identificación[6] de las demandas de energéticos segmentándola en generación eléctrica, industria, transporte, otros sectores (residencial comercial, etc.) y demanda destinada a fines diferentes de la producción de energía (materia prima).

[6] Las matrices sectoriales de energía en China se realizaron con la información publicada por la IEA para 2016.

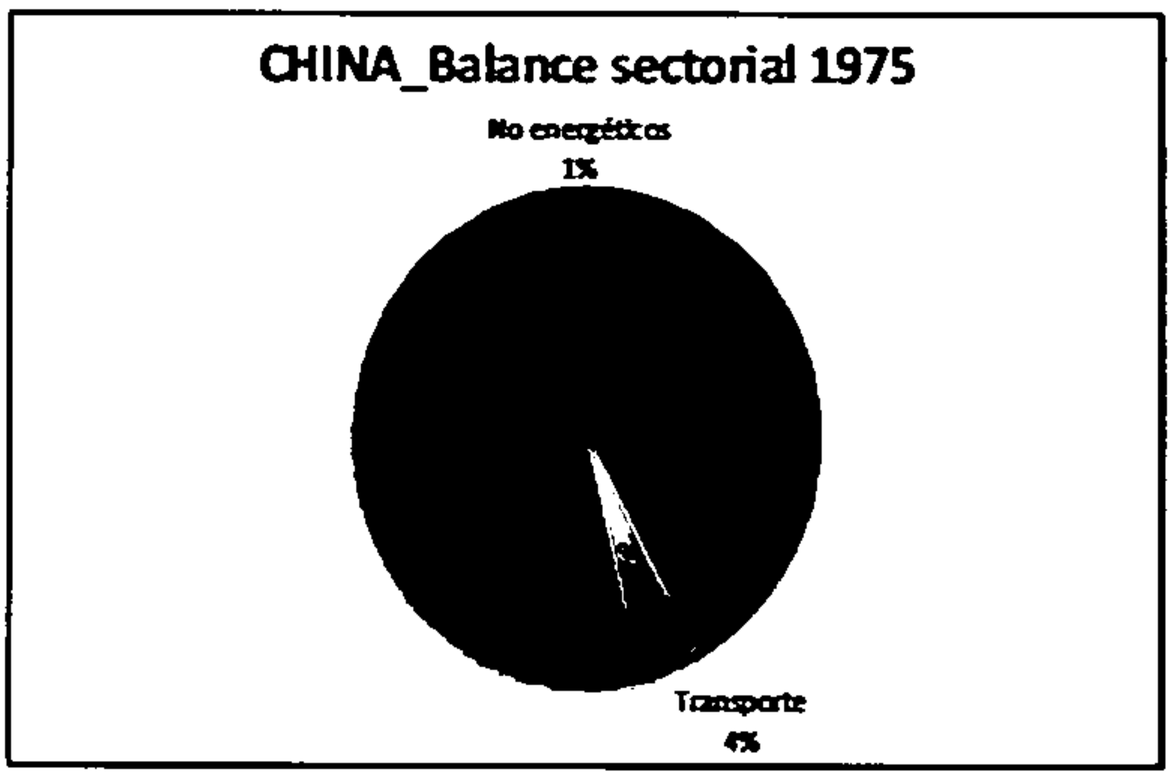
Figura 3: Matriz energética sectorial de China en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Al comparar las *Figuras 3 y 4*, correspondientes a las matrices energéticas por sectores de consumo de China en los años 2016 y 1975 respectivamente, se puede evidenciar el notable crecimiento de la generación eléctrica que aumenta del 11% al 39%, impulsada por el creciente desarrollo industrial del país. Similarmente, el sector transporte incrementa su consumo energético al pasar del 4% al 9%.

Figura 4: Matriz energética sectorial de China 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

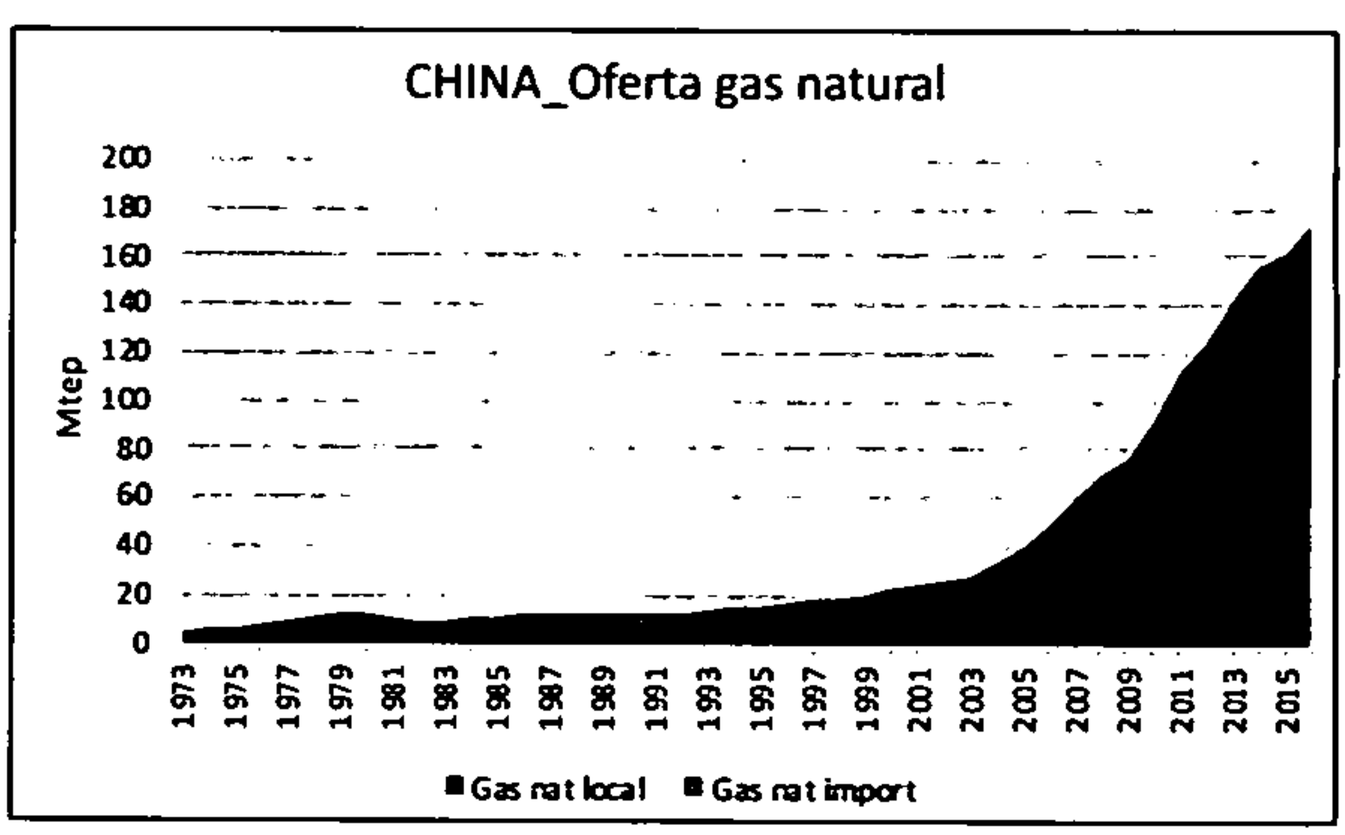
2.1.2 Características y balance de la oferta y demanda de gas.

2.1.2.1 Gas natural.

Para el análisis del balance de oferta y demanda de gas natural en China, se ha tenido en cuenta tanto el gas de producción local como el importado. Como fuente principal de información se han consultado los reportes de la IEA[7] sobre el suministro de gas al mercado interno del país y el empleo de éste en los diferentes sectores de consumo.

La *Figura 5* exhibe la oferta de gas natural en China en MTEP desde el año 1973 hasta el 2016. En esta figura es fácil apreciar el crecimiento exponencial que experimentó la oferta del gas, particularmente, después del año 2000. Durante el período observado se incrementó el suministro de gas de 7 MTEP a 174 MTEP entre 1973 y 2016.

Figura 5: Oferta de gas natural en China para el período de 1973 a 2016.

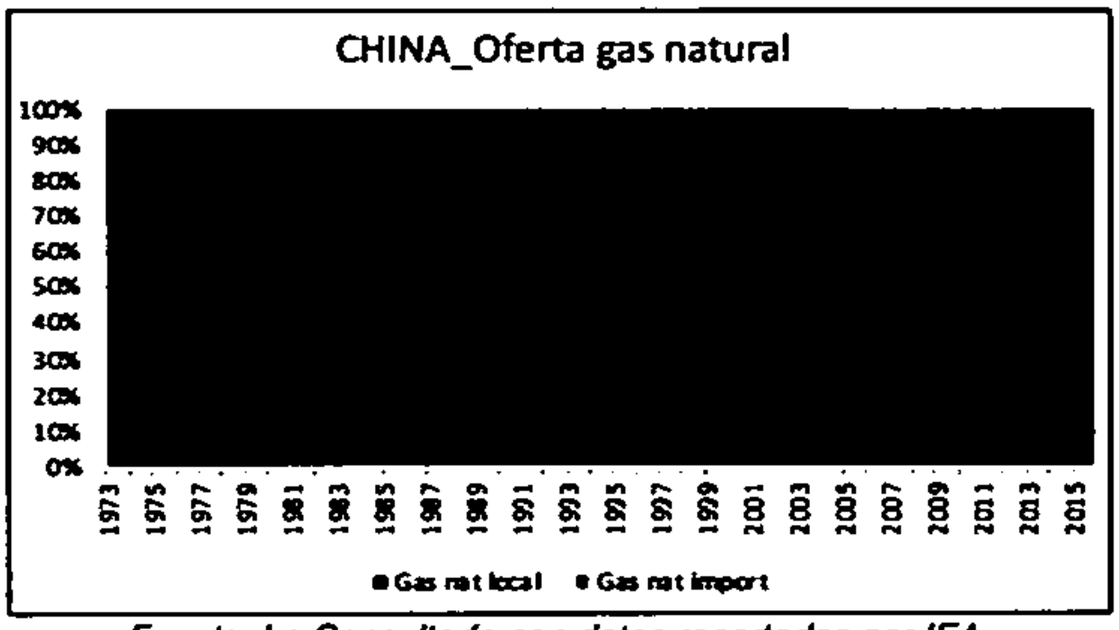


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En la *Figura 6* se observa que, desde los 70's el suministro de gas era netamente de producción local. Posteriormente, a finales de los 90's y principios de nuevo siglo el volumen de gas natural demandado comenzó a crecer significativamente. A partir de 2005, se comenzó a importar gas natural, el cual alcanzó una participación del mercado cercana al 30% en 2016.

[7] Agencia Internacional de Energía, EIA https://www.iea.org/Sankey/#?c=People's%20Republic%20of%20China&s=Balance

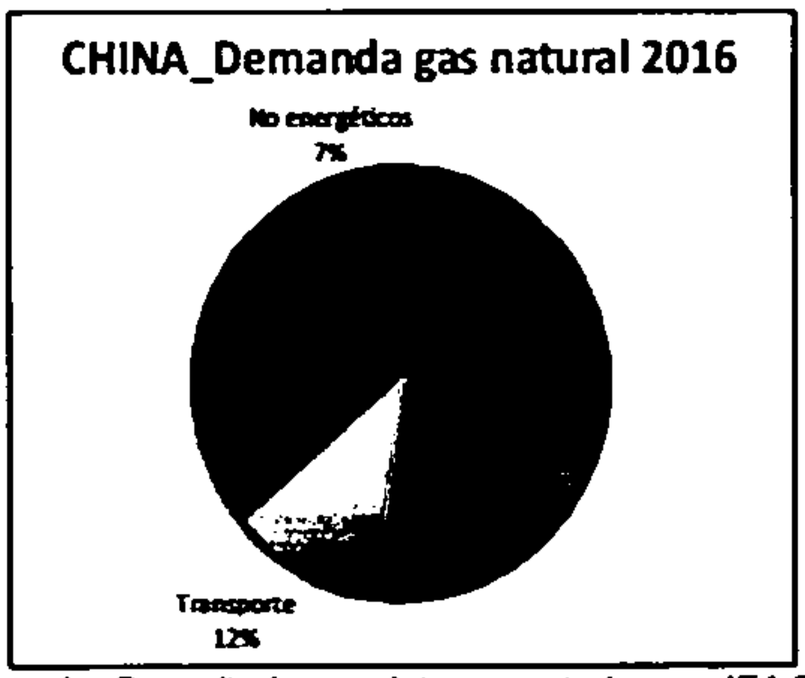
Figura 6: Participación de la oferta de gas natural en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En la *Figura 7* se muestra la participación de la demanda sectorial de gas natural para el 2016 y en la *Figura 8*, se exhibe la evolución de esta demanda durante el período entre los años 1973 y 2016. Con respecto a la demanda industrial, el consumo se incrementó de 4 MTEP a 146 MTEP entre 1973 y 2016. Por otra parte, se observa que las participaciones más altas de demanda para el 2016 fueron de los sectores industrial y otros sectores (residencial, comercial y otros) con el 29% cada uno. Luego, se encuentra generación eléctrica con 23%, el transporte con 12% y los usos diferentes al suministro de energía[8] con 7%.

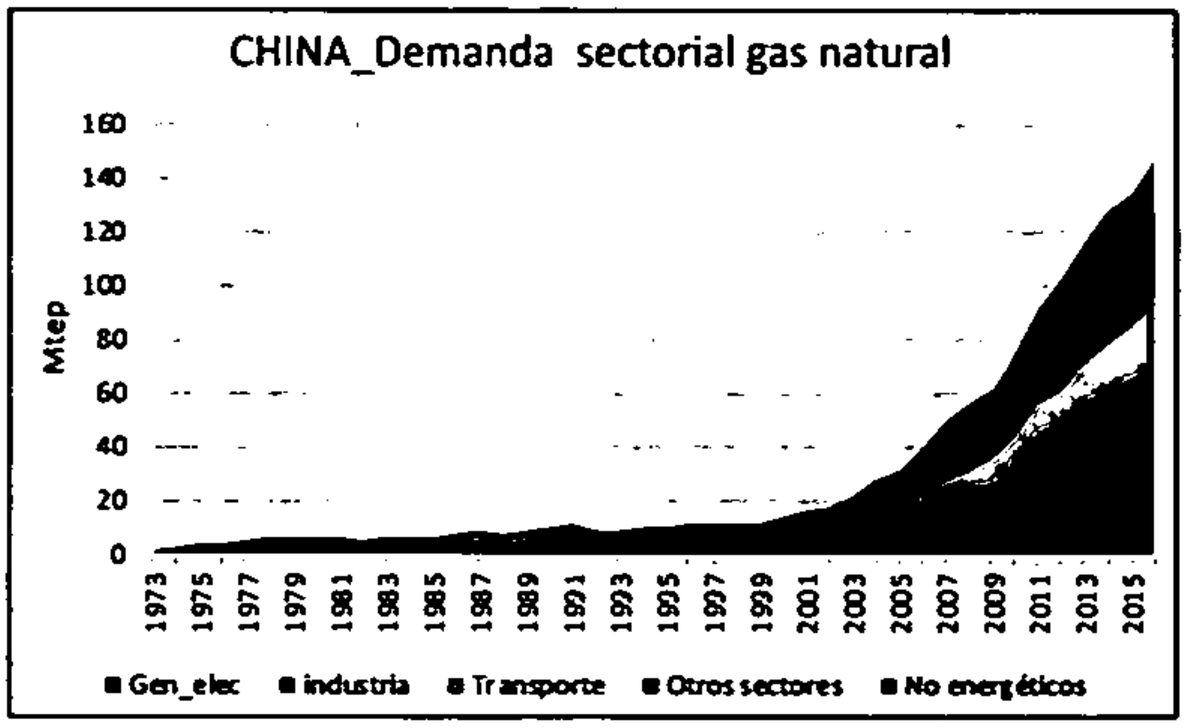
Figura 7: Demanda sectorial de gas natural en China para el 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

[8] Usos diferentes al suministro de energía o Usos no energéticos corresponde a petroquímicos del gas natural.

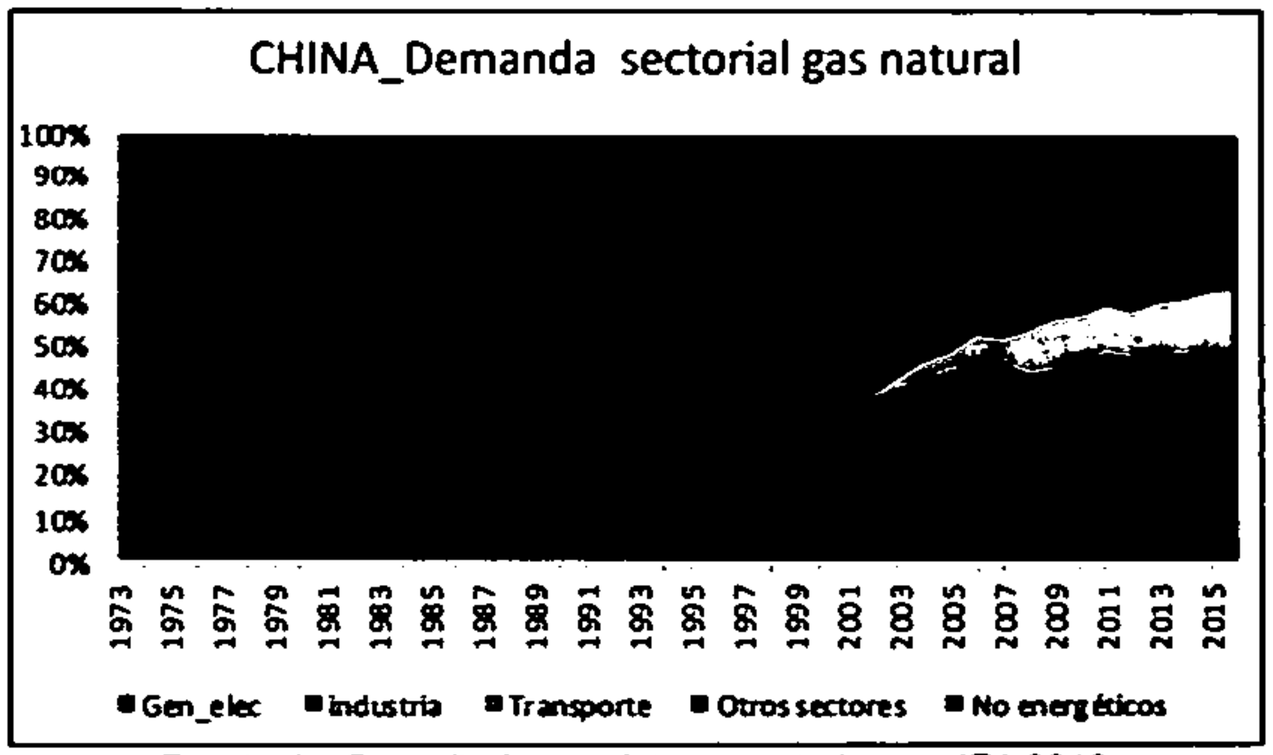
Figura 8: Demanda sectorial de gas natural en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

La *Figura 9*, presenta la participación de la demanda sectorial de gas natural entre 1973 y 2016 y permite evidenciar que desde los 70's hasta mediado de los 80's, la demanda era exclusivamente de uso industrial. Posteriormente, los insumos no energéticos alcanzaron una alta participación de la demanda superior al 42%. Se cree que este cambio radical puede obedecer a ajustes en la forma de contabilizar la demanda debido a lo abrupto del mismo. Este uso como insumo presenta desde entonces una tendencia decreciente, llegando a una participación del 7% en 2016.

Figura 9: Participación de la demanda sectorial de gas natural en China entre 1973 y 2016.



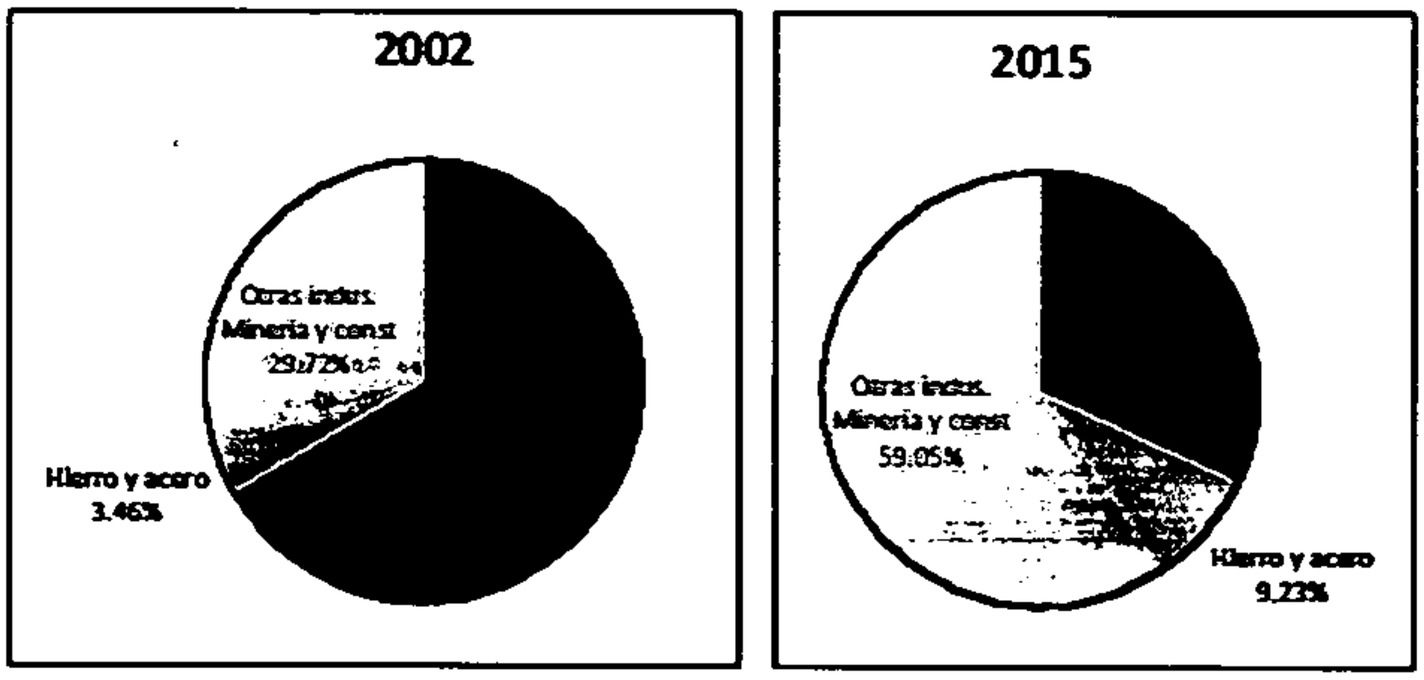
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Adicionalmente, desde 1986 se inicia el uso de gas natural para generación eléctrica y se observa un aumento escalonado. En los primeros años, el consumo de gas crece rápidamente alcanzando una participación cercana al 10%, manteniéndose estable hasta 1996. Luego, se presentan oscilaciones, pero en ningún momento la participación llega a ser inferior al 10%. A partir del 2008, se inicia una nueva etapa de crecimiento sostenido que alcanza el 22% de participación en 2016. Para el caso de otros sectores (residencial, comercial y otros), se observa un comportamiento de crecimiento sostenido pero oscilante que inicia en el 12% y alcanza el 29% en 2016.

Como complemento del análisis realizado con la información de la IEA, se procedió a trabajar con la base de datos energética de Naciones Unidas[9] y los resultados de este análisis se presentan a continuación:

La *Figura 10* exhibe la participación de la demanda industrial de gas natural en China en los años 2002 y 2015. En estos 2 años se observa, que el sector petroquímico sufre un fuerte decrecimiento en su participación, pasando del 67% al 32%. Por el contrario, el sector hierro y acero estuvo cerca de triplicar su participación, incrementándola del 3,4% al 9,2%. Similarmente, otros subsectores que no se encuentran desagregados, duplicaron su participación.

Figura 10: Participación de la demanda industrial de gas natural en China en 2002 y 2015.

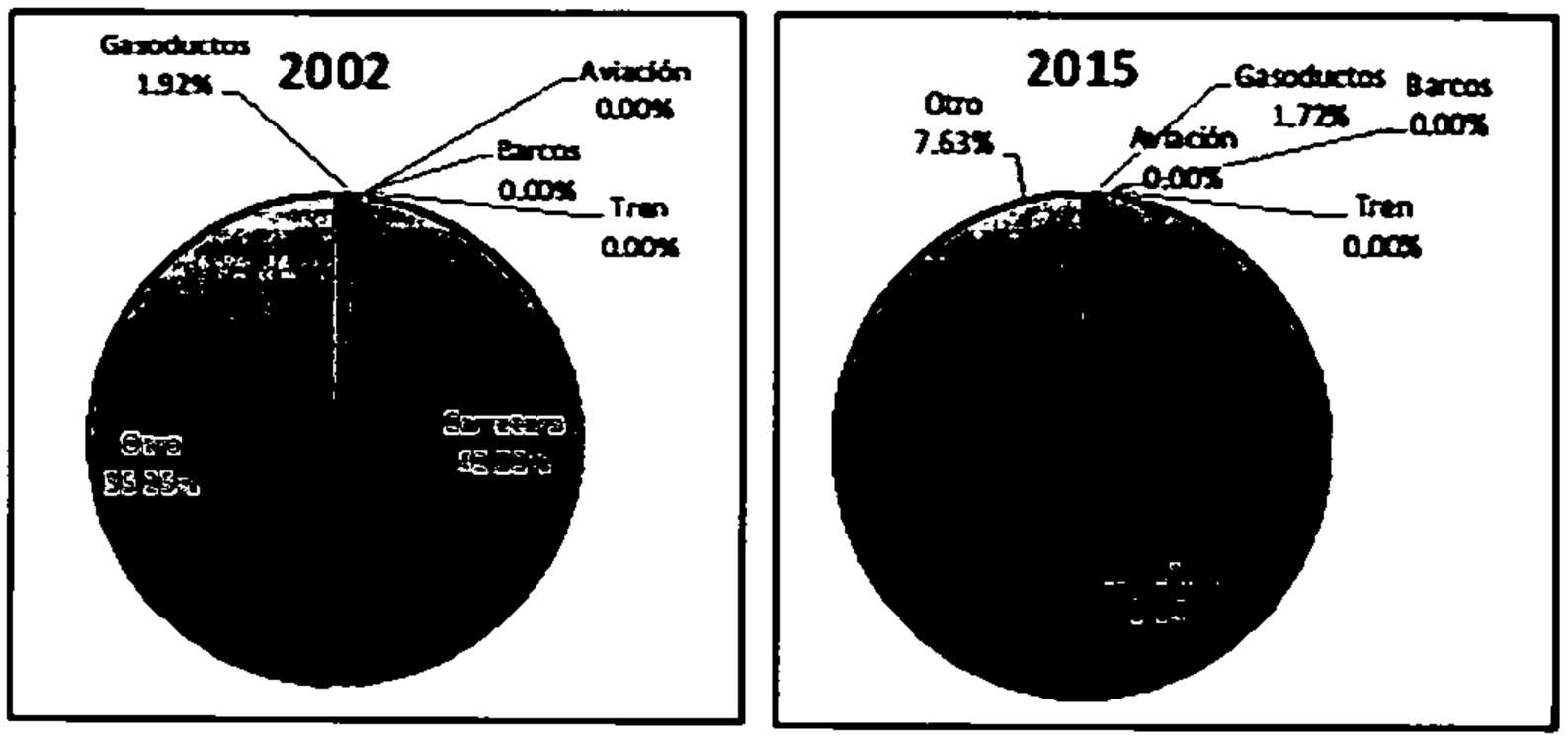


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La *Figura 11* muestra la participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en China en los años 2002 y 2015 y evidencia claramente que para el año 2015, el transporte carretero era el predominante en el país con un 90,64%.

[9] Naciones Unidas, División de estadísticas, UNDS, http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

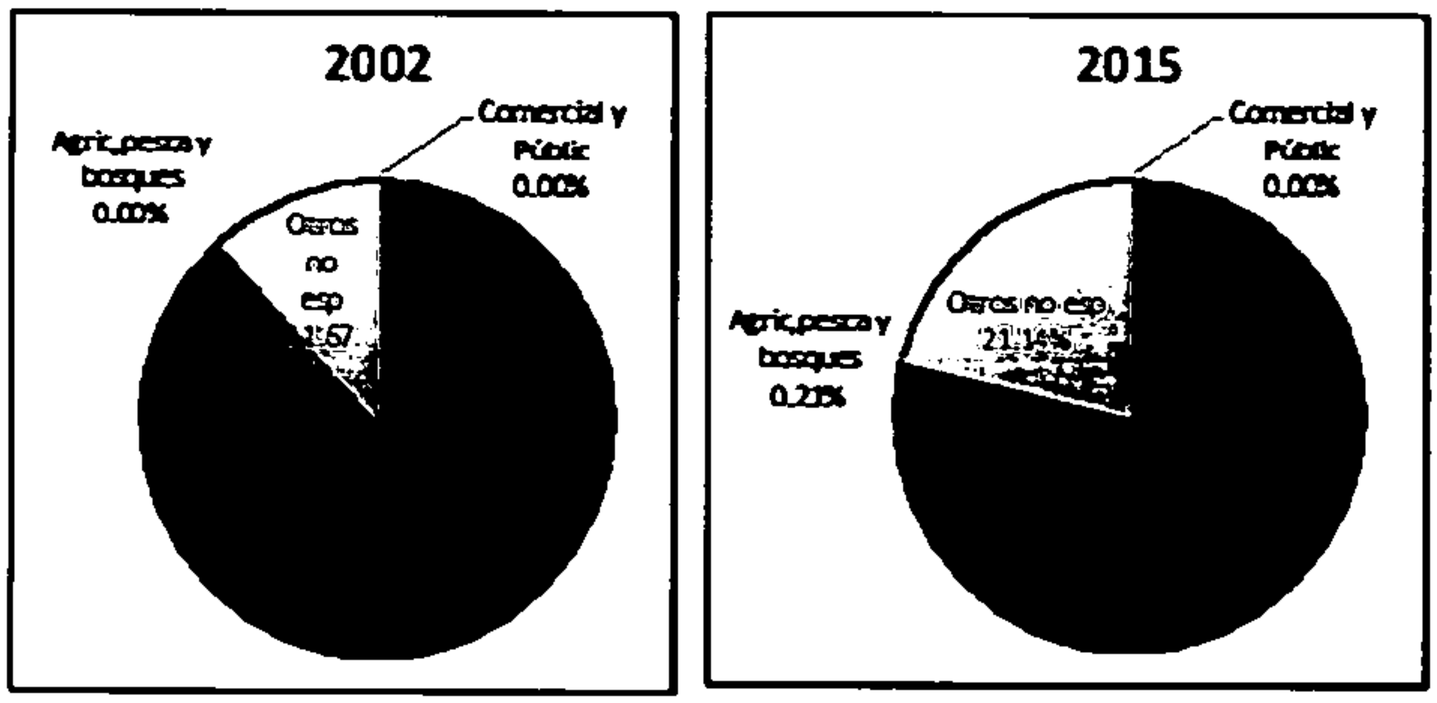
Figura 11: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en China en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En la *Figura 12*, se puede observar que sectores diferentes al residencial han logrado una participación representativa en el consumo de gas natural. Sin embargo, con la información disponible no es posible identificar cuáles son los subsectores específicos con este crecimiento de demanda.

Figura 12: Participación de la demanda de gas natural de otros sectores en China en 2002 y 2015.

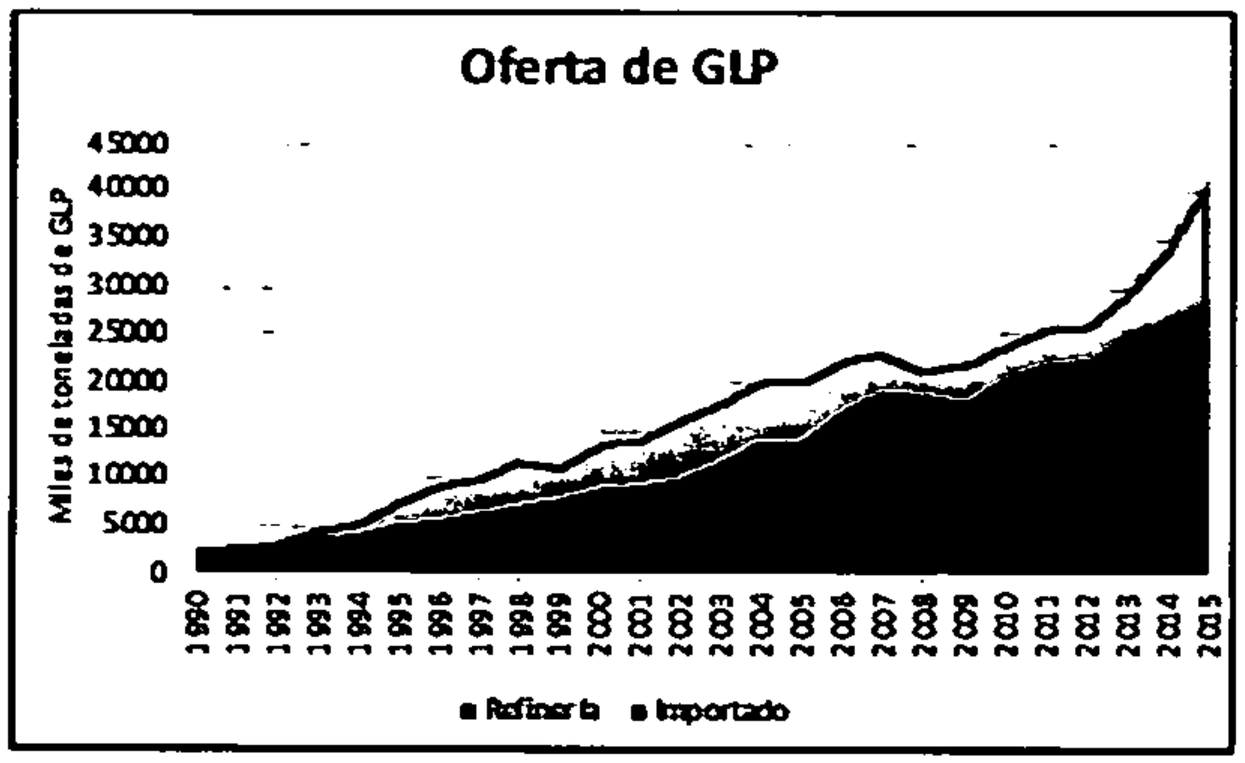


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.1.2.2 Gas licuado del Petróleo.

De acuerdo con Statistical Review of global LPG 2016[10], WLPGA y Argus media, China se ha posicionado como el segundo productor de GLP en el mundo después de Estados Unidos, con una producción de 34,6 millones de toneladas de GLP en 2016. Para el mismo año, su consumo de GLP fue de 47,82 millones de toneladas, permitiendo calcular que el 73% de la producción fue de origen local y el 27% restante fue importado. Cabe resaltar que, el crecimiento de la oferta ha sido significativo con una tasa promedio del 12% durante todo el período analizado (1990-2015), donde sobresalen períodos de crecimiento como los años 90's y del 2013 al 2015, con tasas de crecimiento cercanas al 18%.

Figura 13: Oferta de GLP en China entre 1990 y 2015.



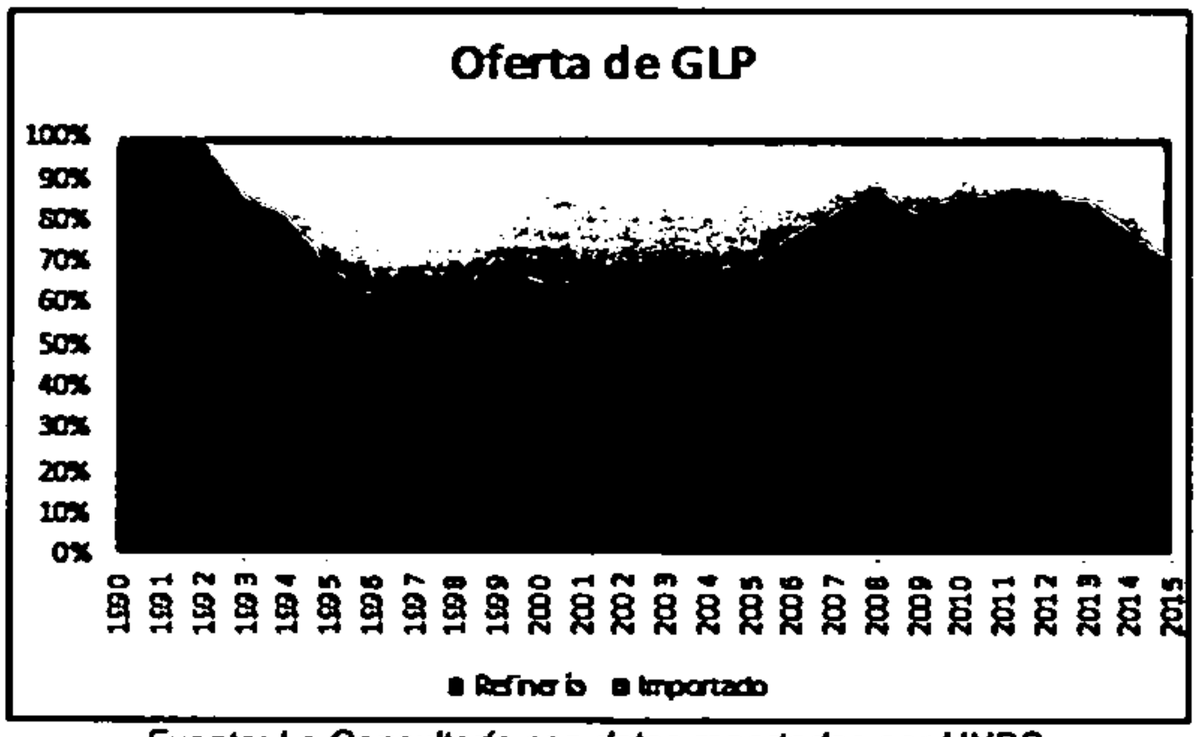
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En la *Figura 14* se observa que China pasó de una oferta netamente de producción local en 1990 a una oferta combinada donde cerca del 30% del gas en 2016 es importado.

---

10 Ver publicaciones de WLPGA a la fecha de elaboración el más actualizado fue: https://www.wlpga.org/publication/statistical-review-global-lpg-2017/

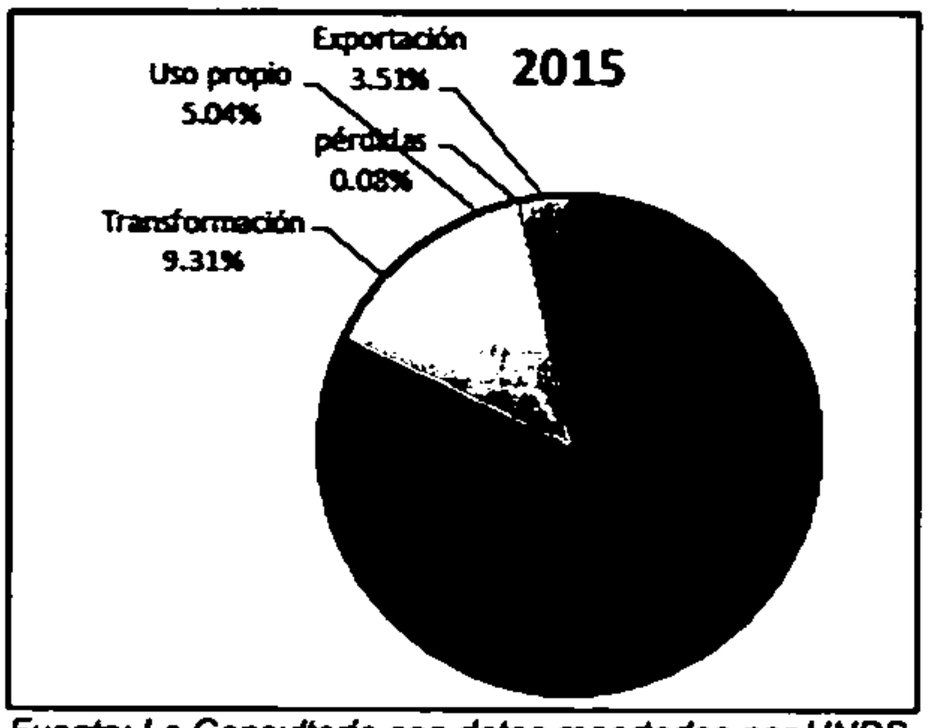
Figura 14: Participación de la oferta de GLP en China entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Para el análisis de la demanda de GLP, se trabajó principalmente con la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS[11] para el periodo de 1990 a 2015. En el caso del GLP, la demanda es clasificada en los sectores: consumos sectores finales, transformación, uso propio, pérdidas y exportación.

Figura 15: Demanda de GLP de China en 2015.



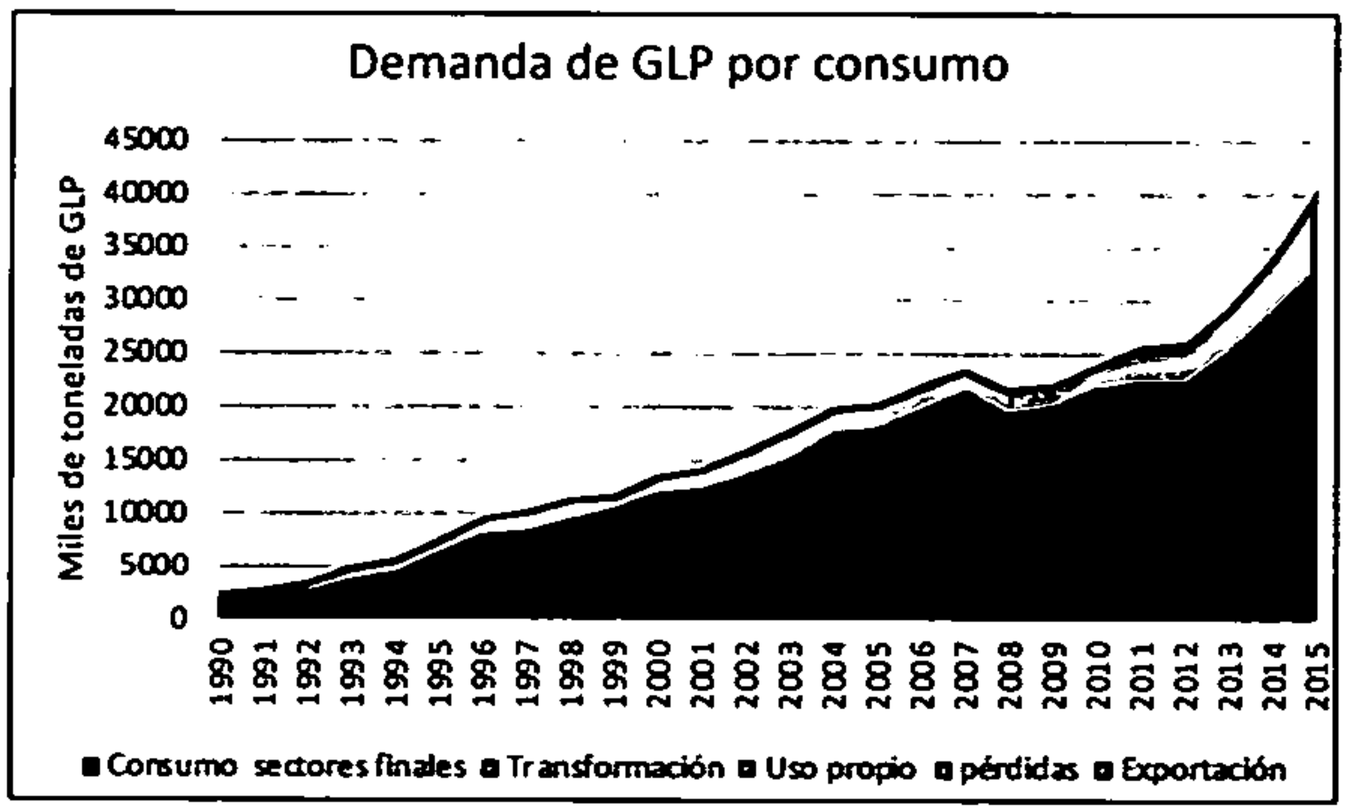
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

11 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS Energy Statistics Data Base, GLP http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aLP

Desde el punto de vista de la demanda sectorial, en la *Figura 15* se observa que para el 2015 la mayor participación del mercado era para el consumo de sectores finales con un 82%.

Por otra parte, la *Figura 16* muestra cómo los usos propios dentro de la industria han ido reduciendo el volumen de consumo desde el 2010. Contrariamente, tanto las actividades de transformación[12] de GLP como la exportación del mismo en muy pequeñas cantidades, han incrementado el volumen demandado.

Figura 16: Demanda de GLP en China entre 1990 y 2015.



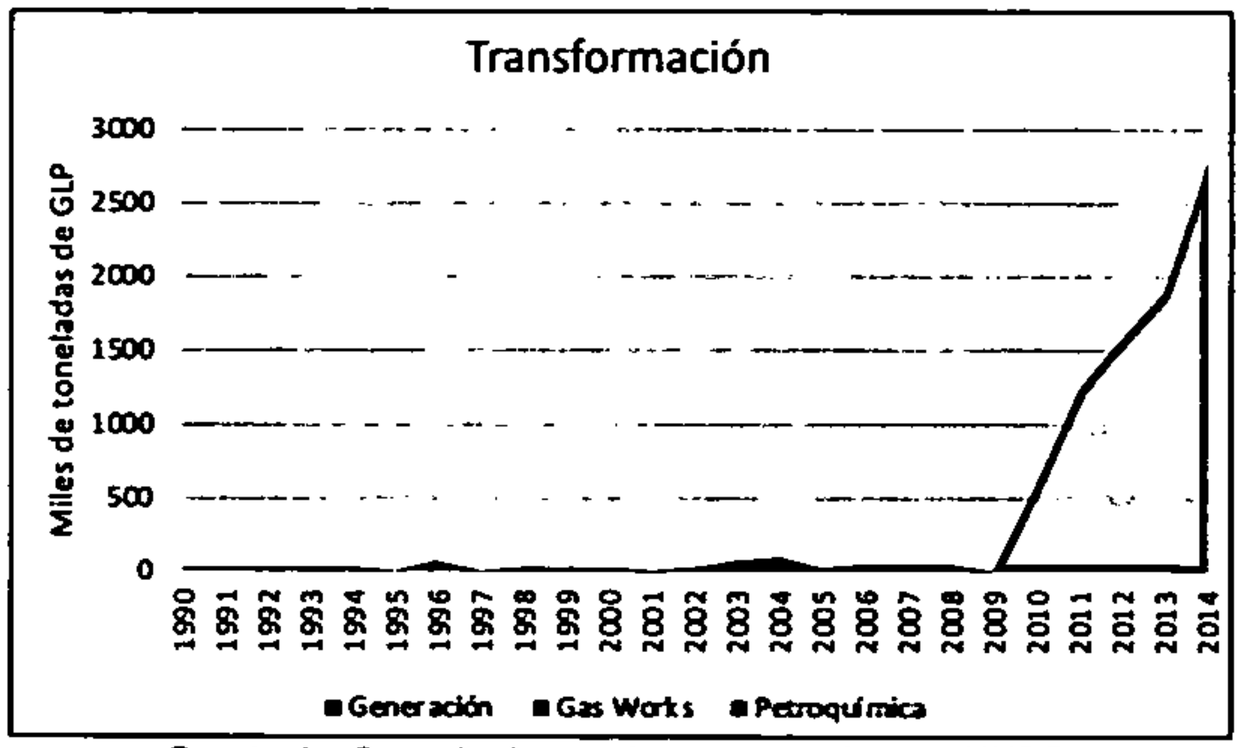
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Se observa en la *Figura 17*, que desde 1990 hasta el 2009 el principal uso del GLP era en la generación eléctrica y de calor. Sin embargo, a partir del 2009 casi el 100% del GLP de transformación se dedicó a la petroquímica. Cabe aclarar, que "Gas Works" son plantas que fabrican gases para su distribución al público, ya sea directamente o después de la mezcla con gas natural.

---

12 *Transformación:* Describe los procesos que convierten un producto energético en otro producto energético que, en general, es más adecuado para usos específicos. Ocurre cuando parte o todo el contenido de energía de un producto que ingresa a un proceso pasa de este producto a uno o más productos diferentes que salen del proceso (por ejemplo, coquización de carbón a coque, crudo a refinados y gas natural a electricidad).

Figura 17: Demanda de los procesos de transformación del GLP en China entre 1990 y 2014.

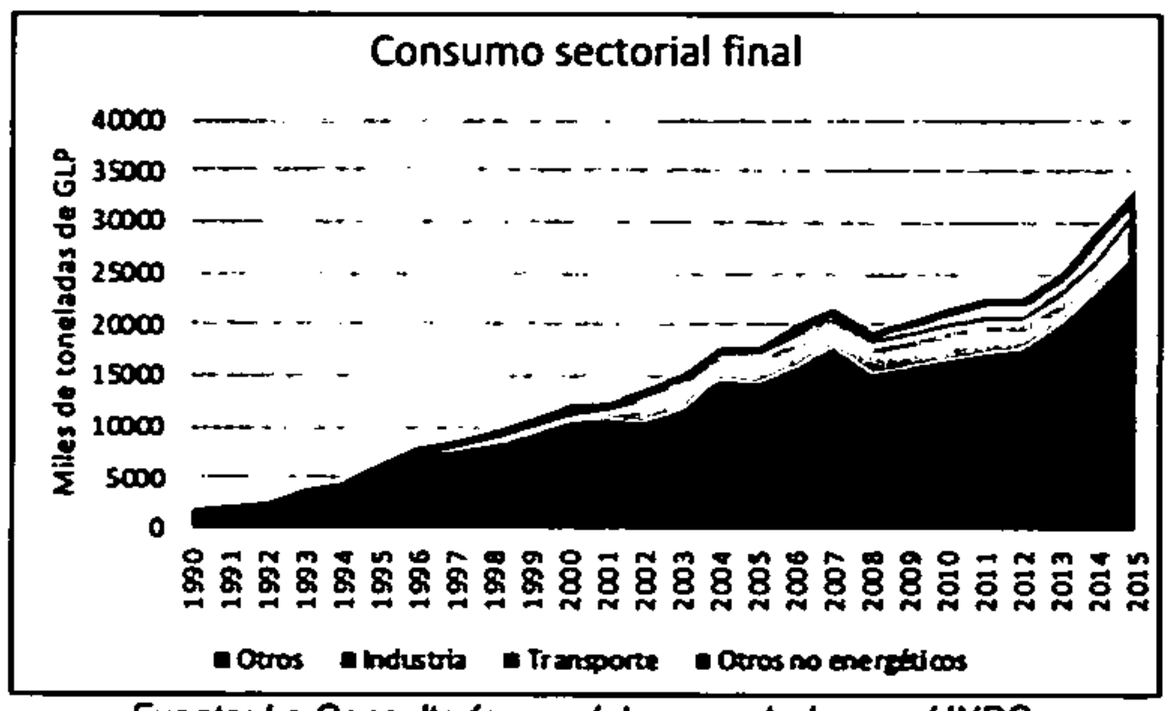


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Si se sumara la cantidad de GLP de consumo sectorial con el transformado para energía eléctrica y calor dentro del período de observación, se tendría que el GLP transformado sólo representaría el 0,3% del valor resultante.

En la *Figura 18*, el consumo sectorial final está compuesto por los sectores industria, transporte, otros (residencial, agropecuario y comercial) y usos no energéticos. El consumo sectorial final ha tenido un crecimiento promedio del 12% entre 1990 y 2015, con incrementos significativos entre el 1993 y 1995 y posterior al 2013.

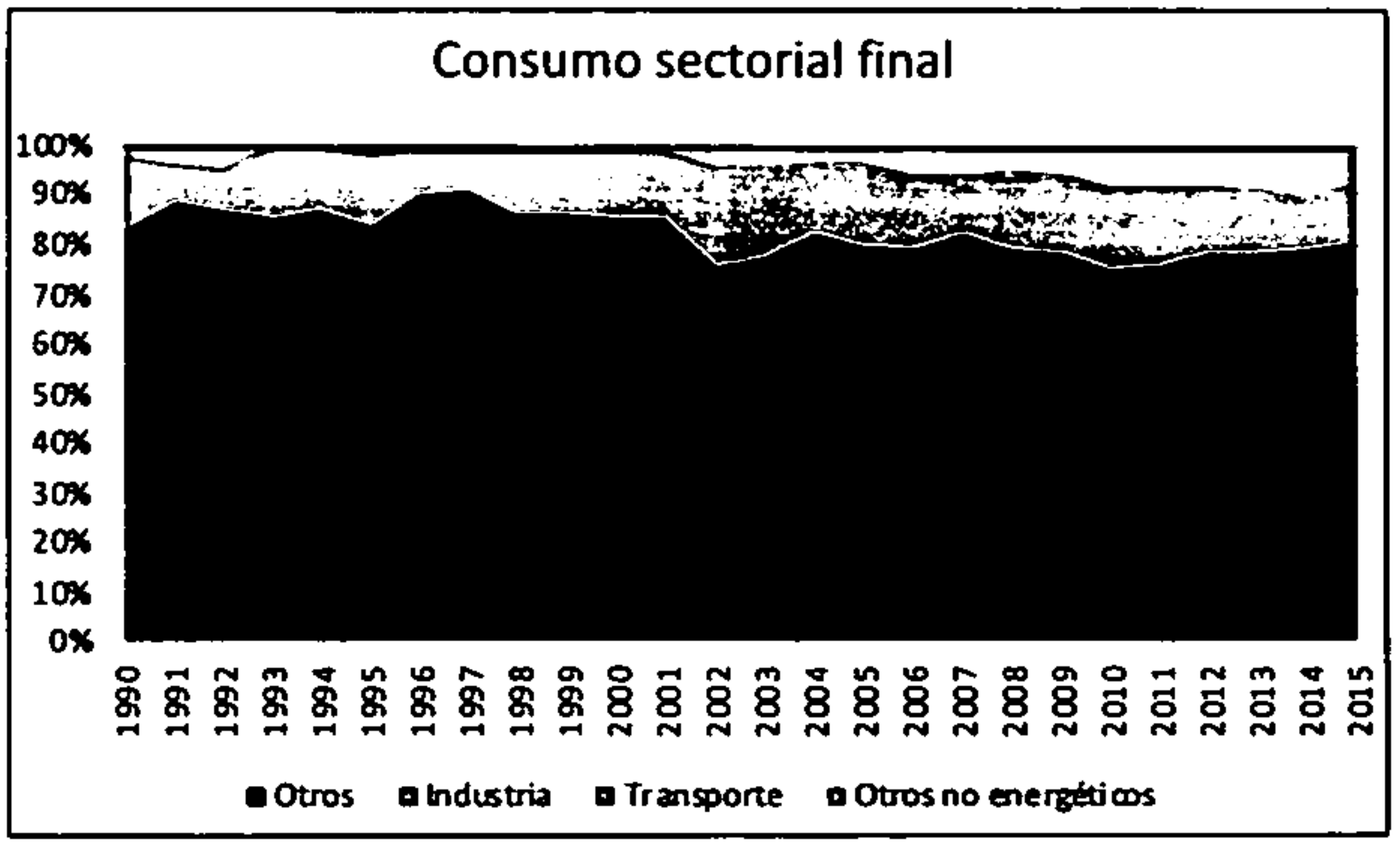
Figura 18: Demanda sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Es fácil notar en la *Figura 19*, la participación mayoritaria en el consumo de GLP por parte de los subsectores residencial, agropecuario y comercial (Sector Otros), que se ha mantenido alrededor del 80% del total de la demanda sectorial de GLP en China desde 1990 hasta 2015.

Figura 19: Participación de la demanda sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015.

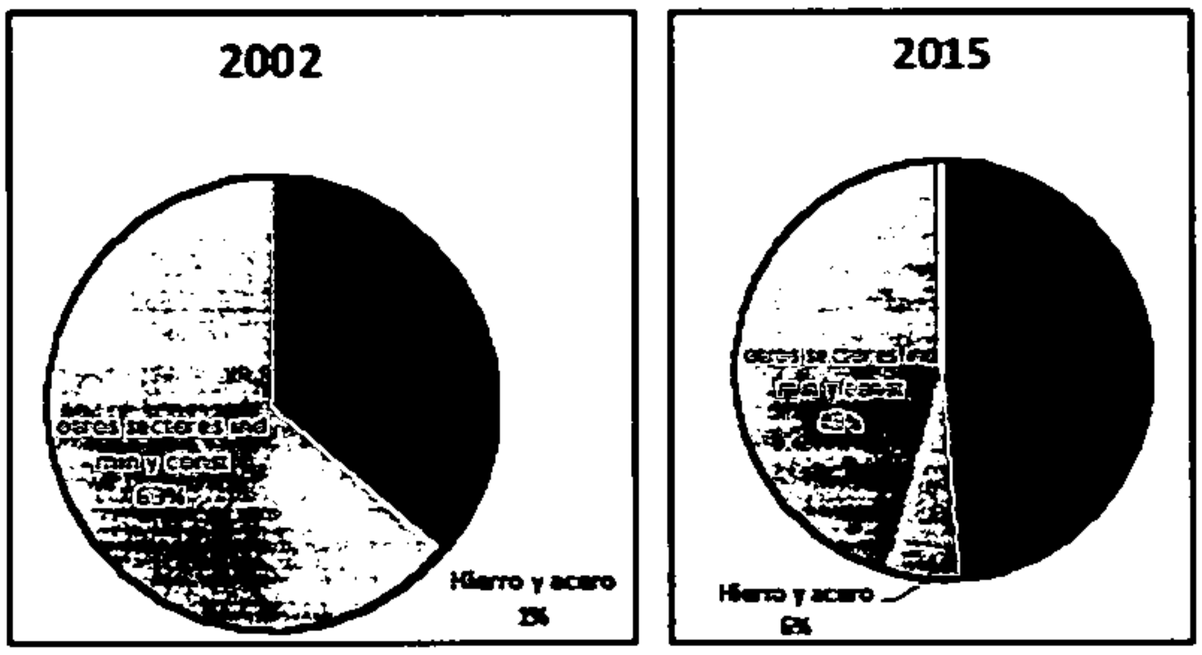


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La *Figura 20* exhibe la participación de la demanda industrial de GLP en China en los años 2002 y 2015. En estos 2 años se observa que, el sector petroquímico aumentó su participación, pasando del 36% al 49%. Similarmente, el sector hierro y acero sextuplicó su participación, incrementándola del 1% al 6%. Por otra parte, otros subsectores que no se encuentran desagregados, redujeron su participación del 63% al 45%.

Luego de consultar la base de datos energética de Naciones Unidas, se encontró que otros sectores industriales estaban compuestos por: minerales no metálicos con el 52% de la demanda, maquinarias con el 11%, construcción con el 10% y equipos de transporte el 4%. Los demás componentes presentaban porcentajes inferiores al 4%.

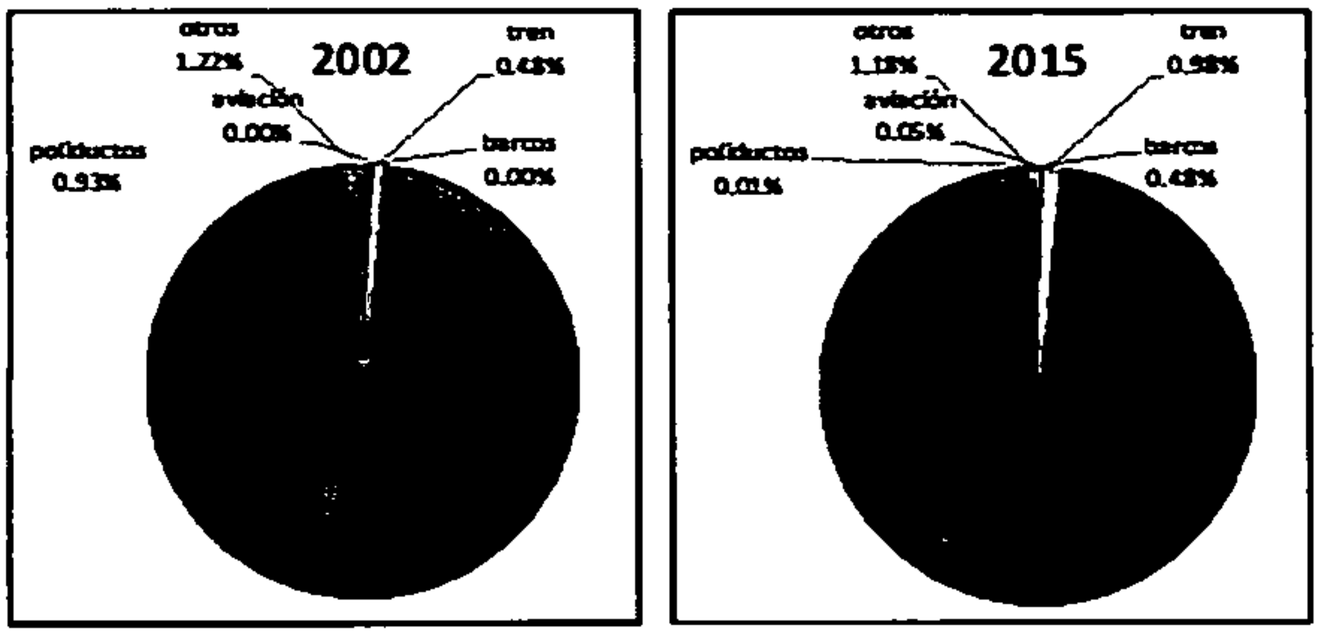
Figura 20: Participación de la demanda industrial de GLP en China en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La *Figura 21* nos enfoca en el sector transporte de China con respecto a la participación de la demanda de GLP en los años 2002 y 2015. En ella se evidencia claramente que, en los años 2002 y 2015, el subsector carretero predominó en el país en materia de consumo de GLP, manteniendo la participación en 97,3%.

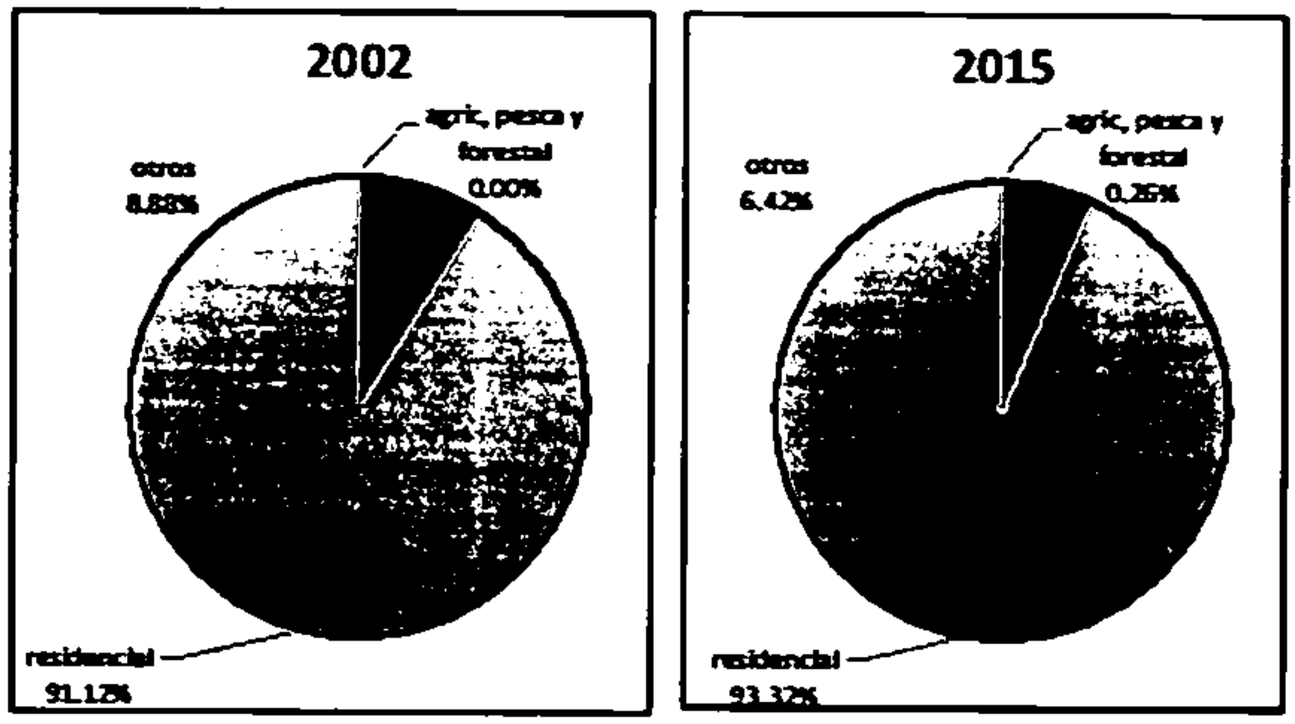
Figura 21: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en China en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La *Figura 22* nos permite analizar más a fondo parte de la información presentada en la *Figura 19*, centrándose en la participación de la demanda de GLP para el sector Otros, compuesto por los subsectores residencial, agropecuario y comercial. En esta figura se puede fácilmente identificar que el principal destino del GLP demandado por el sector Otros es el residencial (participación superior al 90%), y al mismo tiempo permite deducir junto con la información de la *Figura 19*, que la demanda de GLP en China es mayoritariamente de origen residencial.

Figura 22: Participación de la demanda otros de GLP en China en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.1.2.3 Biogás.

China es uno de los primeros países que ha desarrollado y utilizado biogás durante casi un siglo. A finales del siglo XIX, aparecieron digestores simples de biogás en las zonas costeras del sur de China. En la década de 1920, el taiwanés Luo Guorui creó el primer digestor de biogás a presión de agua[13] (He et al. 2013). Sólo hasta la década de los 70's, cuando millones de tanques de biogás de uso doméstico se instalaron en áreas rurales, el gobierno de China estableció por primera vez medidas para extender el uso de biogás para superar la escasez de energía en las áreas rurales. Desde la década de 1980, el desarrollo de la infraestructura de biogás se había incluido en el programa nacional de desarrollo a largo plazo[14].

A finales de los 90's, China experimentó una rápida aceleración en la industrialización y la urbanización, acompañada por un deterioro ambiental y una demanda energética cada vez mayor, lo anterior fue debido a la profunda implementación de la política abierta y de reforma. Como consecuencia, China se ha convertido en uno de los países con mayor consumo de energía del mundo, junto con un entorno ecológico rápidamente degradante (National Energy Administration of China, NEA 2012).

A través del Ministerio de Agricultura de China (MOA 2002, 2003) el gobierno presentó el programa nacional de ayudas que fue dirigido especialmente para la implementación de biogás rural (Casas). A partir de este momento, el gobierno central de China prestó mayor atención al desarrollo del biogás

---

[13] He G, Bluemling B, Mol APJ, et al. Comparing centralized and decentralized bio-energy systems in rural China. Energy Policy. 2013;63(6):34-43.

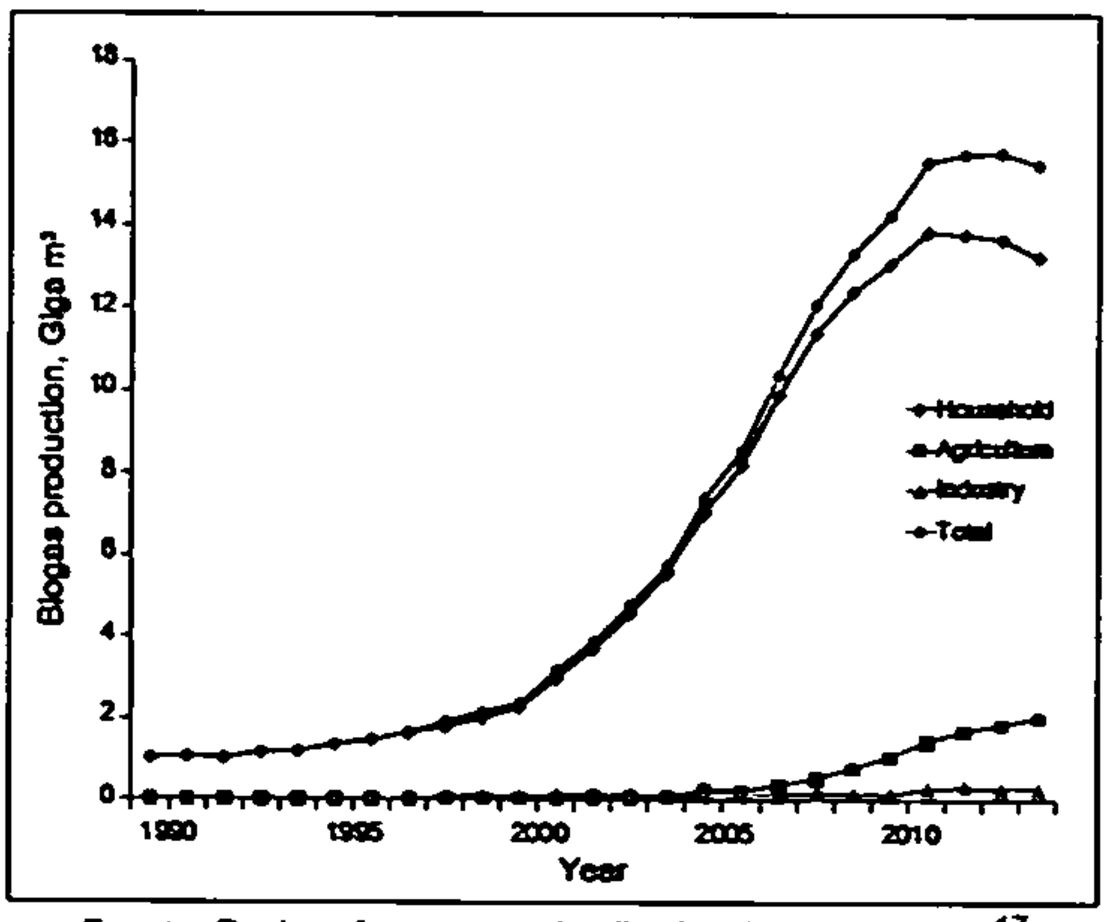
[14] Jiang X, Sommer SG, Christensen KV. A review of the biogas industry in China. Energy Policy. 2011;39(10):6073–81

al ofrecer apoyo técnico y financiero directo[15]. Luego y con el apoyo gubernamental, se decretó la Ley de Energía, implementada en 2006 (NPC 2005; MOA 2007), que brindó mayor apoyo al sector del biogás.

De acuerdo con la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma de China (NDRC), se estima que la producción de biogás será de 44 Giga m^3 para el año 2020, de los cuales 30 Giga m^3 serán aportados por los usuarios domésticos y 14 Giga m^3 más serán producidos a partir del desarrollo de proyectos de ingeniería (NDRC 2007). Otro objetivo a corto plazo sobre el desarrollo de biogás ha sido establecido por la Administración Nacional de Energía de China (NEA), en el cual proyectó que para el 2015, el número de usuarios domésticos de biogás alcanzará los 50 millones con una producción total de biogás de 19 Giga m^3. (Proyección que no se ha cumplido)[16]

Como se muestra en la *Figura 23* y según cálculos del Ministerio de Agricultura (MOA 1989-2014), hasta el 2014 la producción de biogás en China alcanzó cerca de los 15,8 Giga m^3 en 2011, con 14 Giga m^3 producido sólo por los hogares rurales. Sin embargo, y según el mismo ente gubernamental, en los últimos años, la generación de biogás en los hogares parece haberse desacelerado a niveles inferiores a los de 2011.

Figura 23: Producción de biogás en China desde 1989 hasta 2014.



Fuente: Review, forecast, and policy implications (2016).[17]

---

[15] Gu, Lei, Zhang, Yi-Xin, Wang, Jian-Zhou, Chen, Gina and Battye, Hugh (2016) Where is the future of China's biogas? Review, forecast, and policy implications. Petroleum Science. ISSN 1672-5107.

[16] Idem.

[17] Idem.

Podemos observar con base en la información descrita a lo largo del presente numeral (en la matriz energética de China) que predomina en su composición el carbón con un nivel de participación importante de alrededor del 60%, constituyéndose éste, como el energético que de mayor demanda en el consumo del país. A su vez, esta demanda es soportada por las reservas probadas de 138.819 millones de toneladas a finales del año 2017, según fuente BP Statical Review of World Energy 2018.

Lo anterior, sin desconocer el camino de transición que se ha dado particularmente a partir de las nuevas políticas gubernamentales, en las que se estableció la entrada de energías renovables y disminución de combustibles fósiles, que han marcado el cambio en la composición de la matriz en la cual la participación del carbón ha venido disminuyendo.

Igualmente importante como columna vertebral de la autosuficiencia energética del país, es el aporte del crudo, con unas reservas probadas a final del año 2017 de 3,5 mil millones de toneladas a finales del año 2017, según fuente BP Statical Review of World Energy 2018. Reservas que, aunque en creciente aumento no son suficientes para autoabastecer la demanda del país, por lo cual han recurrido a la importación en alrededor del 30%.

Para el caso del gas natural, las reservas probadas a finales del año 2017 (según fuente BP Statical Review of World Energy 2018) son de 5,5 trillones de metros cúbicos, con una producción que va en aumento debido a las políticas del gobierno y compromisos con el COP 21. En el 13° plan quinquenal de China y la última estrategia de producción de energía y revolución del consumo (2016-30), el gobierno chino estableció objetivos para aumentar la participación del gas natural en la combinación de energía primaria del 5,9% en 2015 al 10% para 2020 y 15% para el 2030. (Fuente IEA).

2.1.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición.

El gobierno chino presentó en el 2015 su Plan de Acción Climática en el marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC). Este plan fue un precedente propuesto por China previo al acuerdo climático universal que se suscribió en diciembre de ese año en París para establecer los compromisos de los países miembros de la ONU en torno a las metas conjuntas para la reducción de emisiones a la atmosfera de la tierra. Este tipo de compromisos del gobierno chino a nivel mundial en cuanto a cambio climático, refleja la preocupación del Partido Comunista de China (PCC) para el crecimiento sostenible de su economía, especialmente desde 2007 cuando el país alcanzó el primer lugar mundial en emisiones de CO2, superando a EEUU que históricamente había ocupado esa posición. Ver *Tabla 7*.

Tabla 7: Comparativo EEUU vs China de emisiones de CO2 en millones de toneladas para el período entre 1971-2010.

Año	Mundo	China	Estados Unidos	Año	Mundo	China	Estados Unidos
1971	14,095	800	4,291	1991	21,154	2,325	4,829
1972	14,784	852	4,532	1992	21,056	2,428	4,882
1973	15,640	886	4,698	1993	21,144	2,627	5,003
1974	15,614	904	4,548	1994	21,273	2,745	5,083
1975	15,689	1,051	4,361	1995	21,829	2,986	5,133
1976	16,527	1,093	4,628	1996	22,509	3,161	5,299
1977	17,119	1,235	4,817	1997	22,686	3,101	5,477
1978	17,658	1,395	4,834	1998	22,813	3,156	5,475
1979	18,207	1,417	4,869	1999	22,953	3,046	5,501
1980	18.054	1,405	4,662	2000	23,509	3,038	5,693
1981	17,820	1,391	4,596	2001	23,666	3,084	5,673
1982	17,638	1,449	4,365	2002	24,065	3,309	5,614
1983	17,749	1,521	4,335	2003	25,108	3,830	5,689
1984	18,330	1,658	4,522	2004	26,332	4,547	5,772
1985	18,628	1,704	4,546	2005	27,146	5,060	5,785
1986	18,977	1,806	4,522	2006	28,003	5,607	5□697
1987	19,621	1,942	4,669	2007	29,462	6,471	5,763
1988	20,318	2,087	4,879	2008	29,620	6,656	5,587
1989	20,712	2,167	4,937	2009	29,095	6,962	5,185
1990	20,988	2,211	4,863	2010	30,523	7,428	5,369

Fuente: World Energy Balances 2018, OECD.

Los compromisos adquiridos por China en materia de cambio climático son conducidos principalmente por metas de reducción de emisiones de CO2. Sin embargo, también incluyen metas análogas en cuanto a emisiones de metano (CH4), óxido nitroso (NO2), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF6). Consecuentemente, estos compromisos requieren de la implementación de medidas que permitan la descarbonización de su matriz energética como el uso de energías limpias o de combustibles fósiles que generen menos emisiones.

La propuesta expuesta por China en las "Acciones de Mejora sobre el cambio climático: Contribuciones Nacionales Determinadas por China", título del documento presentado para el Plan de Acción Climática en el marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) en 2015, contiene una lista concreta de acciones en la ruta de "Construir Sistemas de Energía de Bajo Carbono" que establece algunos puntos como los siguientes:

- Controlar el consumo total de carbón.
- Hacer mejoras para usos limpios del carbón.
- Incrementar la participación de generación eléctrica con base carbón concentrado de alta eficiencia.
- Con el objeto de reducir la cantidad de carbón usado para la generación eléctrica, se deben construir termoeléctricas a carbón con una tasa de consumo de 300 gramos de carbón por kWh de electricidad generada.

- Se debe expandir el uso del gas natural, de forma que hacia el año 2020 alcance más del 10% de participación del consumo de energía primaria del país, además de hacer esfuerzos para producir 30 billones de metros cúbicos de metano en lechos de carbón.
- Promover proactivamente el desarrollo de la energía hidroeléctrica, con la meta de lograr protección ecológica y ambiental, además de efectuar la reubicación de habitantes.
- Desarrollar energía nuclear de manera segura y eficiente.
- Ampliar el desarrollo de la energía eólica.
- Acelerar el desarrollo de la energía solar.
- Desarrollar proactivamente la energía geotérmica, bioenergía y energía generada por el mar.
- Llegar a una capacidad instalada de energía eólica de 200 gigavatios, una capacidad instalada de energía solar de 100 gigavatios y un aprovechamiento de la energía térmica que alcance 50 millones de toneladas de carbón equivalente para 2020.
- Mejorar la recuperación y utilización del gas de venteo y el gas de teas asociado a la explotación de campos petroleros.
- Ampliar las instalaciones de energía distribuida y fortalecer la construcción de redes inteligentes.

Aunque las anteriores no son las únicas medidas plasmadas en su plan, si son las que muestran de manera directa que existe una ruta concreta de China para reducir la huella de carbono en sus emisiones por medio del control y remplazo del uso de los combustibles fósiles. Lo anterior, representado específicamente en las disposiciones de optimización y/o reducción en el consumo de carbón, energético del cual China es el mayor productor a nivel mundial.

El marco de acción gubernamental descrito ha permitido que en años anteriores se hayan adoptado medidas excepcionales en China, que sirven para promover el uso del gas natural, tales como la exención de aranceles al GNL dentro de las importaciones desde Estados Unidos. Sin embargo, como respuesta a las medidas anunciadas en junio de este año por el gobierno Trump para generar gravámenes del orden de U$50.000 millones a los productos chinos, China sólo gravará un monto estimado de U$34.000 millones de importaciones de GNL.

Avances en la política de implementación del gas natural como combustible de transición.

China es un actor fundamental en el mercado mundial de energía, no sólo debido a que es el mayor consumidor de energía, sino por su alta contribución a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), y por el potencial de crecimiento del país en los próximos años. Un país en desarrollo con la posibilidad de mantener altas tasas de crecimiento en el futuro, condiciona el desarrollo de los mercados energéticos a nivel mundial, y determina además, en función de las políticas de uso de fuentes primarias y de descarbonización, la posibilidad de alcanzar las metas globales en materia de lucha contra el cambio climático.

Una primera manifestación de la preocupación por la necesidad de descarbonizar la economía china, se encuentra en la formulación del 11° Plan Quinquenal de Desarrollo Económico y Social (FYP) 2006-2010 por el Comité Central del Partido Comunista Chino (PCC). En ese momento se definió una estrategia de crecimiento balanceado entre aumento del PIB, conservación ambiental, bienestar y acceso universal de la población a servicios modernos, lo que constituyó un punto de inflexión en

la política de desarrollo económico y en el modelo de planeamiento centralizado. Estos objetivos fueron reforzados en el 12º FYP (2011-2016), lo que condujo a la ratificación del país de los Acuerdos de París en la COP21 en 2015, en los que China se comprometió a mantener su consumo total de energía por debajo de los 6 *billones de toneladas equivalente de carbón (BTCE)* y a una participación del 20% de fuentes no fósiles en la matriz energética como National Determined Contributions (NDC).

Los resultados del crecimiento económico y de la política energética asociada, se evidencian en logros significativos como el crecimiento del consumo per cápita de energía del 31% entre 2006 y 2011, y un nivel de consumo per cápita de gas natural de 89,6 m^3/vivienda, con un crecimiento del 110%; y de 3.494 kWh/pc, con un incremento del 60% en el mismo período.

El desarrollo de la infraestructura de transporte de gas natural, ha permitido vincular a más de 180 millones de personas al servicio, lo que ha sido fundamental para el cambio en la estructura de consumo de energía de la población, especialmente en las ciudades.

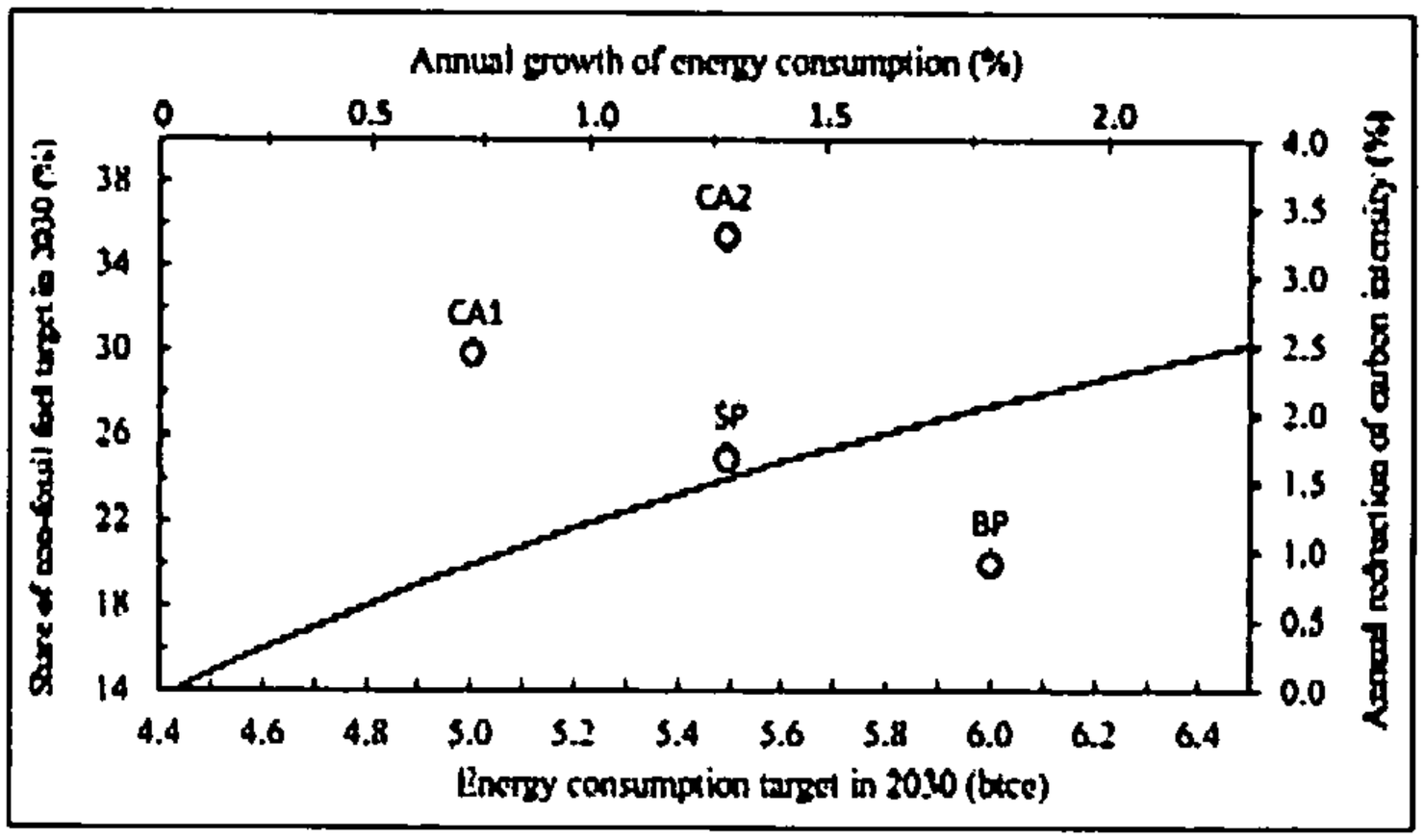
El cambio de modelo económico, todavía bajo un fuerte influjo de la planificación centralizada pero con reformas de mercado especialmente en los sectores de energía eléctrica y gas natural, ha conducido a cambios muy importantes en la matriz de consumo energético y en los índices de emisiones en los últimos años, por lo menos desde 2010[18]. Con un consumo total de energía a 2017 de 4,5 BTCE, el país tiene todavía espacio para cumplir la meta de mantener el consumo total por debajo de los 6 BTCE, lo que permitiría aumentar el consumo hasta en 1,5 BTCE. Para cumplir con metas como la de alcanzar el pico de emisiones de CO2 antes de 2030 de una manera más rápida, es necesaria una mayor vinculación de fuentes no fósiles de energía (incluyendo nuclear) a la política actual de incorporar un 20% de energía no fósil a la matriz energética en 2030. Pero es igualmente importante el papel que cumplen otros energéticos como el gas natural en el objetivo de incrementar la eficiencia y la descarbonización de la economía.

En efecto, como lo han plantado los analistas del Brookings-Tsinghua Center for Political Institutions, entre ellos el profesor Nicholas Stern, para alcanzar las metas de NDC de China del Acuerdo de París, se requiere un compromiso con una participación mayor de energías no fósiles, o una tasa más alta de reducción de la intensidad de carbono en el consumo de energía.

---

18 El cambio en el modelo de desarrollo económico a partir de 2014 se ha denominado como el "New Normal", o la nueva regla, que se define como una búsqueda de mayor calidad en la infraestructura y en los productos, basada en la innovación en lugar del crecimiento en los insumos y la inversión.

Figura 24: Escenarios alternativos de política para alcanzar las NDC.

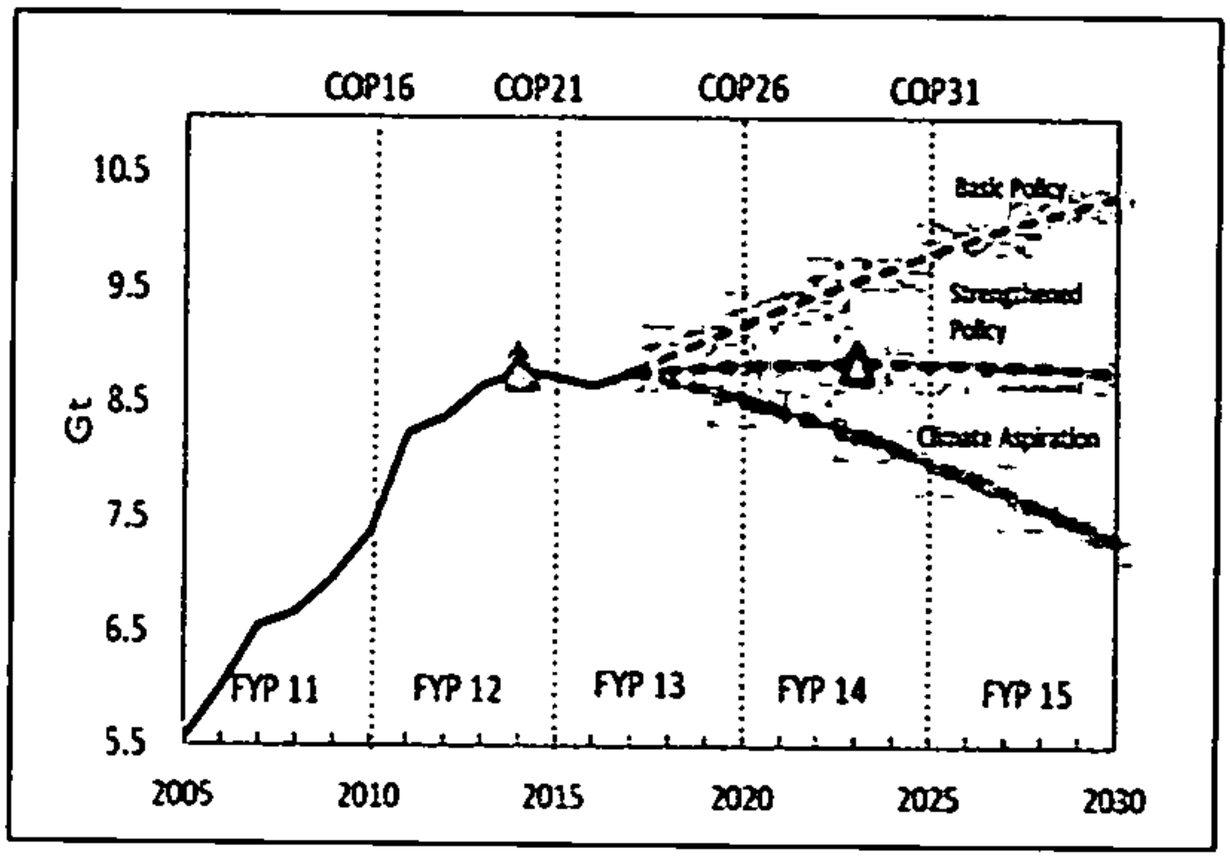


Fuente: "China´s peaking emmissions and the future of global climate policy" Brookings-Tsinghua Center (2018).

La *Figura 24* muestra en el eje X inferior la meta de consumo total de energía, y en el eje Y izquierdo la meta de participación de energías no fósiles en la matriz de consumo. El eje X superior indica el crecimiento medio anual del consumo de energía estimado en el período 2018-2030, en tanto que en el eje Y derecho se muestra la tasa anual de reducción de intensidad en carbono del consumo de energía en el mismo período. El escenario base (BP) corresponde a la formulación de metas contenida en el documento National Strategy on Energy Consumption and Production Revolution, expedido por la National Development and Reform Commission en 2016[19], poco después de la firma del Acuerdo de París, con la meta de 20% de energías no fósiles en la matriz a 2030. El escenario de endurecimiento de políticas (SP) supone una meta de 25% de energías no fósiles en la matriz a 2030. En tanto que los escenarios CA1 y CA2 corresponden a las aspiraciones en materia climática a nivel mundial, para alcanzar en 2030 el pico máximo de emisiones de CO2 en China, con 5 BTCE de consumo total de energía y 30% de energías no fósiles, o 5,5% BTCE de consumo y 35% de energías no fósiles. Los escenarios de combinación de políticas bajo la curva, no permitirían alcanzar un pico de emisiones de CO2 antes de 2030, en tanto que esta meta sería posible con combinaciones de política que conduzcan a escenarios por encima de la curva, como se observa en la *Figura 25*.

19 La NDRC es la máxima autoridad ejecutiva en la estructura de la administración pública en China, a cargo de implementar las guías de política emitidas desde el Comité Central del Partido Comunista y el Consejo de Estado. La National Energy Administración es una agencia subordinada de la NDRC (Basso y Viola 2014, p. 187).

Figura 25: Evolución de Emisiones de Carbono (GtCO2).



Fuente: "China's peaking emmissions and the future of global climate policy" Brookings-Tsinghua Center (2018).

Las posibilidades de alcanzar un pico en materia de emisiones de carbono antes de 2030, y mantener esta condición a largo plazo dependen de metas más ambiciosas en materia de descarbonización de la economía.

Estas metas están alineadas no sólo con las propuestas en el actual 13° FYP 2016-2020, sino también con las presentadas en la National Strategy on Energy Consumption and Production Revolution 2016-2030, un documento expedido en abril de 2017 en forma conjunta por la National Development and Reform Commission (NDRC) y la National Energy Administration (NEA), en el que se definen las principales metas y estrategias del sector energético en China, y que extiende estas metas a 2030, e incluso a 2050, en especial si se tiene en cuenta la mayor participación asignada al gas natural (y en general a los gases combustibles, incluido el GLP), que no parece estar contemplada en los análisis anteriores. Considerando la tendencia de reducción de la intensidad en carbono producto tanto de la mayor participación de energías no fósiles, como una mayor participación del gas natural de acuerdo con las metas de la National Strategy, es posible estimar que China podría estar no sólo cumpliendo sino además excediendo las metas de sus NDC en el Acuerdo de París.

Metas para la transición energética en el 13° FYP.

Las metas en materia de energía formuladas en el 13° FYP 2016-2020, contemplan los siguientes aspectos relacionados con la matriz energética:

Tabla 8: Metas para la transición energética formuladas en el 13° FYP para el periodo 2016-2020.

Metas	*2015*	*2020*	*Var.%*
Oferta de energías no fósiles	35%	39%	4%
Participación de energías no fósiles en generación eléctrica	27%	31%	4%
Participación de energías no fósiles en el consumo total de energía	12%	15%	3%
Participación de gas natural en consumo total	6%	10%	4%
Participación del carbón en consumo total	64%	58%	-6%
Participación del carbón en generación eléctrica	49%	55%	6%

Fuente: Plan Quinquenal de Desarrollo Económico y Social (13° FYP).

En general, las metas de desempeño del sector de energía en la transición y revolución energética, de acuerdo con la calificación que le asigna a este proceso la NDRC, están orientadas a la descarbonización acelerada de la economía. Por su parte, las metas globales planteadas en la National Strategy on Energy Consumption and Production Revolution 2016-2030 contemplan[20]:

- Para 2020: consumo total de energía inferior a 5 billones de toneladas equivalente de carbón (BTCE), intensidad carbono energética 18% inferior a 2015, intensidad energética menor en 15% a la de 2015, y participación de energías no fósiles en la matriz de 15%.

- Para 2030: consumo total de energía todavía por debajo de 5 BTCE, intensidad carbono energética entre 60% y 65% inferior a 2005, participación de energías no fósiles del 20%, participación de gas natural del cerca de 15% del consumo, y pico máximo de emisiones de CO2 alcanzando alrededor de 2030.

- Para 2050: consumo total de energía estable, con energías no fósiles con un peso del 50% de la matriz energética.

Una de las componentes básicas de las metas en materia de la transición y revolución energética en China gira alrededor de la política de aceleración del uso del gas natural, para extender y optimizar su uso alrededor de tres ejes básicos: [21]

- La masificación del uso del gas a nivel urbano.
- La utilización del gas natural y el GLP en el transporte.
- La generación de energía eléctrica con gas natural, en especial en plantas para la atención de los picos de demanda (peak-shaving).

Las estrategias contempladas en la *National Strategy on Energy Consumption and Production Revolution 2016-2030*, incluyen los siguientes campos de acciones clave, orientados a generar cambios profundos en la estructura de producción y consumo de la energía, entre los que se destaca la promoción del uso del gas natural:

---

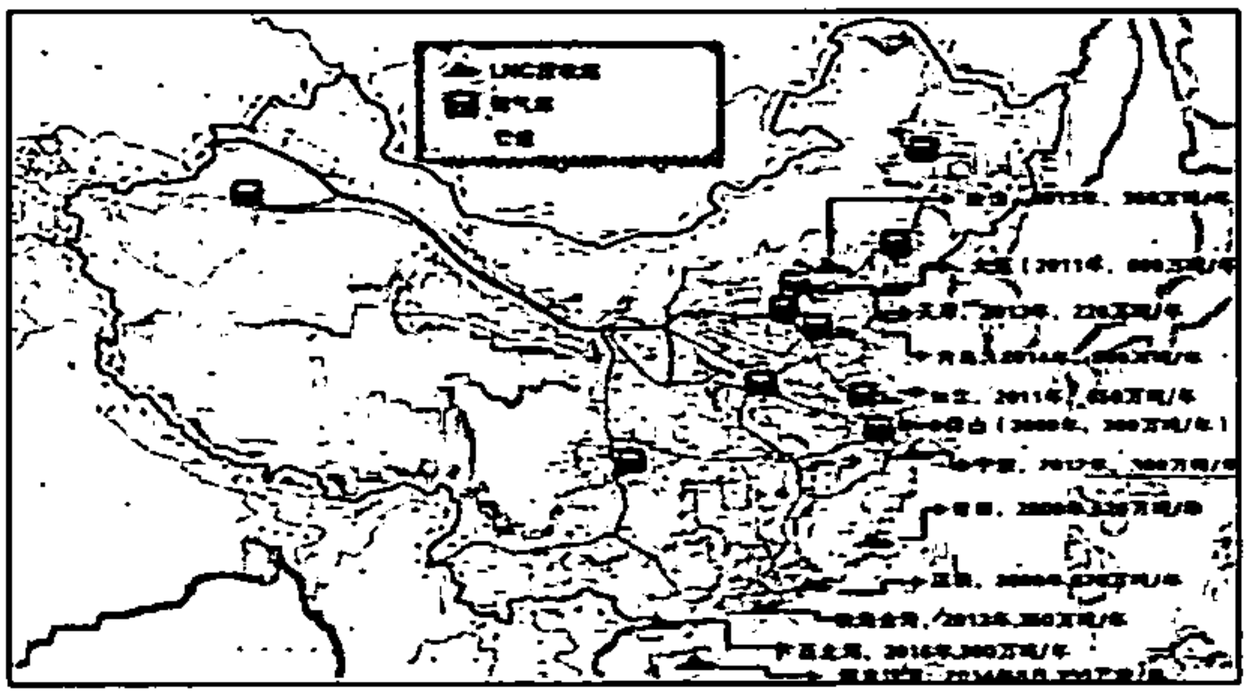
20 Jiang (2017).

21 Idem.

- Conservación de energía.
- Control de intensidad y consumo total de energía.
- Acciones de demostración de proyectos casi-cero emisiones de carbono.
- Gestión de la demanda de energía eléctrica.
- Acciones para desarrollar el uso limpio del carbón.
- Promoción y utilización del gas natural.
- Acciones para acelerar el uso de combustibles no fósiles.
- Nuevas energías a nivel rural.
- Acciones de promoción de energía en internet.
- Acciones para el desarrollo acelerado de tecnología de energía y sus equipos.
- Reformas estructurales de la oferta de energía.
- Acciones para la mejora y actualización en estándares y reglamentos de energía.
- Acciones de cooperación para la implantación de la iniciativa OBOR ("One Belt, One Road") en materia de rutas de comercio internacional de energía.

La infraestructura de aprovisionamiento de gas natural se ha expandido también de manera rápida en los últimos años, alcanzando un total de 73.000 km de gasoductos, 12 terminales de importación de gas natural licuado (GNL), con una capacidad de 48,6 millones de toneladas anuales, y 18 plantas de almacenamiento, con capacidad total de 6 billones de metros cúbicos.

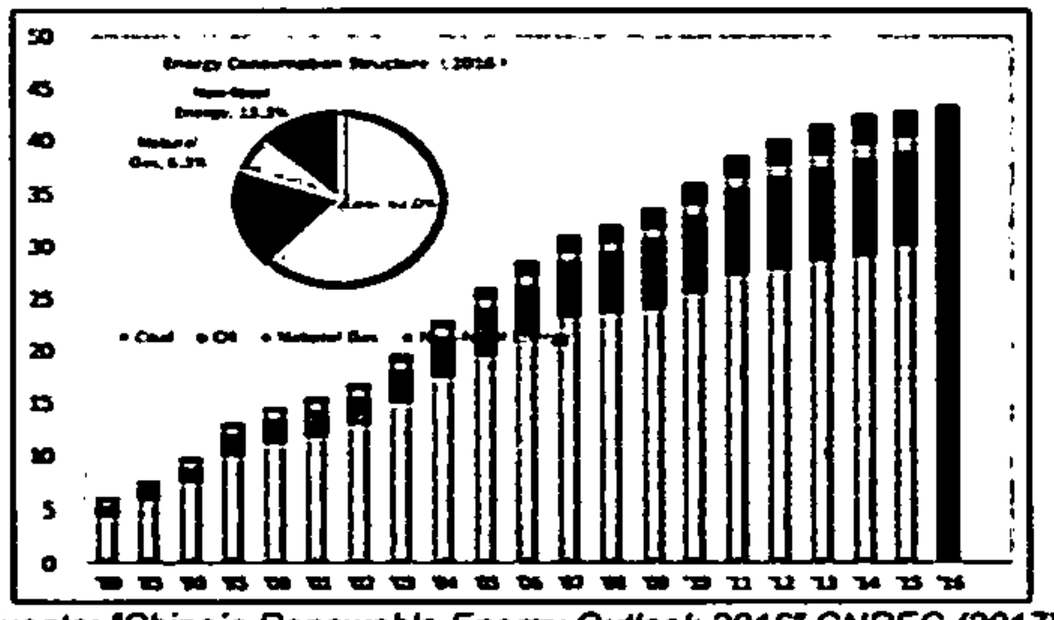
Figura 26: Mapa de gasoductos, terminales de GNL y almacenamientos.



Fuente: Yang "The Role of Natural Gas on China's Energy Revolution" (2017).

Sin embargo, el gas natural todavía representa una proporción reducida del consumo total de energía, con un 6,3% en 2016. (Ver *Figura 27*).

Figura 27: Participación de energéticos en consumo total (100 MTCE).



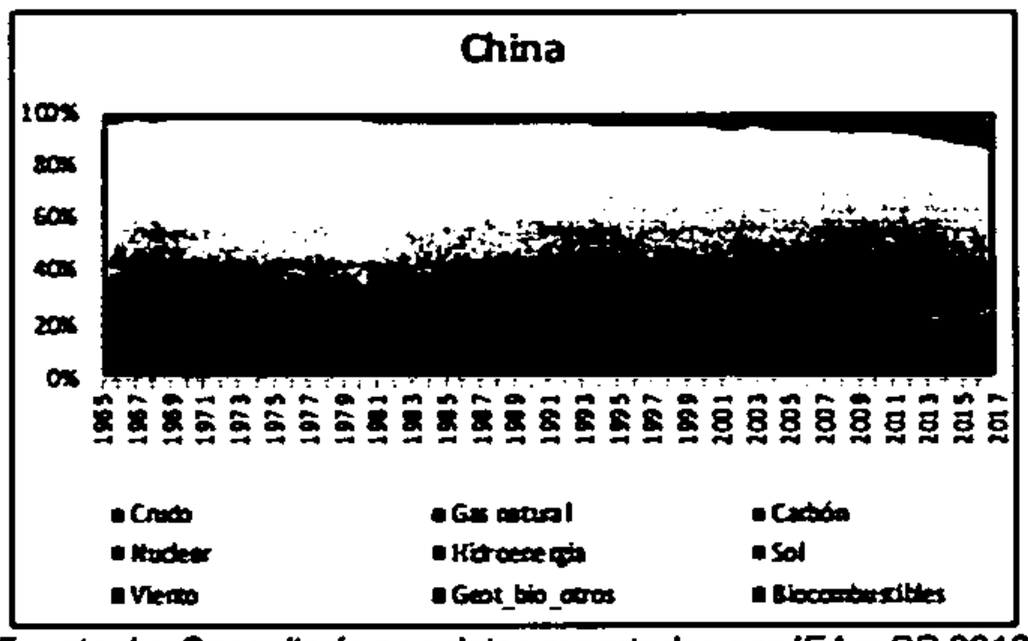
Fuente: "China´s Renewable Energy Outlook 2016" CNREC (2017).

2.1.4 Esquema de transición energética existente.

La variación en la distribución de la matriz energética de China presentada en el numeral 2.11, permite identificar que se han producido cambios tanto de tipo energéticos referentes a consumo y participación en el mercado, como cambios en los niveles de consumos totales debido a la dinámica económica del país y las políticas implementadas.

Lo anterior, se puede observar en la *Figura 28*, que muestra cómo creció China en los 70's, alcanzando una tasa promedio de crecimiento del 10% en demanda de energéticos, pasando esa tasa al 5%, 3,8% y 9% en las décadas de los 80's, 90's y 00's respectivamente. Finalmente, para el período de 2010 a 2016 la tasa vuelve al 3,8% promedio.

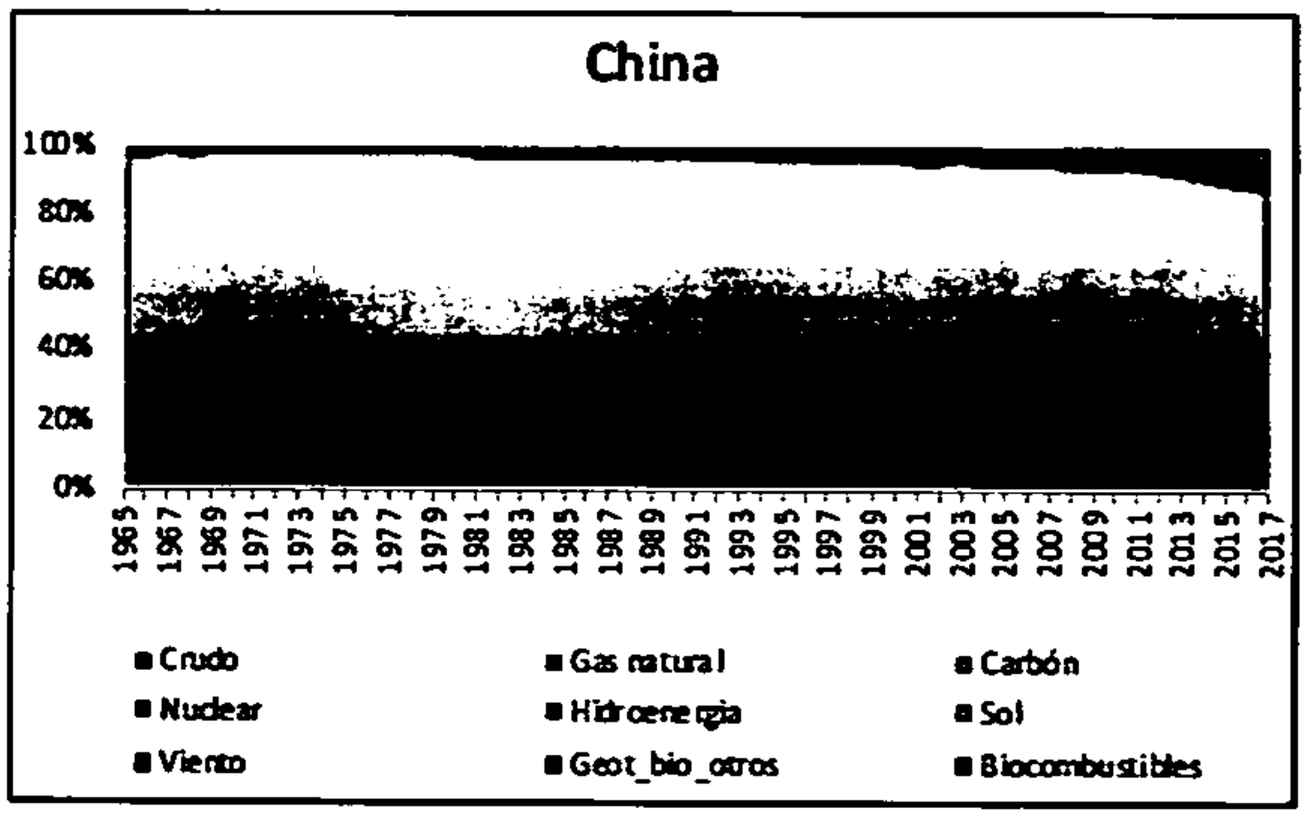
Figura 28: Evolución de la matriz energética en China 1965-2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA y BP 2018.

En la *Figura 29*, es posible observar que en los años 70's los combustibles basados en petróleo pasaron a tener una participación mayor al 20%. Estos energéticos presentaron picos de participación en 1977 y 2001-2002, pero posteriormente, el carbón volvió a recuperar participación.

Figura 29: Evolución de la participación de la matriz energética de China entre 1965 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA y BP 2018.

El análisis de la evolución de la participación, permite identificar la oscilación continua de la participación del gas natural en la demanda de energía, llegando a tener relevancia en períodos específicos, como los de finales de los 70's, comienzos de los 80's y en la última época a partir del 2008.

Con respecto a las energías renovables, se observa un cambio de comportamiento con respecto al experimentado en los años 70's (donde los sistemas hidroenergéticos tenían una participación estable) aumentando levemente su participación en los 80's y 90's. Posteriormente, con las políticas de diversificación de fuentes energéticas, duplicó su participación entre los años 2008 y 2016, alcanzando el 12% de la matriz de consumos. Cabe resaltar, que la energía hidráulica es la de mayor participación dentro de las energías renovables con cerca del 8% de la matriz energética.

Finalmente, la energía nuclear, que entró en funcionamiento a principios de los 90's, sólo alcanzó al final de la década un 2% de participación.

2.1.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición.

De acuerdo con la información de volúmenes recolectada, el biogás compite directamente con el GLP por participación en los sectores industrial, de agricultura y especialmente en el sector residencial rural, en donde el biogás llegó a producir casi 15,8 Giga m^3 en el 2011. *Ver Figura 18: Evolución del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015), 19 (Participación del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015) y 23 (Producción de biogás en China desde 1989 hasta 2014).*

En general, por parte de China se nota el seguimiento de un plan de desarrollo industrial y comercial que ha incrementado los requerimientos de combustibles de una manera importante. También, durante los últimos años el país ha realizado esfuerzos en el proceso de descarbonización que no sólo muestran la implementación de generación eléctrica mediante energías alternativas sino, que se nota un incremento en la demanda de combustibles como gas natural, biogás y otros. *Ver Figuras 1 (Matriz energética de China en 2017) y 2 (Matriz energética de China en 1975).* Mientras que a principios de los 90's, China poseía una demanda superior a 12 MTEP de gas natural y 2,2 millones de toneladas de GLP, pasó en el año 2015 a necesitar más de 175 MTEP de gas natural y cerca de 41 millones de toneladas de GLP. Dadas las proporciones, lo anterior muestra que el crecimiento del gas natural ha sido mucho mayor que el del GLP en China. *Ver Figuras 5 (Oferta de gas natural en China entre 1975 y 2015) y 13 (Oferta de GLP en China entre 1990 y 2015).*

El país produce tanto gas natural como GLP, pero también requiere importar una parte de estos combustibles para cubrir las demandas de los sectores productivos. Hasta el año 2005 China fue autosuficiente en gas natural, pero a partir de este año inició importaciones de gas natural y en el 2016 estas importaciones representaban aproximadamente el 30% de la demanda total, mientras que la autosuficiencia de GLP llegó hasta 1992, que fue cuando inició compras de GLP en el extranjero. En el 2015 las importaciones de GLP en el país representaban cerca del 32% de la demanda total de este producto. *Ver Figuras 5 (Oferta de gas natural en China entre 1975 y 2015), 6 (Participación de la oferta de gas natural en China entre 1975 y 2016), 13 (Oferta de GLP en China entre 1990 y 2015) y 14 (Participación de la oferta de GLP en China entre 1990 y 2015).*

Como consecuencia del crecimiento de los sectores que demandan gas natural como el industrial, de generación eléctrica, transporte, otros sectores productivos y sectores no energéticos; la demanda de gas natural ha crecido en 5 puntos porcentuales durante el período comprendido entre los años 1990 y 2015, y representa el 7% del total de la matriz energética del país. *Ver Figuras 1 (Matriz energética de China en 2017) y 2 (Matriz energética de China en 1975).* En especial, la demanda crece en los sectores de otras industrias, minería y construcción (29,72% al 59,05%) mientras disminuye el sector de petroquímica (66,82% al 31,72%). *Ver Figura 10 (Participación de la demanda industrial de gas natural en China entre 2002 y 2015).*

De otra parte, la demanda de GLP sólo ha crecido 1 punto porcentual durante el período comprendido entre 1990 y 2015. *Ver Figuras 1 (Matriz energética de China en 2017) y 2 (Matriz energética de China en 1975).* Es importante aclarar que, en la demanda de GLP se incluyen las perdidas, la exportación, el uso propio, las transformaciones (Generación eléctrica, gas work y

petroquímica) y el consumo en sectores finales (Industria, transporte, otros no energéticos y otros). Por otro lado, la demanda de este combustible continúa creciendo casi a la misma tasa con la cual venía creciendo desde inicios de los años 90. La mayoría del consuno de GLP se presenta en los "sectores finales" en donde, en especial, el sector de otros (Residencial, comercial y agropecuario) representa un poco más del 80% de la demanda total, es el sector de mayor peso dentro de la demanda total de este combustible en el país y desde la década de los 90 ha representado entre el 80% y el 90% de la totalidad de la demanda. *Ver Figuras 16 (Consumo de GLP en China entre 1990 y 2015), 17 (Evolución de los procesos de transformación del GLP en China entre 1990 y 2014), 18 (Evolución del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015) y 19 (Participación del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015).*

Aunque existe competencia de ambos combustibles en los sectores industrial, de transporte y de generación eléctrica; el crecimiento y las demandas de GLP en estos sectores son casi imperceptibles comparados con los mismos sectores atendidos con gas natural en donde estos crecen de manera sostenida y representan valores importantes de la demanda total de este combustible (29%, 12% y 23% respectivamente) *Ver Figuras 7 (Demanda sectorial de gas natural en China para el 2016), 3 (Matriz Energética Sectorial de China en 2016) y 4 (Matriz Energética Sectorial de China 1975).* No obstante, existen mercados que no pueden ser atendidos mediante gas natural pero que, si se atienden de manera complementaria con GLP, esto mercados están representados en el sector de Otros y comprenden parte del sector residencial, comercial y agropecuario. Este último grupo representa en gran medida la mayor parte de la demanda de GLP en China (82,06%), seguido por el sector de transformación-petroquímico (9,31%), uso propio (5,04%), algunas exportaciones y una mínima cantidad en pérdidas. *Ver Figuras 15 (Demanda de GLP en China en 2015), 16 (Consumo de GLP en China entre 1990 y 2015) y 18 (Evolución del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015).*

En el sector de No Energéticos se mantiene constante la demanda de GLP y pareciera estar bajando para el año 2015, aunque representa un porcentaje bajo dentro de la demanda total de GLP del país (Aproximadamente 10%). Por otro lado, en cuanto a la demanda de GLP, este sector muestra también un consumo sostenido, pero pierde participación en el total de la demanda en el año 2015. *Ver Figuras 18 (Evolución del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015) y 19 (Participación del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015).* Sin embargo, este sector muestra una caída importante en la participación de la demanda de gas natural con tendencia a desaparecer, representando en 2015 un valor cercano al 7% de la demanda total de gas natural mientras que en 1990 participaba de la matriz energética con un valor aproximado de 44%. *Ver Figura 9 (Participación de la demanda sectorial de gas natural en China entre 1973 y 2016).* Este sector podría estar siendo reemplazado por otros sectores pues, aunque se nota que aproximadamente, mantiene su tamaño en cuanto a la demanda de gas natural, la misma no crece.

El sector transporte atendido con GLP ha existido en China desde 1999 pero ha venido decreciendo desde entonces, sin embargo, se mantiene en su participación porcentual. *Ver Figura 19 (Participación del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015).* En contraste, este sector si ha resultado en continuo crecimiento para el gas natural desde su creación, especialmente en el área carretera, pero también ha ido disminuyendo su participación en otros tipos de transporte. *Ver Figura 11 (Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en China para los años 2002 y 2015).* En este sector, pesa más la participación y el crecimiento de mercados del gas natural,

mientras que el GLP, difícilmente se mantiene. *Ver Figuras 11 (Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en China para los años 2002 y 2015.) y 21 (Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en China para los años 2002 y 2015.) en contraste con las Figuras 8 (Evolución de la demanda sectorial de gas natural en China entre 1973 y 2016), 18 (Evolución del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015) y 19 (Participación del consumo sectorial de GLP en China entre 1990 y 2015).* En gran medida, este sector continúa creciendo para ambos combustibles debido al crecimiento del parque automotor que funciona con ambos combustibles.

Otros sectores en los que compiten ambos combustibles son los de hierro y acero, industria minera y construcción, y petroquímica en donde el crecimiento de la demanda de gas natural se ha dado por el crecimiento en estos sectores. *Ver Figura 10 (Participación de la demanda industrial de gas natural en China en 2002 y 2015).* Por otro lado, el mayor crecimiento de la demanda de GLP se ha dado en el sector de la petroquímica, en donde pierde participación el gas natural. *Ver Figura 20 (Participación de la demanda industrial de GLP en China en 2002 y 2015).*

También existe competencia remarcable en la atención al sector residencial donde el GLP ha logrado crecer en el período 2002 – 2015, *Ver Figura 22 (Participación de la demanda otros de GLP en China en 2002 y 2015),* atendiendo áreas donde antes no estaba y no llega el gas natural, mientras que el gas natural sufrió una disminución en la participación del mismo sector en el mismo período. *Ver Figura 12 (Participación de la demanda de gas natural de otros sectores en China en 2002 y 2015).*

Concluyendo, estos dos combustibles se encuentran en una competencia en donde todos ganan de maneras diferentes. El de menor participación (Biogás) compite directamente con el GLP por los mercados residenciales rurales y el sector agro, pero ambos continúan creciendo en demanda y producción. El gas natural va creciendo en demanda y en participación en la matriz energética de China, mientras que el GLP continua un crecimiento sostenido (menor que el del gas natural) pero creciendo en mercados nuevos como la petroquímica y atendiendo mercados en donde no llega el gas natural. De otra forma, el GLP también mantiene su crecimiento sirviendo de complemento a los sectores desatendidos por el gas natural en este país.

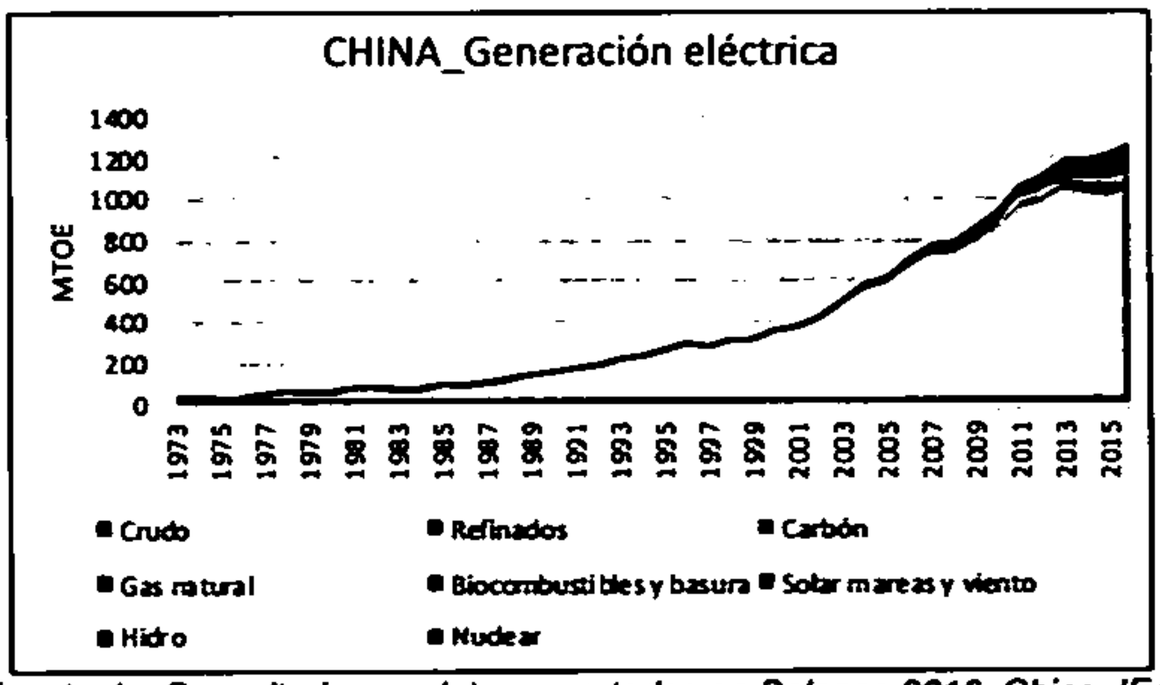
2.1.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial.

La evolución de los diversos sectores productivos en China permitió analizar la variación en su consumo energético para identificar el nivel de transición del país. A continuación, se detalla el análisis de los diferentes sectores.

2.1.6.1 Generación eléctrica.

El incremento en el consumo de energía eléctrica en China, impuso metas de generación al país y durante el período analizado, se pasó de una demanda de 50 MTEP a 1.278 MTEP entre 1975 y 2016. (Ver *Figura 30*).

Figura 30: Evolución de demanda de energéticos para generación eléctrica en China entre 1973 y 2016.

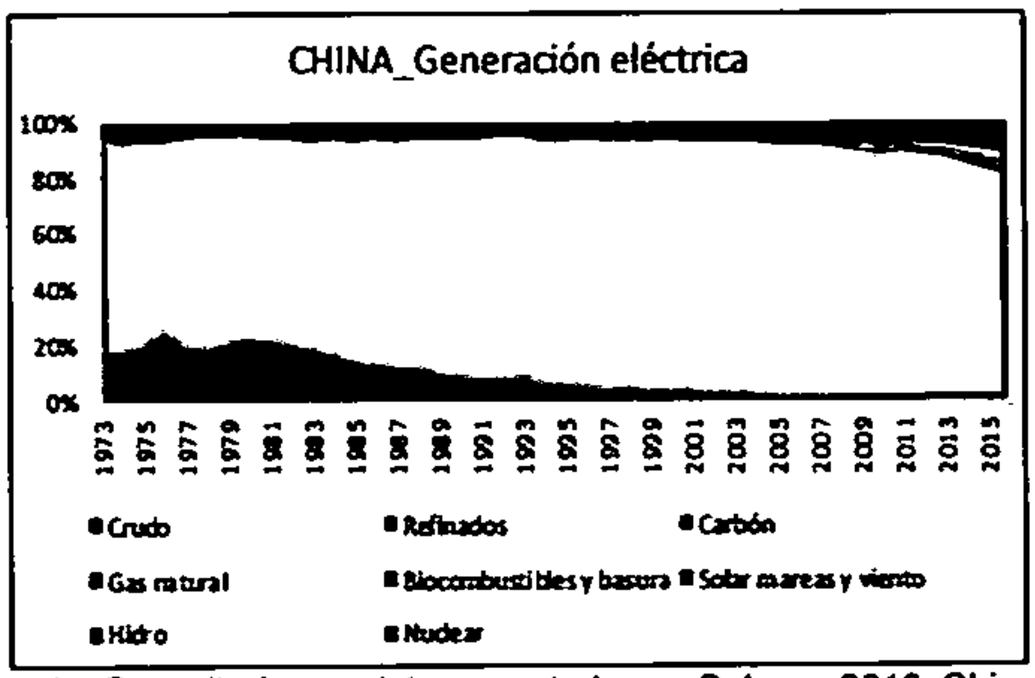


Fuente: La Consultoría con datos reportados en Balance 2016, China, IEA.

En los años 70's, la generación de electricidad se realizaba mayoritaria a partir de carbón. Con crudo y refinados se generaba el 20% de la electricidad requerida y con base hídrica el 7%. (*Ver Figura 31*).

Durante los 80's, se inició un proceso de reducción en el uso de crudos y refinados, desapareciendo el uso del crudo y reduciendo por debajo del 10% el uso refinados para generación eléctrica a finales de la década. Esta tendencia se mantuvo hasta 2016 y la participación de refinados llegó al 0,5%.

Figura 31: Evolución de demanda de energéticos para generación eléctrica en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados en Balance 2016, China, IEA.

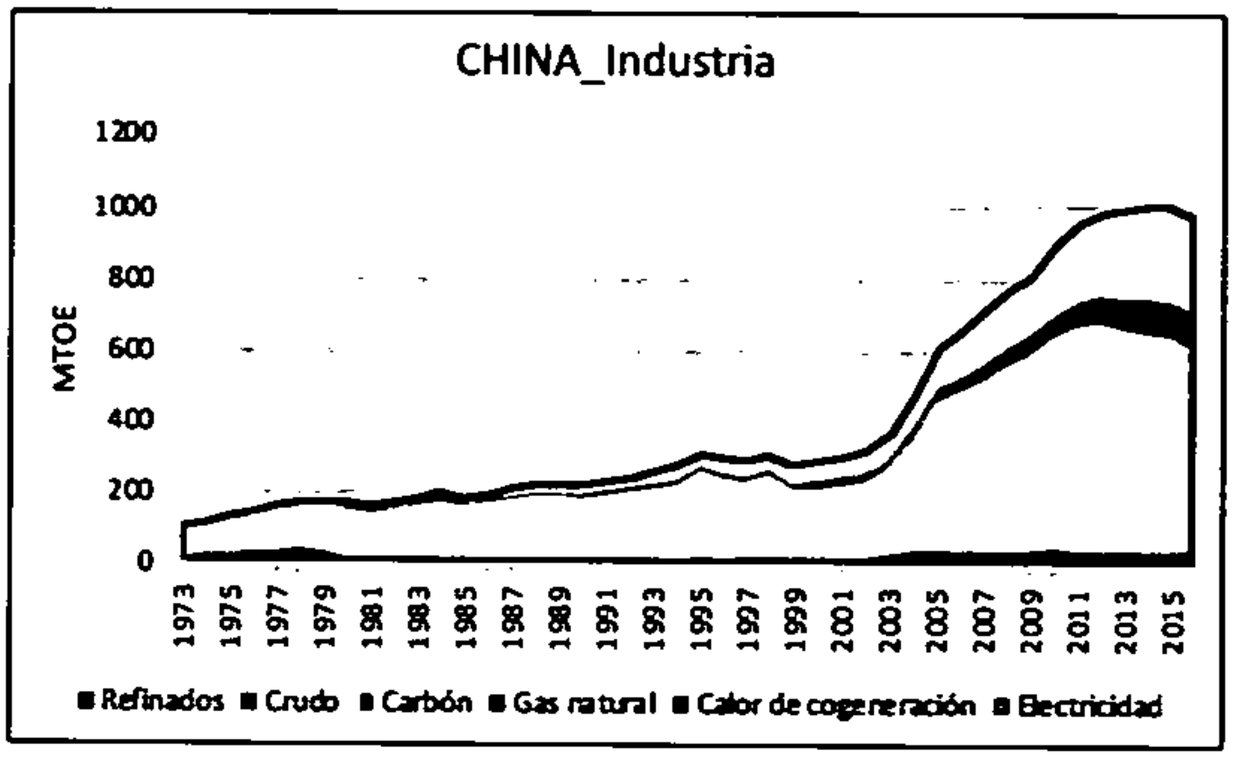
Con respecto a energías renovables, su participación se mantiene constante desde 1973 hasta 2008.

En 2008, como consecuencia de la necesidad de diversificar las fuentes energéticas, comenzó una etapa de fomento de energías renovables que llegó a duplicar su participación hacia 2016.

2.1.6.2 Industria.

En el sector de la industria, la demanda aumentó en una relación cercana a 5:1 para el período analizado desde mediados de los 70's hasta 2016 (Ver *Figura 32*).

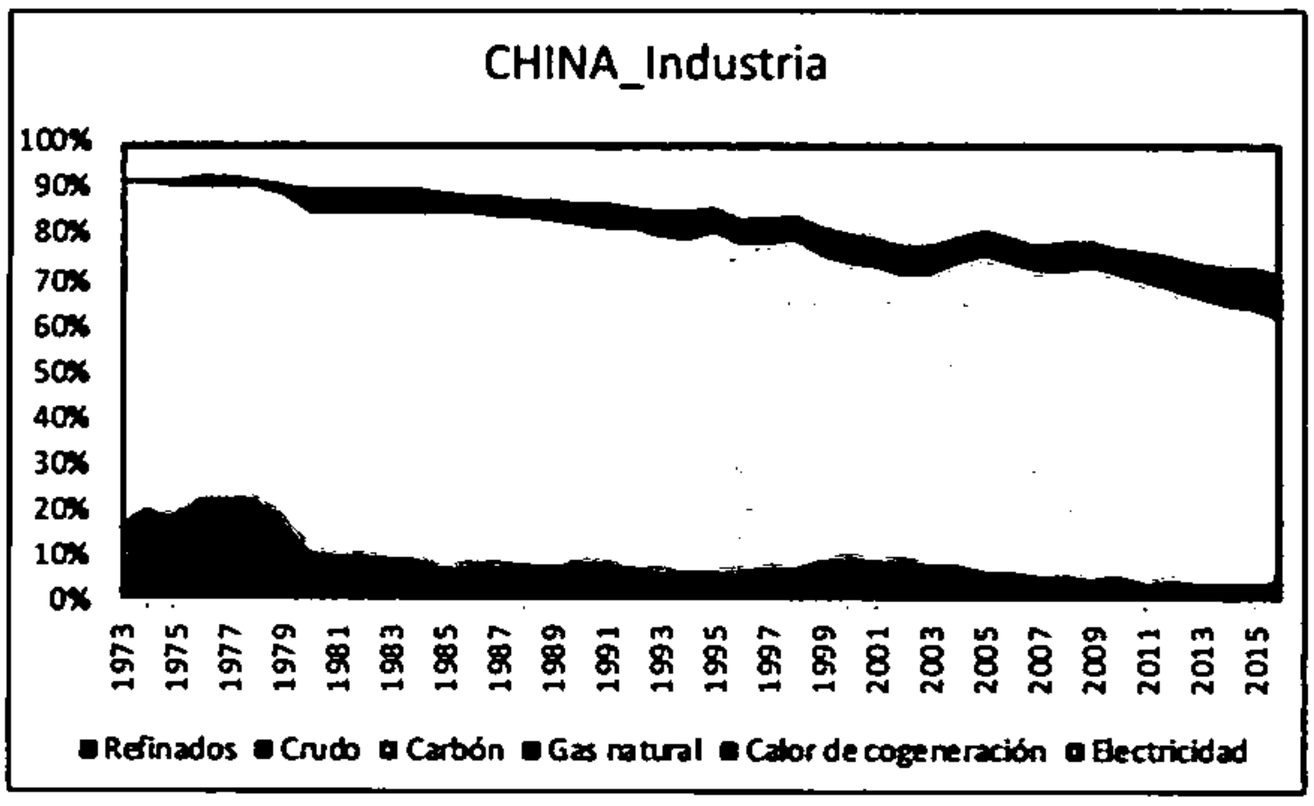
Figura 32: Evolución de demanda de energéticos del sector industria en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados en Balance 2016, China, IEA.

También es posible observar una clara evolución de la matriz energética del sector de industria del país. A pesar de que el carbón sigue siendo el energético más demandado en 2016, su participación se redujo al 55% en comparación con el 70% que tenía a mediados de los 70's.

Figura 33: Evolución en la participación de la demanda de energéticos del sector industria en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados en Balance 2016, China, IEA.

La *Figura 33* muestra un proceso de transición en el consumo, que inició con una demanda de crudo del 11% de participación en la industria en los años 70's y se redujo al 0,3% en 2016. Similarmente, la participación de demanda de refinados inició con el 12% en la década de los 70's y se redujo al 5% en 2016.

Con respecto a la electricidad en la industria, ésta ha ganado un espacio importante y con mayor fuerza desde el 2000, alcanzando cerca del 30% de la participación en 2016. Por otra parte, el calor proveniente de sistemas térmicos de cogeneración con electricidad apareció desde los 80's y se duplicó su participación en dos periodos, para llegar al 6% en 2000 y nuevamente en 2016.

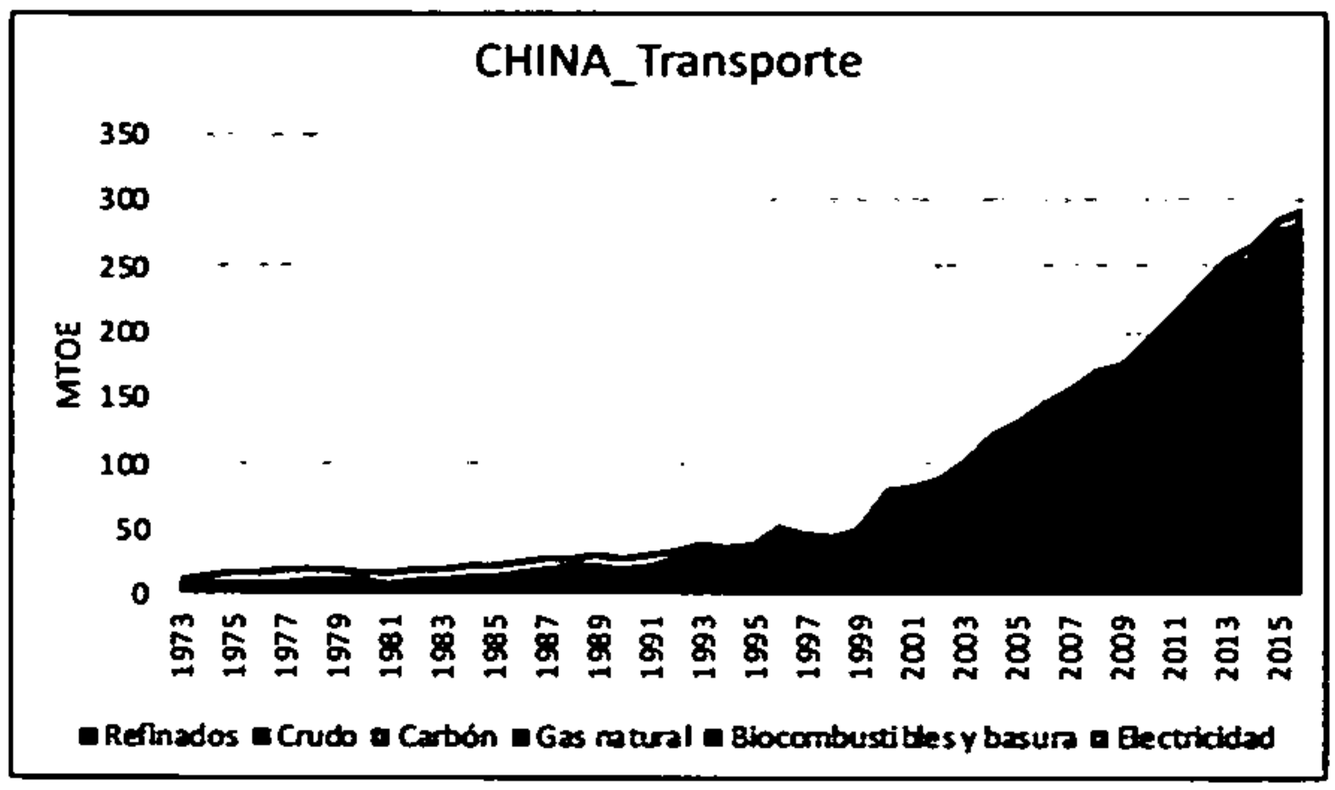
El gas natural ha tenido dos períodos de relevancia con más del 3% de participación. El primero a principios de los 80's y el segundo posterior a 2011.

2.1.6.3 Transporte.

El transporte en China hasta inicios del año 1989 estuvo atendido básicamente por dos combustibles (refinados y carbón); momento en el cual ingresó la electricidad como nueva alternativa energética para el transporte, quitándole una pequeña parte del mercado al carbón. Otro hito importante en el análisis de la evolución de combustibles para el transporte ocurre en el 2001 cuando prácticamente finaliza la era del carbón para este sector.

En el 2002, se inicia la implementación del gas natural como nuevo combustible para impulsar el transporte y el mismo también gana un segmento de participación otrora ocupado por los combustibles refinados (ACPM, gasolinas y otros con mucha menor participación). Desde su inicio, el uso de este combustible no ha parado de crecer. Por último, cabe resaltar que la introducción de los biocombustibles se dio cerca del año 2004 y adelante, junto con las anteriores introducciones de energéticos alternativos (electricidad y gas natural), han ido creciendo y robándole una modesta participación a los refinados en este mercado de combustibles para el transporte.

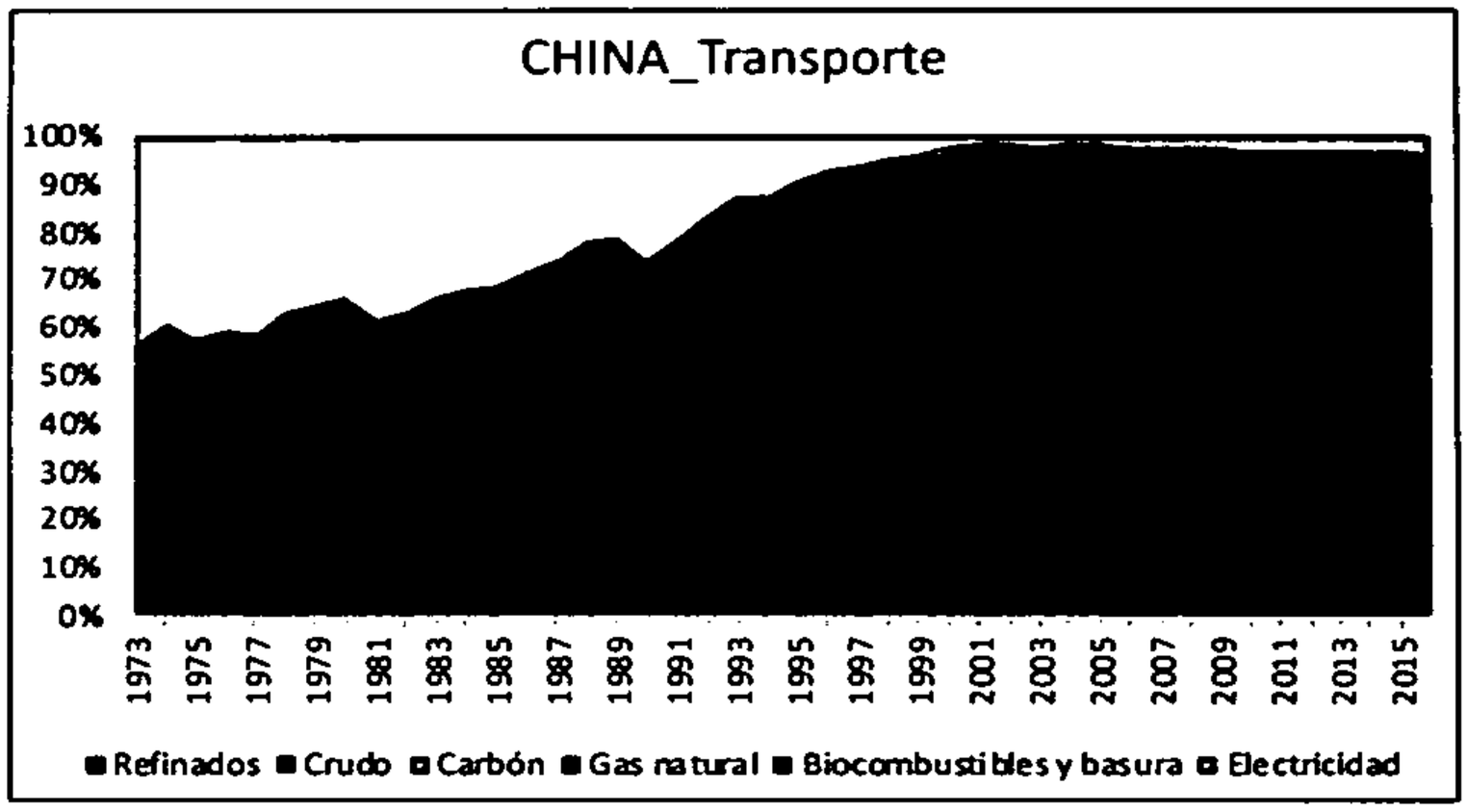
Figura 34: Evolución de demanda de energéticos del sector transporte en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados en Balance 2016, China, IEA.

Como dato importante en la evolución de esta demanda energética, se tiene que los refinados alcanzaron un pico en la demanda en el año 2001 pero inmediatamente empezó a disminuir su participación con los otros aportantes a la demanda total del país. Más impresionante aún, es el hecho de un crecimiento importante y sostenido que inició aproximadamente en 1999, cuando la demanda apenas llegaba a los 50 MTEP y en sólo 16 años (cifra para 2015) la demanda ya se ubicaba en casi 300 MTEP. (Ver *Figura 34 y 35).*

Figura 35: Evolución en la participación de la demanda de energéticos del sector transporte en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados en Balance 2016, China, IEA.

Teniendo en cuenta el crecimiento del transporte en los modos de transporte: terrestres (Total de vehículos = Vehículos de pasajeros + vehículos comerciales), ferroviarios (trenes y sistemas de metro) y fluviales; se explica a continuación cada uno de los sectores con respecto a temas de unidades de vehículos, infraestructura disponible en el país y capacidad de movilización de pasajeros para el año 2017.

Para comenzar, se tiene que el sector de vehículos terrestres ha crecido de manera importante partiendo de un total de 31.597.000 unidades en el 2005 y creciendo hasta un valor de 162.845.000 unidades en 2015[22].

Tabla 9: Cantidad de vehículos terrestres en China para el año 2017.

Tipo de Vehículo	Cantidad
Camiones	13.690.000
Camiones Ordinarios	902.900
Camiones Especiales	462.500
Tracto camiones	2.070.000
Tráileres	2.120.000
TOTAL	19.245.400

Fuente: International Organization of Motor Vehicle Manufacturers.

[22] International Organization of Motor Vehicle Manufacturers - http://www.oica.net/category/vehicles-in-use/.

Con respecto a la infraestructura vial para el transporte terrestre por carretera en China, la suma de las autopistas grado 4 o superiores (4.338.600 km) y de grado 2 (622.200 km) llegaba a 4.960.800 kilómetros, mientras que otras vías rápidas tenían una longitud de 136.500 km, las vías de acceso a las autopistas sumaban una longitud de 604.400 km y las vías nacionales otros 102.300 km, y la densidad fue de 49.72 km/100 km^2. Al final del año habían construidos 832.500 puentes (52.256,2 km) y 16.229 túneles a lo largo de las vías nacionales. De otra parte y según el ministerio de transporte (MOT), durante el 2017 se movilizaron, en transporte terrestre, un total de 14,57 billones de pasajeros con una tasa de 976,52 billones de personas-kilómetro, y el transporte de carga se estimó en 6.671,15 billones de toneladas[23].

Por otro lado, según la National Rail Administration (NRA)[24], la red nacional de carrileras de China alcanzó, a finales de 2017, los 127.000 km de vías logrando un crecimiento del 2,4% con respecto al año 2016. De esta longitud, 25.000 km corresponden al sistema de trenes de alta velocidad, logrando una densidad de 132,2 km/100 km^2.

La composición del transporte ferroviario en China para el año 2017, se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 10: Transporte ferroviario en China en 2017.

Tipo de Locomotora	Cantidad	Porcentaje
Eléctrica	12.495	59,5%
Diésel	8.505	40,4%

Fuente: National Rail Administration.

A las cifras anteriores se le suman los cerca de 799.000 vagones de los cuales los más importantes corresponden a 73.000 vagones de pasajeros, 2.935 grupos estándar y 23.480 EMUs (Unidades Eléctricas Múltiples), estos últimos no requieren locomotoras para moverse.

Con esta infraestructura ferroviaria, el volumen transportado de pasajeros para el año en mención fue de 3,08 billones de pasajeros a una tasa de 1.345,69 billones de pasajeros-kilómetro y el total de carga transportada a través de este sistema alcanzó los 3.689 billones de toneladas durante ese año a una tasa de 2,6962 trillones de toneladas[25].

Con respecto al transporte fluvial, al final del año 2017, las longitudes navegables (todos los niveles) de las vías interiores (fluviales) eran de 1.546 km para el canales de navegación de primera clase, 3.999 km para canales de navegación secundario, 6.913 km para canales de navegación de tercera clase, 1.078 km de canales de navegación de cuarta clase, 7.566 km para la quinta clase de canales de navegación, 18.007 km para la navegación a través de canales de sexta clase y 17.348 km para

---

23 2017 Statistical Bulletin of the Development of the Transportation Industry. Disponible en: http://zizhan.mot.gov.cn/zfxxgk/bnssj/zhghs/201803/t20180329_3005087.html

24 2017 Railway Statistics Bulletin. Disponible en: http://www.nra.gov.cn/xwzx/zlzx/hytj/201804/t20180412_55248.shtml

25 Idem.

la navegación por canales de séptima clase. Por otro lado, las longitudes de las vías navegables interiores de los ríos son: 64,57 km en el sistema del río Yangtze, 16,46 km en el sistema del río Pearl, 3.353 km en el río Amarillo, 8.211 km en el río Heilongjiang, 1.438 km en el canal Jinghang, 1.973 km en el río Lancang y 17.507 km en el río Huaihe. La mayoría del transporte a través de las vías fluviales corresponde a carga de todo tipo. En este mismo año, se movilizaron 283 millones de personas con una tasa de 7,77 billones de personas-kilómetro. De otra parte, por este modo de transporte se movilizaron 3,7 billones de toneladas de carga con un radio de 1.464,67 billones de toneladas[26].

Resumiendo, los párrafos anteriores, para el transporte urbano de pasajeros, al final del año 2017 había 651.200 vehículos públicos entre Diésel y eléctricos en el país. La distribución de vehículos de transporte de pasajeros según el tipo de combustible era el siguiente:

Tabla 11: Distribución de vehículos de transporte de pasajeros según el tipo de combustible.

Motorización	Participación
Diésel	28,7%
Gas Natural	27,9%
Gasolina	1,0%
Híbridos	13,2%
Eléctricos	26,3%

Fuente: La consultoría.

Actualmente hay 32 ciudades en todo el país que han abierto el tránsito de sistemas de tranvía. El país posee 3.040 estaciones y 28.125 unidades de estos. El país cuenta con 1.395.800 taxis y existen 264 embarcaciones de ferry de pasajeros. Los servicios de transporte en 2017, completaron una cantidad de pasajeros comerciales de 18,86 billones. La rotación de pasajeros fue de 328.155 billones de personas-kilómetros. El volumen de carga comercial fue de 47.243 millones de toneladas, un incremento del 9,5% 192.858 millones de toneladas, un aumento del 5,6%[27].

Con el objeto de tratar el consumo energético, se monitorearon un total de 123 empresas de transporte durante todo el año 2017 con el fin de determinar una muestra para el consumo energético basadas en unidades de carbón estándar. Las empresas de autobuses urbanos monitoreadas consumen aproximadamente 1,6 toneladas por cada 10.000 personas, lo cual representaba una disminución de 5,5% con respecto al 2016. Las líneas de transporte de pasajeros por rutas nacionales consumen en promedio 14,7 kg por kilómetro. El consumo de un vehículo simple de transporte (Bus pequeño) es de 29,3 kg de carbón estándar. A las empresas profesionales de carga por autopista les cuesta 1,8 kg de carbón por cada 100 Ton-km. Las empresas portuarias consumieron 2,4 toneladas de carbón estándar por tonelada, un 4,7% menos[28]. El consumo energético del sistema nacional de trenes para el año 2017 fue de 1.621.500 Tec, un 1,5% mayor que el año inmediatamente anterior. En cuanto a las demandas do oxígeno por parte de este sistema,

---

[26] Idem.

[27] Idem.

[28] Idem.

se estimaron en 1.901 toneladas con emisiones de dióxido de azufre de 15.017 toneladas en todo el sistema nacional de vías férreas[29].

La cifra de vehículos convertidos a GNV (Gas natural vehicular) en China es de 5.350.000 del total del parque automotor en uso en el 2017 (162.845.000)[30]. Además, según estimaciones de la WLPGA (Asociación mundial de GLP), se calculaba que en el 2016 habían convertidos un total de 165.000 vehículos a GLP[31]. Por otro lado, según la IEA, este país ha vendido para uso interno un total de 580.000 vehículos eléctricos en 2017 (Se estima esta cifra como la de vehículos eléctricos en uso)[32]. Según informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA), en este mismo año, China producía un total de emisiones de 9.084,6 toneladas de CO2, de las cuales 843,9 toneladas de emisiones de CO2 (9,3% del total) corresponden a emisiones del sector transporte[33]. Se puede concluir entonces que, aunque se nota un inmenso crecimiento del sector transporte en los tres modos de transporte analizados, la transición hacia combustibles "amigables" con el ambiente (Gas natural, GLP y vehículos eléctricos) continúa avanzando a paso lento.

China es ahora el mercado más grande y de más rápido crecimiento para el GNL utilizado en camiones. Para finales de 2015, se estimaba que 220.000 camiones pesados y 40.000 autobuses en China funcionaran con GNL (Gas natural licuado). Las principales ciudades, como Beijing y Guangzhou, están en proceso de introducir GNV en sus flotas de autobuses y taxis. De hecho, también está produciendo esos vehículos en el país. Shaanxi Automobile Group, el mayor fabricante de camiones del oeste de China, y Dongfeng Yangste Motor Co., un gran fabricante de autobuses, se encuentran entre las primeras empresas en fabricar esos vehículos[34].

Como alternativa de combustible para el sector transporte, cabe poner en consideración que China tiene importantes reservas de gas no convencional, incluyendo metano de lecho de carbón y gas de esquisto. Las reservas de esquisto técnicamente recuperables de China se estiman en 33 billones de metros cúbicos el más grande del mundo. La dificultad es extraer económicamente estos recursos y no menos importante, llevarlos al mercado. En el caso del metano de lecho de carbón, este último es un Gran desafío debido a la remota ubicación rural de muchas minas de carbón, así como a la baja concentración de gran parte del gas; si bien el volumen general es grande, el volumen en cualquier ubicación a menudo es demasiado pequeño para justificar la construcción de una tubería para mover el gas al mercado.

---

29 Idem.

30 Informe del sector de gas natural 2018 (Cifras 2017) XIX Edición, Pg. 31, Promigas S.A. E.S.P.

31 Autogas incentive Polices, A Country-by-Country Análisis o Why and How Governments Promote Autogas & What Work. WLPGA 2017.

32 Strong policy and falling battery costs drive another record year for electric cars - https://www.iea.org/newsroom/news/2018/may/strong-policy-and-falling-battery-costs-drive-another-record-year-for-electric-ca.html

33 CO2 Emissions from Fuel Combustion 2017 Highlights, CO_2 emissions by sector in 2015, Pg. 114.

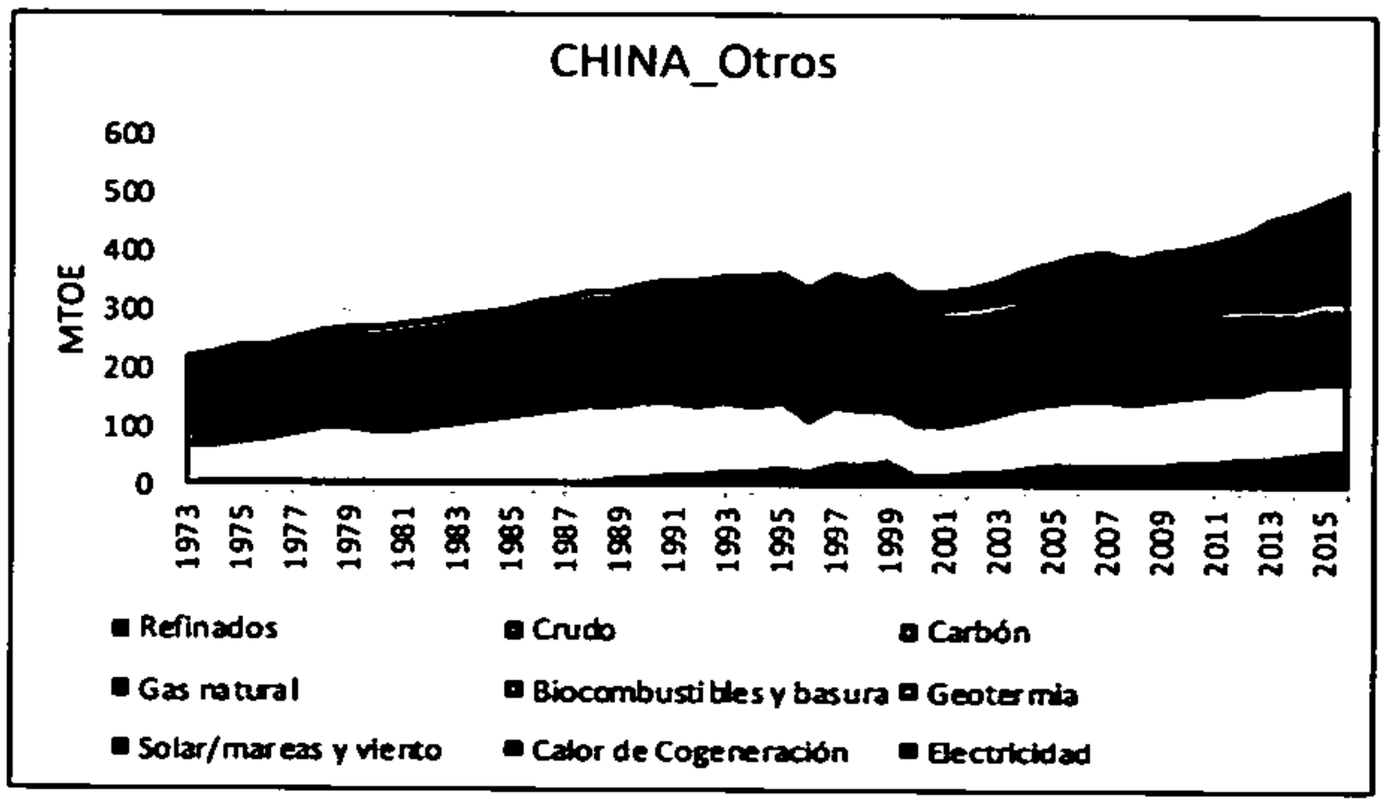
34 Interempresas. (Septiembre de 2013). interempresas.net. Obtenido de Antoni Murugó: http://www.interempresas.net/Vehiculos_industriales/Articulos/114042-Gas-natural-licuado-la-unica-alternativa-al-diesel-para-el-transporte-pesado.html

La producción de gas de esquisto de China alcanzó los 1.300 millones de metros cúbicos en 2014, cinco veces más que en 2013, pero también significativamente más bajo que el objetivo de producción de 6,5 billones de metros cúbicos para 2015 formulado por los chinos en el Gobierno de 2011 en su 12º Plan Quinquenal.

2.1.6.4 Otros sectores.

Otro es el sector en que se consolidan los segmentos: residencial, comercial y agropecuario, debido a que su nivel de desagregación no permite ver su comportamiento individual. Este sector duplicó su volumen de consumo en el período de 1973 a 2016.

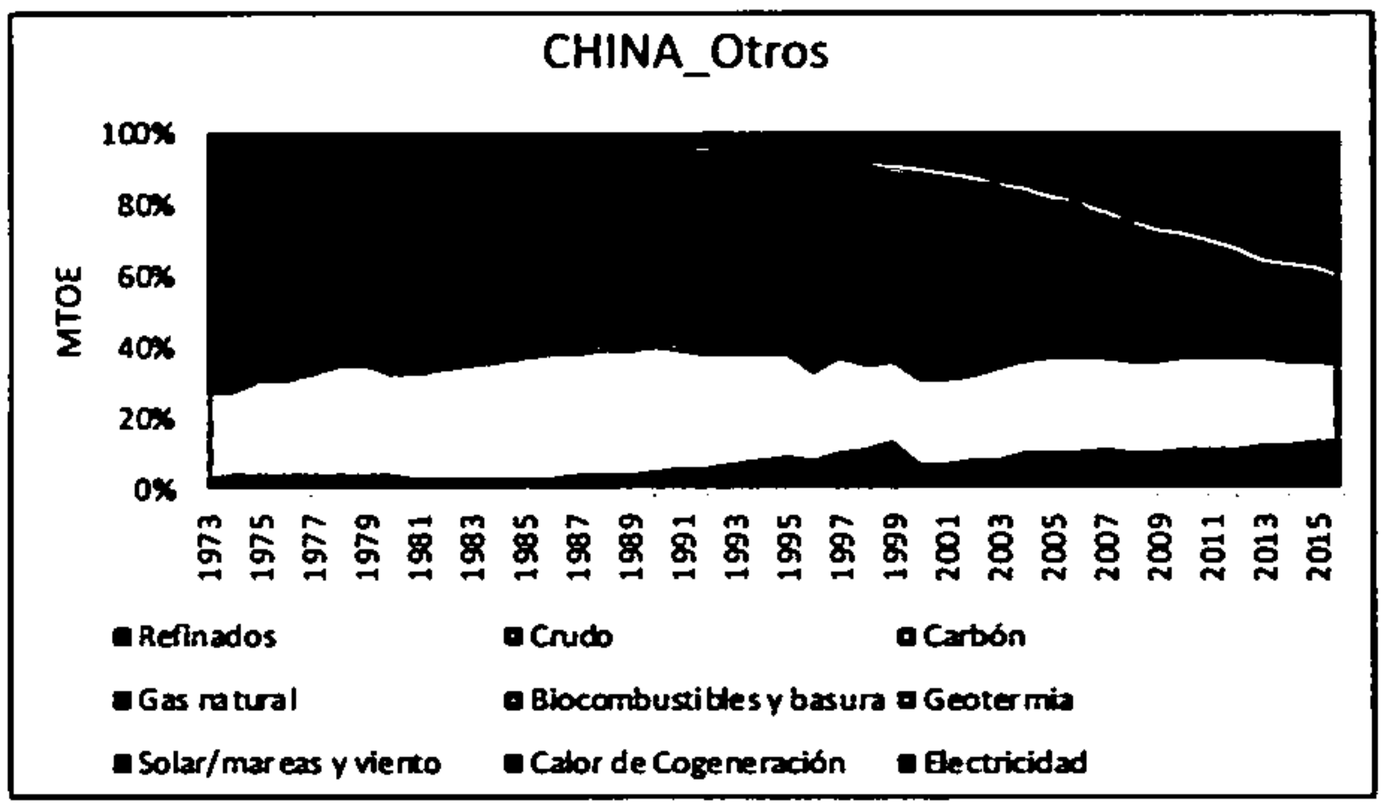
Figura 36: Evolución de demanda de energéticos de otros sectores en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Cabe resaltar, que el consumo de biomasa ha estado siendo sustituido por otros energéticos como electricidad, calor proveniente de cogeneración, energías renovables y algunos refinados. Este proceso de sustitución ha tomado mayor fuerza desde principios de los años 90's. Con una segunda etapa de sustitución alrededor del año 2000 donde aparece e inicia su participación el gas natural.

Figura 37: Evolución en la participación de la demanda de energéticos de Otros sectores en China entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.2 EEUU.

Los Estados Unidos de América cuenta con una superficie (incluyendo territorios y agua) de 9.826.675 km² (9.161.966 km² de territorio - contando los 50 Estados y el Distrito de Columbia y 664.709 km² de agua). Estados Unidos es el tercer país del mundo en extensión tras Rusia y Canadá. Cuenta con una población (según el US Census Bureau - el censo se actualiza cada 10 años) de 308.745.538 habitantes en el 2010. Las estimaciones para el año 2015, indican que se habría sobrepasado los 322 millones de habitantes, lo que lo convertiría en el tercer país más poblado del mundo[35].

Estados Unidos tiene diferentes relieves y accidentes geográficos. En tierra adentro desde la costa este, se encuentra la llanura costera del litoral Atlántico, la cual da lugar al bosque caducifolio y a la meseta del Piedmont. Por otra parte, los Apalaches separan la costa este de los grandes lagos, y las praderas del medio oeste, separan la citada costa de las grandes llanuras. El río Mississippi-

35 Ficha País Estados Unidos. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/ESTADOSUNIDOS_FICHA%20PAIS.pdf

Missouri, el cuarto sistema fluvial más largo del mundo, corre de norte a sur a través del centro del país.

El PIB contó con un crecimiento en términos nominales para el año 2017 de un 4,1%, y un 2,3% en términos reales. Esto evidencia como el consumo privado, las exportaciones, la inversión privada y el gasto público han generado contribuciones positivas. Por su parte, las importaciones aumentaron atenuando ligeramente el crecimiento[36]. El PIB para el 2017 fue de USD$ 19,38 billones[37].

El análisis del caso de Estados Unidos en el contexto de transición, se realizó a partir de la consulta de diversas fuentes de información como los datos publicados por el Departamento de Energía de Estados Unidos, a través de la Agencia de Información de Energía (EIA)[38], de la Agencia Internacional de Energía IEA[39], la base de datos energética de Naciones Unidas y de BP[40], reporte del año 2018 con cifras consolidadas a 31 de diciembre de 2017.

Esto permitió a los consultores elaborar los análisis estadísticos para tener una visión de comportamiento energético del país, como complemento a los resultados obtenidos en el análisis de aspectos conceptuales como la identificación de la políticas establecidas por el Gobierno Norte Americano para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, avances en la política de implementación, problemáticas presentadas, mejores prácticas desarrolladas, cambios regulatorios implementados, etc.

2.2.1 Matriz energética actual.

La *Figura 38* muestra la matriz energética de Estados Unidos a 31 de diciembre de 2017 sobre un total de más de 2.200 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP).

---

[36] Idem.

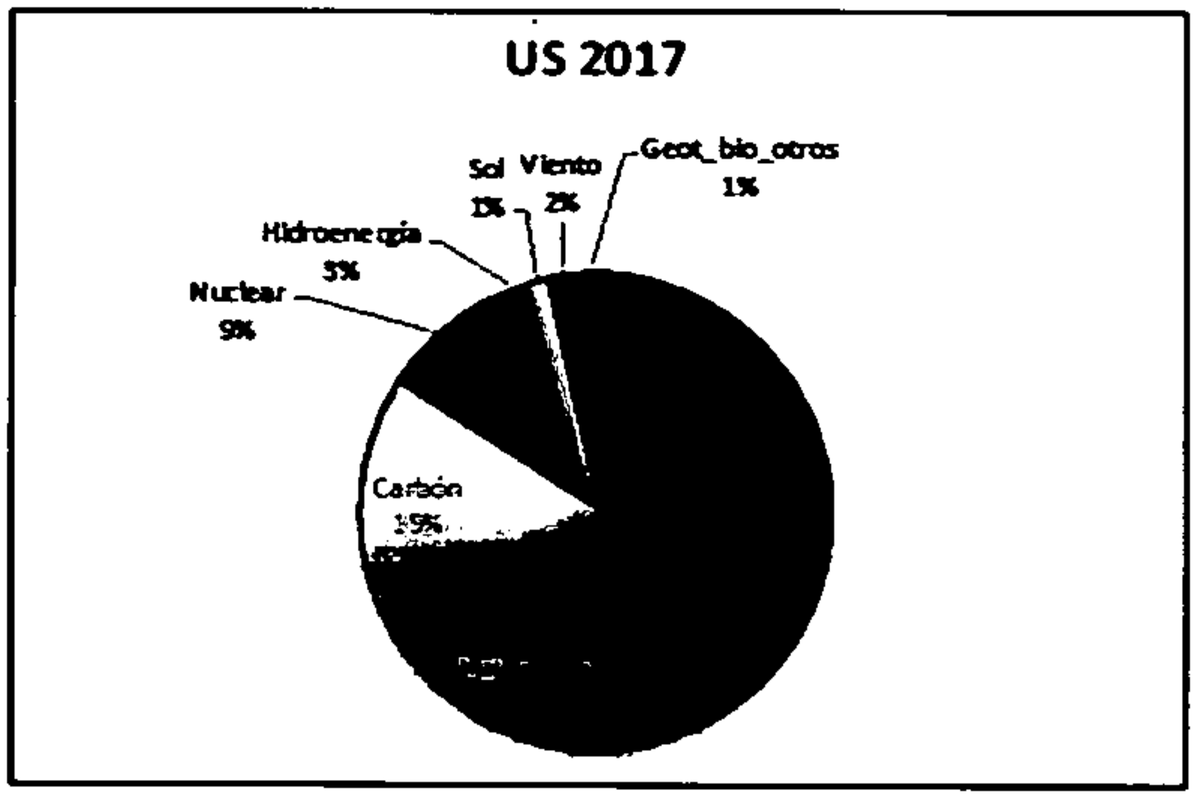
[37] PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=US&view=chart

[38] Agencia de Información de Energía, EIA, https://www.eia.gov/totalenergy/data/browser/index.php?tbl=T04.03#/?f=A

[39] Agencia Internacional de Energía, IEA, https://www.iea.org/Sankey/#?c=United%20States&s=Balance

[40] BP Energy outlook 2018 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html

Figura 38: Matriz energética de Estados Unidos en 2017.

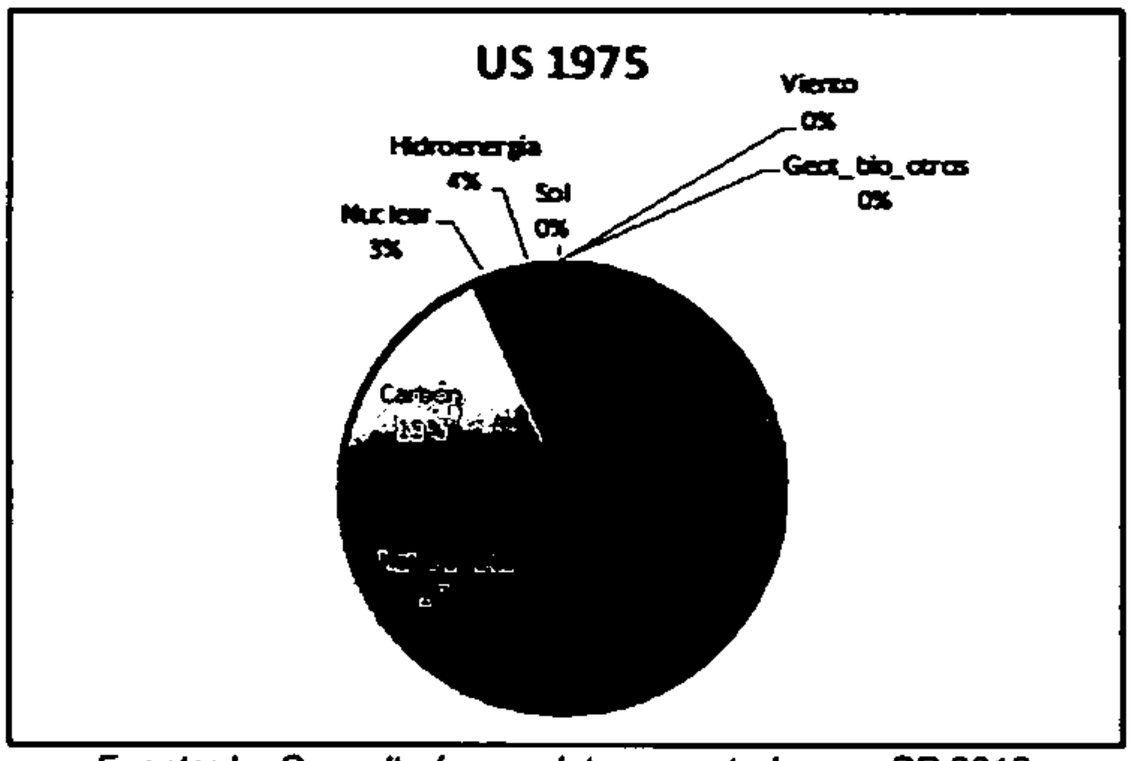


Fuente: La Consultoría con datos reportados BP 2018.

En el caso de Estados Unidos, el crudo sigue siendo el principal energético demandado alcanzando un 40% de participación. Por otra parte, el país es el mayor productor mundial de este energético con cerca de 600 MTEP (13 millones de barriles día) en 2017. En contraste, las energías alternativas representan un 16% de su canasta, donde la energía nuclear representa el 9%.

Observando la evolución de la matriz con respecto a 1975, se encuentra que la participación del petróleo se redujo en 8%, el carbón un 3% y la hidráulica con 1%, participación que en su mayoría capturaron las energías alternativas como la nuclear con 6% y aparecieron aprovechamientos eólicos, solares y de otros renovables no tradicionales, aspectos que indican una evolución en la transición y diversificación energética. Ver *Figura 39*.

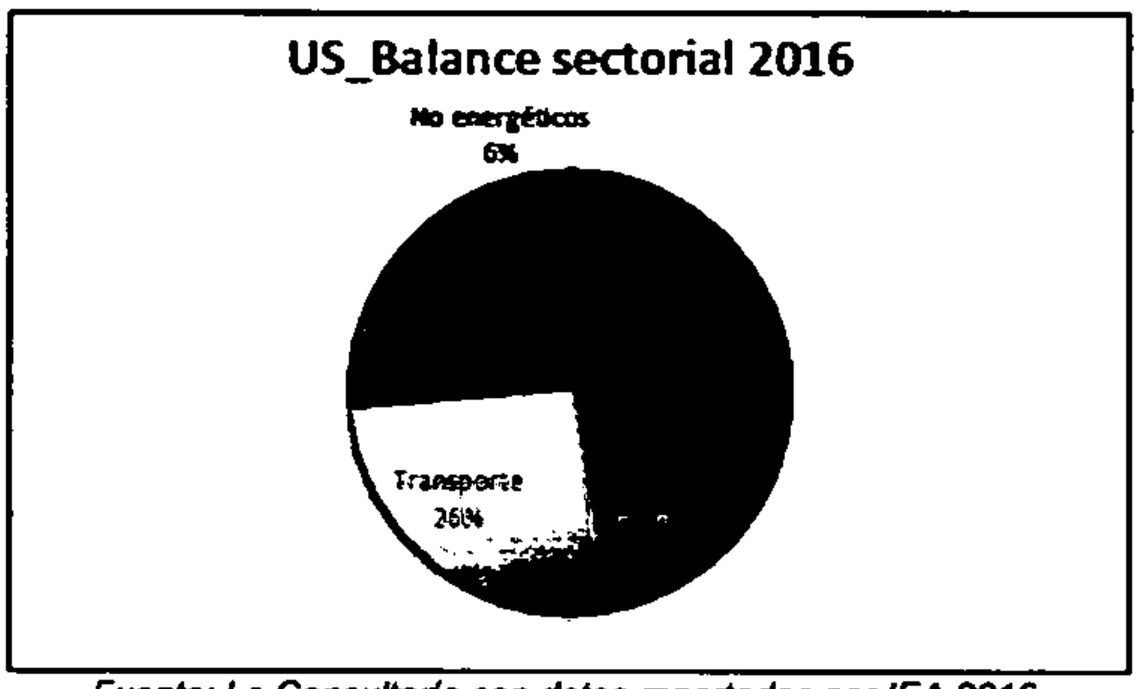
Figura 39: Matriz energética de Estados Unidos en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

El consumo energético de Estados Unidos se incrementó un 33% desde 1975 hasta 2017, lo que implica una media de crecimiento cercana al 0,3%.

Figura 40: Matriz energética sectorial de Estados Unidos en 2016.

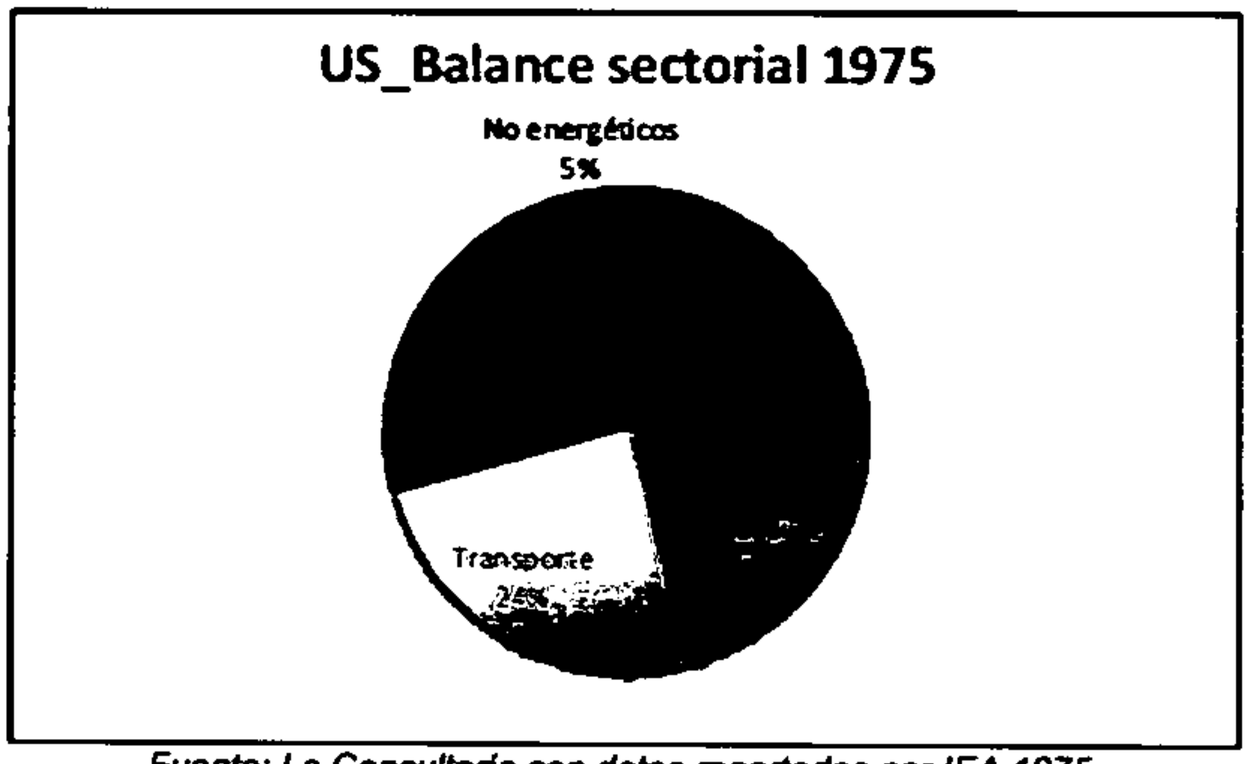


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Al comparar la distribución de las matrices energética sectoriales del país para 2017 (*Figura 40*) vs. 1975 (*Figura 41*), se observa poca variación en la distribución de los consumos de energía sectorial. El cambio más significativo se encuentra en la pérdida de participación energética de la industria al reducirse en 9%. Similarmente, los subsectores residencial y comercial agrupados en el sector otros

perdieron un 3%. Por otra parte, la generación eléctrica incrementó la participación del 27% al 36% y en el sector transporte aumentó del 24% al 26%.

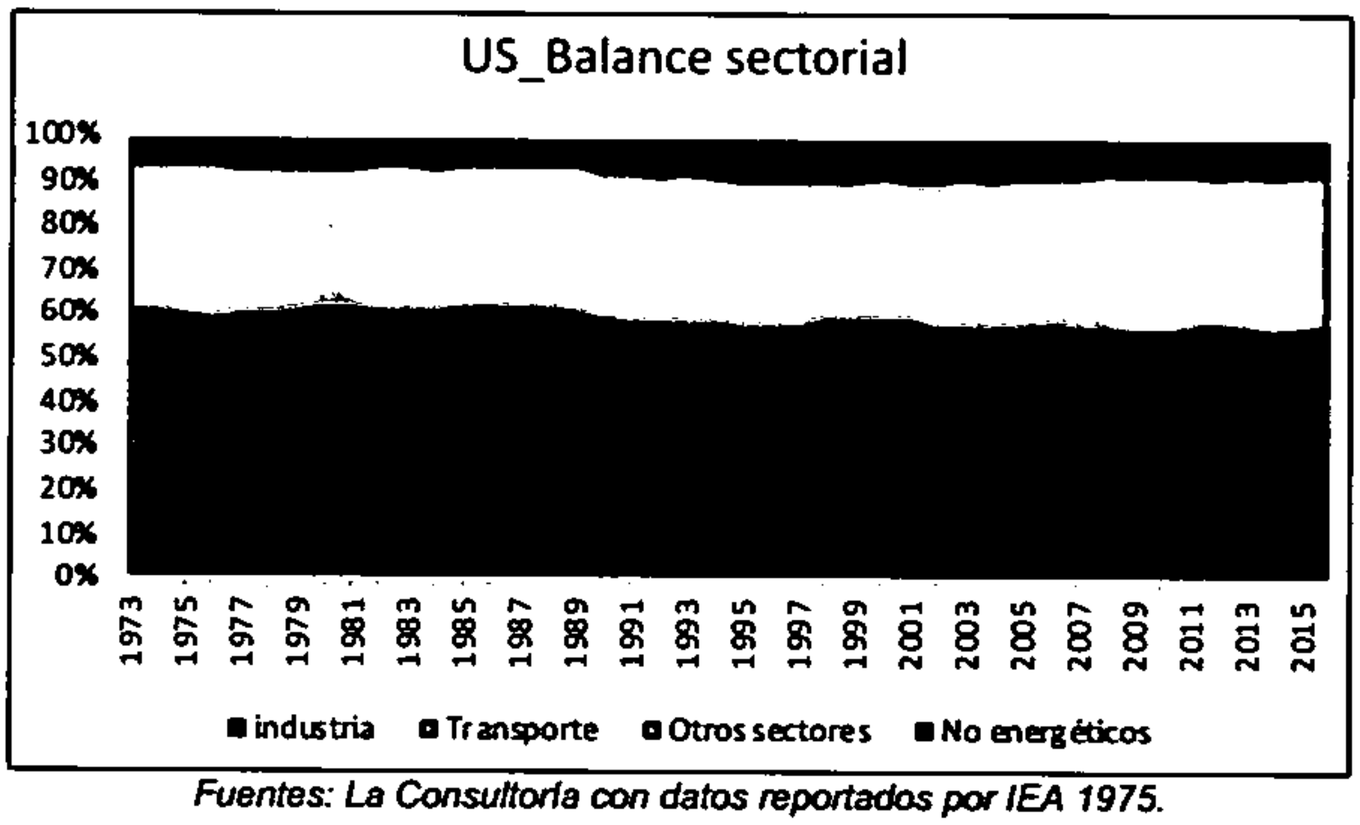
Figura 41: Matriz energética sectorial de Estados Unidos en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

Analizando el consumo de los sectores finales, se observa un incremento de 23% en 41 años, es decir, un promedio de 0,5% anual al pasar de 1.228 MTEP a 1.516 MTEP.

Figura 42: Distribución de la matriz energética sectorial de Estados Unidos entre 1975 y 2016.



Fuentes: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

De acuerdo con la *Figura 42*, la industria experimentó una reducción en su participación de demanda energética durante 1973 a 2016, al reducirse del 30% al 17%, iniciando un descenso más pronunciado desde 1989. Por otra parte, el sector transporte y los sectores no energéticos crecieron durante ese período pasando del 31% al 41% y del 6,8% al 9% respectivamente. Finalmente, el sector otros (residencial, comercial y agropecuario) mantuvo prácticamente estable su participación al conservarla alrededor del 33%.

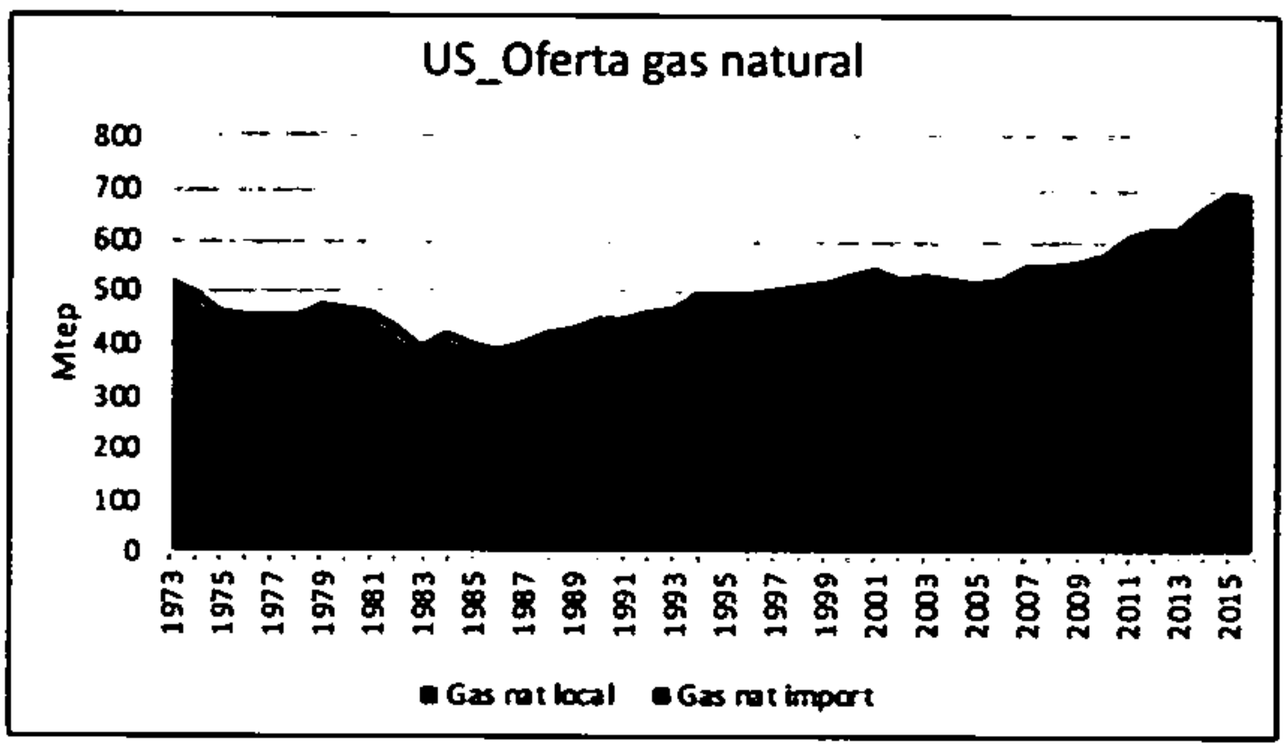
2.2.2 Características y balance de oferta y demanda de gas.

2.2.2.1 Gas Natural.

El análisis del balance de oferta y demanda de gas natural en Estados Unidos ha sido realizado considerando tanto la producción local como el producto importado, tomando como fuente principal el reporte de IEA.

Con respecto a la oferta de gas natural en Estados Unidos, en la *Figura 43* se observa una evolución creciente al pasar de un suministro de 467 MTEP a 697 MTEP entre 1975 y 2016. Inicialmente, se observa una tendencia decreciente a finales de los 70's, pero hacia finales de los 80's cambia a una tendencia creciente complementada con el aumento de gas importado. Al final del período analizado, se experimenta un mayor crecimiento de la oferta local y una reducción en la participación del producto importado.

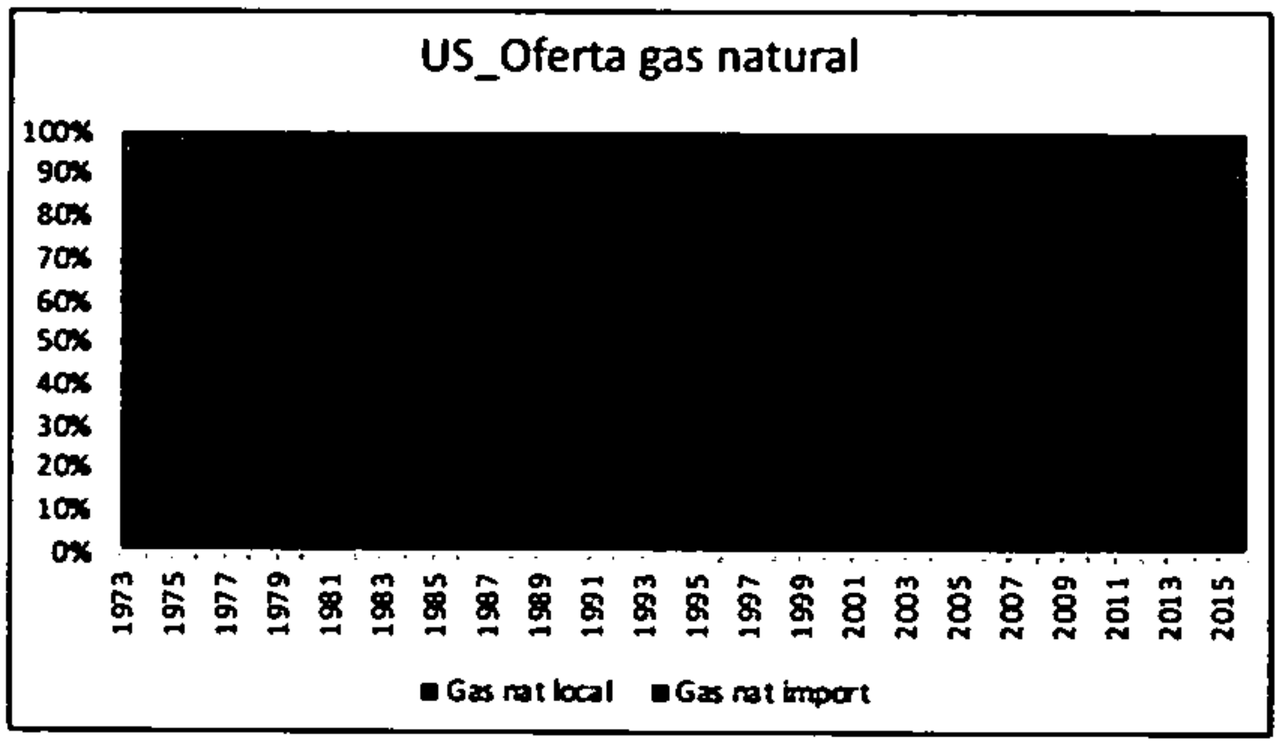
Figura 43: Oferta de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

La oferta de gas natural en Estados Unidos siempre ha contado con la participación de gas importado en todo el período analizado, el cual ha oscilado entre el 4% y 9 %, de acuerdo con la *Figura 44*.

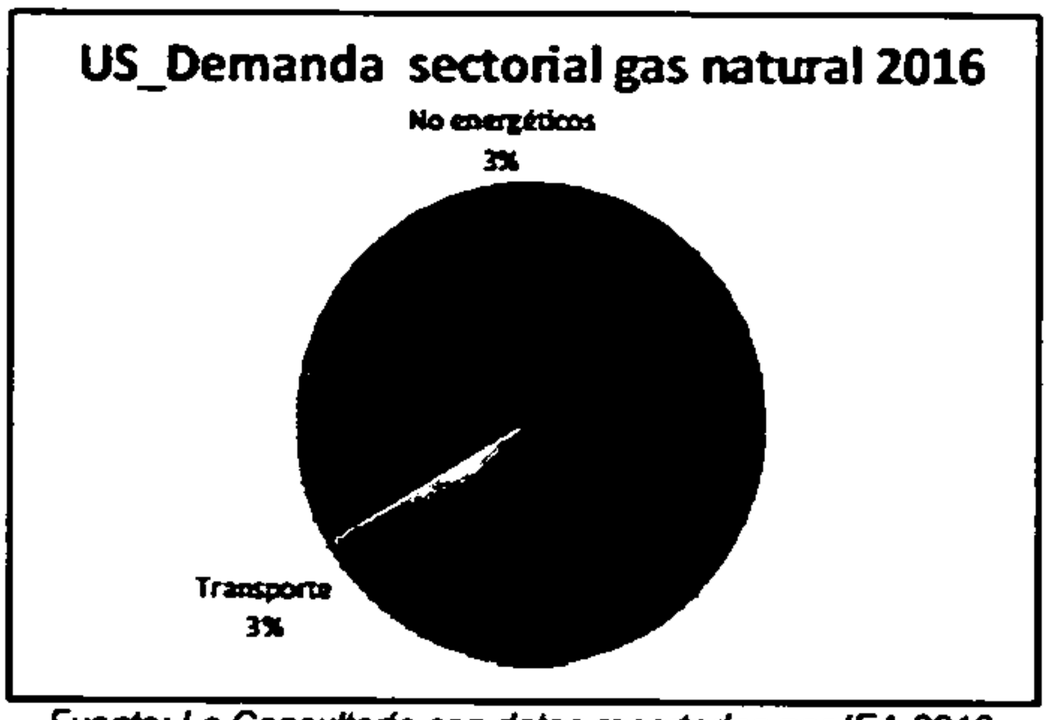
Figura 44: Participación de la oferta de gas natural en Estados entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

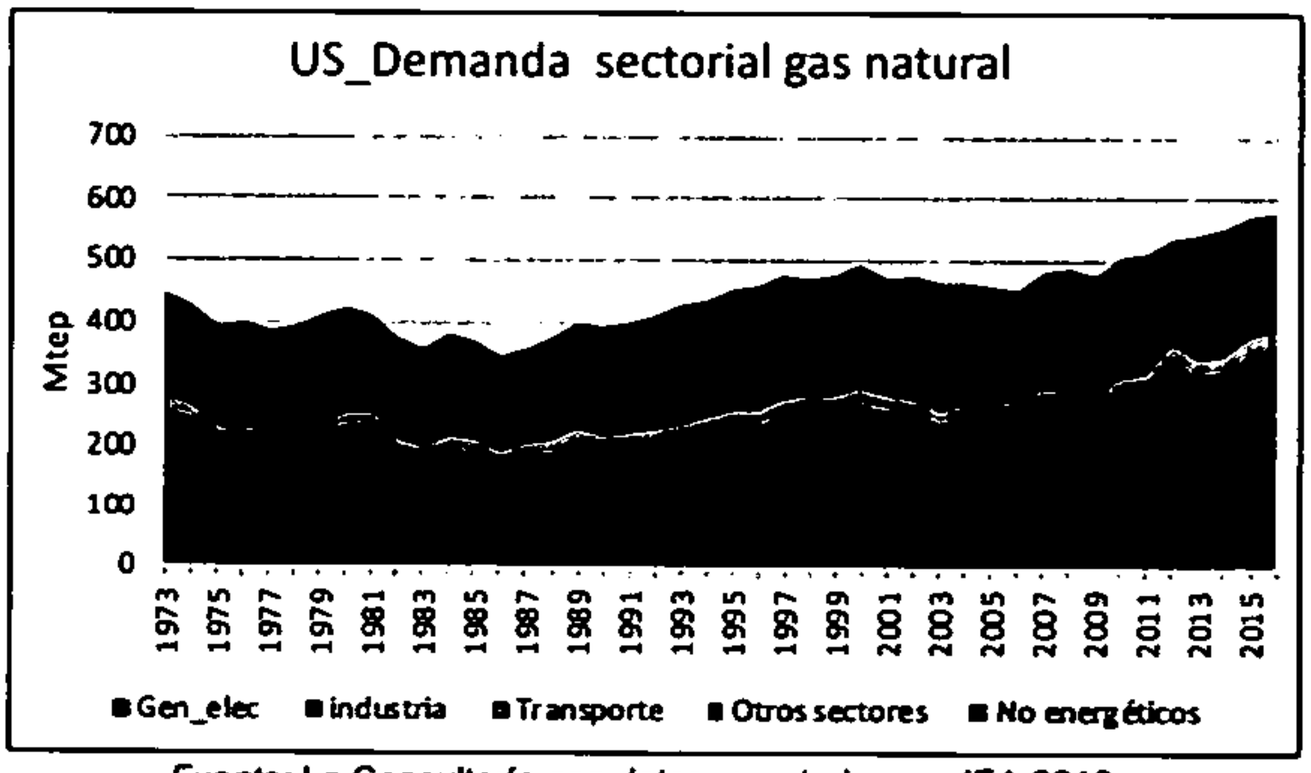
Con respecto a la demanda, en la *Figura 45*, se observa la participación de la demanda sectorial de gas natural para el año 2016 y en la *Figura 46*, la evolución de esta demanda entre los años 1973 y 2016. El total de esta demanda se incrementa de 397 MTEP a cerca de 580 MTEP en el período de análisis, donde los mayores consumidores son el sector generación eléctrica con 43% y Otros sectores (residencial, comercial y otros) con 30%, seguidos del sector industria con 21%, el sector transporte con 3% y no energéticos con 3%.

Figura 45: Demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

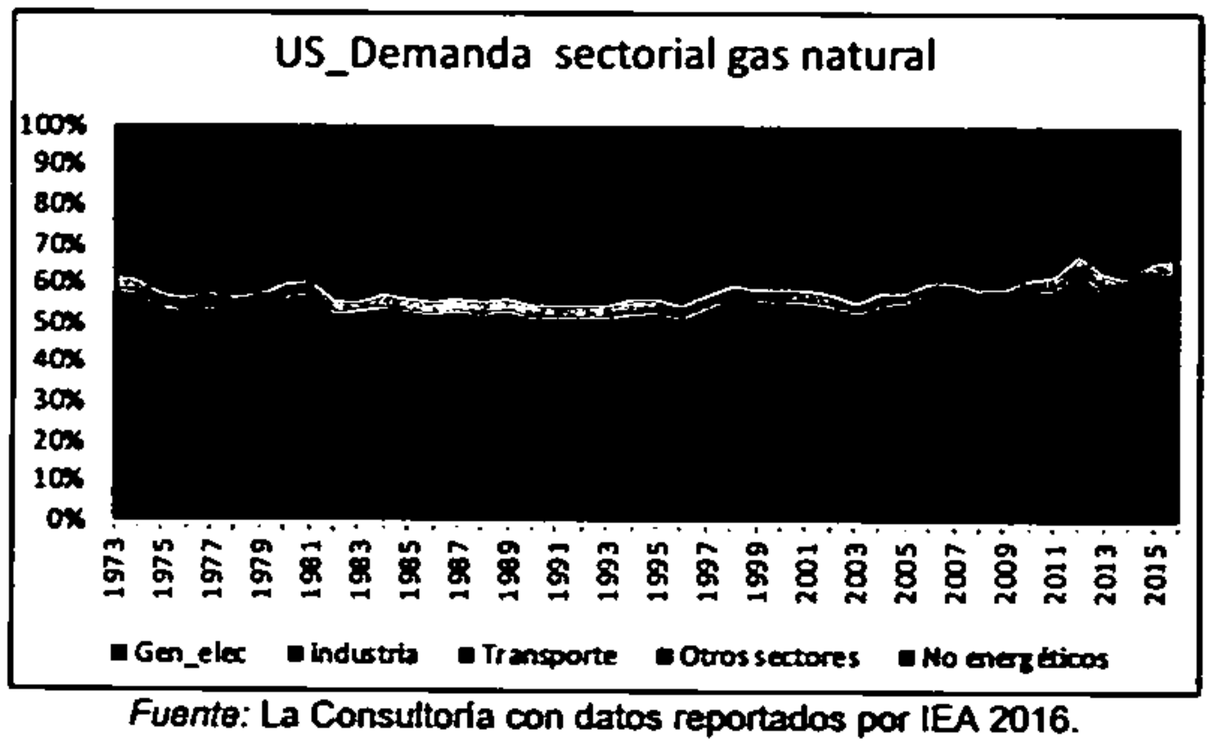
Figura 46: Demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Con respecto a la participación de la demanda sectorial, se observa en la *Figura 47* que en los años 70's provenía principalmente de los sectores industria y Otros (residencial y comercial). Adicionalmente, desde finales de los 80's inició una etapa de crecimiento de la demanda energética para generación eléctrica y la aparición de demanda para otros usos no energéticos. Para el sector transporte, la participación se mantuvo estable alrededor del 3%

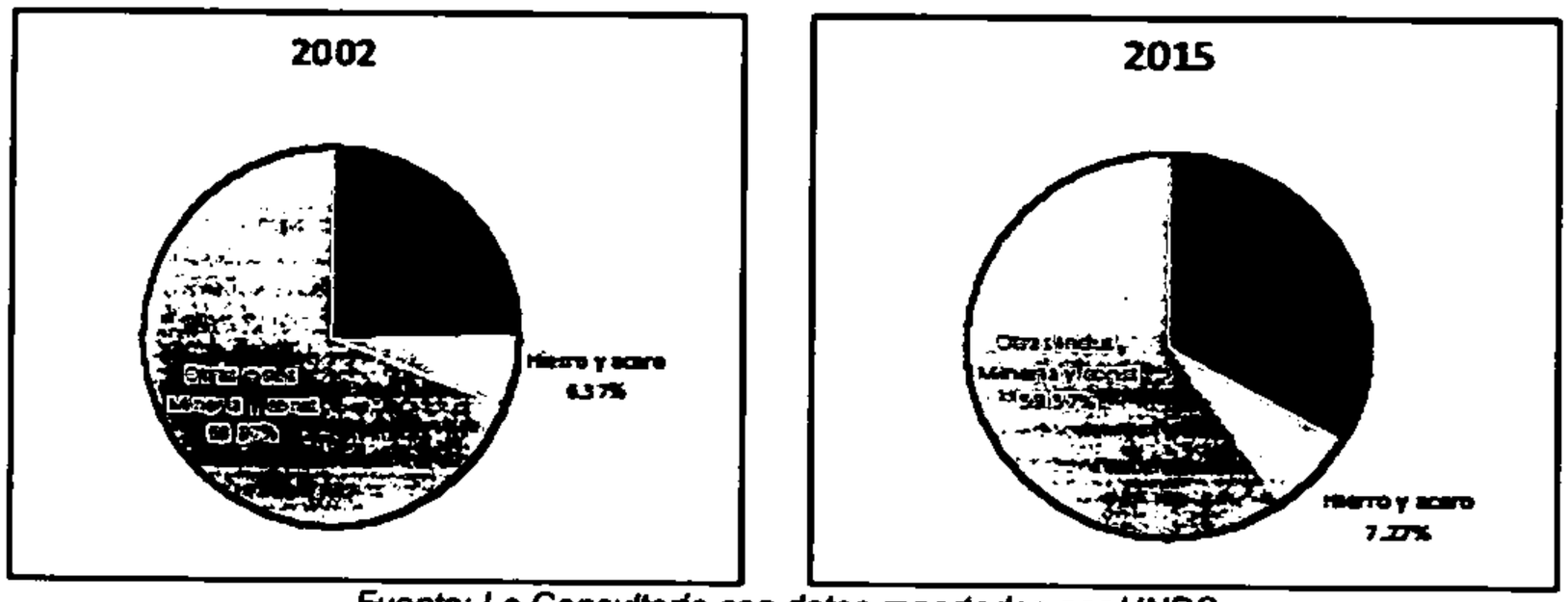
Figura 47: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Continuando el análisis con mayor nivel de detalle en los sectores de demanda con la información disponible en la base de datos energética de Naciones Unidas[41], se encuentra lo siguiente:
En la *Figura 48*, se observa que en el sector industria, la demanda energética del subsector petroquímico aumentó del 24,6% en el 2002 al 33,2% en el 2015. Similarmente, en el subsector hierro y acero, esta aumentó cerca de un punto porcentual (pasando del 6,4% al 7,3%). Por otra parte, el subsector otros sectores industriales perdió cerca del 10% de participación.

Figura 48: Participación de la demanda de gas natural en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015.



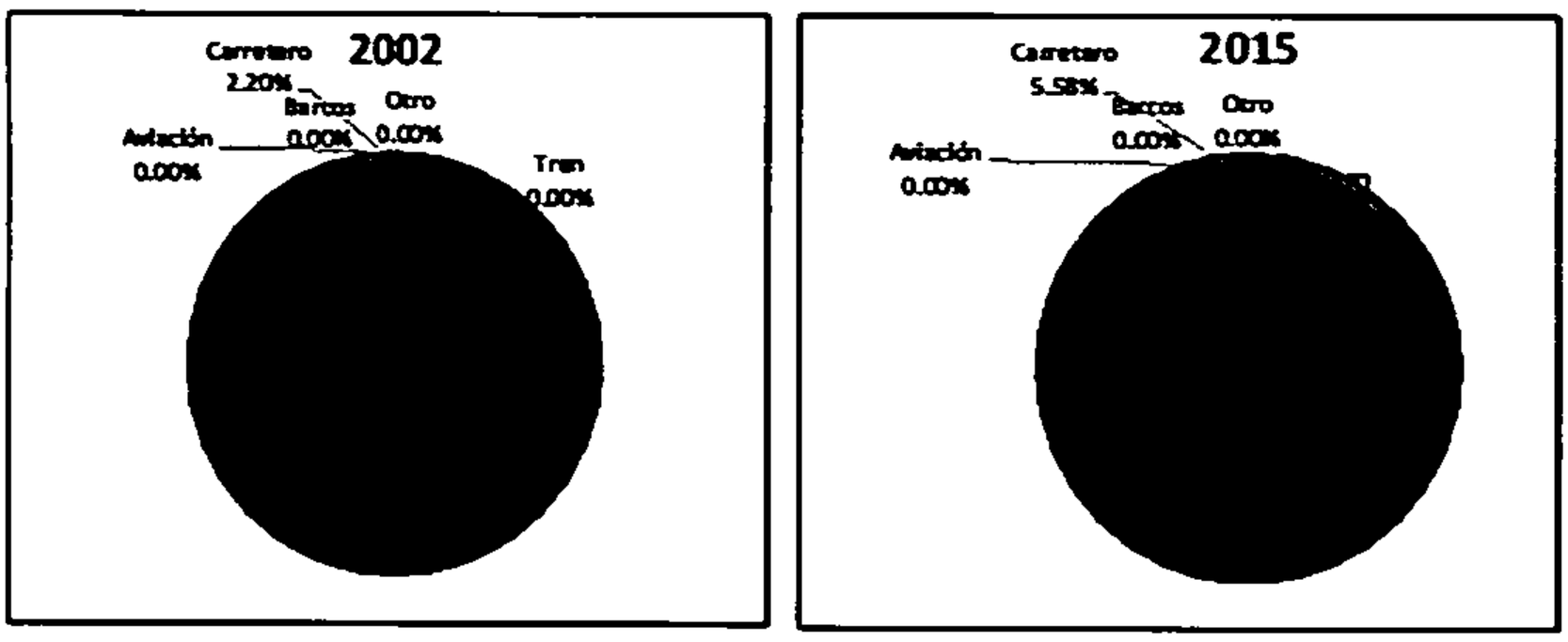
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

[41] Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

En otros sectores industriales, se cuenta con información de 2015 donde se encontró que el mayor consumo lo tiene la industria de alimentos y tabaco con 23%, seguida de industria no especificada con 20%, pulpa y papel con 13%, maquinaria con 12%, minerales no metálicos con 11%, equipos de transporte con 6% y metales no ferrosos con 5%.

Para el sector transporte, la *Figura 49* muestra que la mayor participación fue del uso de gasoductos que se mantiene por encima del 94%. Luego está el transporte carretero que duplicó su participación pasando de 2,2% en 2002 a 5,6% en 2015.

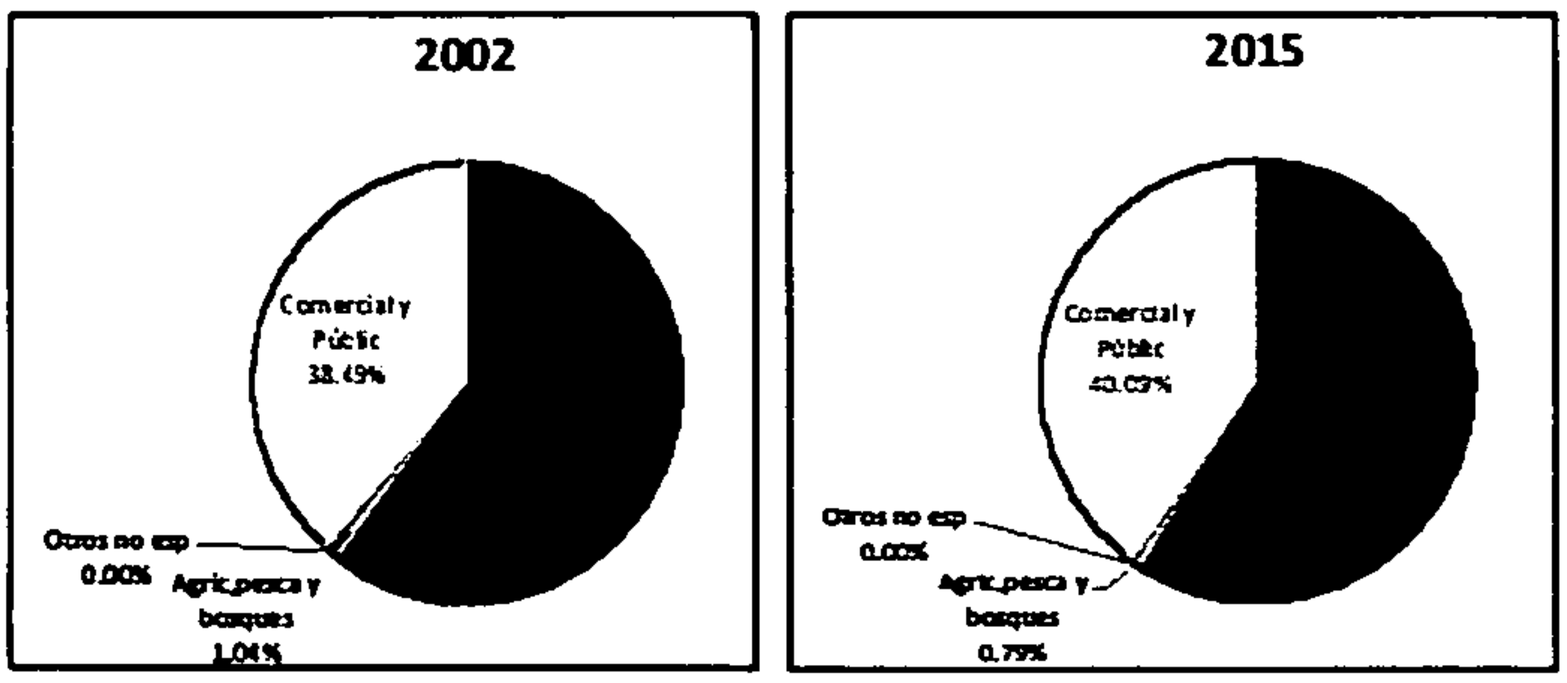
Figura 49: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en Estados Unidos para los años 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

El sector Otros mantiene estable su distribución de participaciones, salvo un leve crecimiento del sector comercial, el cual le ganó participación a los sectores residencial y el agropecuario. (Ver *Figura 50)*.

Figura 50: Participación de la demanda de gas natural en el sector Otros en Estados Unidos en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.2.2.2 Gas licuado del petróleo.

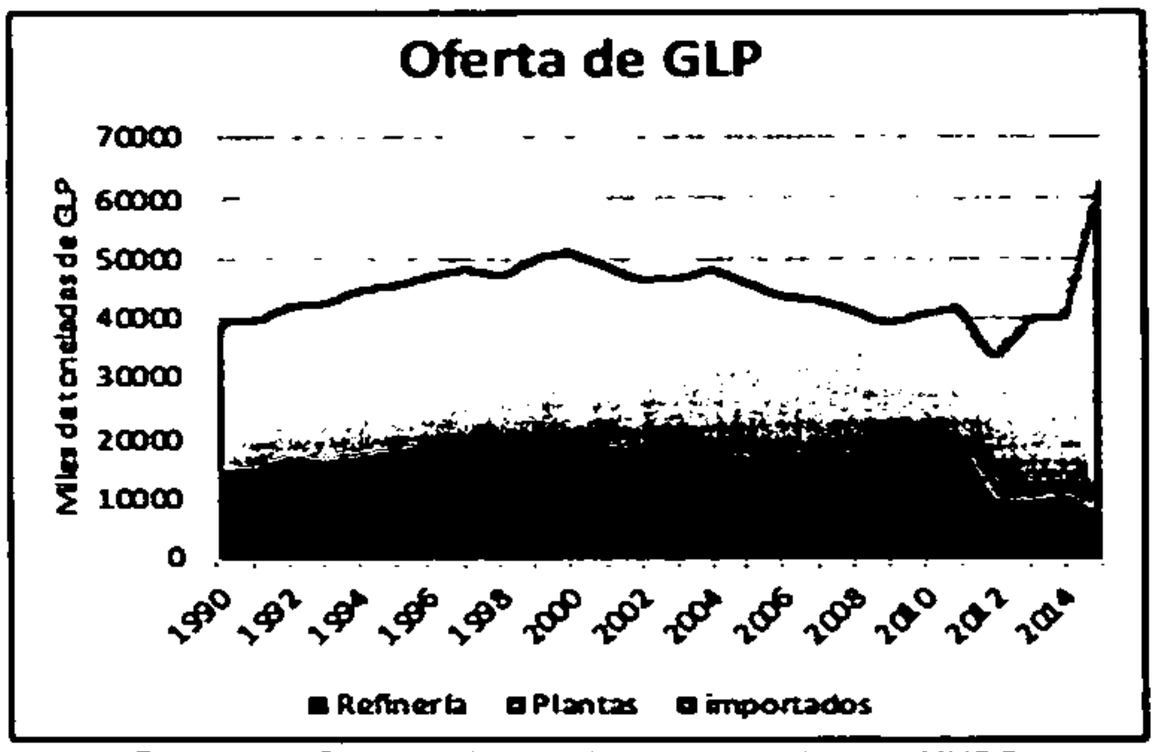
De acuerdo con Statistical review of global LPG 2016[42], WLPGA y Argus media, Estados Unidos es el primer productor en el mundo de GLP con cerca de 66 millones de toneladas en 2016 y es el segundo consumidor de GLP, después de China, con 41 millones de toneladas de GLP en 2016.

Con respecto a la oferta de GLP, la base de Datos Energética de Naciones Unidas reporta que esta se realiza con producción local (refinerías y plantas de producción de GLP) y producto importado.

---

[42] Ver publicaciones de WLPGA a la fecha de elaboración el más actualizado fue:: https://www.wlpga.org/publication/statistical-review-global-lpg-2017/

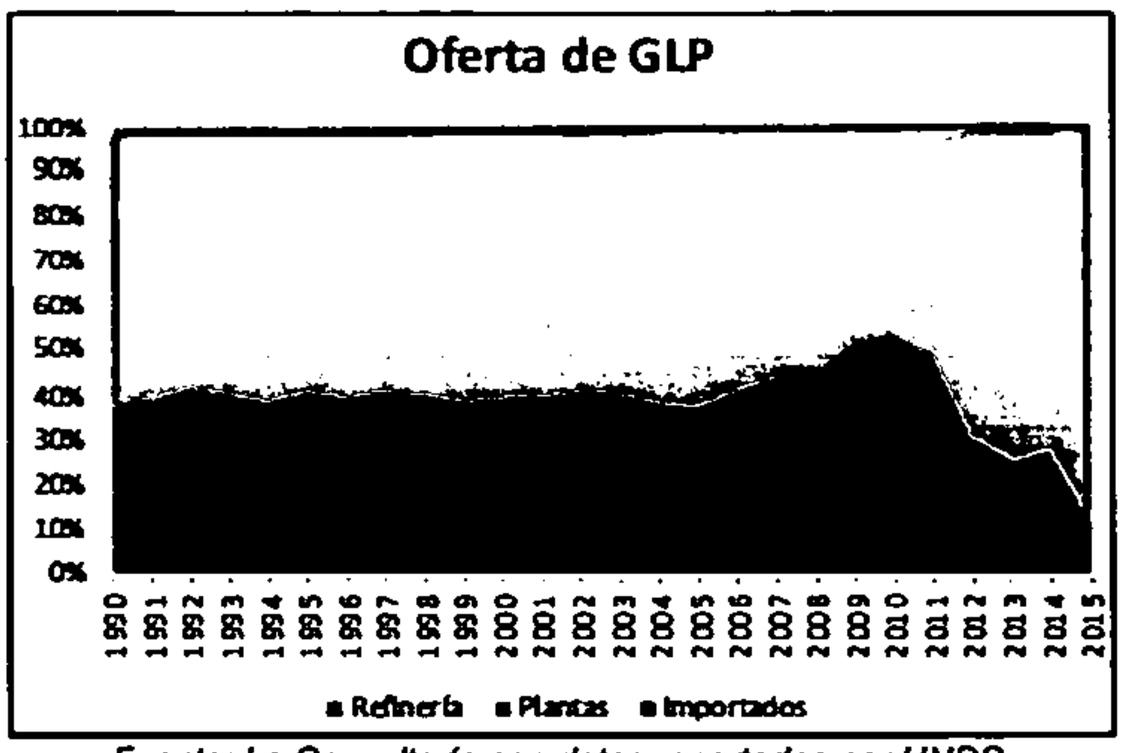
Figura 51: Oferta de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La evolución presentada en la oferta de GLP en Estados Unidos, muestra que hasta 2006 la proporción de producción entre refinería y plantas se mantenía en un 40-60% respectivamente. Posteriormente, se presentaron cambios que motivaron a una ampliación de la oferta de refinerías que superó el 50% para 2010. Posterior a 2010, la oferta de refinerías bajó a valores inferiores a 40 millones de toneladas (*Figura 51*), es decir, a menos del 20% para 2015 (*Figura 52)*, este cambio de nivel presentado en UNDS en el total de producción, no coincide con la información presentada por la WLPGA, que muestra una tendencia creciente en producción de 2010 a 2015.

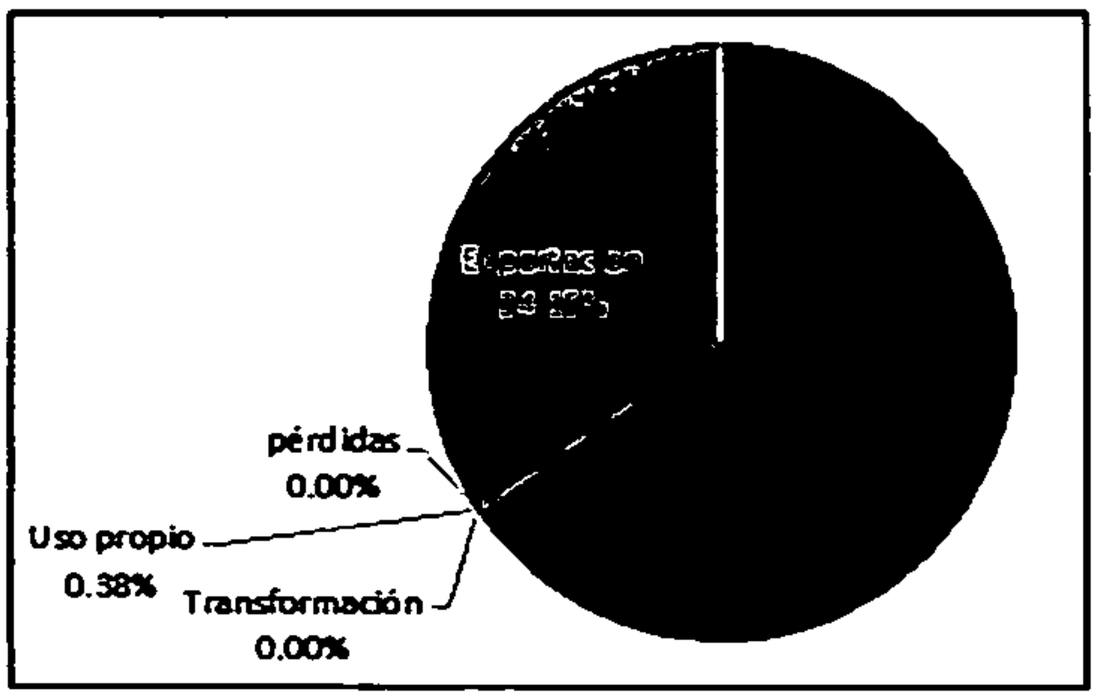
Figura 52: Participación de la oferta de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Con respecto a la demanda, la información de la base de datos de estadísticas energéticas de la UNDS[43] registra información de 1990 a 2015 y la clasifica por consumos de forma diferente a la presentada para gas natural, separando consumos finales en: transformación[44], uso propio, pérdidas y exportación. En la *Figura 53*, se observa la participación de la demanda para 2015 y en la *Figura 54*, la evolución de la demanda de 1990 a 2015.

Figura 53: Demanda de GLP en Estados Unidos en 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

De acuerdo con la demanda en 2015, la mayor parte de esta correspondió a sectores de consumo final con una participación de 65%, seguidos por la exportación con 34% y el resto fue consumido en el uso propio de la industria energética. Adicionalmente, se observa en las *Figuras 53 y 54* que en los años recientes apareció participación en la demanda con destino a la exportación. Anteriormente, la producción del país se destinaba solo para consumo interno. Cabe resaltar, que el gas reportado en transformación solo fue para actividades de gas Works[45].

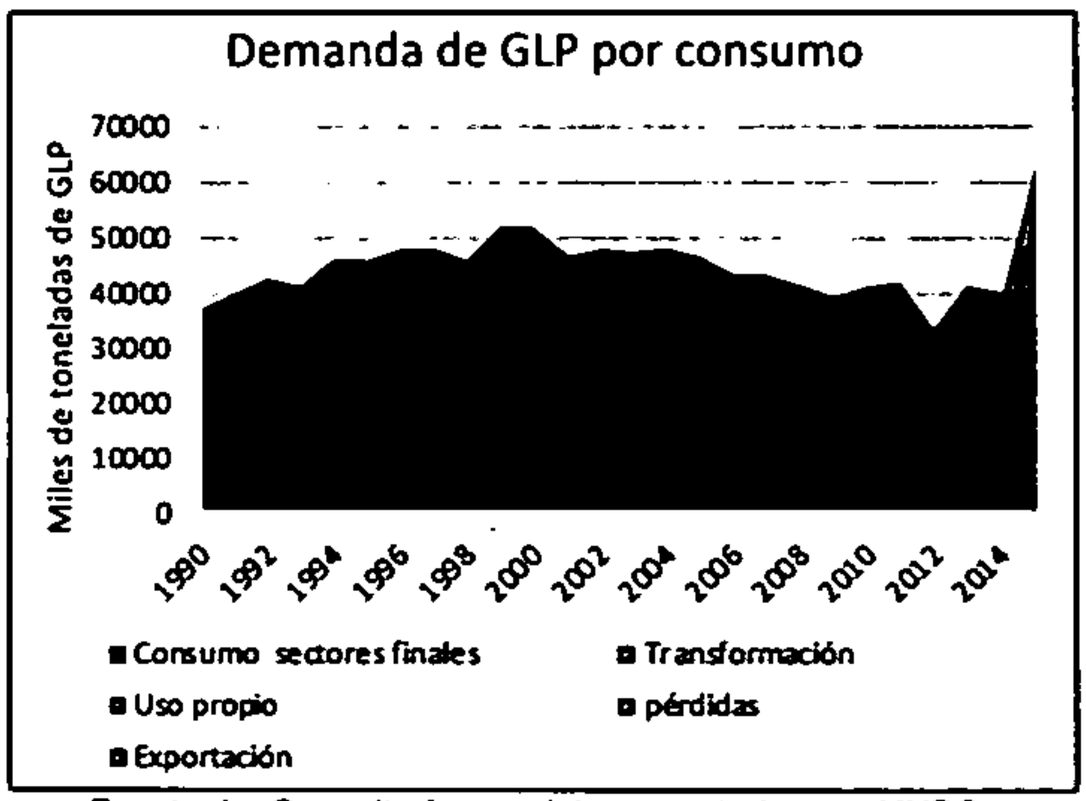
---

[43] Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, GLP
http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aLP

[44] *Transformación:* Describe los procesos que convierten un producto energético en otro producto energético que, en general, es más adecuado para usos específicos. Ocurre cuando parte o todo el contenido de energía de un producto que ingresa a un proceso pasa de este producto a uno o más productos diferentes que salen del proceso (por ejemplo, coquización de carbón a coque, petróleo crudo a productos derivados del petróleo y fuel oil a electricidad).

[45] Gas Works son plantas que fabrican gases para su distribución al público, ya sea directamente o después de la mezcla con gas natural.

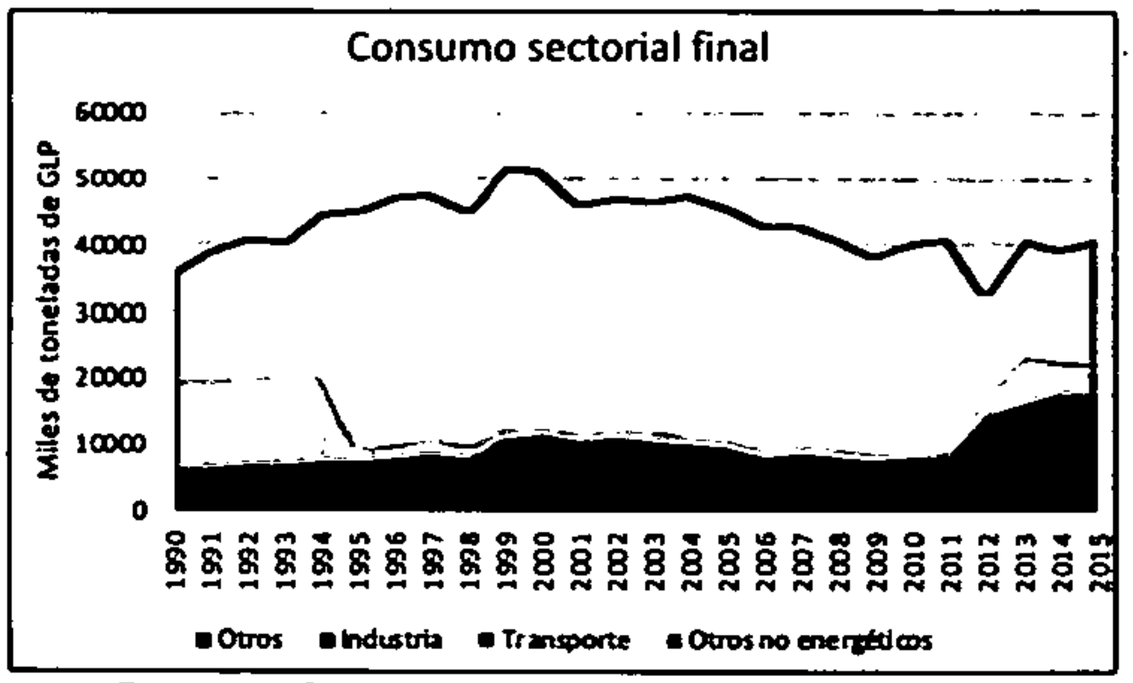
Figura 54: Demanda de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

El consumo de sectores finales lo cubren los sectores: industria, transporte, otros (residencial, agropecuario y comercial) y usos no energéticos[46]. En general, este ítem de consumo ha tenido un crecimiento promedio del 1% entre 1990 y 2015, con comportamiento de aumento durante los 90's y posterior comportamiento de disminución. Sin embargo, no todos los subsectores decrecen en su demanda en este ítem de consumo, según como se ve en las *Figuras 55 y 56*.

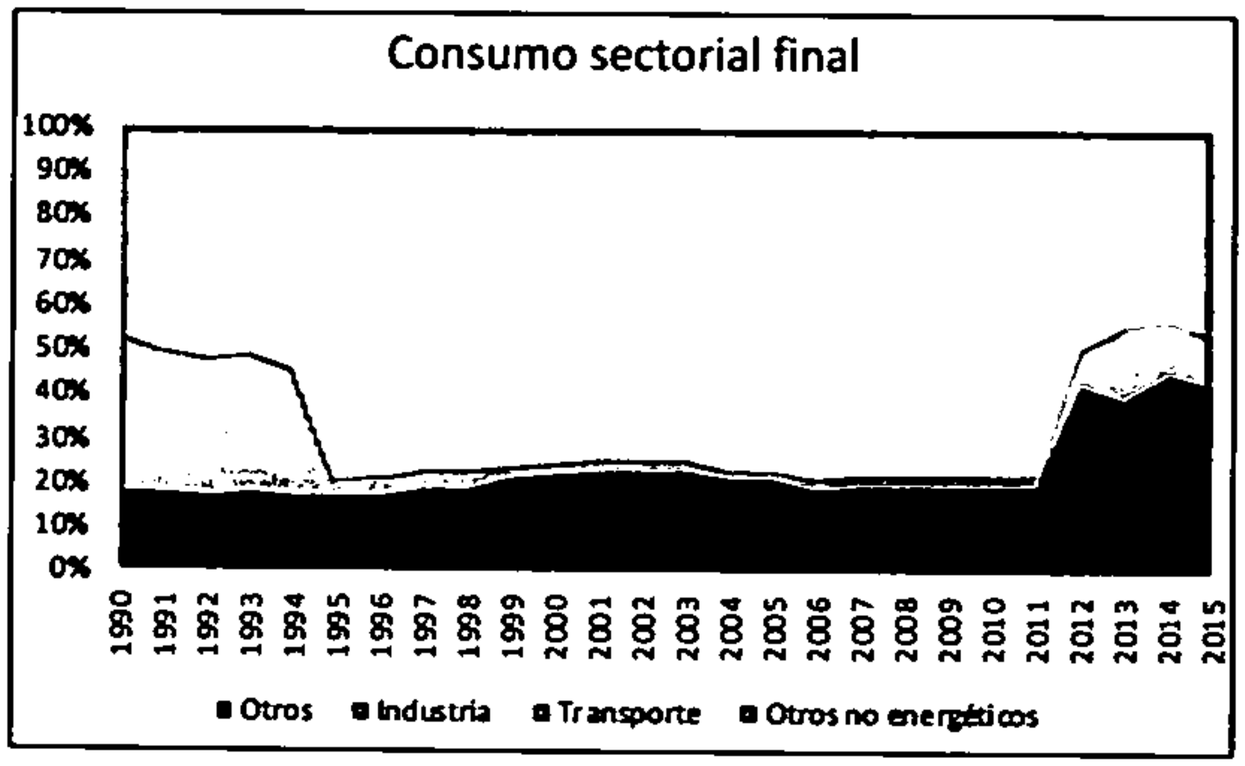
Figura 55: Demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

[46] Usos no energéticos corresponde a usos diferentes al suministro de energía como los petroquímicos del gas natural.

Figura 56: Participación de la demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

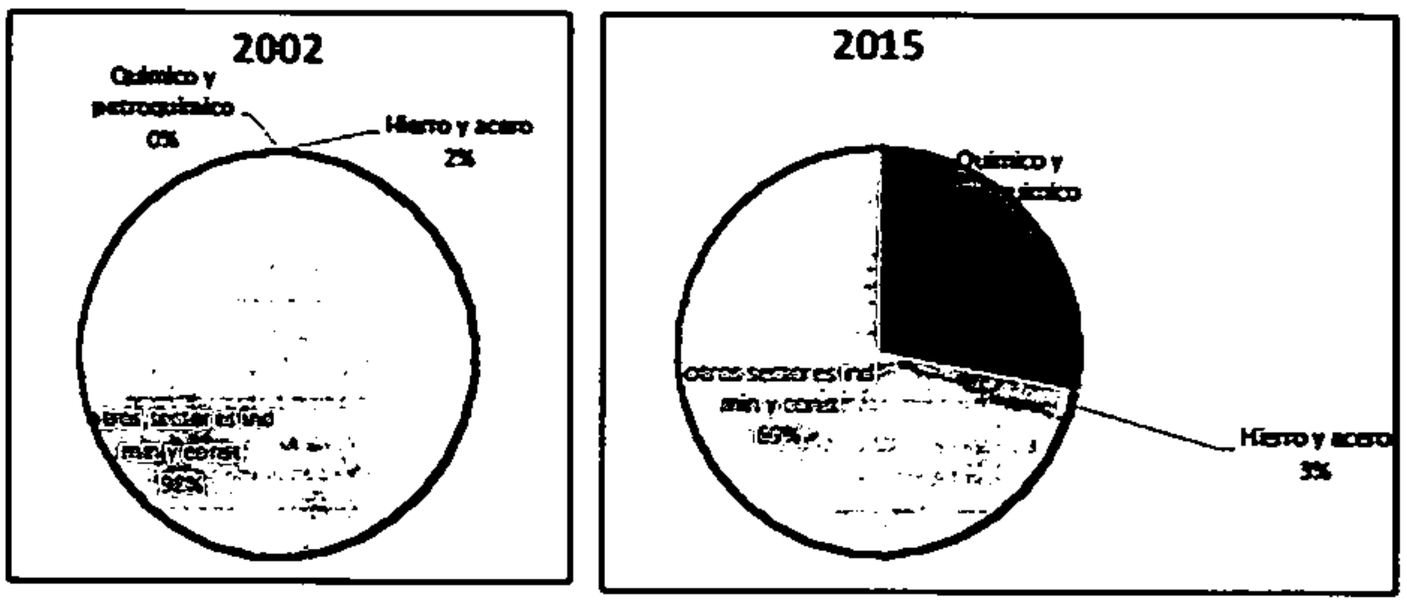
En las figuras anteriores, se observa que el sector industria tuvo participación relevante a principios de los 90's y en los años posteriores a 2012. Entre los años 1995 y 2012, su presencia ha sido menor.

El sector Otros (residencial, comercial y otros) inició el período de análisis con una participación estable del 20% y posterior al 2012, duplicó su participación ubicándola en el 40%. El sector transporte mantuvo su comportamiento de consumo desde 1990 hasta 2011 pero en 2012, inició un proceso de expansión acelerado que llegó a triplicar su consumo para el 2015.

Continuando el análisis con mayor nivel de detalle en los sectores de demanda con la información disponible en la base de datos energética de Naciones Unidas, se encuentra lo siguiente:

De acuerdo con la *Figura 57*, en el sector industria aparece participación del subsector petroquímico con un 28% de demanda energética en 2015. El sector hierro y acero aumenta del 2% al 3% y de manera opuesta, otros subsectores redujeron su participación del 98% al 69%.

Figura 57: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015.

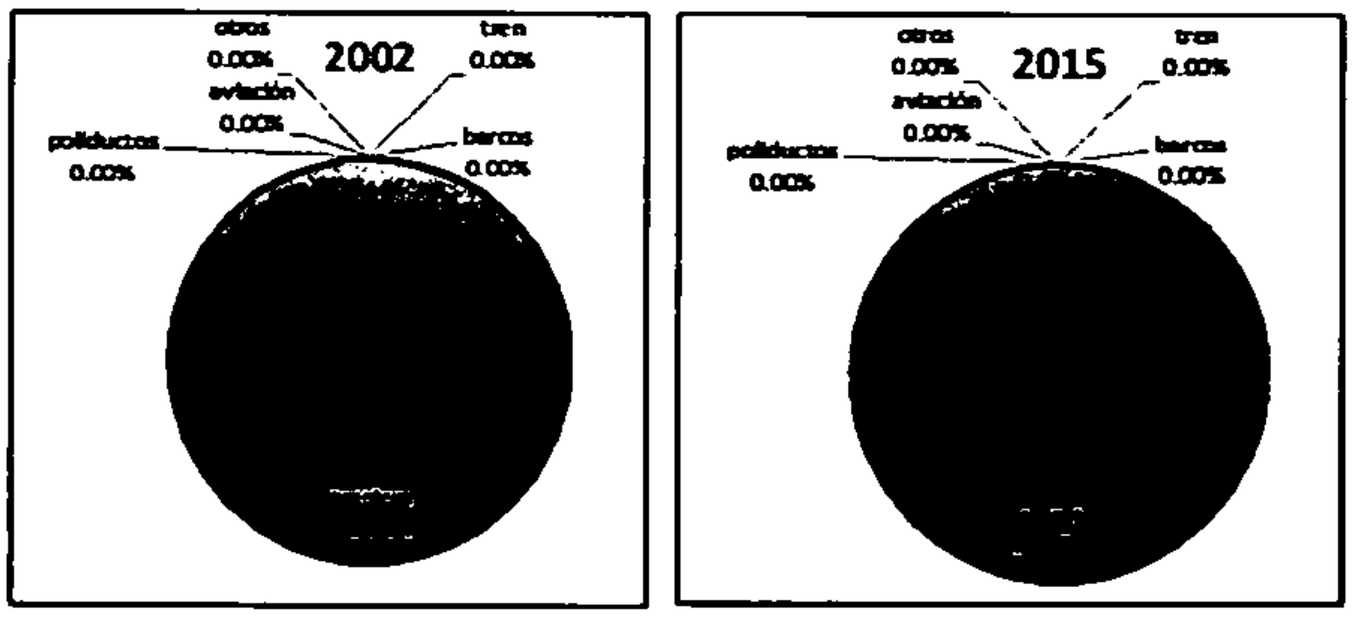


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Con respecto a otros sectores industriales, de acuerdo con información para 2015 de la base de datos energética de Naciones Unidas, los principales usos energéticos del sector se destinaron a construcción con más del 54%, minerales no metálicos con el 18%, maquinarias con el 14% y equipos de transporte con el 3%.

En el sector transporte, la *Figura 58* nos muestra que la totalidad de la demanda en él, ha sido en el subsector carretero.

Figura 58: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Estados Unidos en 2002 y 2015.

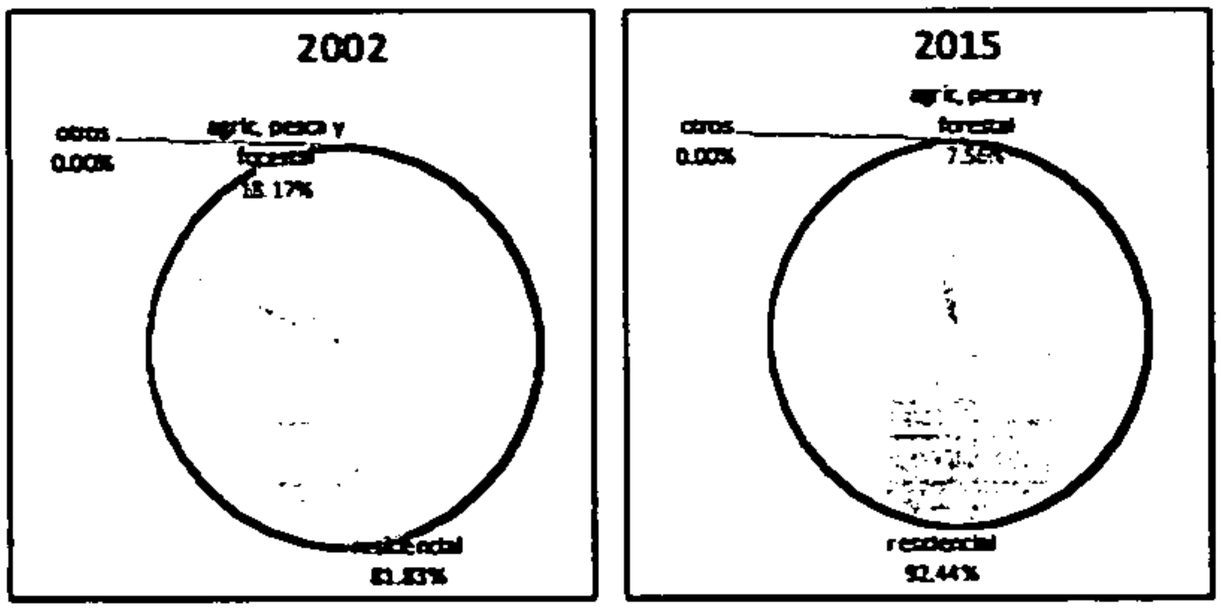


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En el sector Otros, la *Figura 59* nos muestra que la participación del sector residencial es mayoritaria, aumentando del 81% en 2002 al 92% en 2015, justificado por el incremento en la ampliación de

cobertura en este sector y debido también a la reducción en la participación del sector agropecuario, que para 2015, se disminuyó a la mitad su demanda en el 2002.

Figura 59: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Estados Unidos en 2002 y 2015.



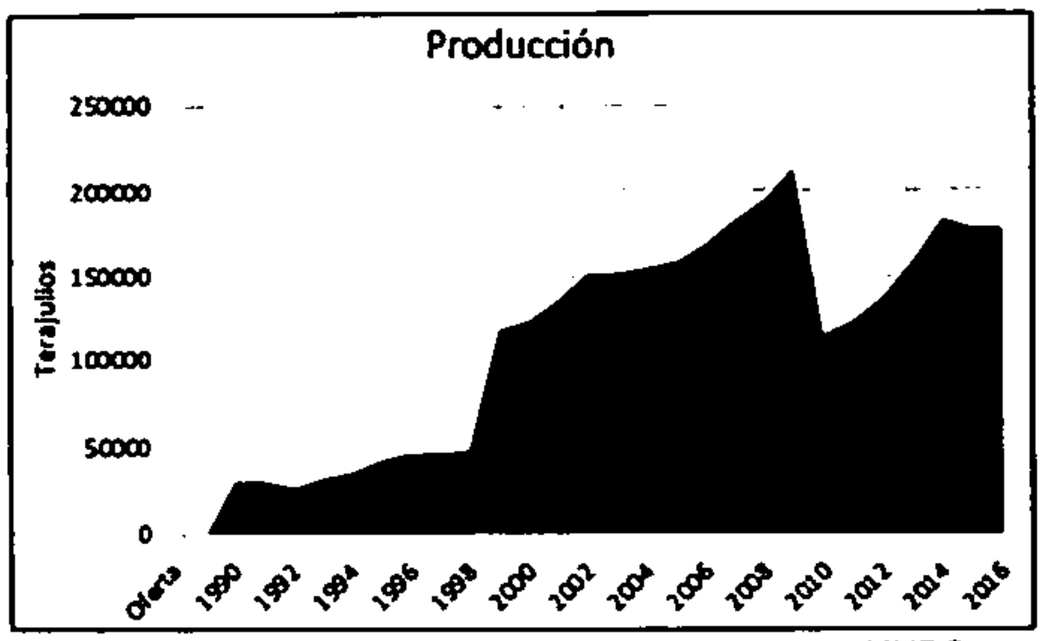
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.2.2.3 Biogás.

La información de producción y consumo de biogás, se trabajó principalmente con la base de datos energéticas de Naciones Unidas donde Estados Unidos.

La producción de biogás en Estados Unidos es netamente local y en la *Figura 60* se muestra su evolución desde 1990 hasta 2016. Durante el período de 1999 a 2016, la oferta creció en promedio un 18%.

Figura 60: Oferta de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2016.

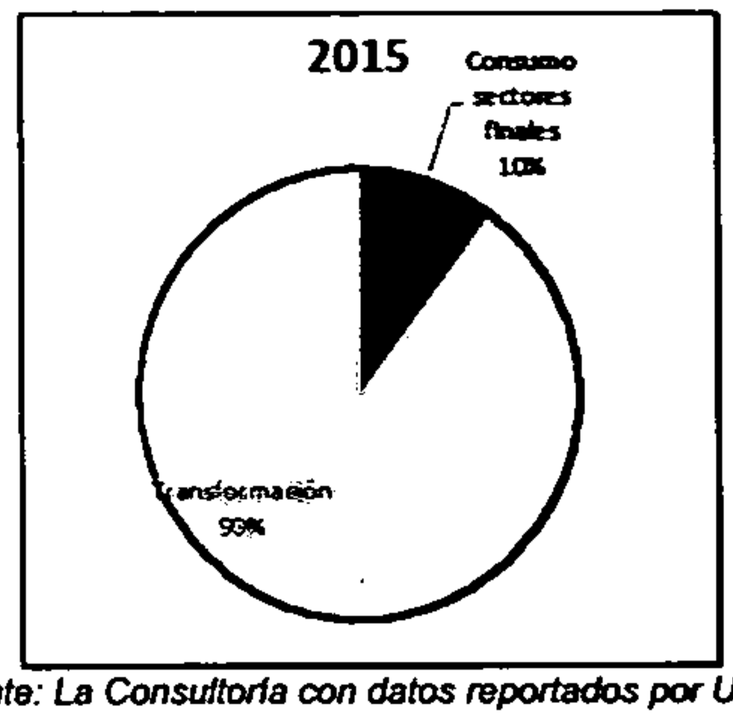


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Con respecto a la demanda de biogás, la información trabajada de la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS, clasifica los consumos en: sectores finales y transformación.

En la *Figura 61* se presenta la demanda para el 2015 y en la *Figura 62*, la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

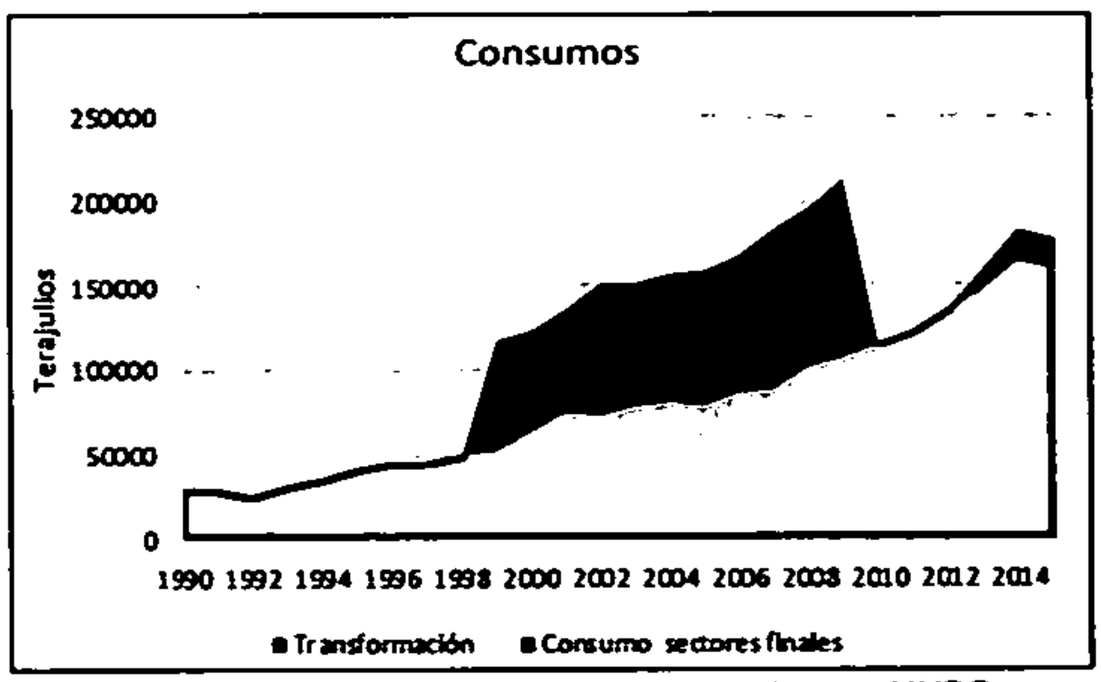
Figura 61: Demanda de biogás en Estados Unidos en 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

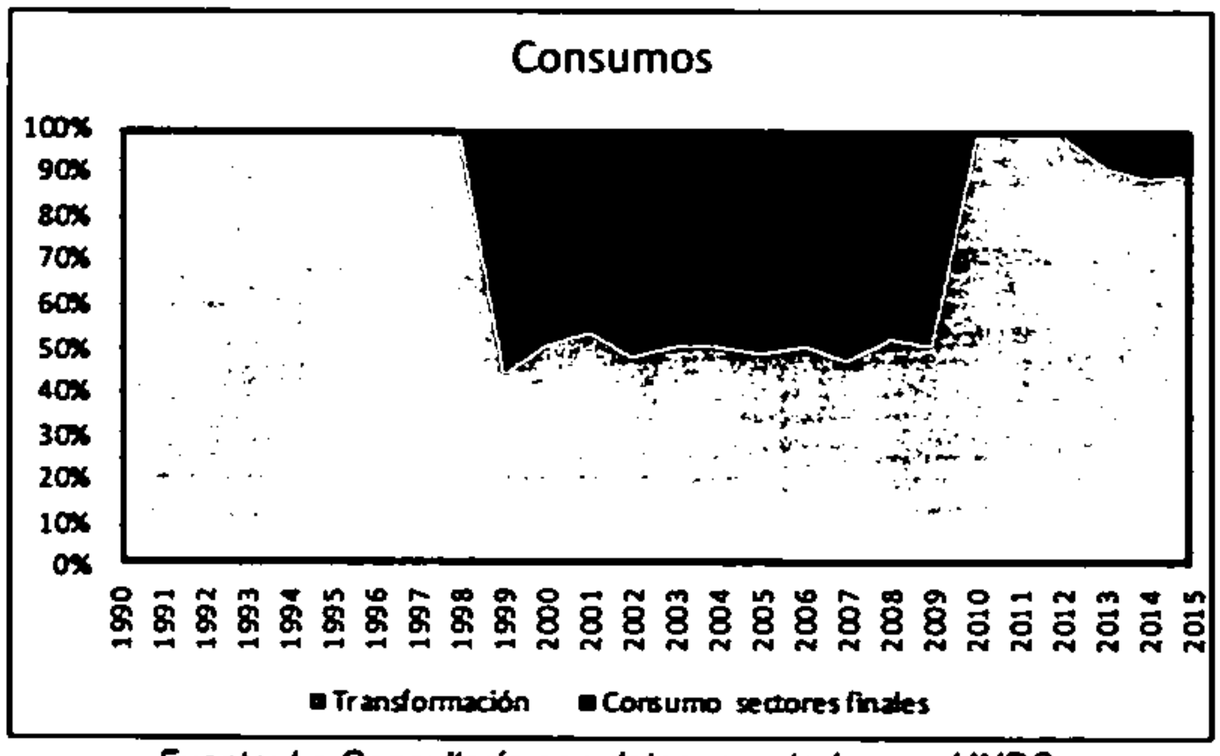
De acuerdo con la *Figura 61*, la mayor parte de la demanda en 2015 fue para el sector de transformación, y según la *Figura 62*, hasta el año de 1997, este era el único sector que demandaba biogás. Sin embargo, desde finales de los 90's, los sectores finales han sido protagonistas de la demanda de biogás con una participación de hasta el 52%. (Ver *Figuras 62 y 63*).

Figura 62: Demanda de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

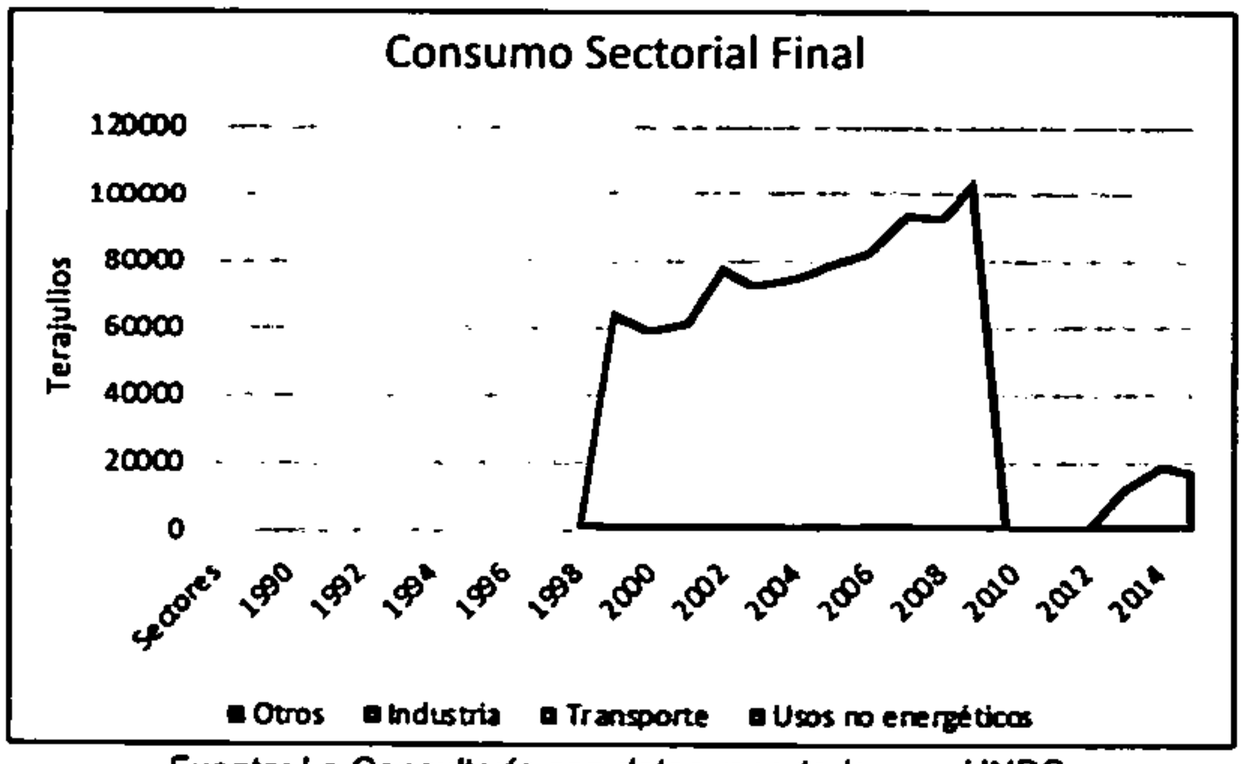
Figura 63: Participación de la demanda de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

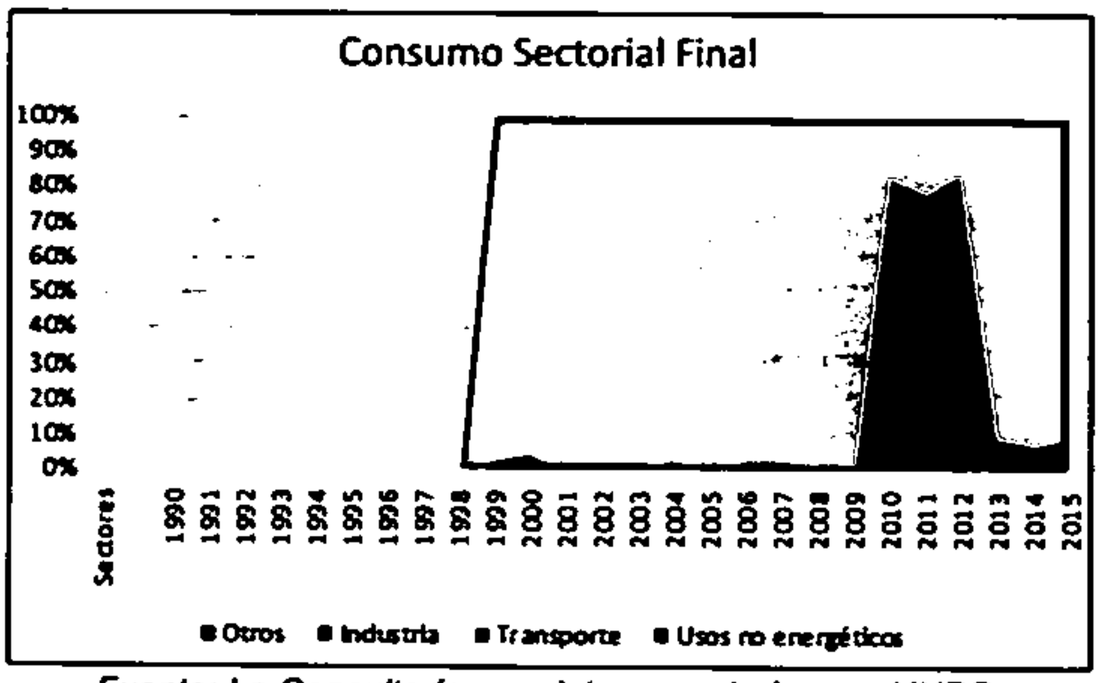
El consumo sectorial final está compuesto por los subsectores: industria, otros (residencial, agropecuario y comercial), transporte y usos no energéticos. A grandes rasgos, los subsectores industria y Otros han sido los protagonistas de este sector con un comportamiento variable desde su entrada en 1998 hasta 2009, donde el consumo fue comparable con el del sector transformación, pero que luego se replegó entre 2010 y 2012, para volver a tener participación baja desde 2013.

Figura 64: Demanda sectorial de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Figura 65: Participación de la demanda sectorial de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015.



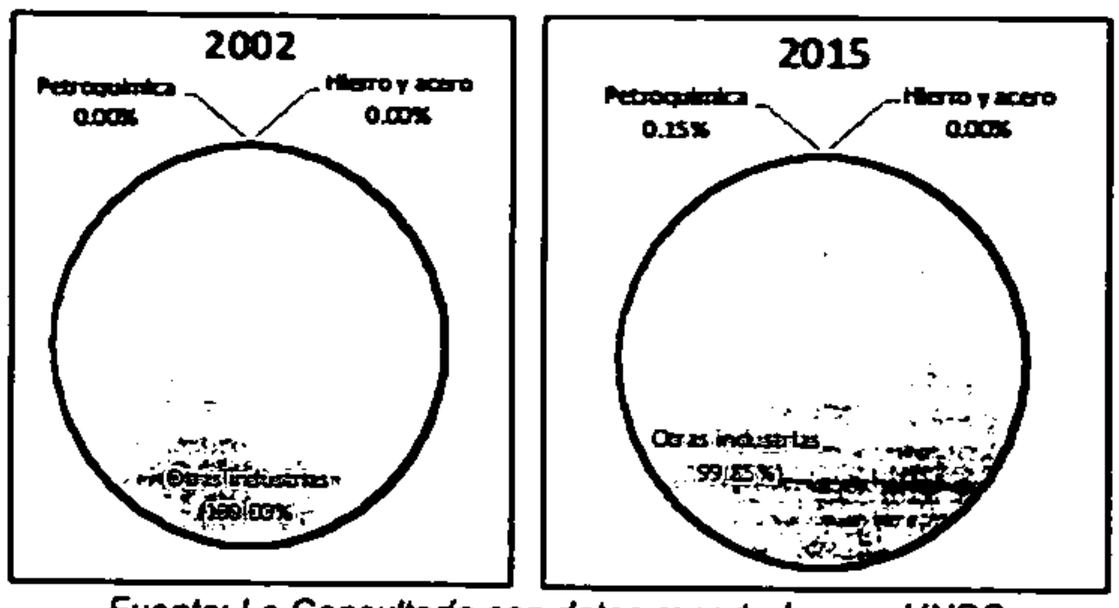
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En las *Figuras 64 y 65*, se muestra que el sector industria se destaca porque tuvo participación relevante a principios de los 90´s y desde 2012, pero redujo su participación en el intermedio a favor del sector otros. En la actualidad, el sector industria ha reducido su participación a un cuarto de la que tenía a principios de siglo.

En las figuras también se observa, que entre 2010 y 2012 la participación de la demanda se concentró en el sector otros. (Más adelante se profundizará al respecto).

En detalle para el sector industria, la información que se observa en la *Figura 66* permite evidenciar que básicamente el gas se empleó en el subsector otras industrias, aunque con esporádica participación en el sector petroquímico.

Figura 66: Participación de la demanda de biogás en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En otros sectores industriales, según la base de datos energética de Naciones Unidas, los principales destinos de la demanda de biogás en el 2015 fueron para alimentos y tabaco con 37%, otros sectores no desagregados 37% y equipos de transporte 25%. Finalmente, en los denominados otros sectores (residencial, comercial y público), la información indica que la demanda era exclusivamente para el subsector comercial y público.

Soportados en al análisis de la información descrita a lo largo del presente numeral, en la matriz energética de Estados Unidos predomina como mayor aportante en la demanda el crudo con un nivel de participación de alrededor del 40%, constituyéndose éste como el energético que de mayor demanda en el consumo del país. A su vez, esta demanda es soportada por las reservas probadas de 6 mil millones de toneladas a finales del año 2017, según fuente BP Statical Review of World Energy 2018.

Lo anterior, sin desconocer el camino de transición que se ha dado particularmente a partir de la entrada de energías renovables, aprovechamientos eólicos y solares que han permitido la disminución en el uso de combustibles fósiles.

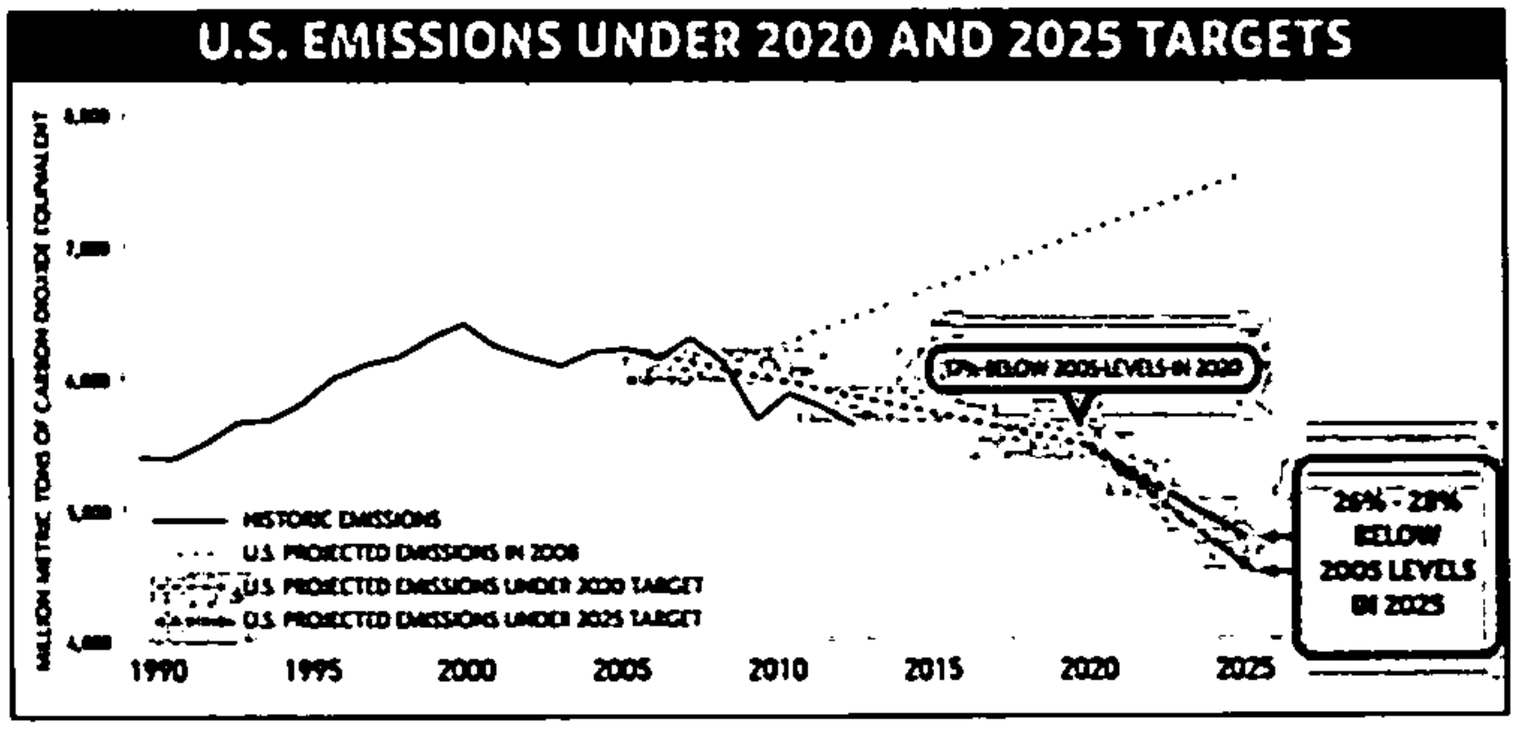
Para el caso del gas natural, las reservas probadas a finales del año 2017 (según fuente BP Statical Review of World Energy 2018) son de 8,7 trillones de metros cúbicos, reservas que aunque marcaron aumento hasta el año 2016, permanecieron en igual rango para la totalidad del año 2017. En el año 2017, Estados Unidos fue el principal país productor de gas natural a nivel mundial, con aproximadamente el 20% de la producción mundial, seguido de Rusia e Irán.

Finalmente, para el carbón las reservas probadas al año 2017 son del orden de 250.916 millones de toneladas, fuente BP Statical Review of World Energy 2018.

2.2.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición.

Estados Unidos es el segundo país que más emisiones de CO2 aporta a la atmosfera e históricamente el mayor emisor, comunicó en 2015 en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, su firme decisión de contribuir con los objetivos de la Convención de París para la reducción de la contaminación con gases efecto invernadero. Para tal fin, se comprometió en reducir en todos los sectores de la economía sus emisiones de gases efecto invernadero para 2025 entre un 26-28% por debajo de su nivel de 2005, y en un 17% para 2020. (Ver *Figura 67*).

Figura 67: Compromisos iniciales de los EEUU en el Acuerdo de París.



Fuente: US Emissions under 2020 and 2025 targets CMNUCC-INDC (2018).

En cumplimiento de esta meta, las autoridades plantearon una serie de medidas, leyes y regulaciones para lograr el objetivo en todos los sectores económicos (incluyendo todos los gases efecto invernadero), tales como la Clean Air Act (Ley de Aire Limpio), la Energy Policy Act, EPAct de 1992 (Ley de Política Energética), o la Ley de Independencia y Seguridad Energética.

Desde 2009, los Estados Unidos han desarrollado las siguientes medidas reglamentarias:

- Adopción de estándares de ahorro de combustible para vehículos ligeros para los años 2012-2025 y para vehículos pesados de modelos 2014-2018.
- Medidas que abordan las emisiones del sector de los edificios, incluidas las normas de conservación de energía para 29 categorías de aparatos y equipos, así como una determinación del código de construcción para edificios comerciales.
- Aprobación del uso de alternativas específicas a los Gases Hidrofluorocarbonos (HFC) con alto potencial de calentamiento global (GWP) en ciertas aplicaciones, a través del programa de políticas de nuevas alternativas importantes.
- Regulaciones para reducir la contaminación de carbono de las centrales eléctricas nuevas y existentes.
- Normas de ahorro de combustible posteriores a 2018 para los vehículos pesados.

Adicionalmente, Estados Unidos está desarrollando estándares para abordar las emisiones de metano de los rellenos sanitarios y el sector de petróleo y gas, y continúa reduciendo las emisiones

en el sector de la construcción, mediante la promulgación de estándares de conservación de energía para una amplia gama de aparatos y equipos, así como la expedición del código de construcción para edificios residenciales.

Desde 2008, Estados Unidos ha reducido las emisiones de gases de efecto invernadero de las operaciones del Gobierno Federal en un 17% y, según la Orden Ejecutiva 13693 emitida el 25 de marzo de 2015, ha establecido un nuevo objetivo para reducir estas emisiones un 40% por debajo de los niveles de 2005 para 2025.

La Agencia para la Protección Ambiental (EPA) promueve el uso de energías limpias, a través de sociedades estratégicas con el sector privado y programas de sentido común. Su objetivo es reducir las emisiones de CO2 en 25% para el año 2020, y por ello realiza un análisis de costo beneficio a las políticas ambientales.

No obstante, el 1° de junio de 2017 el gobierno del presidente Trump, comunicó que su país se retiraría del Acuerdo de Paris, pero que mantiene la intención de renegociar las condiciones de participación en el mismo. Se marca con esta decisión que ya se vislumbraba desde su campaña a la Presidencia una clara diferencia con el gobierno anterior del presidente Obama durante el cual se ratificó el Acuerdo de Paris. Las principales razones del presidente Trump para retirarse del Acuerdo, así como abandonar otros como el Tratado de Libre Comercio Transpacífico (TPP), e iniciar la revisión del Acuerdo de Libre Comercio con México y Canadá (Nafta), son la protección de la economía nacional, evitar la destrucción de empleos y de reducción de salarios, cierre de empresas e incluso apagones energéticos. El gobierno Trump basa su política en la posición de negar que las emisiones de CO2 sean las responsables del cambio climático, y que además es imposible medir como el hombre ha impulsado el cambio de las temperaturas máximas globales.

En opinión de algunos analistas con esta decisión, más allá de las consecuencia políticas y económicas para Estados Unidos, podría incrementarse el calentamiento global en 0,3 grados centígrados en el 2100, y se afectaría el Fondo Verde del Clima al que se comprometió a aportar USD 3.000 millones, y a la fecha solo ha aportado una tercera parte, perjudicando proyectos de países en vía de desarrollo.

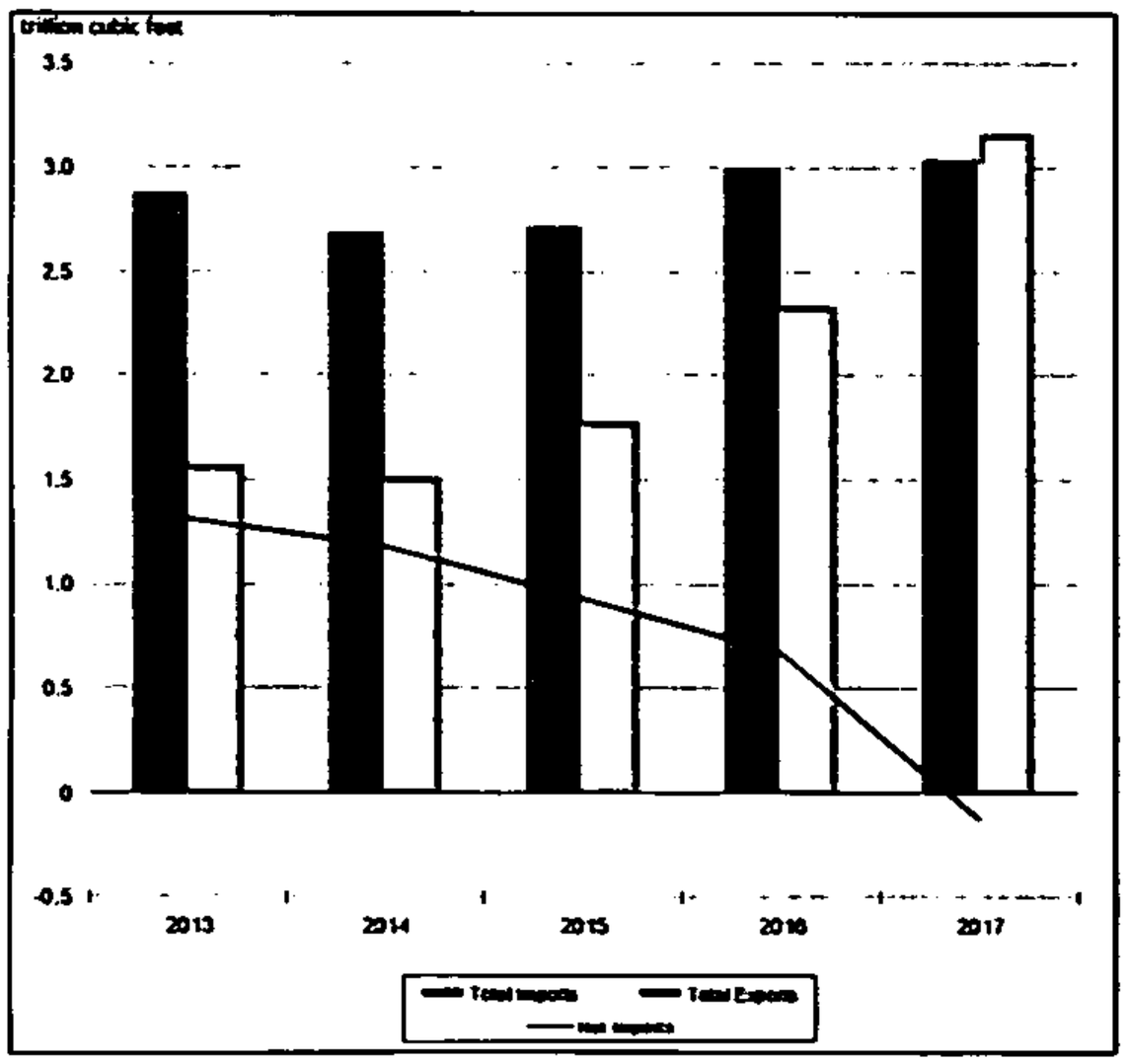
Avances en la política de implementación de la utilización del gas natural como combustible de transición.

A pesar de la decisión adoptada por el gobierno Trump con respecto a los acuerdos de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, los Estados Unidos han venido obteniendo resultados muy significativos a nivel mundial en materia de reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), en especial de CO2, los cuales obedecen en primer término a la disminución sostenida del carbón como energía primaria durante el presente siglo y su remplazo por el gas natural.

La revolución del shale oil y el shale gas ha constituido el punto de partida para la implantación de cambios fundamentales en el mercado de energía en los Estados Unidos. En primer lugar, ha producido un crecimiento de la oferta de gas natural superior al de otros energéticos primarios, como

ha venido sucediendo en todo el mundo. El gran crecimiento en la producción de shale gas ha permitido que para 2017 el país haya cambiado su posición de importador neto a exportador neto (*Figura 68)*, permitiendo abastecer el crecimiento de su demanda interna, en especial en el sector eléctrico. Los Estados Unidos a 2017, se mantenían aún como un exportador marginal de gas en el mercado mundial, pero sus planes de ampliación de su capacidad de exportación de GNL a 2020 lo ubicarán como el principal actor global en este mercado.

Figura 68: Importaciones y exportaciones de gas natural en EEUU (Tera pies cúbicos).

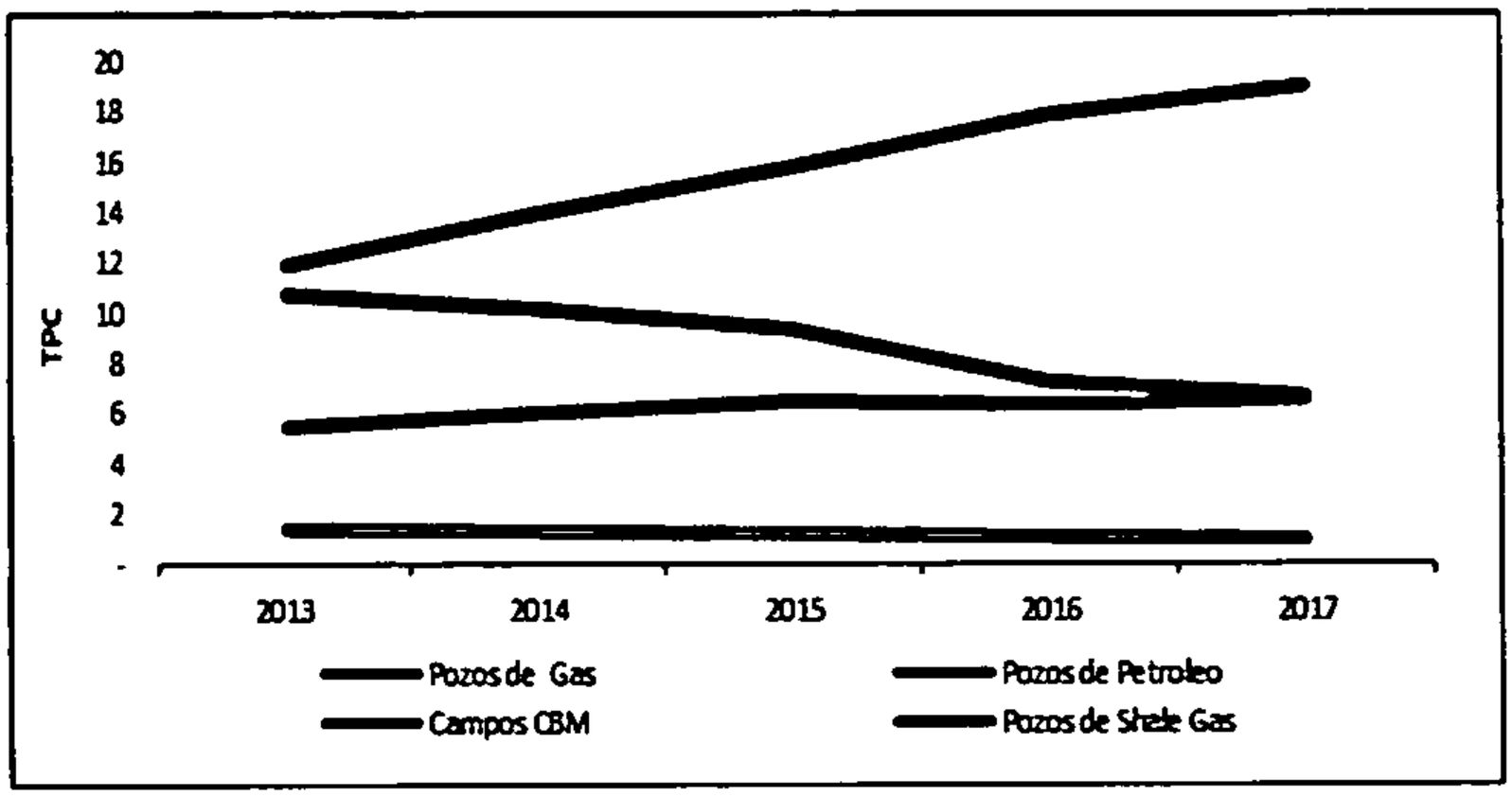


Fuente: Natural Gas Annual 2017 U.S. DOE, Washington D.C, EIA.

Entre 2013 y 2017, la producción proveniente de campos de shale gas pasó de cerca de 11 a 19 (Tera pies cúbicos) TPC, un aumento del 59%, en tanto que la producción asociada a pozos de petróleo creció un 30% (Ver *Figura 69*). En la producción total de gas, que aumentó un 13% en el período, el shale gas pasó a representar cerca de un 60%, con respecto al 40% al comienzo del período[47].

[47] Natural Gas Annual (2017), Office of Petroleum and Biofuels Statistics, U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (EIA). Disponible en: https://www.eia.gov/naturalgas/annual/.

Figura 69: Evolución de la extracción de gas natural por tipo de campo (Tera Pies Cúbicos).

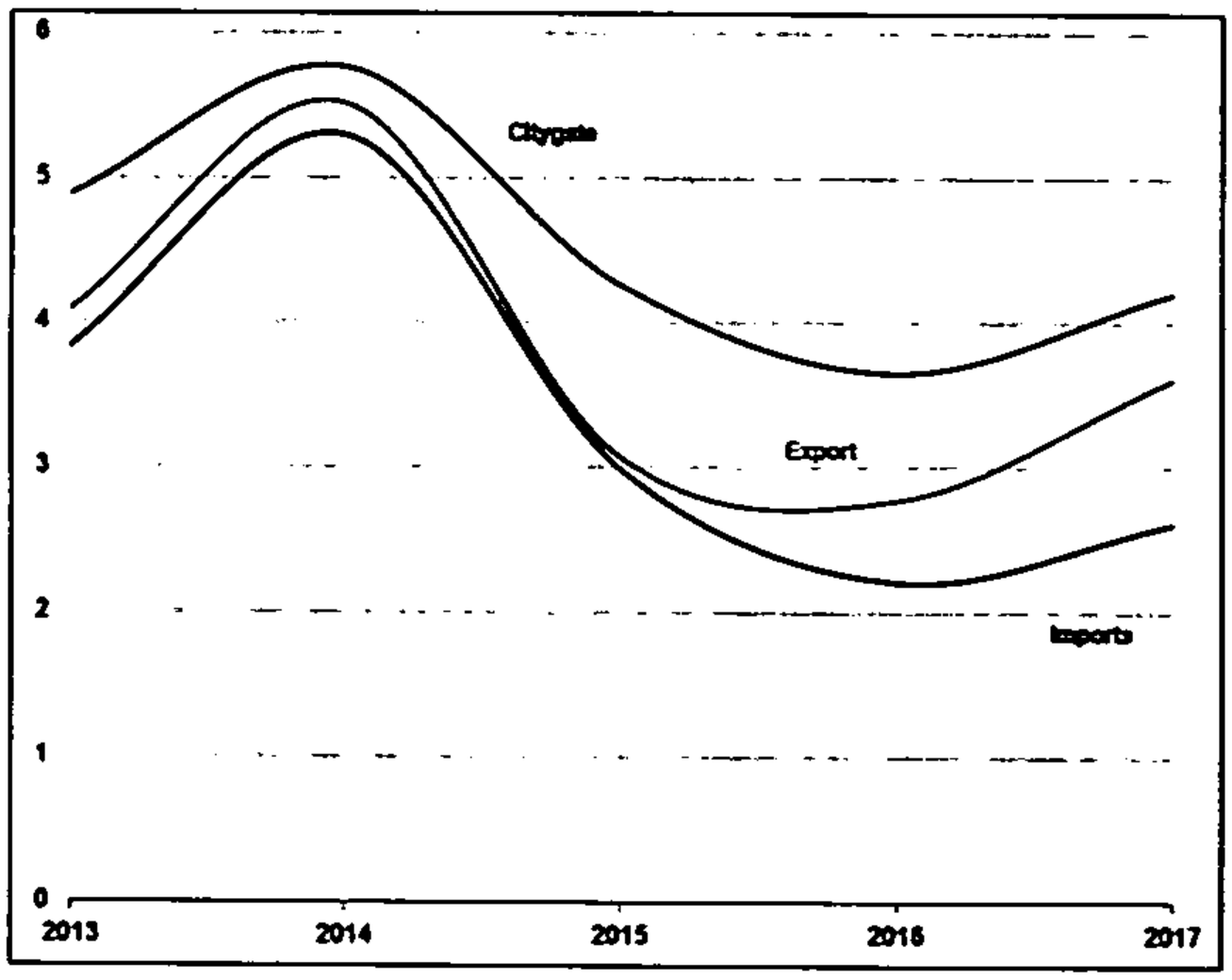


Fuente: Consultoría con base en datos de la EIA.

La discusión reciente en los Estados Unidos con respecto a la política en materia de gas natural ha girado en torno a la existencia de grandes excedentes de producción que han mantenido los precios relativamente bajos, aún después de la guerra de precios con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a finales de 2014 y la necesidad de abrir las exportaciones a otros países para absorber estos excedentes.

El paulatino repunte de los precios (*Figura 70*), se explica por las expectativas de crecimiento del mercado interno, junto con las grandes posibilidades de crecimiento del mercado asiático, en especial en China e India, en donde se ha acelerado la utilización del gas natural para la sustitución de carbón, mejorar el desempeño de sectores como el de energía eléctrica y transporte, y cumplir con las metas en materia de calidad del aire y cambio climático.

Figura 70: Precios de gas natural en Estados Unidos (USD/Millones de pies cúbicos).

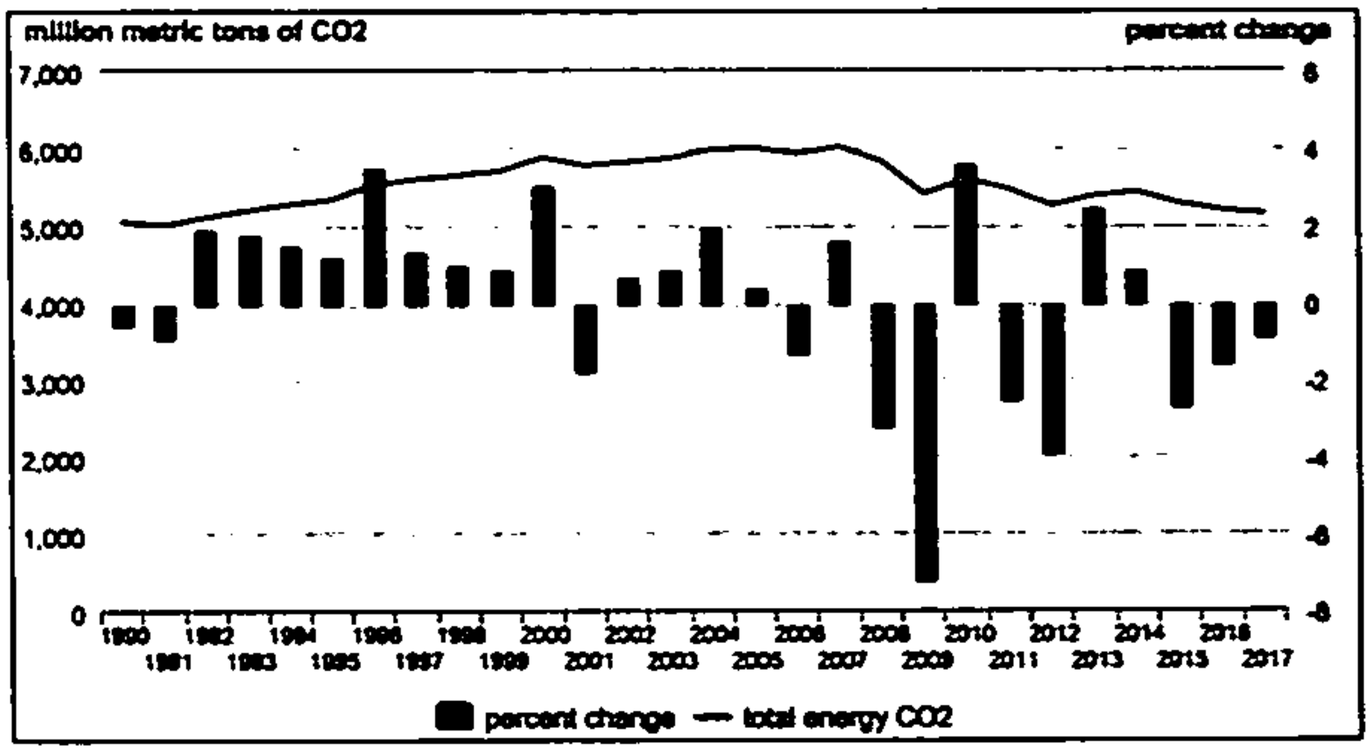


Fuente: Natural Gas Annual 2017 U.S. DOE, Washington D.C, EIA.

Aún a pesar de la evidencia del papel del gas natural en la transición energética, el fuerte crecimiento de las energías renovables distintas a la hidroelectricidad, abre la discusión sobre si el gas natural debería desempeñar ningún papel como combustible de transición dada su condición de hidrocarburo que contribuye a las emisiones de GEI. El argumento que se plantea es que el país debería enfocarse en el desarrollo de energías limpias como la solar y la eólica, con mecanismos para mejorar su estabilidad como el almacenamiento en baterías.

De esta forma, el gas natural se enfrentaría a un escenario de rivalidad con las nuevas tecnologías. Sin embargo, el papel del gas natural como combustible de transición en los Estados Unidos es innegable, como quiera que ha permitido desplazar al carbón como principal fuente de generación de energía eléctrica y de esta forma ha contribuido a reducir las emisiones de CO_2 originadas en el sector de energía del país a 2017. (Ver *Figura 71*).

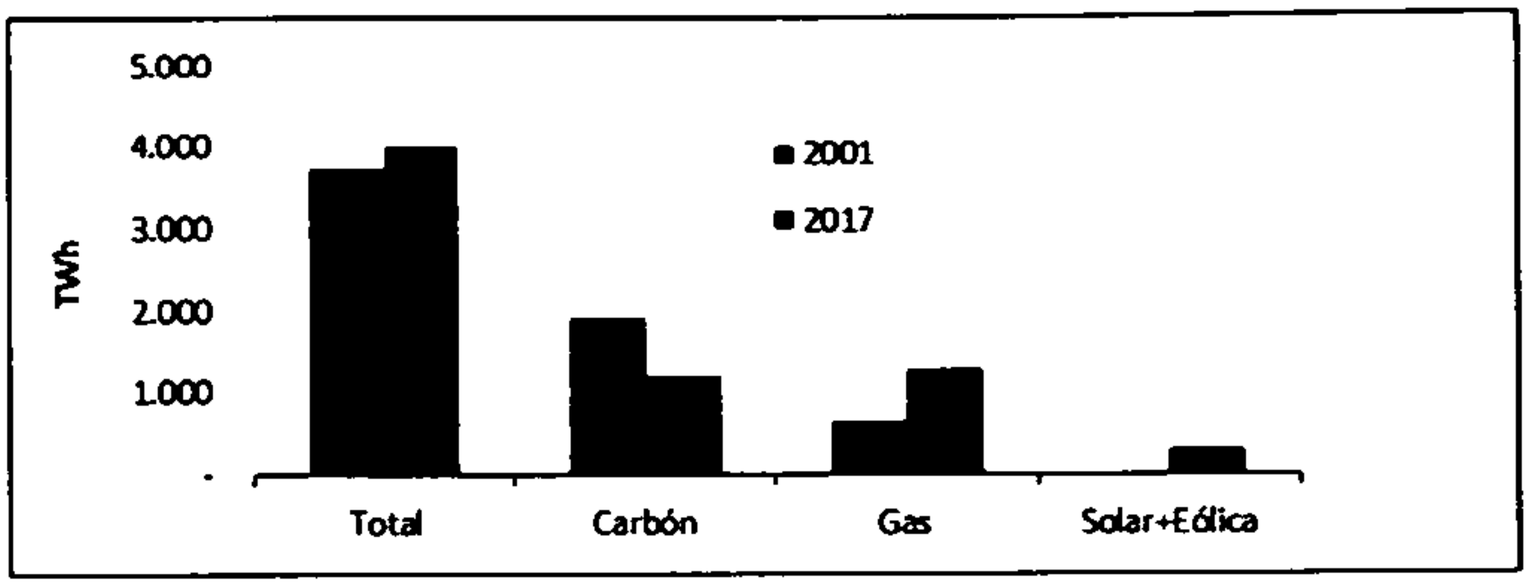
Figura 71: Emisiones de CO2 relacionadas con el sector de energía en Estados Unidos.



Fuente: U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2017. Septiembre 2018 EIA (2018).

Entre 2000 y 2017, la generación a carbón se ha reducido en 696 TWh-año (Terawatio hora-año), en tanto que la generación a gas a aumentado en una cifra similar, de 633 TWh-año. La energía eólica y solar en conjunto, han aumentado su generación en una cifra cercana a la mitad del crecimiento de la generación a gas, con un aporte adicional de 325 TWh-año en el período (*Figura 72*).

Figura 72: Evolución de la generación eléctrica por combustible en 2001 y 2017. (TWh).

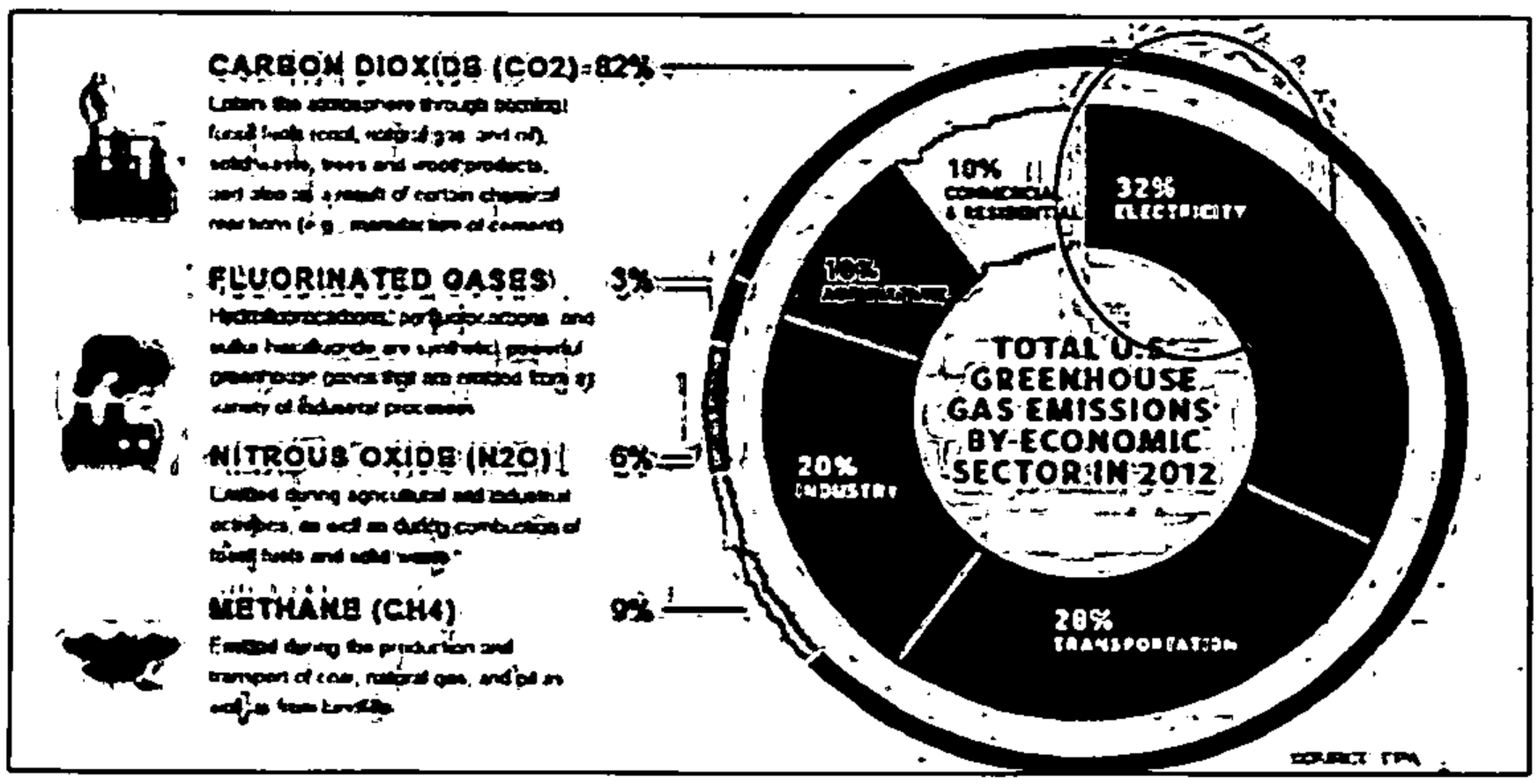


Fuente: Consultoría a partir de datos de la EIA.

El Clean Power Plan (CPP) del Gobierno Obama y el gas natural.

El Clean Power Plan desarrollado por la EPA durante el Gobierno Obama en 2014 y puesto en ejecución a partir de 2015, tenía como objetivo reducir las emisiones de CO2 derivadas de la generación de energía eléctrica para 2030 en un 32% con respecto a los niveles de 2005, aumentar la generación con fuentes renovables, y promover la eficiencia energética, dentro de los objetivos de los Acuerdos de París. Para tal efecto, se establecieron metas de reducción de emisiones de CO2 a nivel estatal, las cuales debían estar definidas ante la EPA en septiembre de 2016, con posibilidad de ampliación del plazo hasta septiembre de 2018. En caso de que los estados no remitieran estas metas, EPA tendría la posibilidad de imponerlas a los estados. Los beneficios en salud y reducción de la polución se estimaron entre USD 25 y 45 billones anuales a 2030, y en USD 150 billones entre 2020 y 2030 por menores costos de electricidad, con ahorros anuales estimados de USD 85 por hogar.

Figura 73: Distribución de Gases Efecto Invernadero en Estados Unidos.



Fuente: EPA Clean Power Plan.

El objetivo principal del CPP era atacar las emisiones de CO2 del sector de generación eléctrica, principal fuente de emisiones de GEI en los Estados Unidos con un 32% de participación en las emisiones de CO2, que a su vez representaban el 82% del total de emisiones de GEI en 2012 (*Figura 71*). De las emisiones del sector eléctrico la generación a carbón contribuye con un 71%.

La meta de cada estado se debería fijar con base en el mix de generación y la aplicación de medidas en un conjunto de bloques (building blocks), incluyendo la posibilidad de generación con gas natural y los siguientes lineamientos:

- Aumento en la eficiencia de las plantas de generación existentes.
- Sustitución de plantas a carbón por plantas de menores emisiones de CO2.
- Sustitución de plantas a carbón por plantas cero emisiones.
- Programas de uso eficiente de energía eléctrica.

Tabla 12: Building Blocks para el cálculo de metas bajo el Clean Power Plan (CPP).

Building Block	Estrategia utilizada por EPA para calcular metas estatales	Máxima flexibilidad: ejemplos de cumplimiento en algunos estados
1. Aumento de la eficiencia en plantas con combustibles fósiles.	Mejoras de eficiencia	Mejoras de eficiencia Co-combustión o cambio a gas natural. Retiro de plantas a carbón. Adecuación de plantas a CCS (Carbon Capture and Storage).
2. Uso de fuentes de bajas emisiones.	Cambios en despacho de plantas para incorporar ciclos combinados a gas existentes.	Cambios en despacho de plantas para incorporar ciclos combinados a gas natural existentes.
3. Construir más plantas con fuentes de cero o bajas emisiones.	Energías renovables. Algunas plantas nucleares.	Nuevos ciclos combinados de gas natural. Energías renovables. Nuclear (nuevas y mejoradas). Nuevas plantas a carbón con CCS.
4. Uso más eficiente de la electricidad.	Programas de gestión eficiente de la demanda.	Programas de gestión eficiente de la demanda. Mejoras de eficiencia en transmisión. Almacenamiento de energía.

Fuente: EPA – Clean Power Plan.

El CPP también incluía otros sectores en los cuales se deberían producir cambios en los niveles de emisiones, en particular en transporte, reducción de pérdidas de energía en hogares, comercios e industrias, reducción de emisiones de gas metano y gases HFC, y en general una mayor participación de los Estados Unidos en las gestiones a nivel mundial para mitigar los efectos del cambio climático.

El gobierno Trump expidió como uno de sus primeros actos de gobierno en marzo de 2017 la derogatoria de las medidas de la EPA para poner en aplicación el CPP[48], y en general la eliminación de restricciones a la emisión de GEI, dada su conocida posición negacionista del origen del cambio climático a partir de la actividad humana. La decisión había sido apelada por grupos ambientalistas, y estaba pendiente de una decisión definitiva por parte de la Corte Suprema. El martes 9 de octubre

48 Executive Order on Energy Independence, de marzo de 2017.

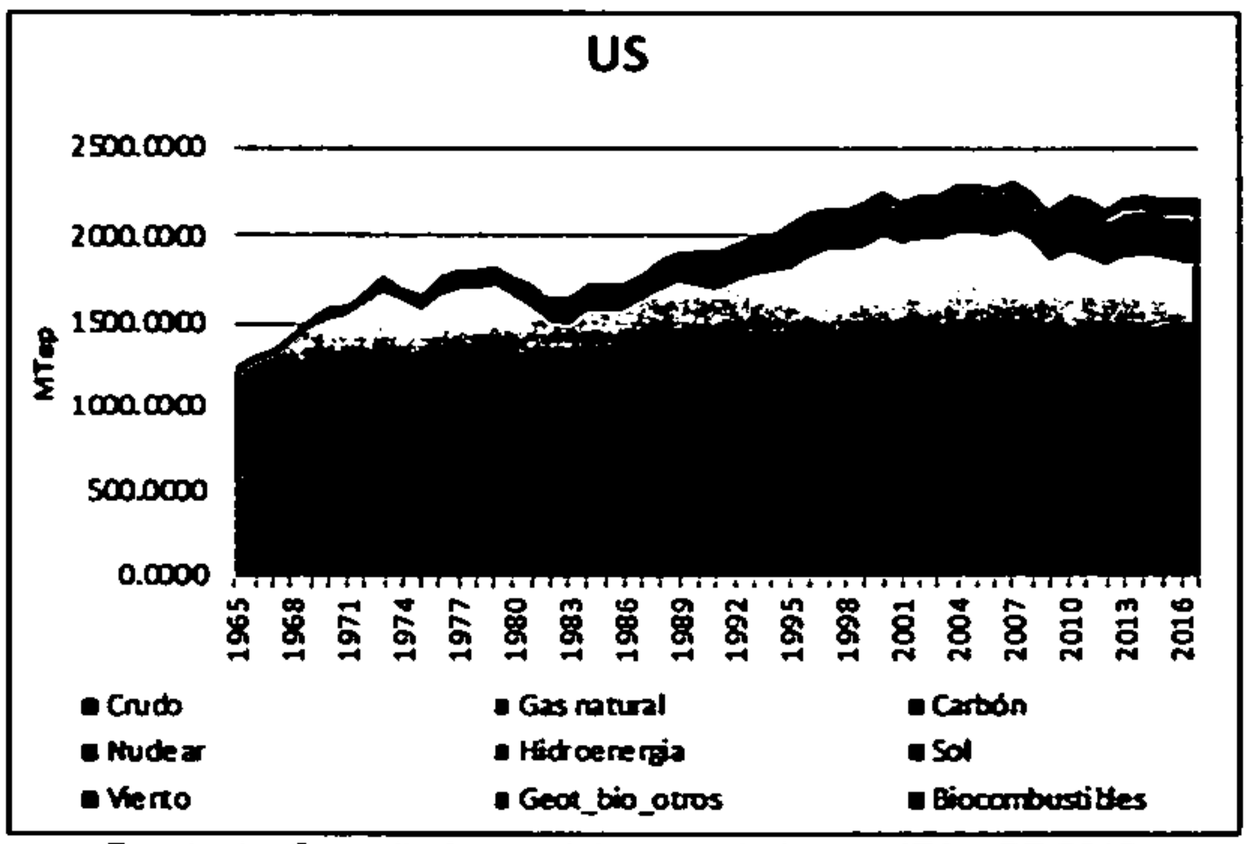
de 2018, la Corte tomó la decisión final con una votación de 2-1[49], negando la apelación y por tanto anulando las disposiciones emitidas por EPA en desarrollo del CPP.

La decisión a nivel federal de derogar el CPP, y en consecuencia las metas a nivel estatal en reducción de emisiones de CO2 en el sector eléctrico, puede ralentizar los procesos de sustitución de generación a carbón por generación a gas. Sin embargo, algunos de los estados de mayor tamaño, como California, o los operadores regionales como PJM o ISO-NE, continúan con programas de incentivos a la descarbonización. En este sentido, la promoción de tecnologías como el almacenamiento energético podría competir a mediano y largo plazo con el gas en la función de estabilizar la generación con fuentes renovables.

2.2.4 Esquema de transición energética existente.

La variación a través del tiempo de la distribución de la matriz energética de Estados Unidos que ha sido presentada en el numeral 2.2.1, se puede analizar a través de la *Figura 74.* En ella se observa que, en los 70's y comienzos de los 80's se presentó una reducción en la tendencia creciente en la demanda. Este comportamiento coincide con los altos precios del petróleo, situación que se vuelve a experimentar en 2008. El crecimiento promedio de 1965 a 2017 fue del 0,6% anual, el mayor decrecimiento se presentó a mediados de los 80's con una tasa promedio de -1% y el mayor crecimiento fue en los 70's con una tasa promedio del 2%.

Figura 74: Evolución de la matriz energética en Estados Unidos entre 1965 y 2017. (MTPE).



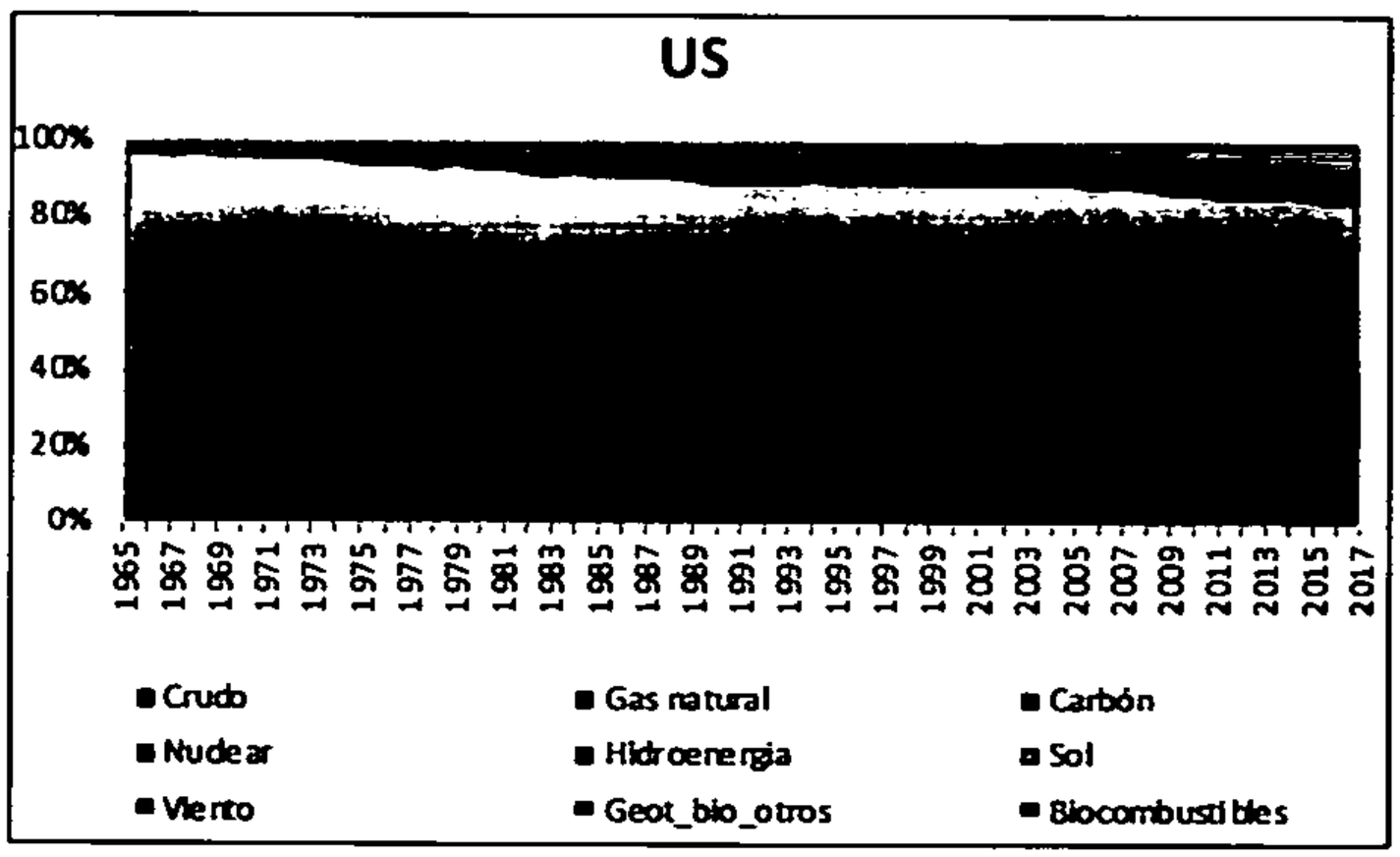
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA y BP 2018.

[49] Esta es la primera decisión en la que interviene el juez Kavanaugh, una vez posesionado luego de fuertes debates y críticas. Ver Reuters (2018).

En la *Figura 75* se observa que en los años 70's el energético más demandado era el crudo, con tendencia a incrementar su participación hasta el punto de los choques de precios. Actualmente, esta participación sólo llega al 40%, perdiendo un 5% en comparación con el comienzo del periodo de análisis. El primer energético sustituto que respondió ante la pérdida de participación del crudo fue el carbón, que obtuvo una participación del 24% en los 80's, pero que desde 2008 comenzó a perder participación hasta llegar al 15%, su participación más baja desde 1965 donde alcanzó el 18%. Por su parte, el gas natural si bien llegó a perder 5% de participación durante los 80's, ésta la recuperó desde el 2008, regresando a cerca del 30%. La energía nuclear también resulta de importancia en la oferta energética de Estados Unidos, llegando a una participación de cerca del 9% en 2017 en contraste con el 3% que tenía en 1975.

Las energías renovables tienen un comportamiento marginal, debido a que en los 70's sólo se hacía uso de la hidroenergía y geotermia. Sin embargo, se empezó un programa de estímulo desde los 80's, pero sólo hasta 2008 este tipo de energías hacen aparición relevante en la matriz energética.

Figura 75: Evolución de la participación de la matriz energética en Estados unidos entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA y BP 2018.

2.2.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición.

En cuanto a la oferta de gases combustibles en Estados Unidos en 2017 (Gas natural, GLP y biogás), el país ha tenido una oferta constante de los tres gases, en donde el de mayor aporte a la matriz siempre ha sido el gas natural con cerca de 580 MTEP (91% producción nacional y 9% importado), seguido muy de lejos por el GLP con un poco más de 41 millones de toneladas (±92,5% producción nacional y ±7,5% Importado) y por último se encuentra el biogás con una producción de aproximadamente 207.000 Terajulios. *(Ver Figura 43: Oferta de gas natural en Estados Unidos entre 1975 y 2016, Figura 44: Participación de la oferta de gas natural en Estados entre 1975 y 2016, Figura 51: Oferta de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015, Figura 52: Participación de la oferta de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015 y Figura 60: Oferta de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2016).*

En general, la demanda de gas natural estuvo cayendo durante el período comprendido entre 1973 y 1986, pero a partir de este momento, la demanda de este combustible no ha parado de crecer hasta llegar a casi 580 MTEP en el año 2015. En 2016, la demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos fue destinada en gran parte a la generación eléctrica (sector que más creció) con un 43% de participación, seguida de "otros sectores" (residencial, comercial, agropecuario, otros) con un 30%, el sector industrial con un 21% (otra industria, minería y construcción, petroquímica, hierro y acero), después se encuentran los sectores de transporte y no energéticos con participaciones de 3% cada uno. *(Ver Figura 45: Demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos en 2016, Figura 46: Demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016 y Figura 47: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016).*

Por otro lado, la evolución del consumo del GLP varió durante el período de 1990 a 2015 y presentó su mayor demanda a finales de la década de los 90's (superior a los 50 millones de toneladas). Su peor momento se presentó en el 2012 cuando la demanda cayó hasta cerca de los 33 millones de toneladas de GLP, *(Ver Figura 55: Demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015).* La demanda sectorial del GLP en los Estados Unidos, se encuentra mayoritariamente en el sector final (Agro, servicios públicos y comerciales, pesca, industria, uso no energético, no especificado, residencial, comercial, otros productos petroquímica y transporte)[50] con 65,47% de participación, seguido del sector de exportaciones con un 34,15% y por último con un 0,38% del sector de uso propio (Plantas combinadas-cogeneración de producción de electricidad y calor, transformación de carbón, plantas eléctricas, autogeneración, gas work, equipos de calentamiento, plantas de licuefacción, pérdidas, refinerías de petróleo, otras transformaciones, diferencias estadísticas y transferencias)[51]. El sector transporte mostró una demanda constante durante el período de 1990 a 2011, pero a partir del 2011, este sector creció de manera importante hasta el 2012 y prácticamente conservó su participación porcentual cercana al 41% hasta el 2015.

---

[50] Portan digital International Energy Agency. Balances definitions: https://www.iea.org/statistics/resources/balancedefinitions/#heatplants

[51] Idem.

El sector de otros usos no energéticos, inició con una participación de aproximadamente el 50% y creció lentamente hasta 1994, año en el cual aumentó quitándole aproximadamente el 25% de participación al sector industria, el cual tuvo una muy baja participación hasta el final. En el 2011, vuelve a perder participación el sector de otros usos no energéticos y permanece presente en el mercado con una cifra cercana al 45%. Aunque el sector transporte con GLP ha existido desde los 90's con una participación imperceptible (<1%), el mismo mostró un repunte a partir del 2012, pero no supera el 3%. *(Ver Figura 53: Demanda de GLP en Estados Unidos en 2015, Figura 55: Demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015. y Figura 56: Participación de la demanda de GLP de sectores finales en Estados Unidos entre 1990 y 2015).*

Aunque las cifras del biogás son pequeñas comparadas con las cifras del gas natural e inclusive con las cifras del GLP, éstas muestran que su consumo está enfocado en los sectores de transformación (Procesos de transformación de carbón, de biomasa a carbón, transformación energética, otras transformaciones)[52] con un 90% de participación y sectores finales final (Agro, servicios públicos y comerciales, pesca, industria, uso no energético, no especificado, residencial, comercial, otros productos petroquímica y transporte)[53]. *(Ver Figura 62: Demanda de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015).* Sin embargo, dentro de los sectores finales los usos más importantes del biogás se presentan en el sector de otros, que solo tuvo una participación importante de 80% de la demanda durante el período de 2010 a 2012 y en el sector industria (Otras industrias 99,85% y petroquímica 0,15%) que es el sector que más creció entre el 1998 y el 2009, con un pico de demanda de más de 100.000 Terajulios. Este sector cedió participación frente a el sector de otros durante el período de 2009 a 2012 y en este último año, volvió a crecer hasta nivelarse en una participación del 90% hasta el 2015. *(Ver Figura 64: Demanda sectorial de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015 y Figura 65: Participación de la demanda sectorial de biogás en Estados Unidos entre 1990 y 2015).*

Dentro del sector transporte en Estados Unidos que es atendido con gas natural y GLP (mínima participación), el gas natural siempre ha mantenido un promedio del 3% de la participación total de este combustible, con aproximadamente 17,4 MTEP, mientras que el GLP ha crecido, pero participa con menos del 1% de su mercado, que son aproximadamente 1.260 millones de toneladas. *(Ver Figura 47: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Estados Unidos entre 1973 y 2016. y Figura 56: Participación de la demanda sectores finales de GLP en Estados Unidos entre 1990 y 2015).* La mayor participación del gas natural en el transporte ocurre a nivel de gasoductos (sistemas de transporte de gas) en donde su uso disminuyó de 97,8% hasta 94,42% en el período de 2002 a 2015 y en el mismo período la participación del gas natural en el sector carretero creció de cero hasta 5,58%. Por otro lado, para el GLP esa participación es exclusiva en la transformación de vehículos (Carretero) y en el mismo período nunca ha variado. *(Ver Figura 49: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en Estados Unidos entre 2002 y 2015 y Figura 58: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Estados Unidos en 2002 y 2015).*

En temas de competencia y complementariedad, no existe un mercado importante donde compitan los tres gases combustibles. Sin embargo, es en el sector de transporte donde el gas natural y el GLP muestran más una ligera competencia, ya que el mercado es relativamente pequeño. Por otro

---

[52] Idem.
[53] Idem.

lado, en el sector industrial, estos dos mismos energéticos podrían estar compitiendo también en donde el GLP podría estar atendiendo mercados que el gas natural no puede (Industrias apartadas de las redes de distribución). También se presenta competencia directa en el sector petroquímico, hierro y acero, en donde tanto el GLP como el gas natural han ganado participación, pero también compiten en los sectores de otras industrias, minería y construcción, terreno en el cual ambos combustibles perdieron participación durante el período de 2002 a 2015. *(Ver Figura 48: Participación de la demanda de gas natural en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015 y Figura 57: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Estados Unidos en 2002 y 2015).*

Para finalizar, estos tres gases combustibles se encuentran en un mercado amplio en donde existe mayor complementariedad y menos competencia. En Estados Unidos, el biogás es usado mayormente en la industria y/o empresas de servicios que aprovecha sus residuos para producir este combustible y generar procesos de transformación (calor, energía y otros), pudiendo capturar parte del mercado que podrían tener el GLP y el gas natural, pero estos escenarios pueden ser pocos y muy puntuales. El GLP y el gas natural compiten en el sector del uso no energético en el cual, el GLP tuvo una participación importante durante el período de 1994 a 2011. Por último, existe complementariedad en la atención a otros sectores (Sectores residencial, comercial y agro) al igual que una parte del sector industrial en donde no se puede atender estos mercados debido a que no se encuentran al alcance de las redes de gas natural y el mismo es atendido con GLP.

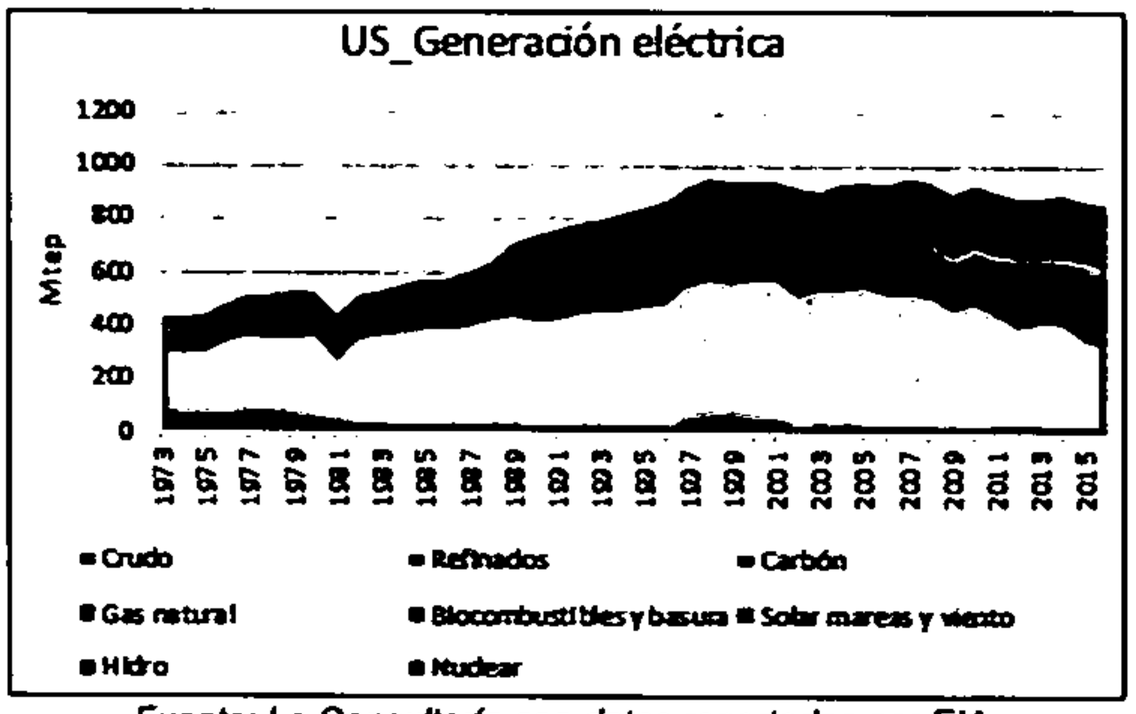
2.2.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial.

La evolución de los diversos sectores productivos en Estados Unidos permitió analizar la variación en su consumo energético para identificar el nivel de transición del país. A continuación, se desarrolla el análisis de los diferentes sectores.

2.2.6.1 Generación eléctrica.

La generación eléctrica presentó cambios en Estados Unidos durante el período de análisis pasando de 448 MTEP en 1975 a 868 MTEP en 2016.

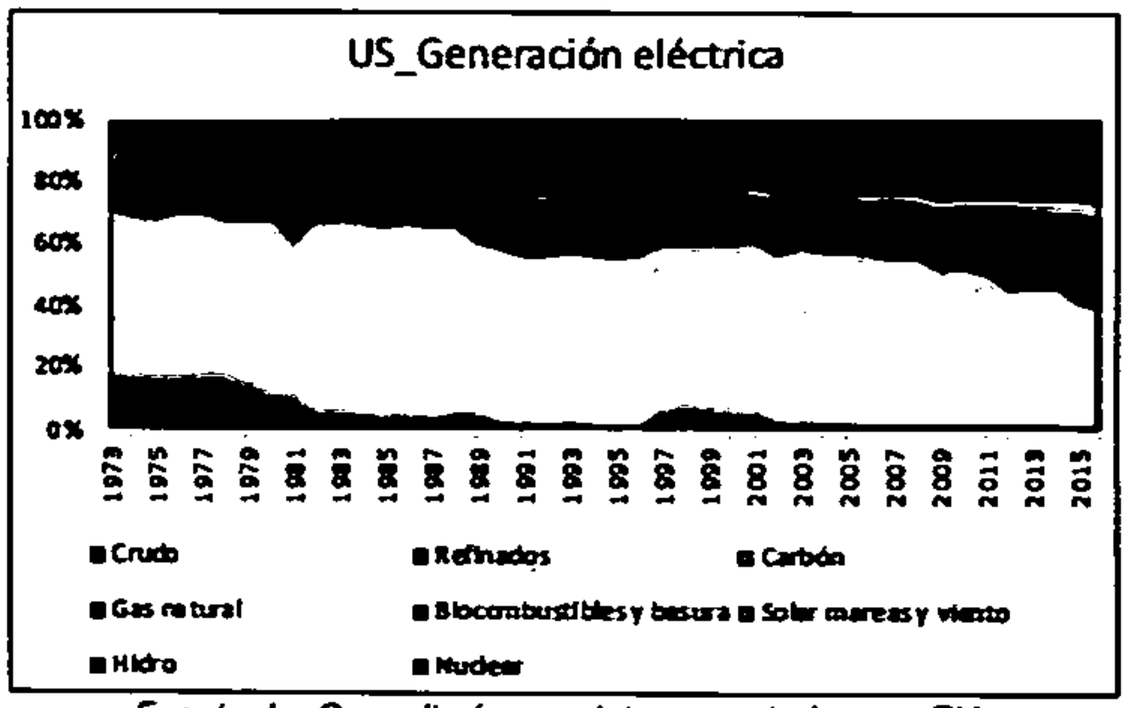
Figura 76: Evolución de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

En la generación eléctrica, Estados Unidos ha tenido como base el carbón, que en los 70's tenía una participación del 50% de la demanda. Entre los 80's y 90's llegó a representar casi el 60% de la energía demandada para generación, pero posteriormente, esta participación se ha reducido a cerca del 35%. En los años 70's, se empleaba un 16% de refinados, pero fueron desapareciendo como fuente de generación. Por su parte, el gas natural pasó del 19% en los 70's a cerca del 30% de participación en 2016. Similarmente, la energía nuclear incrementó su participación del 10% al 25% para el mismo periodo.

Figura 77: Participación de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



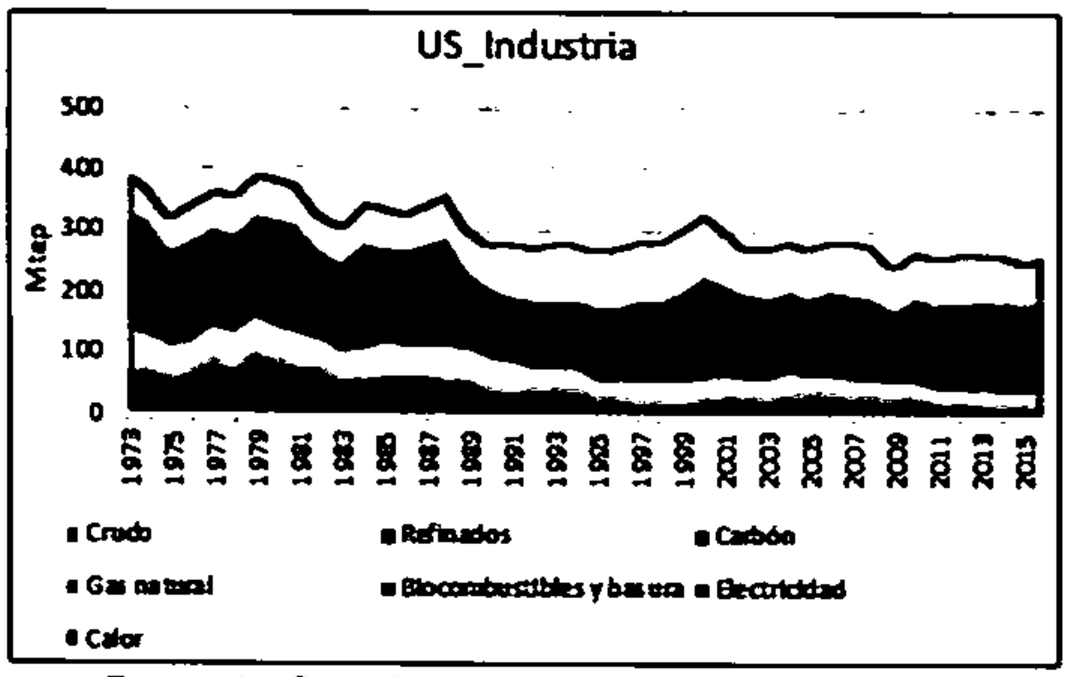
Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

En cuanto a las energías renovables, la contribución de la hidroenergía se mantuvo estable a lo largo del período, fortaleciéndose la Geotermia y apareciendo otras fuentes de energía, como: solar, eólica y biomasa, incrementando la contribución de 5,8% al 7,8% durante el período de analizado.

2.2.6.2 Industria.

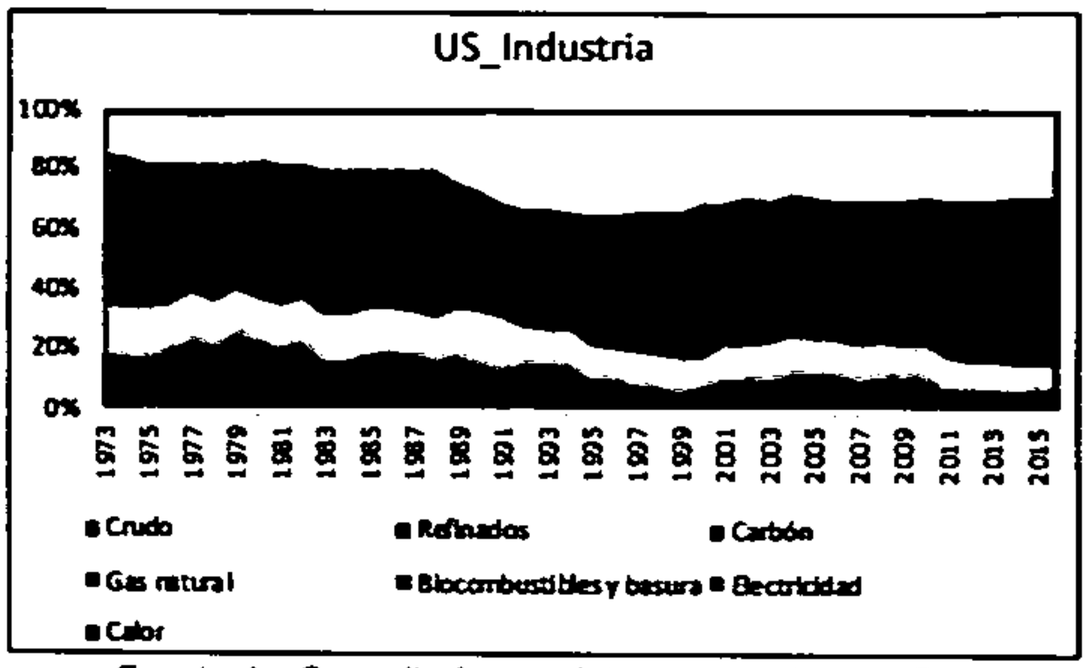
En la industria, la demanda de energía presentó una tendencia de decrecimiento a lo largo del período, encontrándose en 2016 en casi el 80% de la demanda de 1975, si bien desde los 90´s se ha estabilizado su consumo a un nivel inferior a los 270 MTEP.

Figura 78: Demanda de energéticos del sector industria en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

Figura 79: Participación de la demanda de energéticos del sector industrial en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



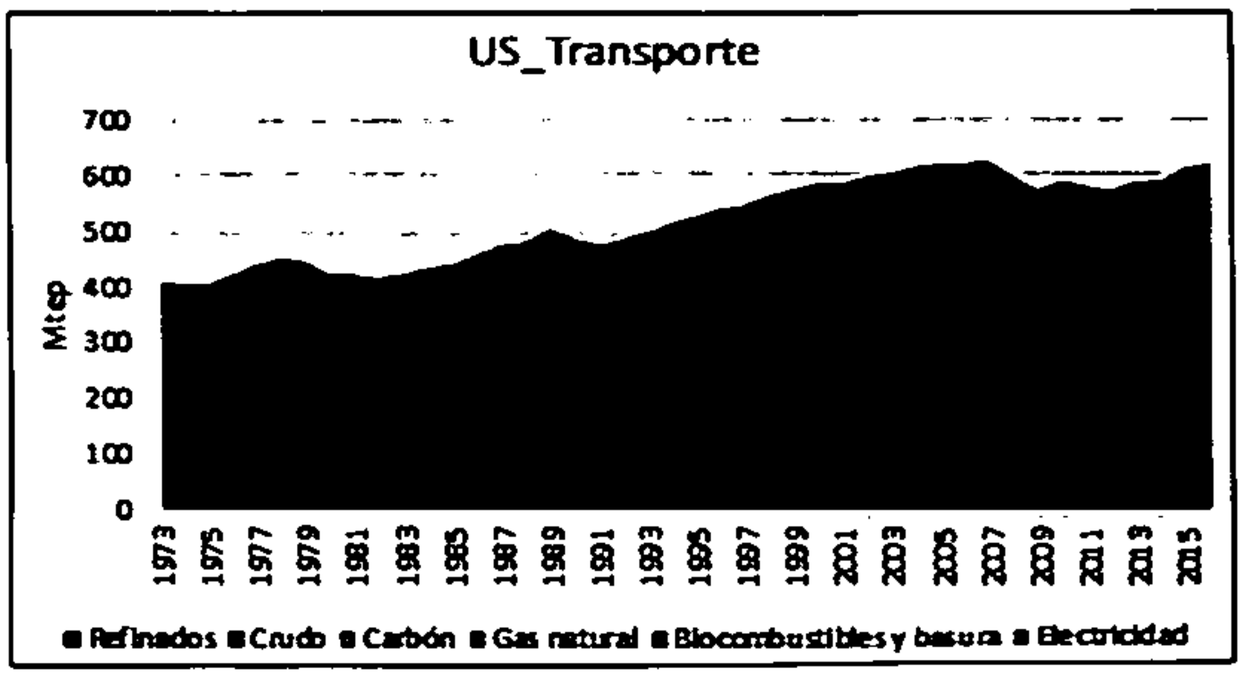
Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

Las figuras anteriores, ilustran el proceso de transición energética que se ha experimentado, donde se ha reducido el consumo de combustibles contaminantes como el carbón y los refinados de un 17% y 15% en 1975 a un 7,6% y 6,5% respectivamente en 2016. Esta reducción ha favorecido al gas natural y la electricidad que pasaron del 42% y 12% en 1975 al 46% y 2% en 2016 respectivamente. Por su parte, la biomasa incrementó su participación del 8% al 11% el mismo período.

2.2.6.3 Transporte.

El consumo energético correspondiente al sector transporte en los Estados Unidos es 2,3 veces mayor que la industria, llegando a 622 MTEP en 2016.

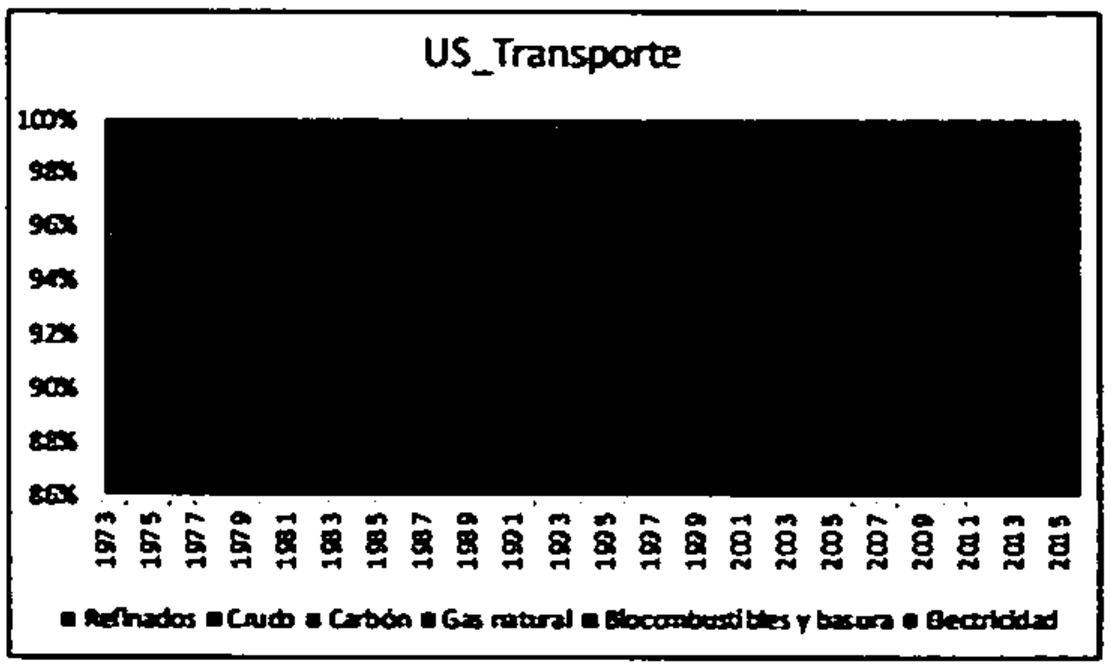
Figura 80: Evolución de demanda de energéticos del sector transporte en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

Al observar la evolución de la demanda energética en el sector transporte entre 1973 y 2016, se encontró que se utilizó intensivamente los refinados con una alta participación de cerca del 90%. Por su parte, el gas natural tuvo un pequeño aporte de entre 2 y 4% desde los años 70's. Los biocombustibles iniciaron con más intensidad desde 2008, llegando a superar el 6% de la oferta. El uso de la electricidad en el transporte no alcanza el 1% para todo el territorio nacional.

Figura 81: Participación en la demanda de energéticos del sector industria en Estados Unidos entre 1973 y 2016.

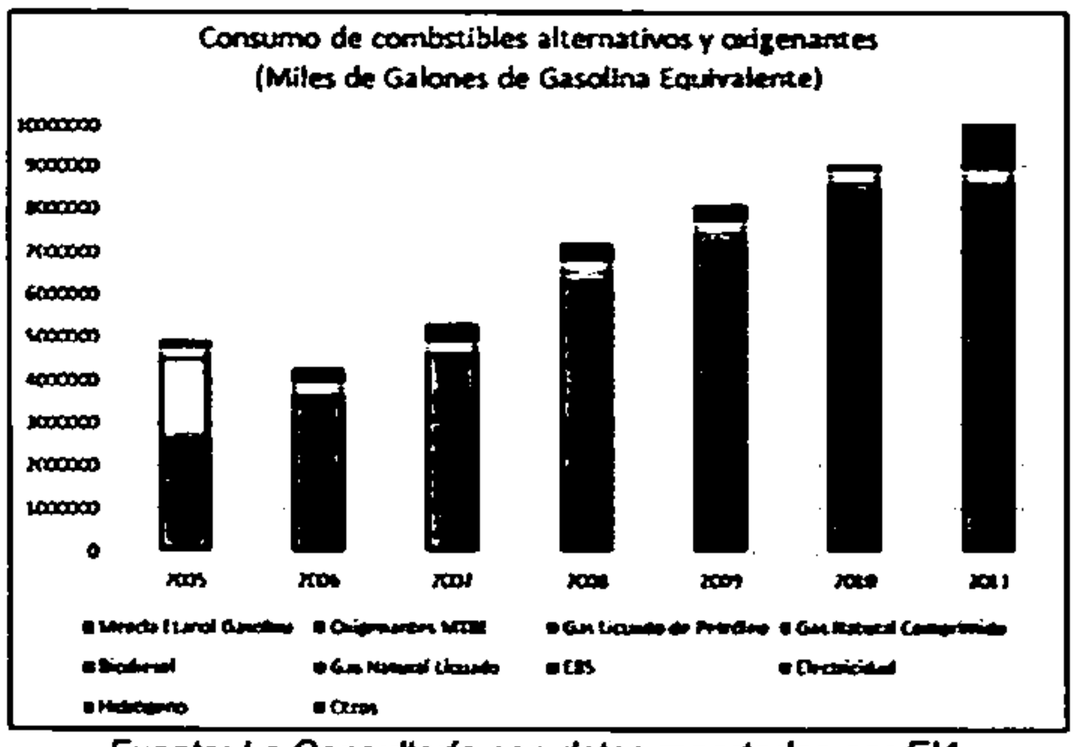


Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

Cuando se revisa la participación, es claro que la domina los refinados con más del 95% desde inicio del período hasta 2006, para luego iniciar una reducción en su participación y ceder espacio a los biocombustibles que han venido en aumento hasta el 2016.

De acuerdo con la *Figura 82*, se observa que el principal combustible utilizado desde 2005 es la mezcla de etanol con gasolina. Adicionalmente, para el 2005 los biocombustibles iniciaron con una pequeña participación, la cual ha venido tomando fuerza, evidenciando a partir del 2011 un comportamiento creciente.

Figura 82: Consumo de combustibles alternativos y oxidantes.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

Para analizar el consumo energético del sector transporte en los Estados Unidos, es importante identificar la tipología de vehículos, así como la fuente de energía que se empleó para la movilidad de estos.

Tabla 13: Consumo de energía del transporte terrestre por modalidad y tipo de combustible en el 2017 (Trillones de BTU).

	Gasolina	Diesel	Gas Licuado de Petroleo	Jet Fuel	Residual fuel oil	Gas Natural	Electricidad	Total
TRANSPORTE TERRESTRE	15343,4	5947,2	70,1			21,9	3,7	21388,3
Vehiculos livianos	14733,1	414,1	49,5	-	-	-	3,4	15200,1
Carros	6754,8	38,3	-	-	-	-	3,4	6796,5
Camiones Pequeños	7922,3	375,8	49,5	-	-	-	-	8347,6
Motocicletas	56	-	-	-	-	-	-	56
Buses	8,9	170,9	0,7	-	-	21,9	0,3	202,7
Buses de tránsito	1,1	57,4	0,7	-	-	21,9	0,3	81,5
Intermunicipales	-	35,1	-	-	-	-	-	35,1
Escolares	7,8	78,3	-	-	-	-	-	86,1
Camiones Medianos	601,3	5362,3	20	-	-	-	-	5983,6
Camiones clase 3-6	553,2	750,7	19,8	-	-	-	-	1323,7
Camiones Clase 7-8	48,1	4611,5	0,2	-	-	-	-	4659,9

Fuente: (Oak Ridge National Laboratory National Transportation Research Center, 2018).

Lo anterior, corrobora cómo la demanda de gas natural en los Estados Unidos para el sector transporte es mínima con respecto a los demás combustibles utilizados actualmente, esta demanda sólo está alrededor del 1% siendo empleado en una porción de los buses de tránsito.

En contraste con la demanda del gas, el uso de biocombustibles ha tenido un gran crecimiento en el sector transporte en los Estados Unidos superior al 900 por ciento de 2000 a 2016, lo que se puede atribuir a los requisitos del Estándar Federal de Combustibles Renovables (RFS). Promulgada como parte de la Ley de Política Energética de 2005 y extendida por la Ley de Independencia y Seguridad Energética de 2007, la RFS requiere la introducción de cantidades crecientes de energía renovable, en energía en gasolina y diésel cada año, llegando a 36 billones de galones para 2022. Se requiere que al menos 16 mil millones de galones sean etanol celulósico, y no más de 15 mil millones de galones pueden ser etanol producido a partir de almidón de maíz. En el año 2014, los Estados Unidos consumieron casi 13,5 mil millones de galones de etanol combustible y 1,4 mil millones de galones de biodiesel. Por lo tanto, ya se encuentran cerca de la meta del etanol, pero no tanto en términos de biodiesel. Los vehículos consumieron más de 39 mil millones de galones de diésel en 2015 en comparación con los 33 mil millones de galones en el año 2000.

Las ofertas de vehículos diésel, incluidas las nuevas tecnologías limpias y diésel, están llegando al mercado, y estos vehículos ofrecen más eficiencia de combustible que los motores de gasolina de tamaño similar. El combustible diésel puede proporcionar hasta un 15% más de energía que la cantidad equivalente de gasolina. Estos vehículos son un pequeño porcentaje de la flota de vehículos motorizados de la Nación, en su mayoría camiones medianos y pesados. En 2015, se estima que existían 1,74 millones de vehículos diésel de servicio ligero de inyección directa (TDI)

turboalimentados en los Estados Unidos de los 210,2 millones de automóviles convencionales y camiones de servicio liviano. Los vehículos de combustible flexible (FFV) pueden usar con seguridad mezclas de hasta 85 por ciento de etanol (E85) con gasolina. Los FFV representaron el 75,7 por ciento de los casi 19,7 millones de vehículos de combustible alternativo que operan en las carreteras de los Estados Unidos en 2015. Sin embargo, la mayoría de los FFV en carretera fueron alimentados sólo con gasolina o mezclas de gasolina E10. Hasta 2016, los fabricantes de automóviles podrían obtener créditos adicionales para cumplir con los estándares de CAFE mediante la fabricación y venta de FFV. Las ventas futuras de FFV son inciertas porque los créditos se eliminarán en gran medida a menos que el uso real de E85 aumente sustancialmente. En conjunto, los vehículos de gas licuado de petróleo/propano y gas natural comprimido/licuado representaron aproximadamente el 4,5% de los vehículos de combustible alternativo en uso en el año 2015. (United States Department of Transportation , 2017)

El transporte no terrestre en los Estados Unidos demanda alrededor del 20% de la energía invertida en el sector transporte, siendo el transporte aéreo el que se consume cerca de la mitad de la energía en este tipo. Es por ello, que el Jet Fuel toma gran protagonismo en la canasta energética nacional ocupando cerca del 10% del consumo energético nacional.

Tabla 14: Consumo de energía del transporte aéreo, fluvial y ferroviario por modalidad y tipo de combustible en el 2017 (Trillones de BTU).

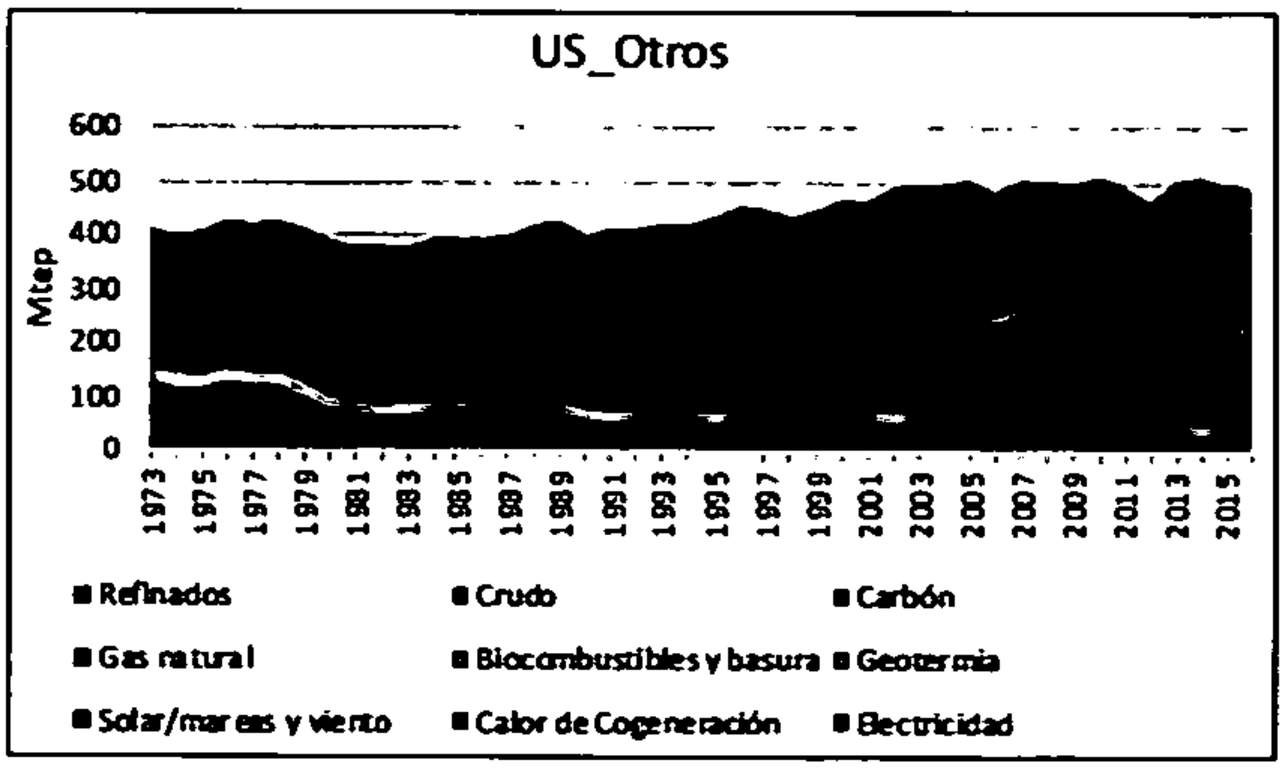
	Gasolina	Diesel	Gas Licuado de Petroleo	Jet Fuel	Residual fuel oil	Gas Natural	Electricidad	Total
TRANSPORTE NO TERRESTRE	214,6	927,3		2095,6	464,6	688,9	104,2	4493,2
Aereo	22	-	-	2095,6	-	-	-	2117,7
Aviación General	22	-	-	186,9	-	-	-	208,9
Aviación de carga nacional	-	-	-	1475,4	-	-	-	1475,4
Aviación de carga internacional	-	-	-	433,4	-	-	-	433,4
Fluvial	192,6	388,4	-	-	464,6	-	-	1045,6
Fluvial de Carga		335	-	-	464,6	-	-	799,6
Recreativa	192,6	53,4	-	-	-	-	-	246
Ferroviario	-	538,8	-	-	-	-	24	562,8
Trenes de Carga (clase 1)	-	516,4	-	-	-	-	-	516,4
Tren de Pasajeros	-	22,4	-	-	-	-	24	46,3

Fuente: (Oak Ridge National LaboratoryNational Transportation Research Center, 2018).

2.2.6.4 Otros sectores.

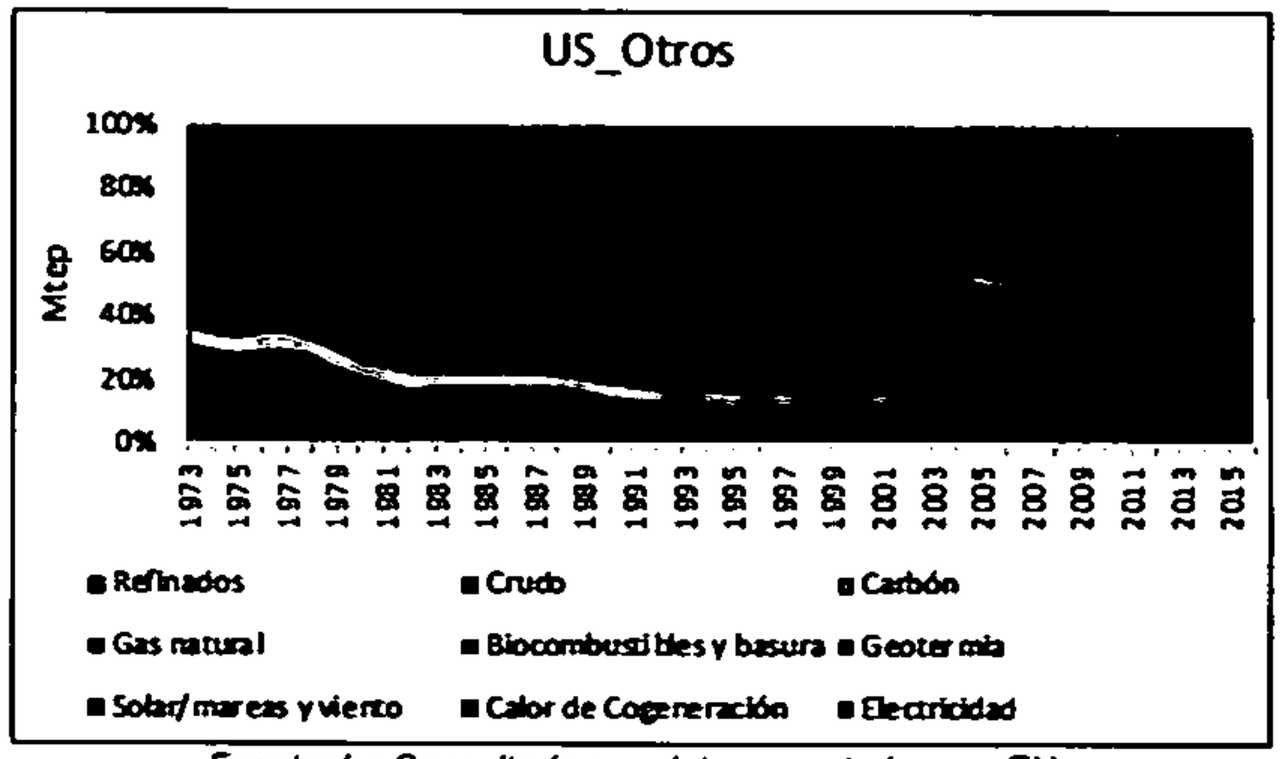
Otros sectores de consumo (residencial, comercial y agropecuario) de energía en Estados Unidos, pasaron de 408 MTEP a 493 MTEP, representando cerca de un 20% de incremento entre 1975 y 2016. Vale la pena destacar el proceso de sustitución gradual de refinados por electricidad, convirtiéndose este último en el energético más consumido con un 52% de participación en 2016 (inició con un 22% en 1975). La sustitución presentó una leve aceleración en el período de finales de los 70's y comienzos de los 80's motivada por choque de precios de petróleo.

Figura 83: Evolución de la demanda de energéticos de Otros sectores en EEUU entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

Figura 84: Participación de la demanda de energéticos de Otros sectores en Estados Unidos entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por EIA.

En el caso del gas natural, también se ha perdido levemente participación al pasar del 42% en 1975 al 36% en 2016.

2.3 JAPÓN.

Japón se encuentra ubicado en una zona joven con habituales movimientos tectónicos, en la confluencia de dos placas tectónicas oceánicas (del Pacífico y Filipinas) y dos continentales (Euroasiática y Norteamericana). Esto ha dado como resultado un relieve físico lleno de ondulaciones, con zonas montañosas y colinas que ocupan aproximadamente tres cuartas partes de su superficie. Las montañas son en general jóvenes y escarpadas, rodeadas de barrancos y valles profundos y estrechos. Sus cadenas montañosas principales se sitúan en el norte (sierra de Ishikari en Hokkaido) y el centro-este de Honshu (Alpes japoneses).

Japón cuenta con una superficie 377.915 km^2 y una población de 126.706 millones de habitantes[54].

Su estructura del Producto Interno Bruto para el 2018 fue:[55]

- Agricultura: 1,1%.
- Sector Industrial: 26,2%.
- Sector Servicios: 72,7%.

Para el 2017, el PIB fue de USD$ 4,87 billones[56].

El análisis del caso de Japón en el contexto de transición, se realizó a partir del cruce de información de diversas fuentes como: la Agencia Internacional de Energía (IEA)[57], la base de datos energética de Naciones Unidas UNDS[58] y reporte del año 2018 de BP[59], con cifras consolidadas a 31 de diciembre de 2017.

Esto permitió elaborar el análisis estadístico para tener una visión del comportamiento energético del país, como complemento de los resultados obtenidos del análisis de políticas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, entre otros.

2.3.1 Matriz energética actual.

La *Figura 85*, muestra la matriz de energética de Japón a 31 de diciembre de 2017, sobre un total de más de 456 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP).

---

54 Ficha país Japón. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/JAPON_FICHA%20PAIS.pdf

55 Idem.

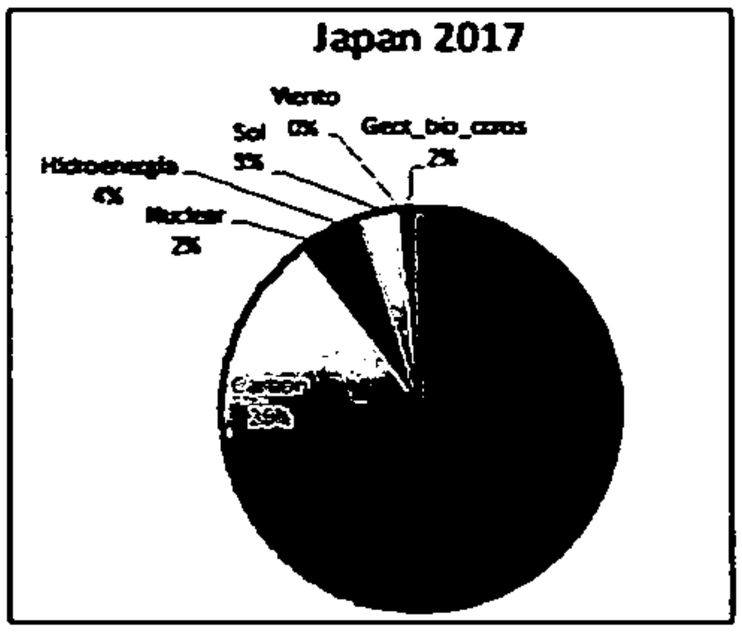
56 PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=JP&view=chart

57 Agencia Internacional de Energía, IEA, https://www.iea.org/Sankey/#?c=Japan&s=Balance

58 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

59 BP Energy outlook 2018 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html

Figura 85: Matriz energética de Japón en 2017.

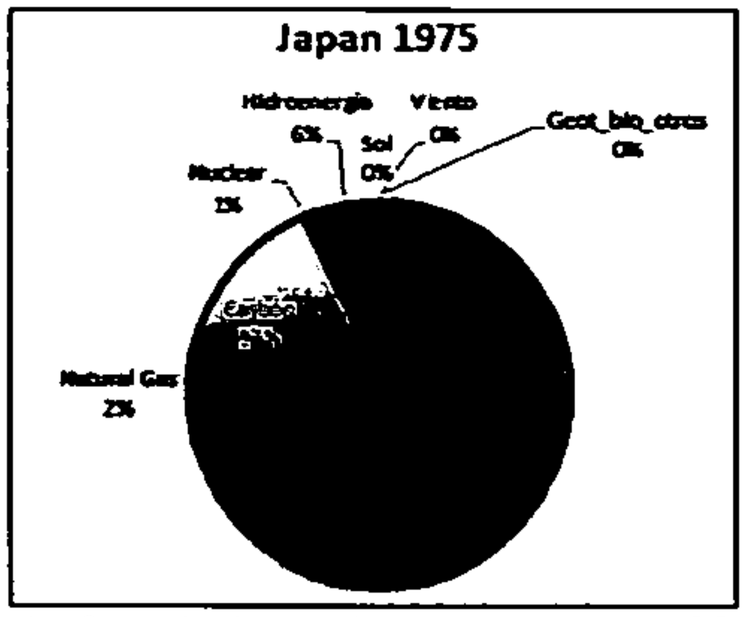


Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP (2018).

El crudo sigue siendo fundamental en el suministro energético con 41% de participación, el cual en su mayoría es importado. Le sigue el carbón, que representa el 26% y el gas natural con el 22%. Las alternativas energéticas son representadas por las energías renovables con cerca del 9% y la energía nuclear con el 2%

Al comparar las dos matrices: 1975 (*Figura 86*) Vs 2017 (*Figura 85*), se observa mayor diversificación energética en la matriz de 2017, además de una notable reducción del 33% en la participación del petróleo. Por su parte, el carbón aumentó su participación en casi 1,5 veces, el gas natural multiplicó su participación en casi 11 veces y la energía nuclear cuadruplicó su participación. En el caso de las energías renovables, estas diversificaron su canasta en detrimento de la participación de la hidroenergía que perdió 2 puntos porcentuales. Con respecto al consumo, este se incrementó en 38% entre los años 1975 y 2017, lo que representa un crecimiento promedio anual del 0,7%.

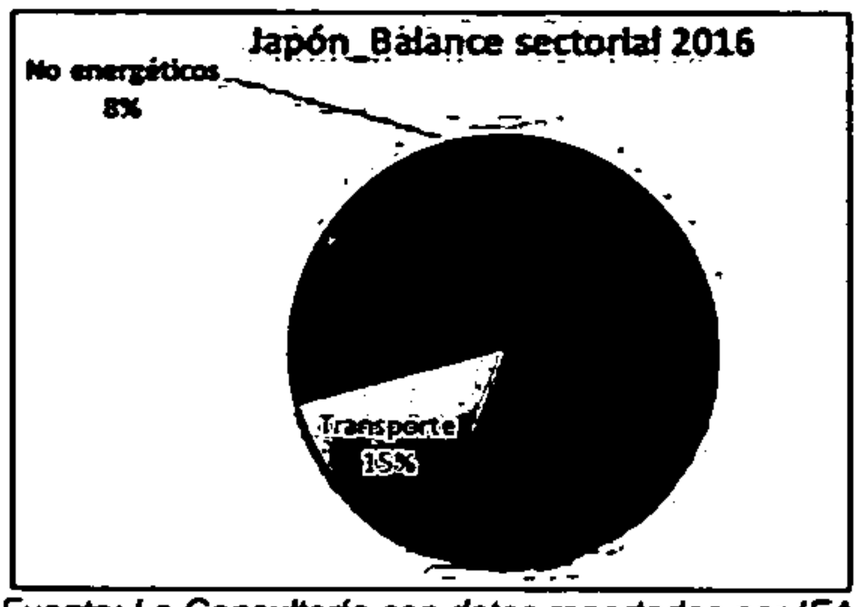
Figura 86: Matriz energética de Japón en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP (2018).

Para la información del consumo sectorial, se tomó como fuente principal la información de la IEA, dividiendo la demanda en los sectores: generación eléctrica, industria, transporte, otros sectores (residencial, comercial, etc.) y la demanda destinada a fines diferentes de la producción de energía (materia prima).

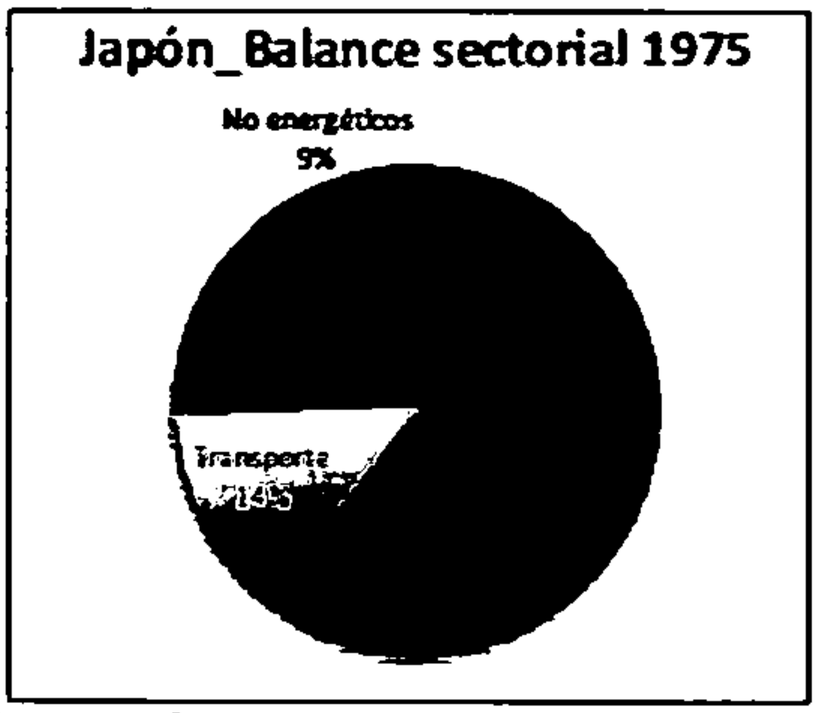
Figura 87: Matriz energética sectorial de Japón en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Los cambios de demanda energética por sectores de consumo en Japón, se observan con más claridad al comparar la distribución de las matrices energéticas sectoriales del país de 2016 (*Figura 87*) vs. 1975 (*Figura 88*). Estas muestran una variación en la distribución de consumos donde: la industria redujo su participación a casi la mitad, otros (residencial y comercial agrupados) ganó casi 4 puntos porcentuales, transporte se incrementó ligeramente (del 14% al 15%) y generación eléctrica pasó del 30% al 39%.

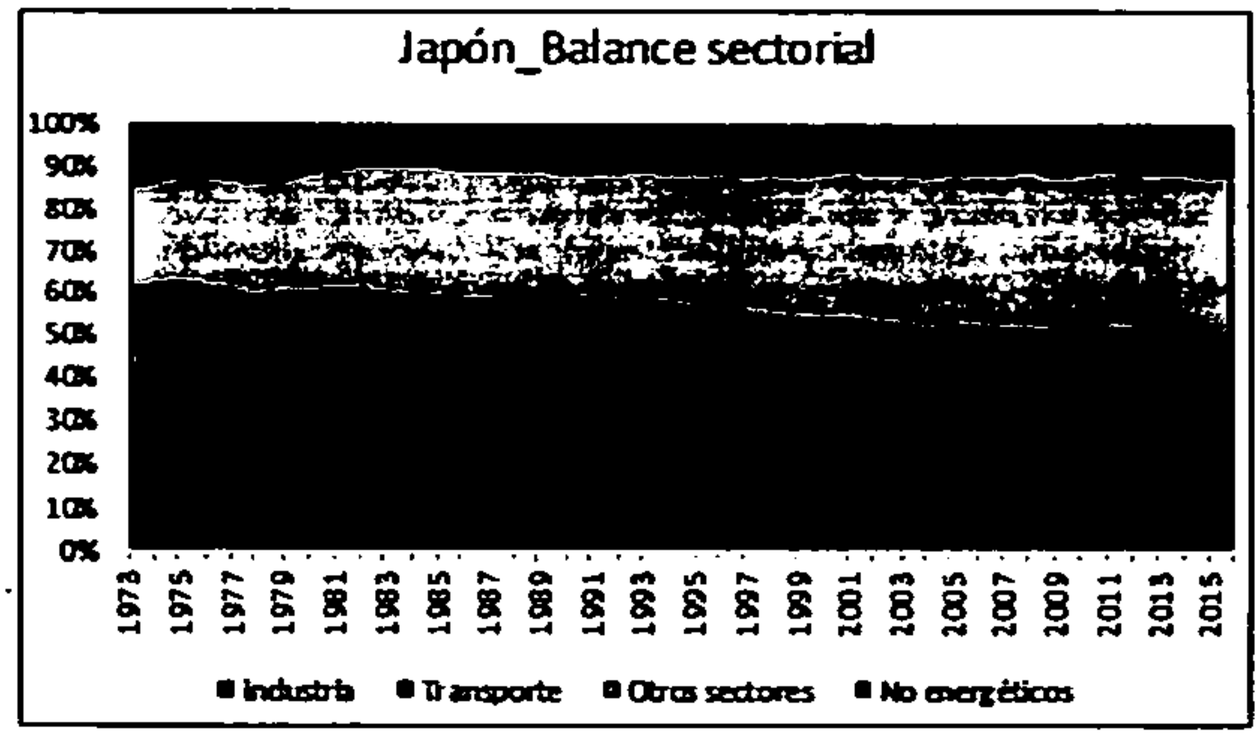
Figura 88: Matriz Energética Sectorial de Japón 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Analizando los sectores finales, se observa que el consumo aumentó de 219 MTEP a 293 MTEP (incremento del 34%) en 41 años, es decir, 0,8% en promedio anual.

Figura 89: Distribución de la Matriz Energética Sectorial de Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Dentro del análisis sectorial, en la *Figura 89*, se observa que la industria perdió participación bajando del 44% en 1973 al 28% en el 2016, el transporte creció levemente pasando del 20% a 24%, usos no energéticos conservó su participación alrededor del 13% y otros (residencial, comercial y agropecuario) creció notablemente pasando del 24% al 35% en el período de estudio.

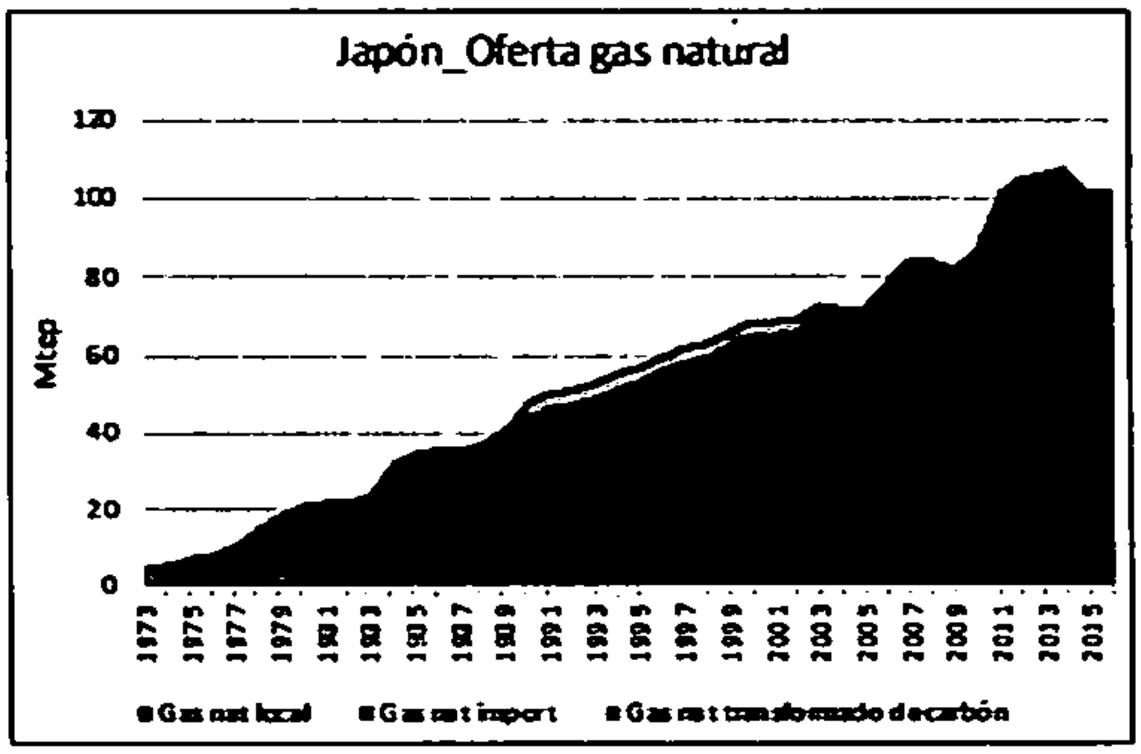
2.3.2 Características y balance de oferta y demanda de gas.

2.3.2.1 Gas Natural.

El análisis del balance de oferta y demanda de gas natural en Japón ha sido realizado considerando tanto la producción local como el producto importado, tomado como fuente el reporte de IEA para el suministro del mercado interno y su uso en los diferentes sectores de consumo.

En cuanto a la oferta de gas natural para Japón (*Figura 90*), vale la pena destacar la existencia de contribución de gas natural proveniente de la transformación de carbón y otras. En el comportamiento general, se observa una evolución creciente comparando el año 1973 con el año 2016, pasando de cerca de 8 MTEP a 103 MTEP.

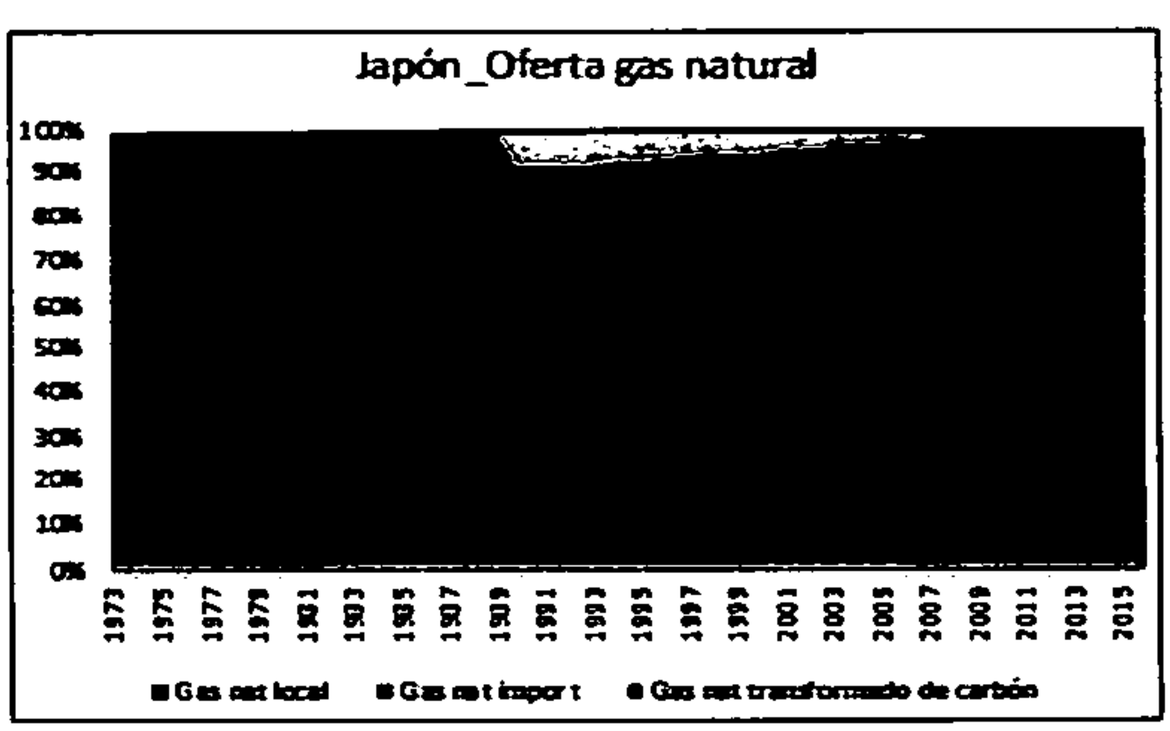
Figura 90: Oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

La tasa promedio de crecimiento en la oferta fue del 6% anual, donde cabe resaltar la disminución en la participación del suministro de gas natural local vs importado (*Figura 91)*. En los 70's, la oferta local se mantuvo entre 20-30% del total suministrado, pero se redujo rápidamente hasta llegar a representar solo el 3% del total en 2016. Este gas local incluye un porcentaje suministrado a partir de procesos de transformación de otros combustibles como carbón, el cual se observa en la *Figura 91*, haciendo aparición a finales de los 80's y llegando a representar el 10% de la oferta total en los comienzos de los 90's.

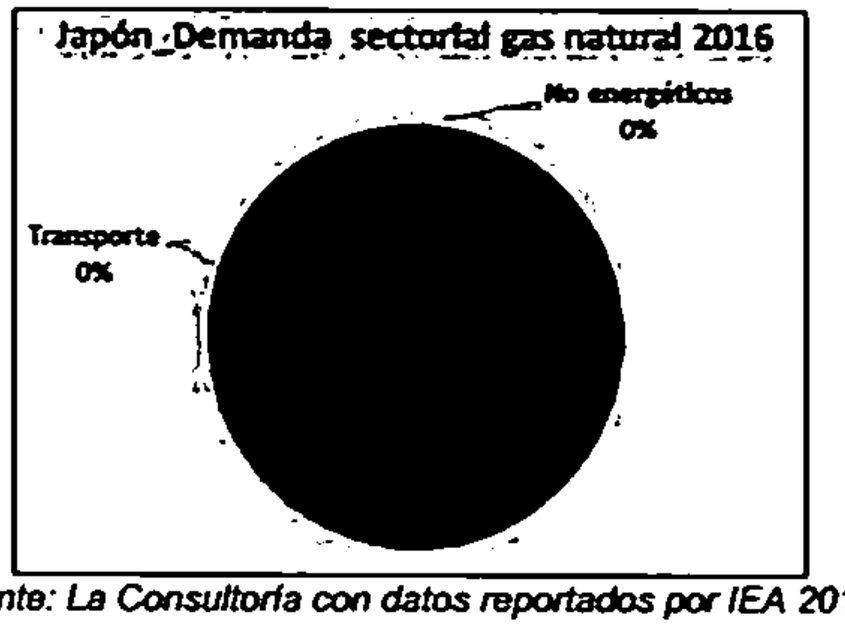
Figura 91: Participación de la oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Con respecto a la demanda sectorial para 2016, en la *Figura 92*, se observa la participación que el mayor consumidor es el sector generación eléctrica un 70%, seguido de otros sectores (residencial, comercial y otros) con 20% y finalmente el sector industria con 10%.

Figura 92: Demanda sectorial de gas natural de Japón en 2016.

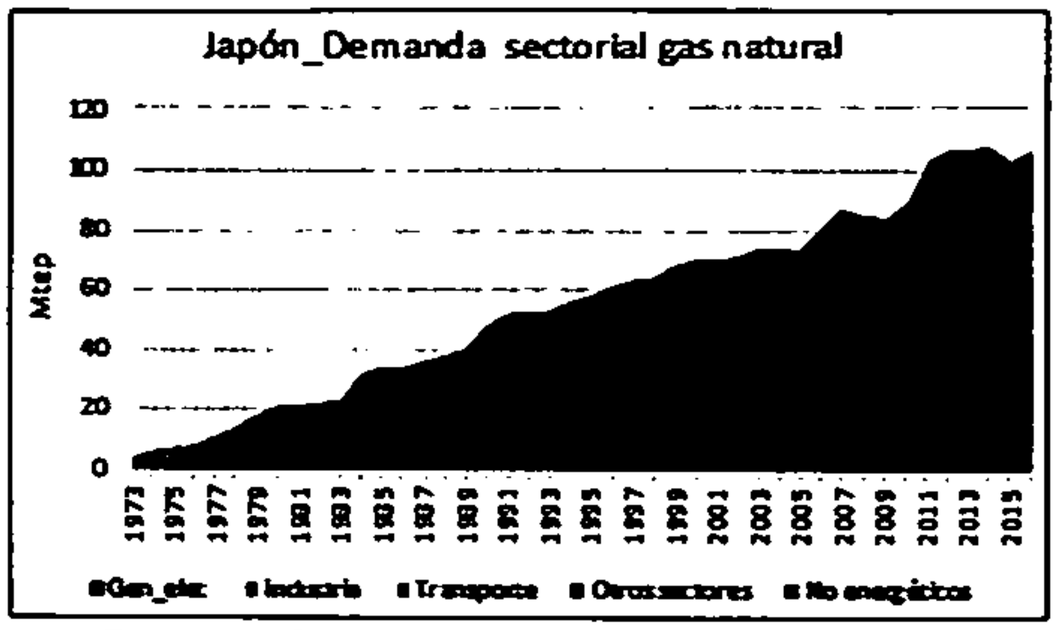


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Analizando la demanda sectorial a través del tiempo, se observa en la *Figura 94* el amplio crecimiento del sector generación eléctrica durante los 70's, incrementando su participación en más de 30 puntos porcentuales y manteniendo un comportamiento estable a lo largo del período de observación alrededor del 70%. La industria perdió participación en favor de la generación eléctrica durante los 70's, ubicándose entre el 10% y 15%. Finalmente, el sector otros, mantuvo su participación alrededor del 21% a lo largo del período.

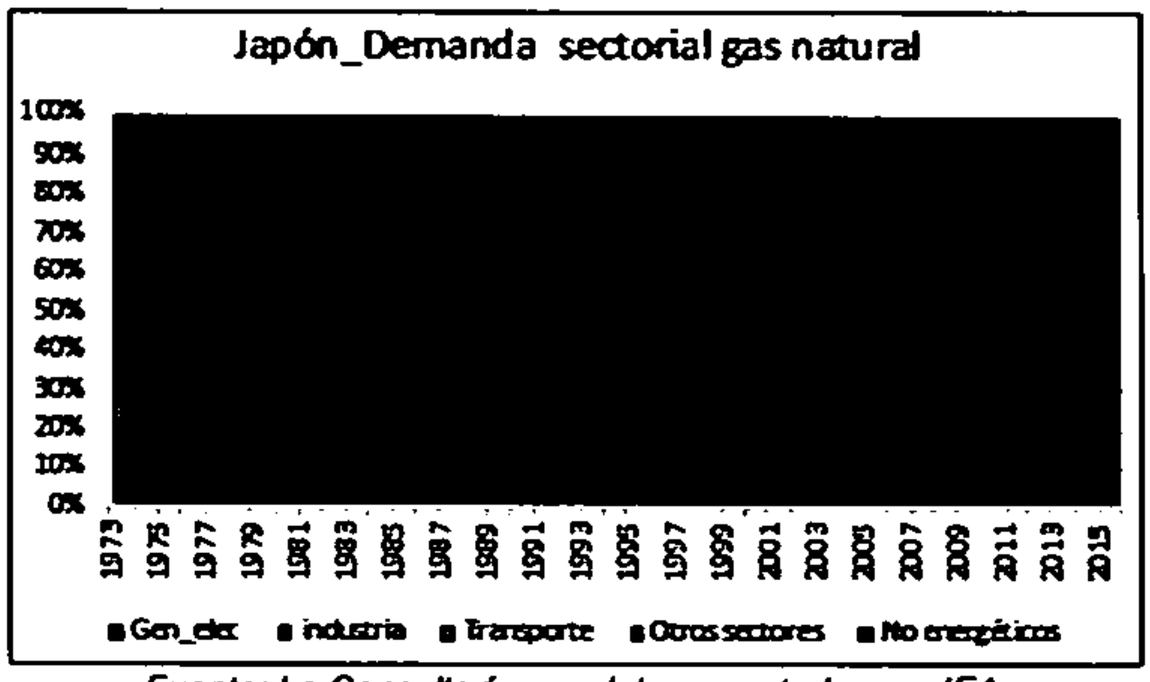
Por otra parte, el sector transporte hizo aparición con una mínima participación desde 2003, la cual ha llegado a alcanzar un pequeño consumo de 0,1 MTEP. (Ver *Figura 93).*

Figura 93: Evolución de la demanda sectorial de gas natural de Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 94: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Japón entre1973 y 2016.

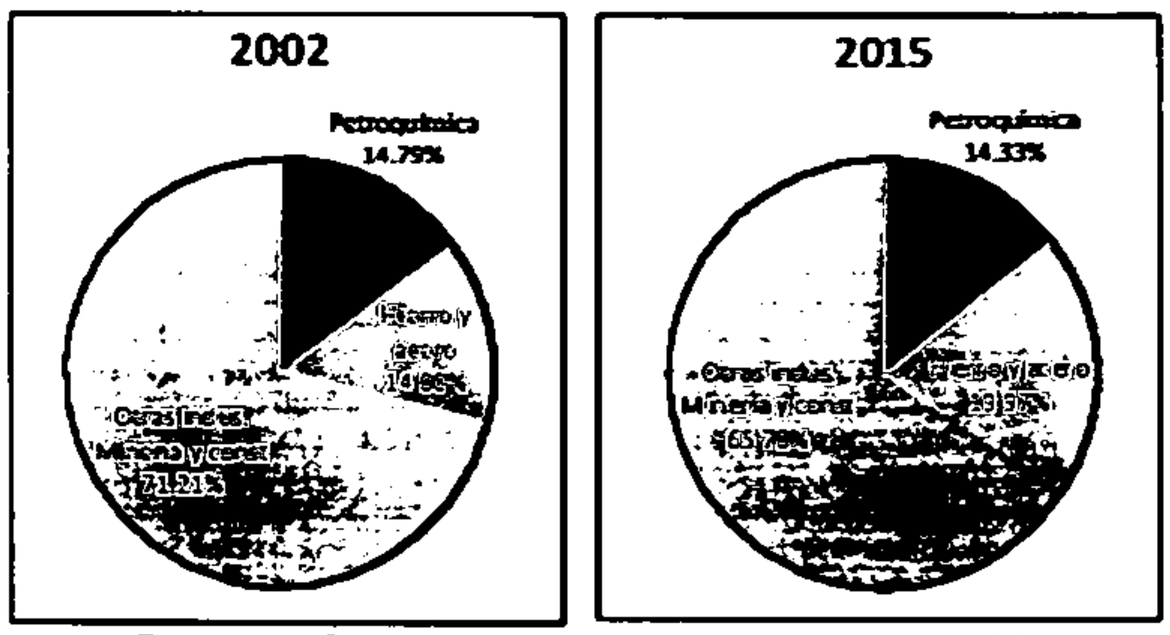


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Como complemento del análisis realizado con la información de la IEA, se procedió a trabajar con la base de datos energética de Naciones Unidas[60] para tener mayor nivel de detalle de los sectores y los resultados de este análisis se presentan a continuación:

Para el sector industria, la *Figura 95* presenta la información de los años 2002 y 2015. En esta figura se observa que: el sector petroquímico mantuvo su demanda (14%), el sector hierro y acero incrementó se participación en casi 6 puntos porcentuales y en los demás sectores industriales se redujo la participación del 71% al 66%.

Figura 95: Participación de la demanda industrial de gas natural de Japón en 2002 y 2015.



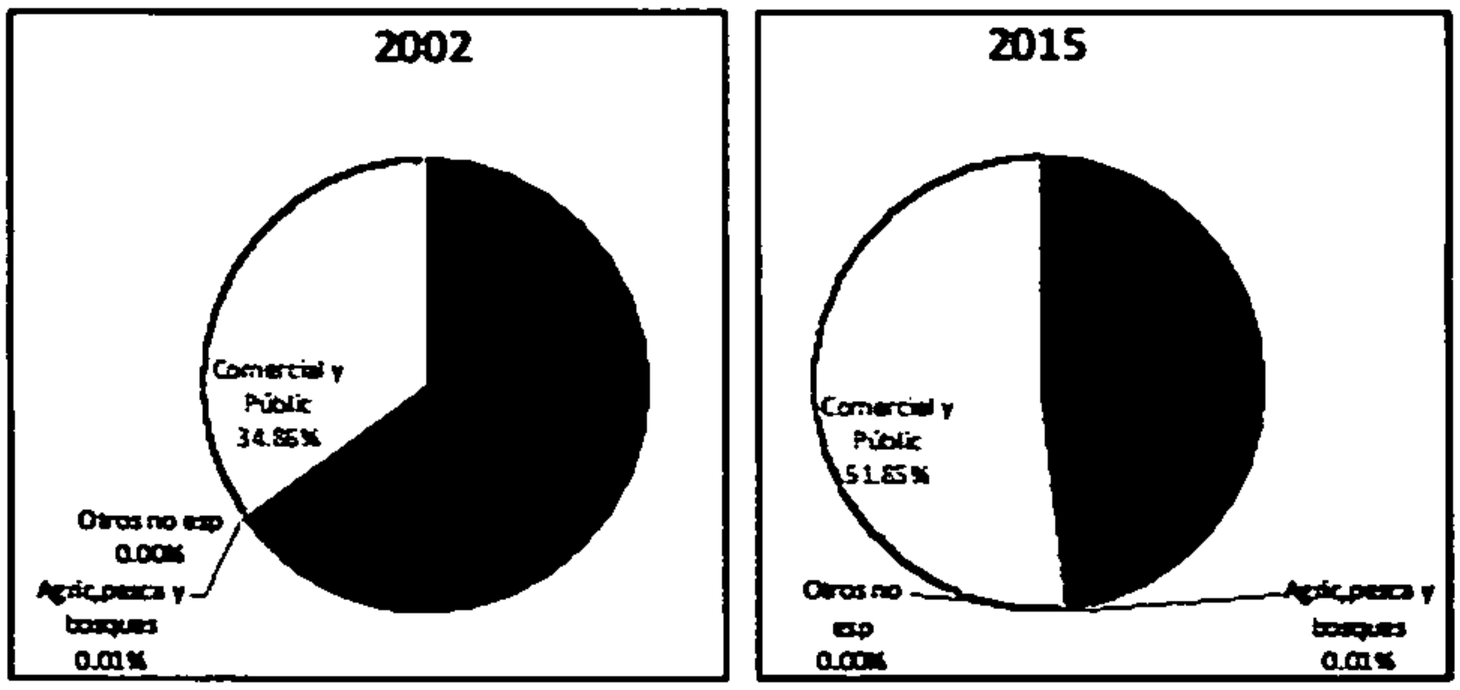
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

60 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

En otros sectores industriales, se tiene información de 2015 donde se señala que el mayor consumo lo tiene la industria de alimentos y tabaco con 25%, seguido de maquinaria con 22%, industria no especificada con 16%, minerales no metálicos con 12%, textiles y cueros con 7,7%, pulpa y papel con 7,5%, equipos de transporte con 4% y minería con 1,38%.

La *Figura 96* muestra la participación del sector Otros donde el subsector comercial y público aumentó del 35% al 52% y consecuentemente, la participación de los hogares se redujo del 65% al 48%.

Figura 96: Participación de la demanda de Otros sectores de gas natural en Japón en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Finalmente, al comparar oferta local y demanda de gas natural, la demanda superó el 90% de la oferta. Es de resaltar, que Japón no tiene una industria petrolera significativa y la mayor parte del suministro de gas natural, proviene de importaciones.

2.3.2.2 Gas licuado del petróleo.

De acuerdo con Statistical review of global LPG 2016[61], WLPGA y Argus media, Japón se encuentra entre los cinco mayores consumidores de GLP, con cerca de 16 millones de toneladas de GLP en 2016.

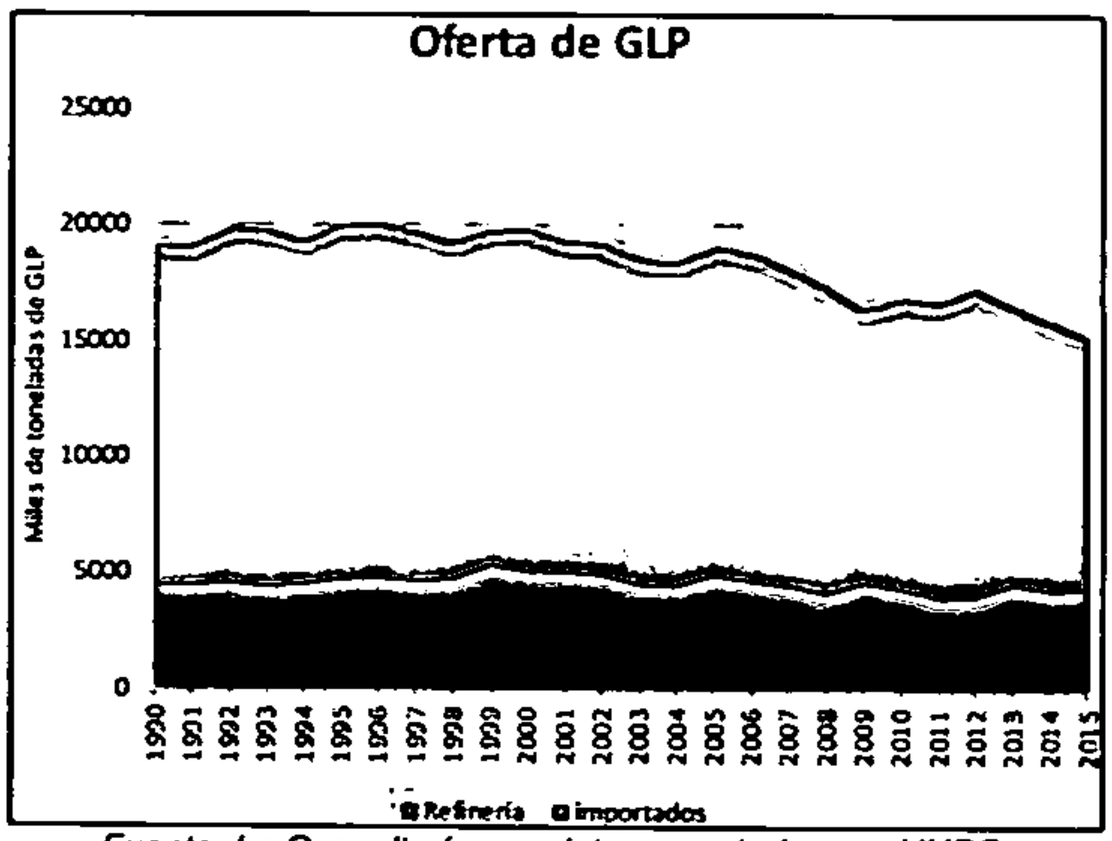
Si bien Japón es uno de los mayores consumidores, no es uno de los mayores productores y el suministro del país se realiza principalmente mediante importación (75% de la demanda). El componente local se obtenido en refinerías con una producción por debajo de los 5 millones de

---

[61] Ver publicaciones de WLPGA a la fecha de elaboración el más actualizado fue: https://www.wlpga.org/publication/statistical-review-global-lpg-2017/

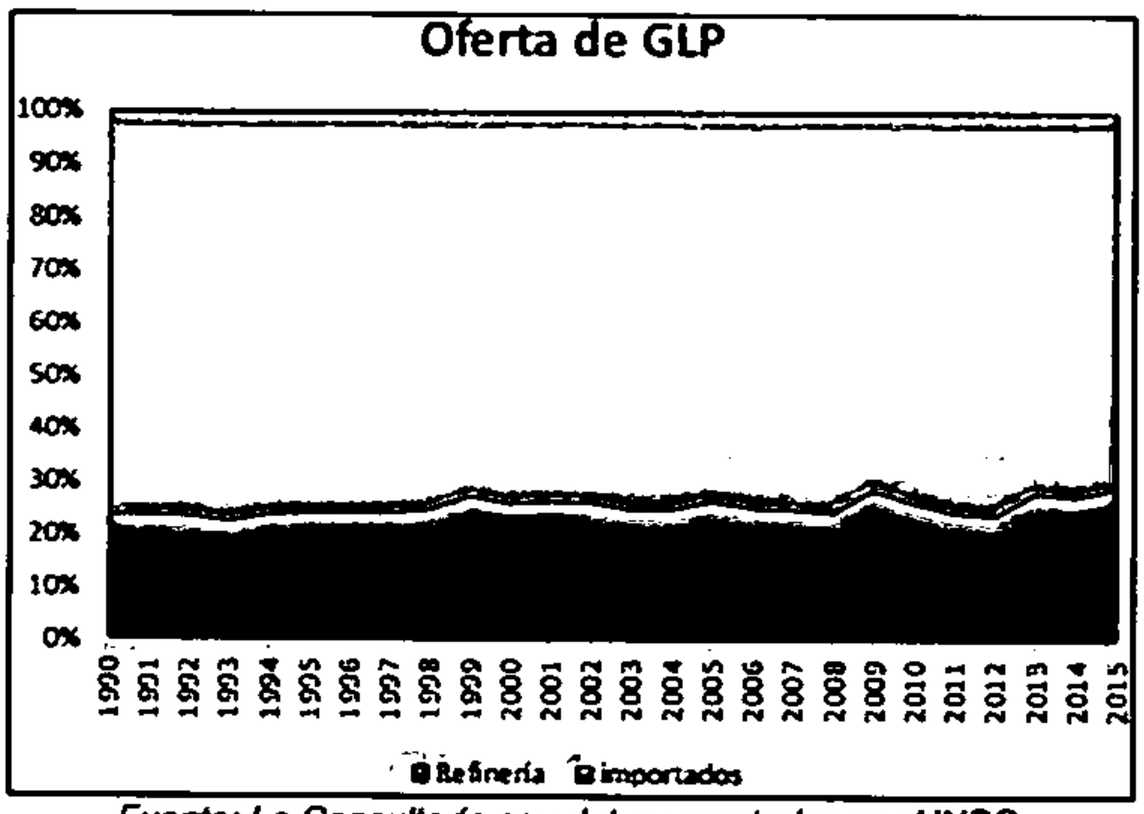
toneladas de GLP. Con relación a la importación de GLP, esta ha venido decreciendo desde principios de este siglo, la información de la base de datos energética de Naciones Unidas.

Figura 97: Oferta de GLP en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

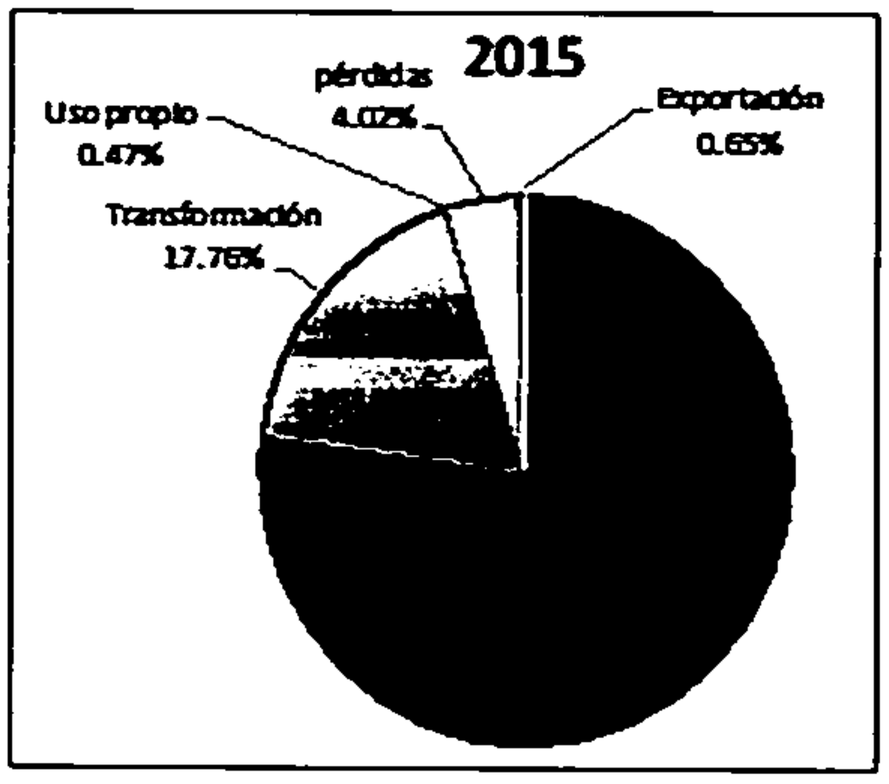
Figura 98: Participación en la oferta de GLP en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En cuanto a la demanda de GLP, la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS[62] maneja el período de 1990 a 2015 y clasifica la información de consumos en: consumos finales transformación, uso propio, pérdidas y exportación. En la *Figura 99*, se muestra la demanda en 2015 y en la *Figura 100* la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

Figura 99: Demanda de GLP en Japón en 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Observando la demanda en 2015, se identifica que la mayor parte de esta la tenían los sectores de consumo finales con cerca del 77%, seguidos de la transformación[63] con 18%.

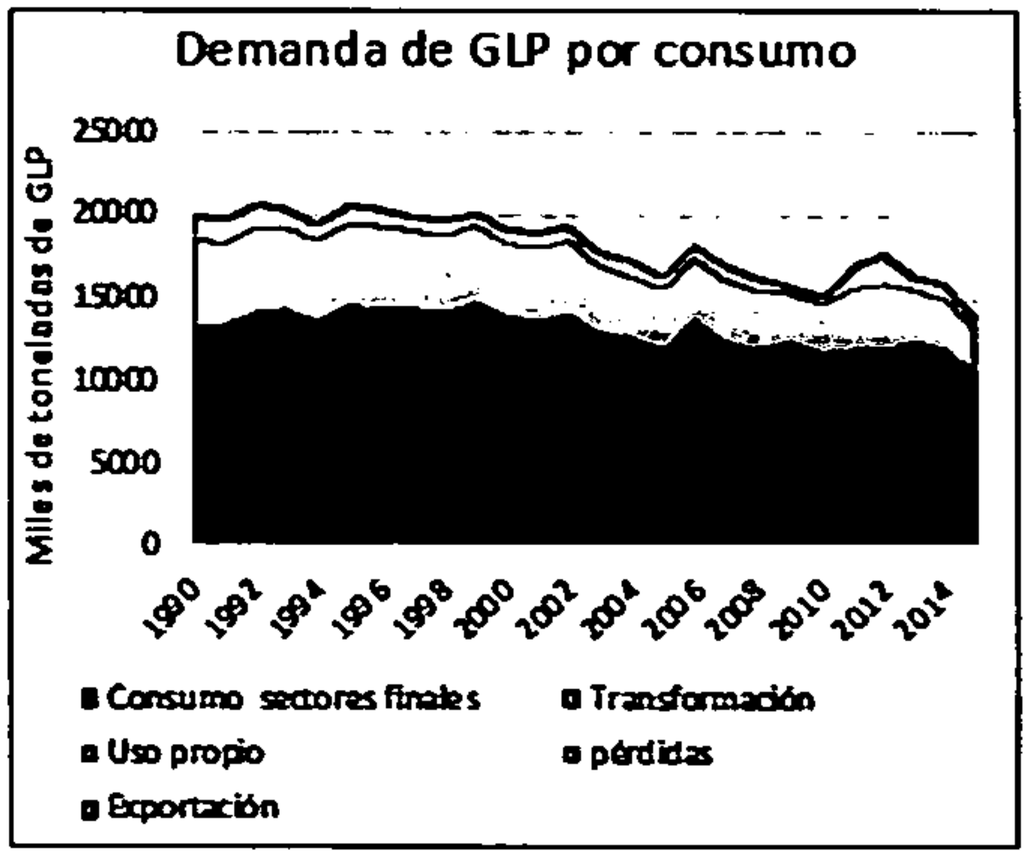
Analizando la evolución de la demanda de GLP, se observa que tiende a reducirse desde principios de siglo, tanto en el sector transformación como en los sectores de consumo finales.

---

[62] Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, GLP http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aLP

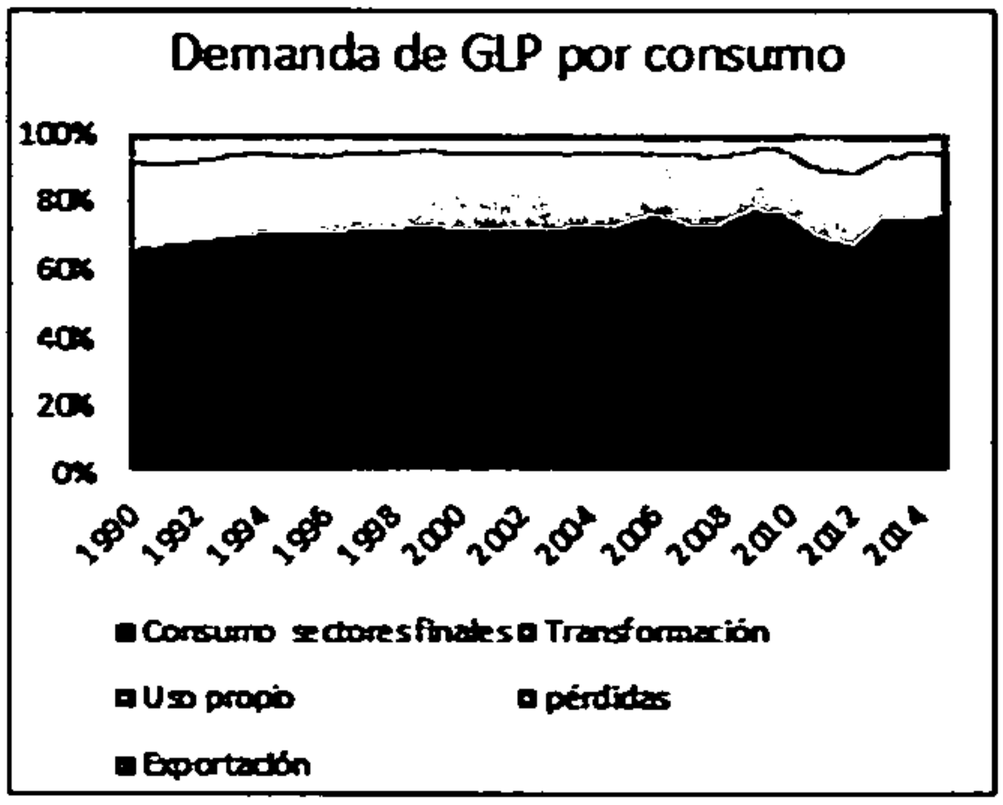
[63] *Transformación:* Describe los procesos que convierten un producto energético en otro producto energético que, en general, es más adecuado para usos específicos. Ocurre cuando parte o todo el contenido de energía de un producto que ingresa a un proceso pasa de este producto a uno o más productos diferentes que salen del proceso (por ejemplo, coquización de carbón a coque, crudo a refinados y gas natural a electricidad).

Figura 100: Demanda de GLP en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

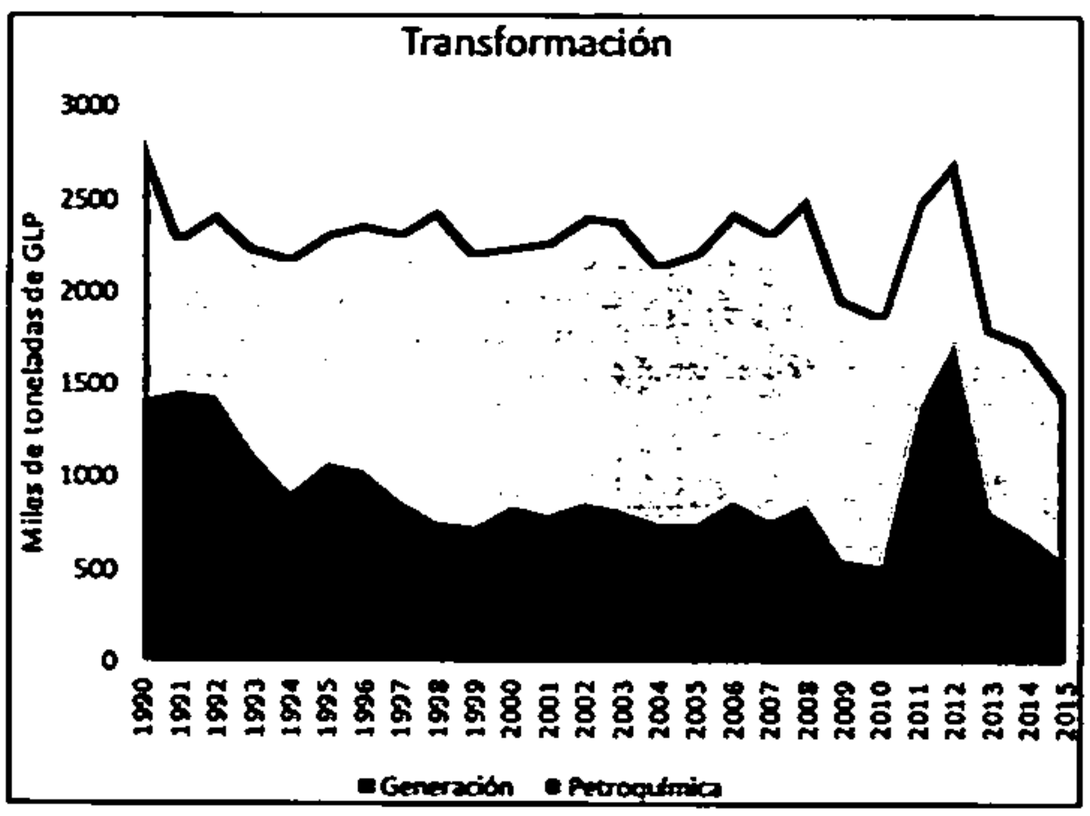
Figura 101: Participación de la demanda de GLP en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

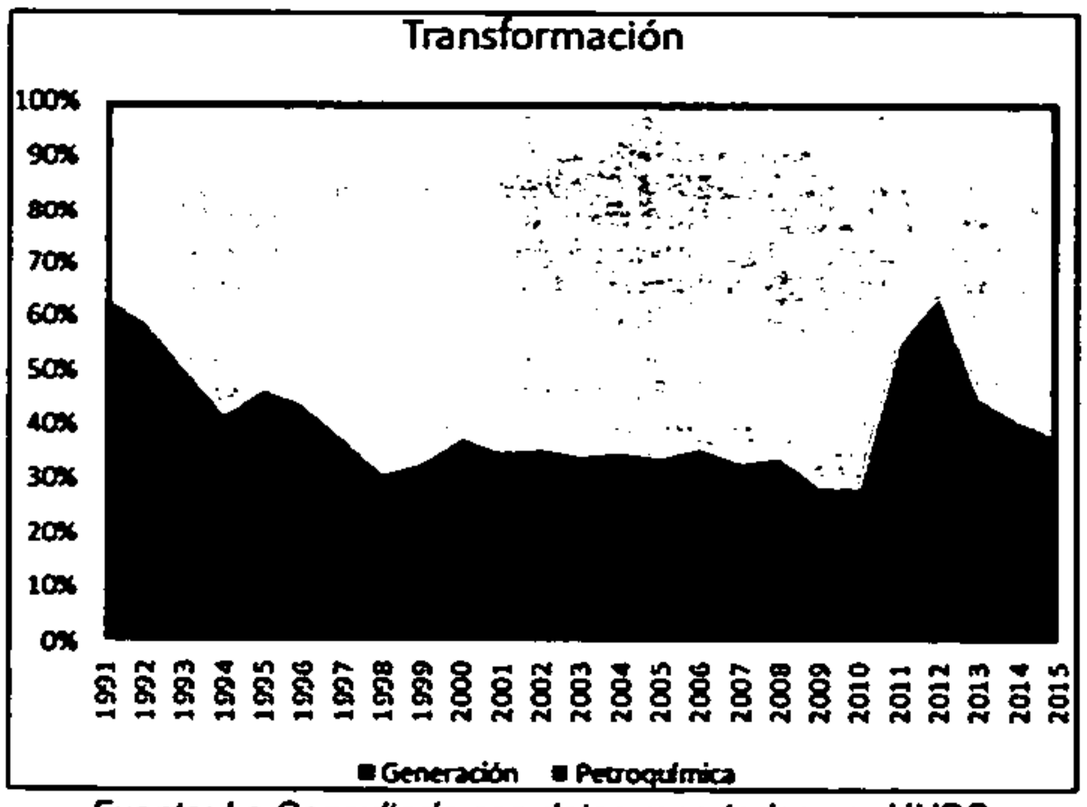
Cabe aclarar que, el GLP reportado en transformación en su mayoría tuvo como destino la industria petroquímica, alcanzando más del 70% de la demanda del subsector, seguido del subsector generación eléctrica, que a principios de los 90's y en 2012 representó el 60% de la demanda.

Figura 102: Demanda de GLP para transformación en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

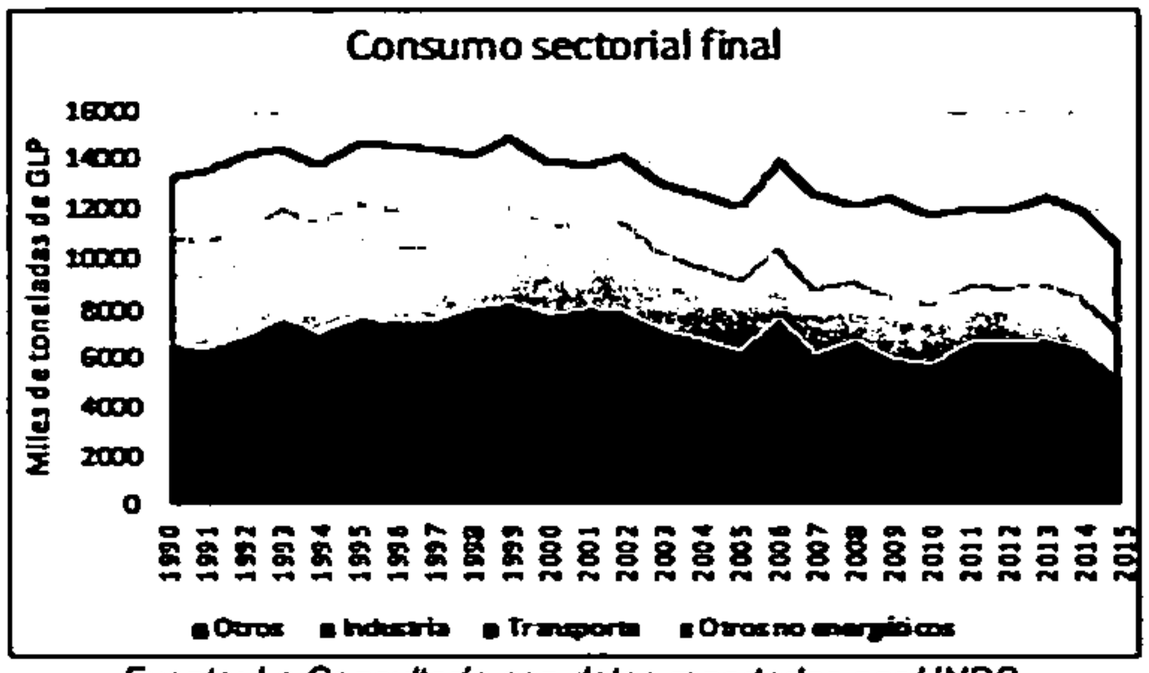
Figura 103: Participación de la demanda de GLP para transformación en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

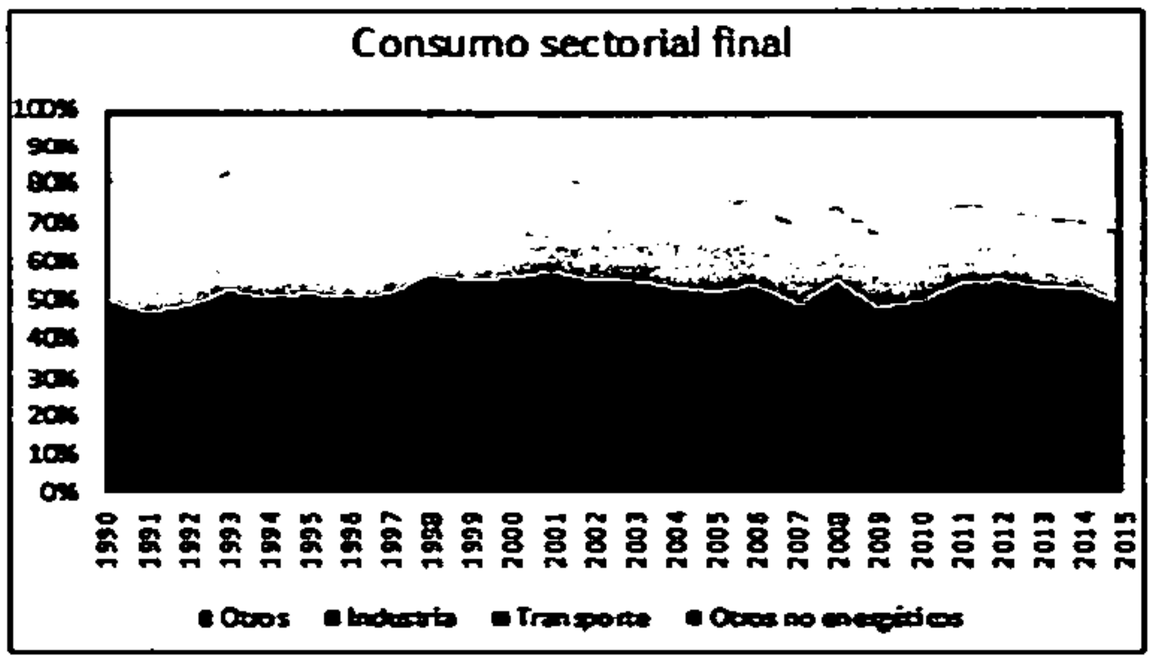
El consumo sectorial final está compuesto por: los subsectores industria, transporte, otros (residencial, agropecuario y comercial) y usos no energéticos[64]. En general, el sector de consumo final ha tenido un crecimiento negativo promedio anual del -1% durante el período de 1990 a 2015, con crecimiento efectivo hasta finales de los 90´s, y retroceso en la demanda desde entonces. El subsector de usos no energéticos ha ganado participación mientras que la industria la ha perdido. Por su parte, los subsectores transporte y Otros han conservado estable su participación a lo largo del período.

Figura 104: Demanda sectorial de GLP en Japón entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Figura 105: Participación de la demanda sectorial de GLP en Japón entre 1990 y 2015.



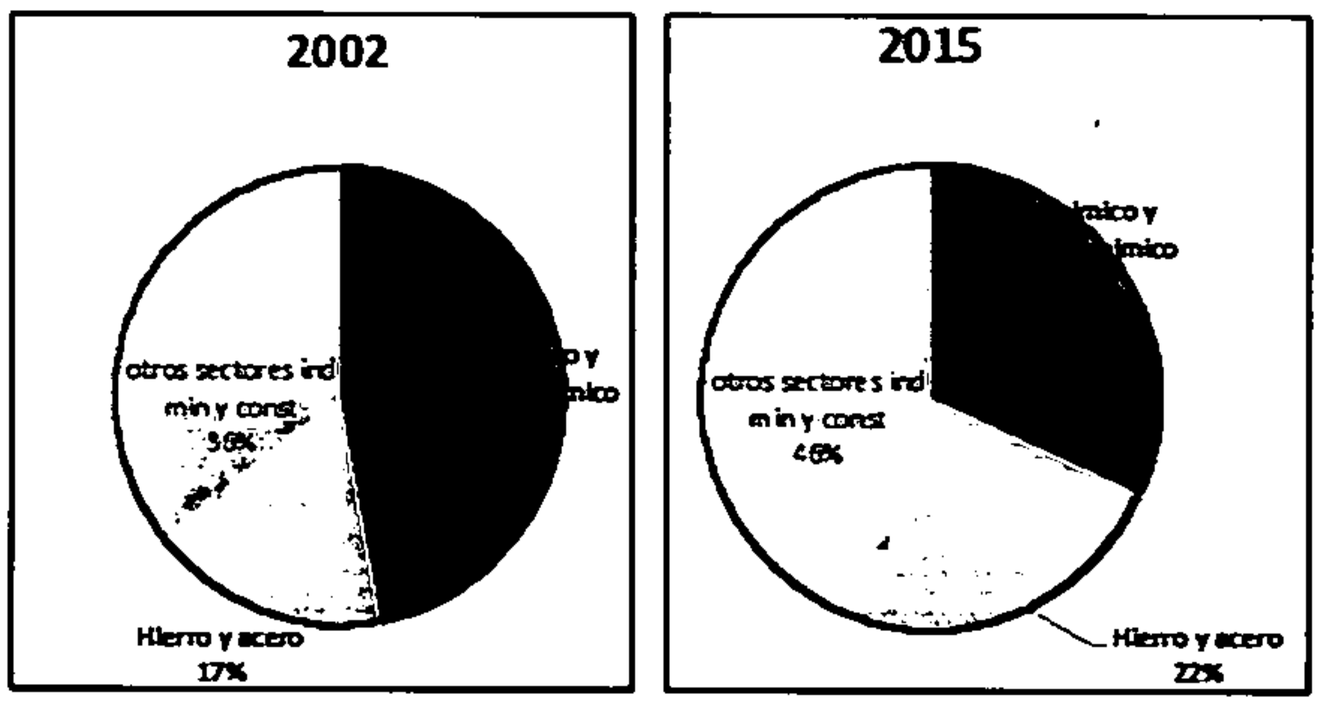
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

[64] Usos no energéticos corresponde a usos diferentes al suministro de energía como los petroquímicos del gas natural.

Como complemento del análisis realizado con la información de la IEA, se procedió a trabajar con la base de datos energética de Naciones Unidas para tener mayor nivel de detalle de los sectores y los resultados de este análisis se presentan a continuación:

En el sector industria, la información que se muestra en la *Figura 106* permite observar el aumento del consumo en otros sectores industriales al pasar del 36% en 2002 al 46% en 2015. Similarmente, el sector hierro y acero aumentó del 17% al 22% y de forma opuesta, el sector químico y petroquímico redujo su participación de 47% a 32%.

Figura 106: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Japón en 2002 y 2015.

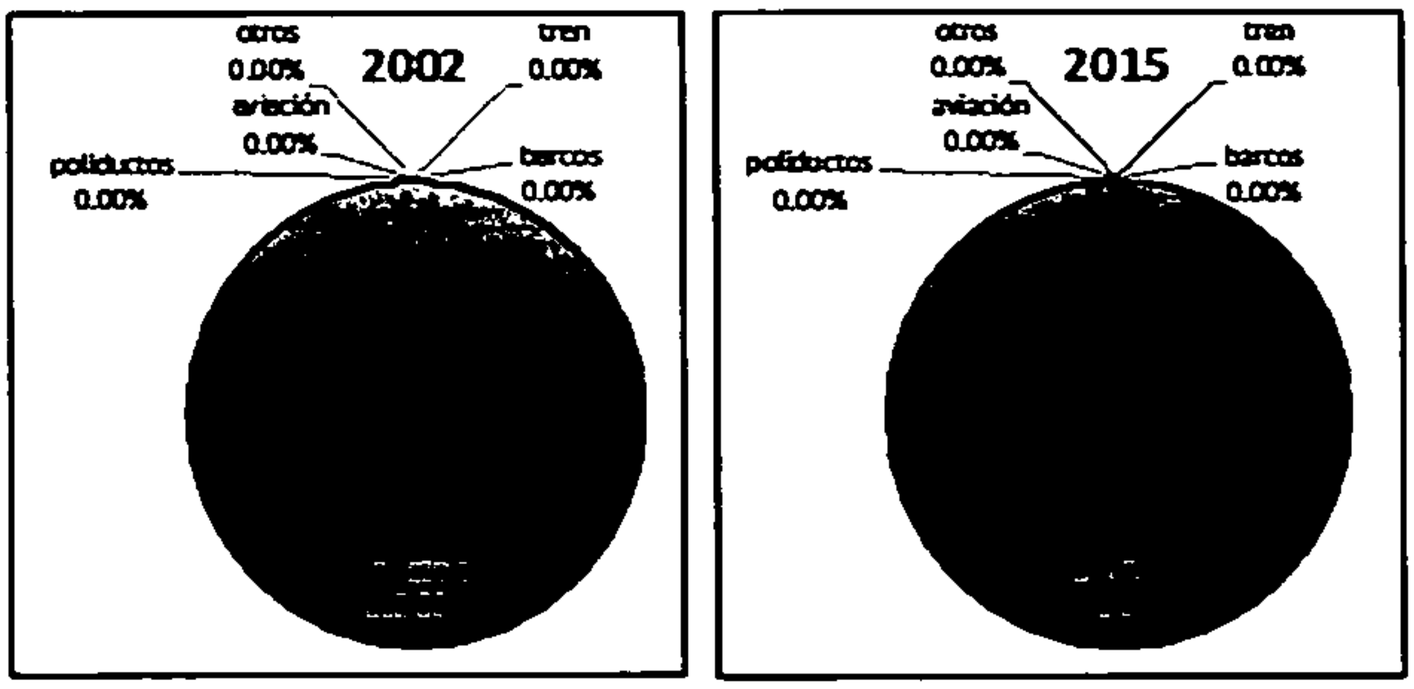


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Más específicamente en otros sectores industriales, se tiene información de la base de datos energética de Naciones Unidas para 2015, que los principales usos de la energía son para alimento y tabaco con 33%, maquinarias con 20%, minerales no metálicos con 15%, textiles y cueros con 9,16%, construcción con 8,5%, pulpa y papel con 5% otros no especificados con 6%.

Para el sector transporte, la *Figura 107* deja claro que la totalidad de la demanda fue del subsector carretero.

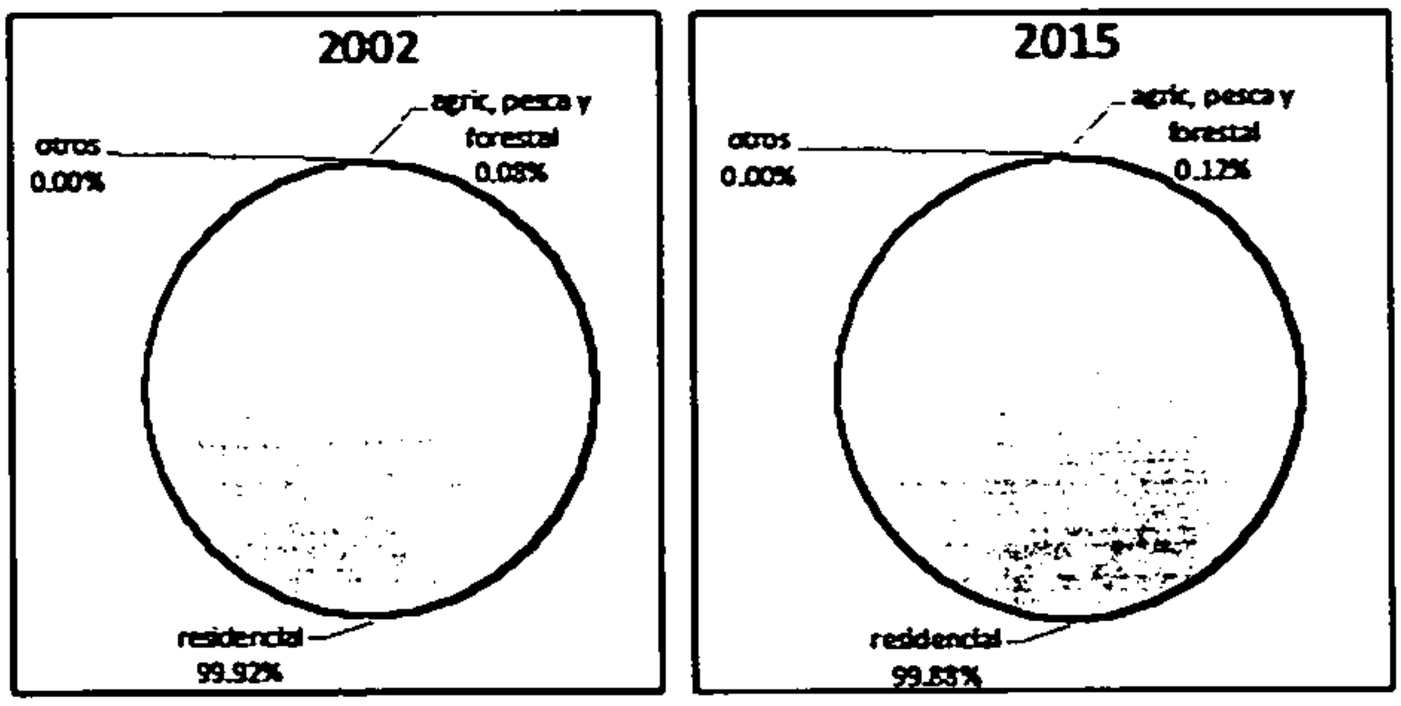
Figura 107: Participación de la demanda de GLP del sector transporte en Japón en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Para el sector Otros, la *Figura 108* muestra que el uso de GLP en el sector residencial es el dominante con una participación cercana al 100%.

Figura 108: Participación de la demanda de GLP del sector Otros en Japón en 2002 y 2015.



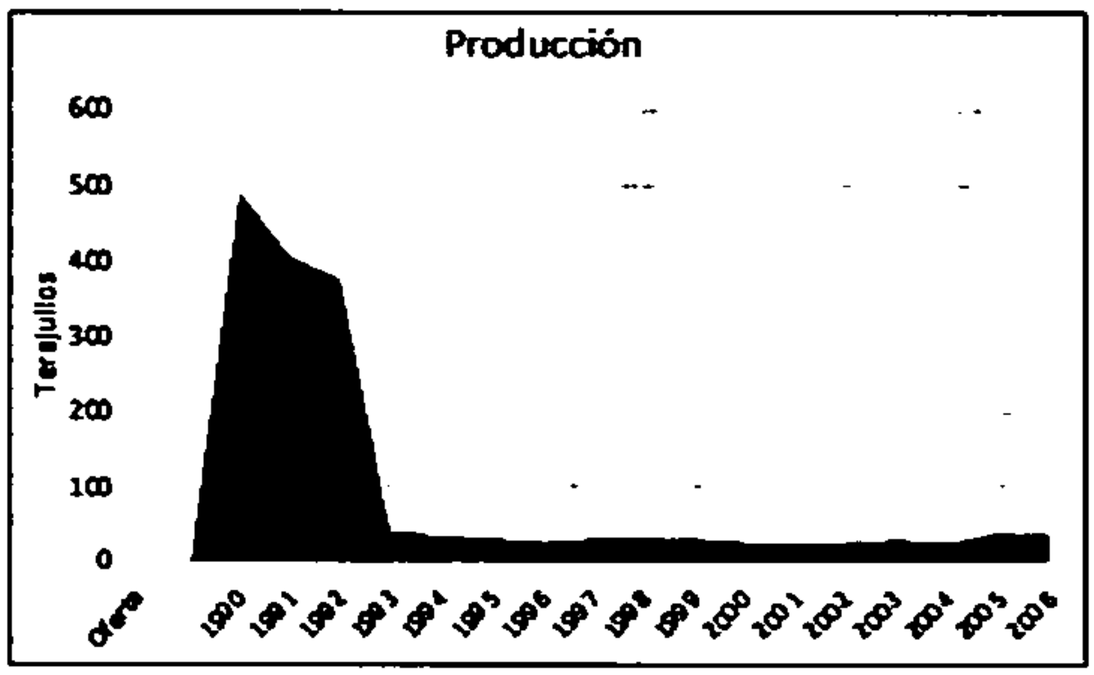
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.3.2.3 Biogás.

La información de producción y consumo de biogás, se obtuvo de la base de datos energéticas de las Naciones Unidas para el período 1990 a 2016.

De acuerdo con la *Figura 109*, la producción de biogás ha sido netamente local, presentando su mayor producción a principios de los 90´s donde aportaba más de 400 Terajulios, para luego decaer a niveles de 30 Terajulios.

Figura 109: Oferta de biogás en Japón para el período entre 1990 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Los datos reportados indican que, la totalidad del biogás producido se ha dedicado a transformación, para mezcla con gas natural. Es de resaltar, que la cantidad de producción de biogás está muy lejos de la producción de gas natural, donde aún en el tope de producción del biogás (a principios de los 90's), no alcanzó más allá del 0,02% de la oferta de gas natural.

Al obtener la composición de la matriz energética de Japón, es importante resaltar que, pese a que el mayor aportante en la demanda es el crudo, el aprovisionamiento de este energético se hace a través de la importación. Sin embargo, cabe anotar que los requerimientos de crudo han venido disminuyendo considerablemente entre los años 1975 y 2017, en donde el porcentaje de disminución dentro de la demanda de la matriz es de alrededor del 33%.

El carbón, se ha posicionado como el segundo actor más importante en la composición energética del país, las reservas probadas a finales del año 2017 son de 350 millones de toneladas según fuente BP Statical Review of World Energy 2018.

En cuanto al gas natural, la demanda igual que en el caso del carbón, es suplida por la importación, en este punto cobra relevancia el hecho de que la participación del energético ha venido en aumento desde el año 1975 en una estimación del 20% con respecto a la demanda requerida por los diferentes sectores para el año 2017.

2.3.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición.

Discusión y decisiones de Japón para la COP21.

La política energética del Japón está marcada por la situación que el país ha debido enfrentar luego del desastre de la planta nuclear de Fukushima Daiichi, posterior al terremoto y tsunami de marzo de 2011. Después del gran terremoto del Este de Japón y el accidente en la Central Nuclear Fukushima Daiichi de la Tokyo Electric Power Company, Japón estructuró en 2014, un nuevo Plan Estratégico de Energía, partiendo de cero en su estrategia energética.

En su declaración de intención de contribución determinada nacionalmente (INDC), Japón no sólo se compromete a reducir las emisiones domésticas, sino a cooperar en la reducción de las emisiones globales de gases efecto invernadero (GEI), a través de las tecnologías líderes y soporte a países en desarrollo. La NDC de Japón incluye una reducción de emisiones de GEI del 26% para 2030 en comparación con 2013 (o una reducción del 25,4% en comparación con 2005), lo que representa aproximadamente 1.042 mil Mt-CO2 equivalente a 2030).

Los compromisos se han elaborado mediante la acumulación de políticas y medidas para los principales sectores emisores, con metas y objetivos definidos, que permiten implementar acciones sector por sector, como en el caso del sector industrial en la producción de acero y producción de clinker, que ya han alcanzado altos niveles de eficiencia energética a nivel mundial.

Es, además consistente con los compromisos de emisión a largo plazo hasta 2050 para lograr la meta de 2 grados centígrados, según se presenta en el Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC), y con la meta que el país sostiene, a saber, "the goal of achieving at least a 50% reduction of global GHG emissions by 2050, and as a part of this, the goal of developed countries reducing GHG emissions in aggregate by 80% or more by 2050"[65].

Aproximadamente el 90% de las emisiones de GEI en Japón corresponde a emisiones de CO2, el cual a su vez es originado por actividades relacionadas con el consumo de energía en distintos sectores. La tabla siguiente muestra la estimación de las emisiones de CO2 por sector para el año 2013, y las metas a 2030.

Tabla 15: Emisiones estimadas de CO2 por sectores de demanda.

Sector	2030	2013	2005	2030 vs 2013
Industria	401	429	457	-7%
Comercial y otros	168	279	239	-40%
Residencial	122	201	180	-39%
Transporte	163	225	240	-28%
Energía	73	101	104	-28%
Total	927	1235	1220	-25%

Fuente: Ministry of Foreign Affairs of Japan (MOFA) (2015).

[65] Ministry of Foreign Affairs of Japan MOFA (2015).

La tabla siguiente, presenta las medidas por sector para el logro del objetivo de reducción de emisiones de GEI en Japón, consideradas en la declaración de las NDC de Japón a la CMNUCC:

Sector industrial: Promoción y mejora de los planes de acción de las industrias hacia una sociedad baja en carbono.
• Industria del hierro y acero: Mejora de la eficiencia de las instalaciones que consumen electricidad. Más reciclaje químico de residuos de plástico en las plantas de acero. Introducción de la fabricación de coque de próxima generación proceso (SCOPE21). Mejora de la eficiencia de la generación de energía. Mejora de la eficiencia energética y las instalaciones de conservación. Introducción del proceso innovador de fabricación de hierro (Ferro Coke). Introducción del proceso de fabricación de acero ambientalmente armonizado (COURSE50).
• Industria química: Introducción de eficiencia energética y tecnología de procesos de conservación en petroquímicos. Introducción de eficiencia energética y tecnología de procesos de conservación en otra industria química. Introducción de tecnología de eficiencia energética y conservación utilizando membranas para procesos de destilación. Introducción de tecnología que utiliza CO2 como materia prima. Introducción de tecnología de producción de productos químicos con material vegetal no comestible. Introducción de procesamiento de aguas residuales con generación de electricidad con catálisis microbiana. Introducción de fábrica de plantas selladas Industria de cerámica, piedra y productos de arcilla. Introducción de tecnologías de conservación y eficiencia energética convencionales (energía de calor residual Generación, trituradora de escoria, enfriador de haz de aire, mejora del separador, molinos de carbón de rodillos verticales). Introducción de tecnología para el uso de residuos (por ejemplo, residuos plásticos, etc.) como energía térmica alternativa. Introducción de un proceso innovador de producción de cemento. Introducción de proceso de fusión de vidrio pulpa productos / papel / papel industria de fabricación. Introducción de tecnología de producción de pulpa de alta eficiencia utilizando papel viejo. Introducción de calderas de recuperación de presión y alta temperatura.
• Transectorial / Otro: Introducción de aire acondicionado de alta eficiencia. Introducción de HP (Heat Processing) industrial (calefacción-secado). Introducción de luz industrial Introducción del horno industrial con bajas emisiones de carbono. Introducción del motor industrial. Introducción de calderas de alto rendimiento. Uso directo de escamas de plástico recicladas. Introducción de máquinas de construcción híbridas, etc. Introducción de eficiencia energética y conservación de maquinaria agrícola. Introducción de eficiencia energética y conservación equipos en instalaciones hortícolas. Cambiar a eficiencia energética y conservación de embarcaciones pesqueras. Promoción de medidas cooperativas de eficiencia energética y conservación en todas las industrias. Promover baja carbonización en vehículos especiales.
• Gestión de energía en fábricas. Implementación completa de la gestión de energía en el sector .

Sector comercial y otros sectores:

- Promoción del cumplimiento de los estándares de ahorro de energía para edificios de nueva construcción. Medidas de eficiencia y conservación de energía en edificios (remodelación). Introducción del calentador de agua de uso comercial (calentador de agua de colección de calor latente, calentador de agua de bomba de calor de uso comercial, alto (caldera eficiente). Introducción de luz altamente eficiente. Introducción de la tecnología de control de refrigerante (gases F). Mejora de la eficiencia energética y el rendimiento de conservación de los equipos por parte del programa de canalización superior, etc. Implementación exhaustiva de la gestión de la energía en el sector comercial con BEMS y diagnóstico de eficiencia energética. Uso eficiente de la luz. Promoción de campañas a nivel nacional (promoción completa de Cool Biz / Warm Biz, reparación de edificios del gobierno local). Expansión del uso compartido de la energía. Promoción de medidas para la eficiencia energética y la conservación / generación de energía de sistemas de alcantarillado. Promoción de medidas de eficiencia y conservación de energía / energía renovable en negocios de agua. Promoción de actividades basadas en planes de acción de los gobiernos locales (sección de negocios administrativos). Promoción de recolección y reciclaje clasificados de envases de vidrio y envases de plástico. Baja carbonización de ciudades por mejora de los entornos térmicos urbanos a través de medidas contra el efecto de isla de calor urbano. Promoción de medidas de colaboración interministeriales siguiendo la hoja de ruta de las contramedidas del calentamiento global, etc.

Sector residencial:

- Promoción del cumplimiento de las normas de ahorro de energía para viviendas de nueva construcción. Promoción de aislamiento térmico en la renovación de viviendas existentes. Introducción de calentadores de agua de alta eficiencia (refrigerante de CO2 HP calentador de agua, calentador de agua de captación de calor latente, celda de combustible, calentador de agua solar). Introducción de luz de alta eficiencia. Mejora de la eficiencia energética y el rendimiento de conservación de los equipos por parte del programa de corredores superiores, etc. Implementación completa de la gestión de la energía en las casas con HEMS (Home Energy Management Systems) y otros medidores inteligentes. Promoción de campañas a nivel nacional (promoción completa de Cool Biz/Warm Biz, y fomento de la compra de un asesor de CO2 para el hogar actualizado). Aumento de la eficiencia y conservación de la energía de Johkasou.Promoción de medidas de colaboración interministerial siguiendo la hoja de ruta de las contramedidas del calentamiento global, etc.

Sector del transporte:

- Mejora de la eficiencia de combustible. Promoción de automóviles de nueva generación. Otras medidas en el sector del transporte (mejora del flujo de tráfico, promoción del transporte público, cambio modal al ferrocarril, medida integral para el transporte de barcos ecológico, reducción de la tierra distancia de transporte seleccionando el puerto más cercano, baja carbonización integral en los puertos, optimización del transporte de camiones, mejora de la eficiencia del consumo de energía de los ferrocarriles, mejora de la eficiencia del consumo de energía de la aviación, promoción acelerada de los barcos que ahorran energía, haciendo que el transporte de vehículos sea más ecológico por eco -impulsión, promoción de colectivos. Envío y promoción de sistemas de transporte

inteligente ITS (control centralizado de señales de tráfico), desarrollo de instalaciones de seguridad de tráfico (mejora de las señales de tráfico y promoción del uso de semáforos LED), promoción de la conducción automática, conducción ecológica y uso compartido de automóviles). Utilización del sistema de zonas especiales para la reforma estructural de medidas de calentamiento global. Promoción de medidas de colaboración interministeriales siguiendo la Hoja de Ruta de las Medidas de Calentamiento Global, etc.
Sector de energía:
• Ampliación de la introducción de energía renovable en la mayor medida posible. Utilización de generaciones de energía nuclear cuya seguridad está confirmada. Búsqueda de alta eficiencia en la generación de energía térmica (USC, A-USC, IGCC, etc.)

Avances en la política de implementación de la utilización del gas natural como combustible de transición.

Dilema Nuclear:

Japón es el tercer mayor consumidor de energía eléctrica después de China y los Estados Unidos. Por las características geológicas de su territorio no dispone en la práctica de combustibles fósiles, de forma que requiere importar casi la totalidad de la energía que consume. Dado que es una isla, debe mantener una capacidad de generación superior a la que necesitaría en caso de tener interconexiones con otros países del continente. Su consumo per cápita de energía primaria es de 3,35 TOE, comparable al de Europa, en tanto que su consumo per cápita de energía eléctrica supera los 7.900 kWh al año, comparado con cerca de 7.000 kWh de Alemania y Francia, y cerca de 12.800 kWh de los Estados Unidos[66].

Con el cierre de la casi totalidad de las centrales nucleares después de marzo de 2011, tanto el carbón, pero especialmente el gas natural y en menor medida las energías renovables distintas a la hidroelectricidad, aumentaron su participación para remplazar el aporte de la energía nuclear y asegurar el suministro, cuyo margen de seguridad se redujo a un 6% (contra un 24% antes del terremoto)[67].

El GNL pasó a representar un 40% de la energía generada, lo que al mismo tiempo convirtió a Japón en el mayor importador mundial con 116,5 billones de metros cúbicos por año (bcm-año) en 2017[68]. Las energías renovables también han tenido un crecimiento significativo, pasando de un 3% a un 10% su participación, con tasas de crecimiento anual del 29%, pero con un costo significativo para los usuarios, representado en incrementos de precios del 20% y 30% en los sectores residencial e industrial[69].

---

66 BP (2018).

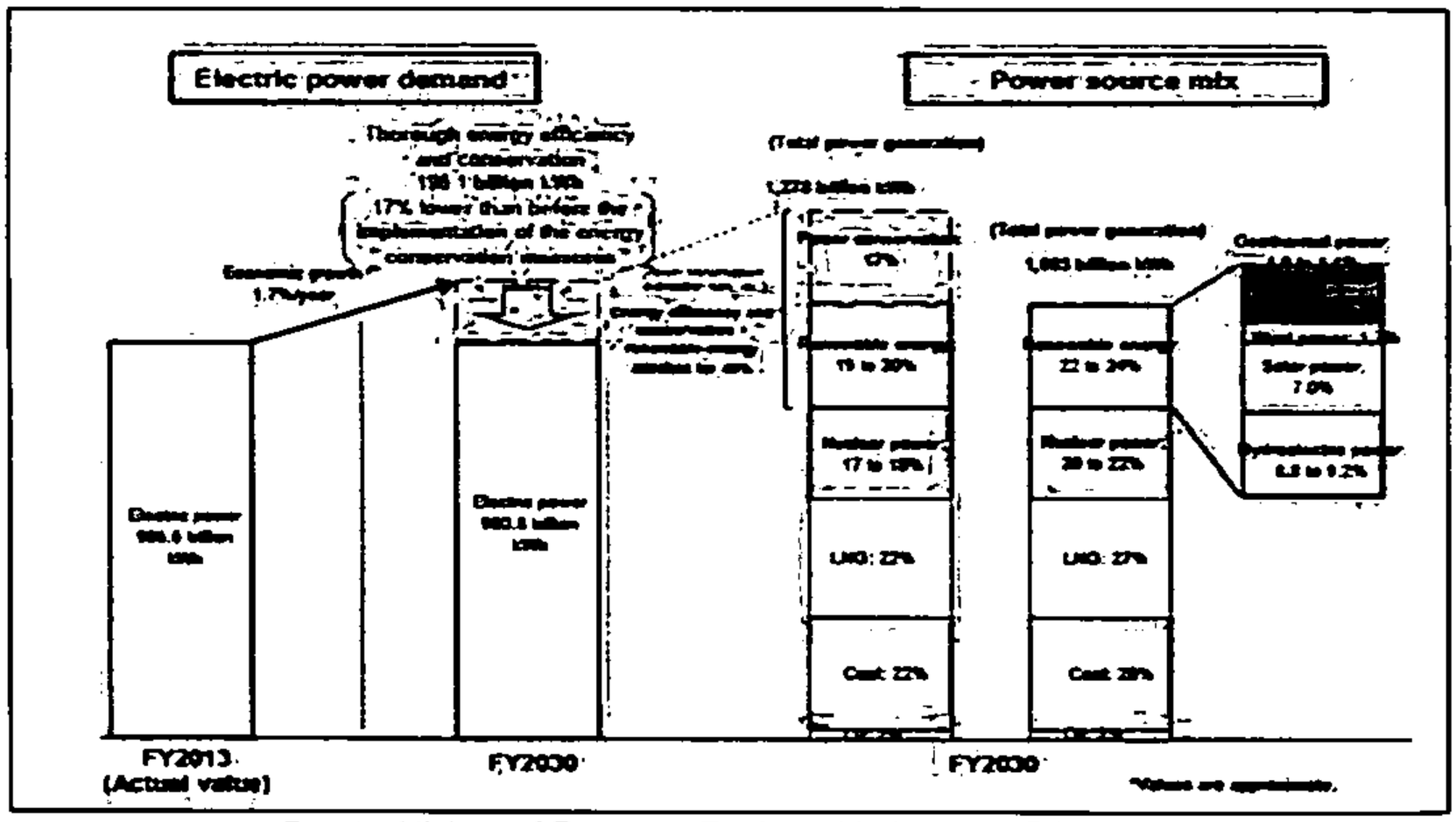
67 CRIEPI (2017).

68 TOTAL (2018).

69 Central Research Institute of Electric Power Industry - CRIEPI (2017).

En este sentido, Japón tiene todavía un dilema importante que requiere resolver en cuanto a la recuperación de las centrales de energía nuclear, después de que estas hubieran perdido la confianza de la población. Los planes del gobierno presentados a través del Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) en el documento "Long-term Energy Supply and Demand Outlook" de julio de 2015, con proyecciones a 2030, contemplan una participación de la energía nuclear de entre el 19% y el 24%, dependiendo, entre otros temas, de las medidas de eficiencia energética que permitirían reducir en un 17% las proyecciones de demanda a 2030 (*Figura 110*).

Figura 110: Proyecciones de demanda y generación eléctrica a 2030.



Fuente: Ministry of Economy, Trade and Industry - METI (2015).

Las líneas generales del desarrollo energético post-Fukushima fueron planteadas por la oficina del Primer Ministro en 2013, en el documento "Japan Revitalization Strategy – Japan is Back" de 2013[70], el cual señala los siguientes aspectos centrales:

- Liberalización del mercado minorista en electricidad y puesta en marcha de la Reforma del Sistema Eléctrico.
- Materialización de las fuentes de energía estables y de bajo costo: 1) Restableciendo las plantas nucleares consideradas seguras; 2) Introduciendo fuentes de energía de bajo costo y alta eficiencia energética como el carbón y el GNL, con medidas de limitación de emisiones; 3) Importación de gas natural de bajo costo, incluyendo el shale gas y diversificar las fuentes de suministro de GNL, promoviendo el desarrollo de las compañías japonesas de gas natural

[70] Japan Revitalization Strategy (2013).

Japón está avanzando en la actualidad en la evaluación de la reincorporación de al menos 26 de las 50 plantas nucleares que estaban en operación antes de Fukushima, y el posible cierre de las restantes[71]. Por otra parte, los requerimientos de gas natural deben contemplar acuerdos de largo plazo para la firma de contratos con proveedores, para no depender de los altos costos del mercado de corto plazo. Por último, el diseño de las redes de transmisión debe hacerse de manera que puedan acomodar los flujos tanto en el caso de la utilización de energía nuclear, como de las plantas de ciclos combinados a gas. El Plan Estratégico de Energía aprobado por el Consejo de Ministros en 2014, que soporta la visión de largo plazo a 2030, señala que el interés en los asuntos energéticos se ha incrementado después de Fukushima, incluyendo las obligaciones en materia de disminución de emisiones de GEI, con la discusión girando alrededor de los siguientes aspectos:

- La posibilidad de parar de manera inmediata el uso de la energía nuclear.
- La posibilidad de abandonarla en algún momento en el futuro, de ser posible.
- La posibilidad de suplir las necesidades de la demanda eléctrica sin centrales nucleares de gran escala.
- Si se continua con energía nuclear, esta debe mantenerse en niveles mínimos.
- Que se requiera mantener el suministro de energía nuclear de manera permanente.

Resolver la discusión anterior requiere tener en cuenta aspectos de seguridad energética, eficiencia y reducción de costos, incluyendo medidas de ahorro y conservación de energía e incorporación de energías renovables, y un balance entre intereses de alta sensibilidad pública como la estabilidad del suministro y la reducción de costos con la posibilidad de competencia y liberalización de mercados. En todos estos aspectos el gas natural desempeña un papel central en la nueva transición energética en Japón.

Estrategia y políticas de largo plazo para la transición energética:

El documento de visión de largo plazo a 2030 (Long-term Energy Supply and Demand Outlook) sigue siendo la hoja de ruta del país en materia de transición energética para llevar al país a una situación similar a la anterior a Fukushima en materia de seguridad energética, cumplir con los compromisos con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) a 2030, y reestructurar los sectores de energía eléctrica y aprovisionamiento de gas natural. Las estrategias centrales contempladas incluyen:

1. La renovación del sector eléctrico incorporando nuevos desarrollos y tecnologías, e introduciendo competencia. En abril de 2015, se crea la Organización de Coordinación Interregional de Operadores de Transmisión (OCCTO) y en 2016, se crea la Electricity Market Surveillance Commission.
2. La modificación de la estructura de aprovisionamiento de GNL, para asegurar el suministro para el país ante los cambios y volatilidad del mercado internacional, y el desplazamiento del mismo al mercado asiático.

---

[71] Central Research Institute of Electric Power Industry - CRIEPI (2017).

Como avances en cada campo específico, el documento de visión de largo plazo definía los siguientes a 2015:

- En eficiencia energética y conservación de energía:
  - Medidas para promover el uso eficiente en sectores industrial, comercial, residencial y transporte, a través de equipos eficientes y uso óptimo de la energía, mediante información y realimentación, análisis y encuestas detalladas de consumo.
  - Desarrollo de medidas de gestión de energía en la industria.
  - En los sectores comercial y residencial, sistemas de gestión de energía y estándares de construcción de edificios.
  - En transporte, promoción de vehículos de nueva generación, mejoras en la eficiencia de combustibles, y de sistemas de control de tráfico.
  - Uso de tecnologías basada en hidrógeno como las celdas de combustible a nivel residencial y vehículos con celdas de hidrógeno.
  - Incentivos al comercio de Megawatts y otras medidas de respuesta de demanda.

- En energías renovables:
  - Desarrollar medidas que permitan la integración de energías renovables, compatible con el crecimiento de otras fuentes, y reducción de las cargas públicas derivadas del mecanismo de feed-in-tariffs, para lo cual se busca aprovechar otras fuentes que puedan generar en base, como geotérmica y biomasa, para reducir la dependencia de la energía nuclear.

- En energía fósiles:
  - Incrementar las eficiencias en la generación con gas natural y carbón, y asegurar una mínima utilización de plantas a diésel como respaldo del sistema en caso de emergencia.
  - Introducir mecanismos para inhibir la entrada de plantas térmicas ineficientes, entre ellas plantas a carbón.
  - Para fortalecer el enfoque de seguridad en el abastecimiento de recursos de menor costo, continuar con mecanismos como la diversificación de fuentes de compra para reducir la dependencia de proveedores de Medio Oriente, reforzar la red de suministro doméstico, y diversificar los medios de transporte de combustibles.

- En energía nuclear:
  - Sobre la premisa de la seguridad, bajo los nuevos requerimientos de la Autoridad de Regulación Nuclear, que son los más estrictos a nivel mundial, se plantea hacer un seguimiento al proceso de restablecimiento de centrales nucleares.
  - Reducir la dependencia de la energía nuclear, para lo cual es básico el avance en la reforma del sector eléctrico.

- Desarrollo de un sistema diversificado de fuentes de suministro para la seguridad de la oferta energética:
  - Promover la diversificación y el desplazamiento hacia el gas natural en el sector industrial y otros sectores.
  - Promover la generación solar a nivel nacional, y de un enfoque de autogeneración (producción y consumo a nivel local), así como la utilización de tecnologías de cogeneración

para recuperación de calor y energía térmica a partir de fuentes renovables. En cogeneración con distintas fuentes, la meta a alcanzar es de cerca de 119 TWh-año.

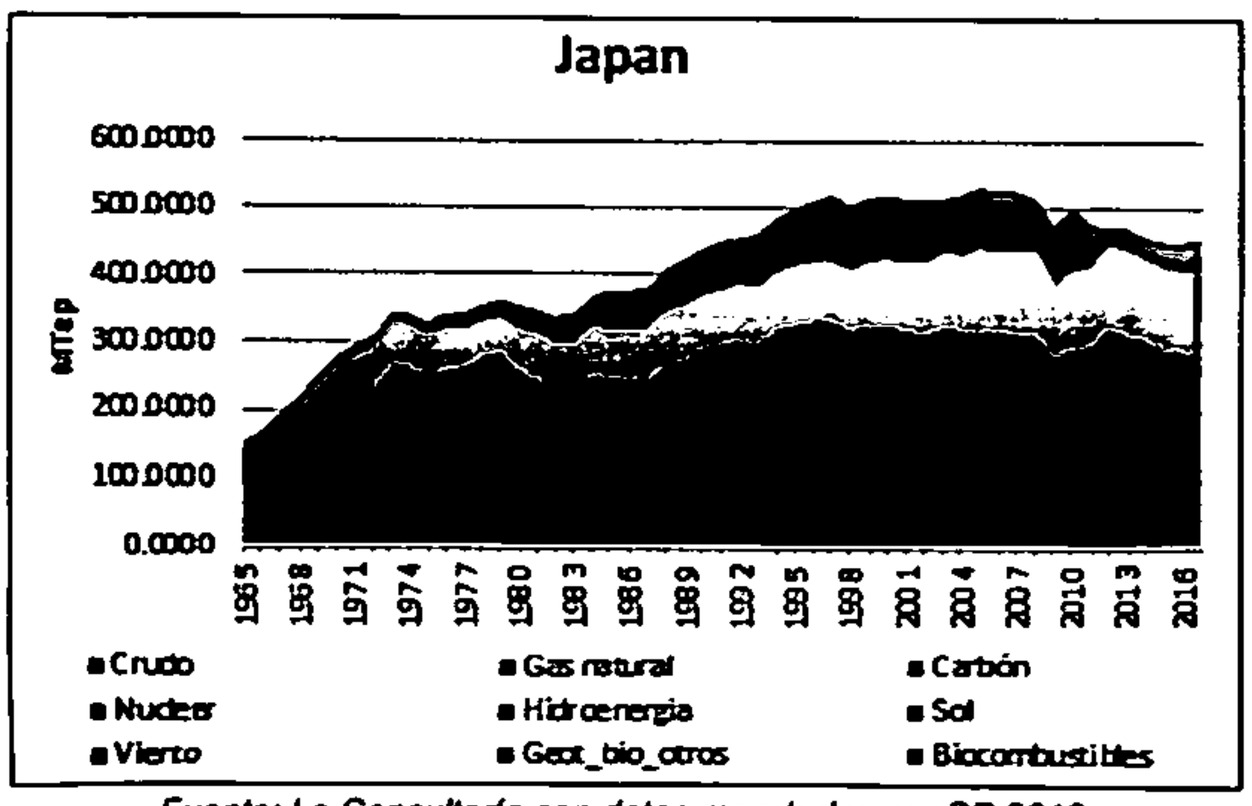
- Estrategias más allá de 2030:
  - Fortalecer el desarrollo y uso de almacenamiento energético, tecnologías para una sociedad basada en hidrógeno, energías renovables de nueva generación, y nuevas tecnologías como el de CCS (Carbon Capture and Storage).
  - Promover el desarrollo de recursos no explotados en la zona económica exclusiva, como los hidratos de metano.

2.3.4 Esquema de transición energética existente.

La variación en la distribución de la matriz energética de Japón (*Figura 111*), evidencia un proceso de diversificación en donde el crudo y el carbón han sido la base desde los 70's, pero que desde la crisis de precios del petróleo a comienzos de los 80's, el gas natural y la energía nuclear empezaron a crecer en participación, sustituyendo la participación del crudo, tendencia que se mantuvo hasta 2008, cuando empezó a decrecer la demanda de crudo por sus altos precios, y luego, se presentó el incidente de Fukushima en 2011, que ocasionó una drásticamente reducción en el abastecimiento de energía nuclear, siendo sustituida por gas, carbón y energías renovables.

El crecimiento del período de 1965 a 2017 fue del 0,7% promedio anual.

Figura 111: Evolución de la matriz energética en Japón entre 1965 y 2017.



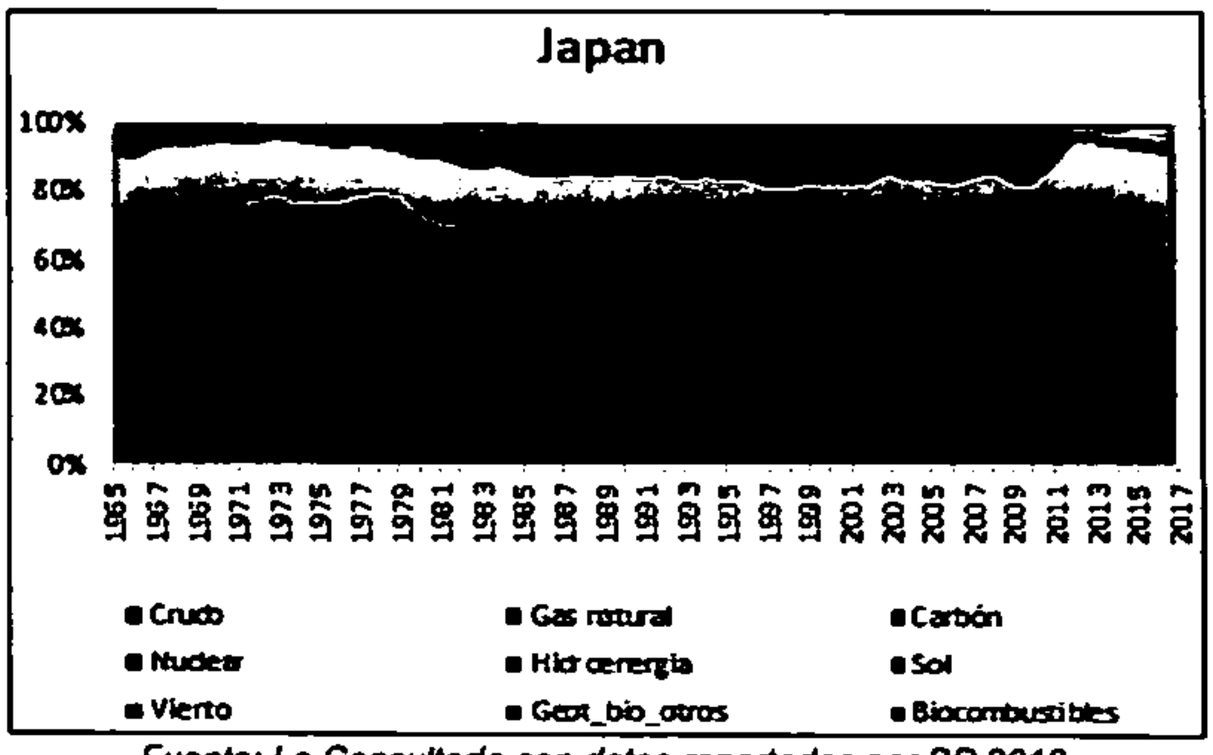
Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

El crudo redujo su participación del 75% en 1965 al 41% en 2017, y el carbón del 31% al 26% en el mismo período. Por su parte, el gas natural incrementó su participación del 2% al 22%.

La energía nuclear inició en el 1,5% de participación, creciendo como alternativa del crudo hasta lograr el 14% de la matriz a principios del año 2000. Sin embargo, luego del accidente de Fukushima, esta fuente de energía redujo rápidamente su participación del 13% en 2010 al 0,86% en 2012.

Las energías renovables han ido evolucionando y diversificándose: en los años 70's se aprovechaba la hidroenergía y geotermia, y en los años 90's entraron nuevas fuentes como la solar y eólica logrando cerca del 9% de la oferta energética.

Figura 112: Participación de la matriz energética en Japón entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

2.3.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición.

Japón es un país pobre en materia de recursos energéticos como petróleo, carbón y gas natural, y según la Agencia Internacional de Energía en su informe "Energy Balance of OECD Countries" de 2017, el radio de autosuficiencia energética de Japón en el 2015 era de 7,4% y se esperaba llegar a sólo el 8,3% en 2016[72]. Según la *Figura 85: Matriz energética de Japón en 2017*, la matriz energética del país se conformaba, en un 89% de combustibles fósiles (Crudo, gas natural y carbón). Este valor significa que el país debía importar el equivalente a 261 MTEP de un total de 293 MTEP que componía la matriz energética en el 2017. Especialmente después de la triple catástrofe de 2011 (Terremoto, tsunami y accidente planta nuclear de Fukushima), el gobierno japonés, a través de su Ministerio de Economía, Comercio e Industria, ha implementado una serie de medidas para superar

---

[72] Japan's Energy 2017, 20 Questions to understand the current energy situation. Ministry of Economy, Trade and Industry & Agency for Natural Resources and Energy of Japan. 2017 Edition - http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/brochures/pdf/japan_energy_2017.pdf

la emergencia, mejorar el indicador de autosuficiencia energética y reducir los gases de efecto invernadero a través de la reducción de emisiones de $CO2$[73].

Partiendo del hecho de que el gas natural es menos contaminante que el petróleo y el carbón, se nota, en las *Figuras 85 y 86 (Figura 85: Matriz energética de Japón en 2017. y Figura 86: Matriz energética de Japón en 1975).* que, aunque el gas natural ha ganado presencia, la matriz energética del país no ha variado mucho respecto al uso de combustibles fósiles pues sólo pasó de tener un 93% en 1975 a un 89% en 2017, sin embargo, y según las políticas del gobierno, se estima una tendencia de crecimiento del gas natural como energético primario en Japón, al igual que las energías renovables y la generación a través de plantas nucleares.

Mientras que la oferta de gas natural ha venido creciendo sostenidamente en el espacio de tiempo de 1973 hasta 2013, la oferta de GLP está decreciendo desde 1990. Esto empeora la situación si se toma en cuenta que las cantidades de GLP son insignificantes frente a los grandes volúmenes de la oferta de gas natural. *(Ver Figura 90: Oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016 y Figura 97: Oferta de GLP en Japón entre 1990 y 2015).* De esta manera, se puede observar que, en esta competencia, el gas natural sigue aumentando su participación mientras que el GLP sigue cediendo la misma.

Tanto el GLP como el gas natural, poseen una pequeña producción local. Las cantidades de gas natural local provienen de la explotación de pequeños yacimientos localizados alrededor de la isla y otros al sur occidente de esta[74]. Desde allí se extrae petróleo y gas natural que es refinado dentro del país, sin embargo, es de estas mismas fuentes que proviene el GLP nacional y que se fabrica en procesos de petróleo en refinería (Aproximadamente el 20% de la participación de la demanda) y otra pequeña parte se produjo, en algún momento, en plantas de gas. Hoy ya no se produce GLP a partir de plantas de gas natural. De lo anterior, se puede concluir que actualmente estos dos combustibles son más un complemento que una competencia y su consumo puede depender de las aplicaciones y la oportunidad, especialmente de producción de GLP.

Un poco más del 95% del gas natural que consume la nación, es importado en forma de gas natural licuado (GNL). Este GNL proviene de al menos una decena de países, siendo los más importantes Australia, Malasia, Catar, Rusia, Indonesia, Emiratos Árabes Unidos y otros. De otra parte y en promedio, el 79% del GLP que consume Japón también se importa, pero las cifras son también muy pequeñas comparadas con las importaciones de GNL. Japón también posee en su oferta, gas natural transformado del carbón. La producción de este gas se inició en 1989 y su máxima participación se dio un año después (Casi el 9% de la participación de la oferta) y desde entonces ha venido disminuyendo hasta llegar a cifras cercanas al 1% en el 2016. *(Ver Figura 90: Oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016. y Figura 91: Participación de la oferta de gas natural en Japón entre 1973 y 2016.).*

El cubrimiento de la demanda de los sectores industriales, en el 2016, con gas natural estaba siendo usado en un 70% para la generación eléctrica, un 20% en "otros sectores" y un 10% en la industria.

---

73 Idem.

74 Idem, Pg. 6.

De otro lado, se nota que el sector de transporte ha tenido demandas de este gas combustible muy inferiores al 0,5% o de prácticamente un valor cercano al cero. *(Ver Figura 92: Demanda sectorial de gas natural de Japón en 2016 y Figura 93: Evolución de la demanda sectorial de gas natural de Japón entre 1973 y 2016).* De nuevo, las participaciones de los tres sectores industriales más significativos (Generación eléctrica, industria y otros sectores), han sido relativamente constante a lo largo del tiempo, mostrando una curva lógica de crecimiento durante los primeros 6 años del periodo 1973 a 2016. *(Ver Figura 94: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Japón entre1973 y 2016).*

Por otro lado, la demanda de GLP está dedicada mayormente al consumo en sectores finales (Agro, servicios públicos y comerciales, pesca, industria, uso no energético, no especificado, residencial, comercial, otros productos petroquímica y transporte)[75] en un 77,10%, otro 17,76% al sector de transformación (Generación, gas work[76] y petroquímica), un 4,02% representan las pérdidas, se exporta un 0,65% de este combustible y se tiene para uso propio un 0,47%(Plantas combinadas - cogeneración- de producción de electricidad y calor, transformación de carbón, plantas eléctricas, autogeneración, gas work, equipos de calentamiento, plantas de licuefacción, pérdidas, refinerías de petróleo, otras transformaciones, diferencias estadísticas y transferencias)[77]. *(Ver Figuras Ver 99, 100, 101, 102 y 103).* En general, la evolución del consumo en el sector final del GLP, que involucra "Otros" (Residencial, comercial, agropecuario y otros), industria, transporte y otros usos no energéticos; ha sido descendente en el período de tiempo comprendido entre 1990 (con consumo cercano a los 13,5 millones de toneladas) hasta el año 2015 con consumos de 10,8 millones de toneladas) con una tendencia continuar disminuyendo. *(Ver Figuras 104 y 105).* El biogás sólo fue usado en transformación para mezcla con gas natural y sólo se informó de su uso hasta el año 2006. *(Ver Figura 109).*

Analizando con mayor detenimiento la demanda en el sector industrial, se tiene que, tanto con el gas natural como con el GLP, otros sectores de industria, minería y construcción, y los sectores químico y petroquímico cayeron en la participación de la demanda en el período entre los años 2002 y 2015. En este mismo período y para los mismos gases, se notó que el sector de hierro y acero fueron los únicos que crecieron en su participación pasando de 14% a 19,97% para el gas natural y de 17% a 22% en el GLP. *(Ver Figuras 95 y 106).*

Las cifras de participación de la demanda de gas natural para el transporte son cercanas a cero y no son tenidas en cuenta. No obstante, La demanda de GLP para el transporte siempre se ha dado para el sector carretero en Japón, pero se encuentra, como se mencionó antes, en declive para el período entre 2002 y 2015. *(Ver Figura 107).* No existe competencia en este sector debido a que estos mercados están cayendo para ambos combustibles. Una de las causas puede ser la baja tasa de crecimiento automotriz en Japón que muestra que en un período de 10 años (2005-2015), el parque automotor total (Vehículos en uso) sólo ha aumentado en 1.717 unidades (Se incluyen TODOS los vehículos comerciales, de carga y de pasajeros que circulan por carreteras. No se incluyen motos –

---

75 Portal digital International Energy Agency. Balances definitions - https://www.iea.org/statistics/resources/balancedefinitions/#heatplants

76 Gas Works son plantas que fabrican gases para su distribución al público, ya sea directamente o después de la mezcla con gas natural.

77 Idem 72.

Basado en datos publicados por Naciones Unidas)[78]. Según el Ministerio de Energía, Comercio e Industria de Japón, el Gobierno tiene planes para avanzar en la implementación de las tecnologías de celdas o pilas de combustible (Hidrógeno), no sólo para el transporte sino para múltiples aplicaciones[79].

Durante el mismo espacio de tiempo (2002-2015), se observa que la demanda de gas natural para el sector Otros disminuyó en la atención de los hogares y creció en los sectores comercial, público, agricultura pesca y bosques. En este sentido, se nota que los sectores comercial y público ganaron participación y desplazaron la participación de los hogares en Japón. Los subsectores de Otros atendidos con GLP fueron el residencial, que pasó de una participación de 99,92% a 99,88% entre el 2002 y el 2015 y en mucha menor medida está el sector que comprende las actividades agrícola, pesca y comercial, que pasó del 0,08% al 0,12% en este periodo. *(Ver Figura 108).*

En el pasado y hasta el 2006 pudo haber existido una competencia entre el biogás y el GLP en el sector de la transformación (Gas work y petroquímica), pero hoy ese escenario no existe debido a la desaparición del biogás. También se puede apreciar que existe cierta competencia entre el gas natural y el GLP en los sectores industriales (Hierro y acero, químico y petroquímico y en otros sectores industriales, minería y construcción).

El sector de la generación eléctrica es atendido con gas natural de manera exclusiva, al igual que el sector de la transformación que hoy es atendido también de manera exclusiva por el GLP. Existe cierta complementariedad en la atención del sector residencial, comercial e industrial, el igual que los sectores de agricultura, pesca y forestal. Esta complementariedad se puede presentar debido a que, en ciertos sectores geográficos del país, no es posible llegar con redes de distribución de gas natural, por lo que es el GLP el combustible complementario que se pueden atender estos sectores.

2.3.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial.

La evolución de los diversos sectores productivos en Japón, permitió analizar la variación en su consumo energético para identificar el nivel de transición del país. A continuación, se realiza el análisis de los diferentes sectores.

2.3.6.1 Generación eléctrica.

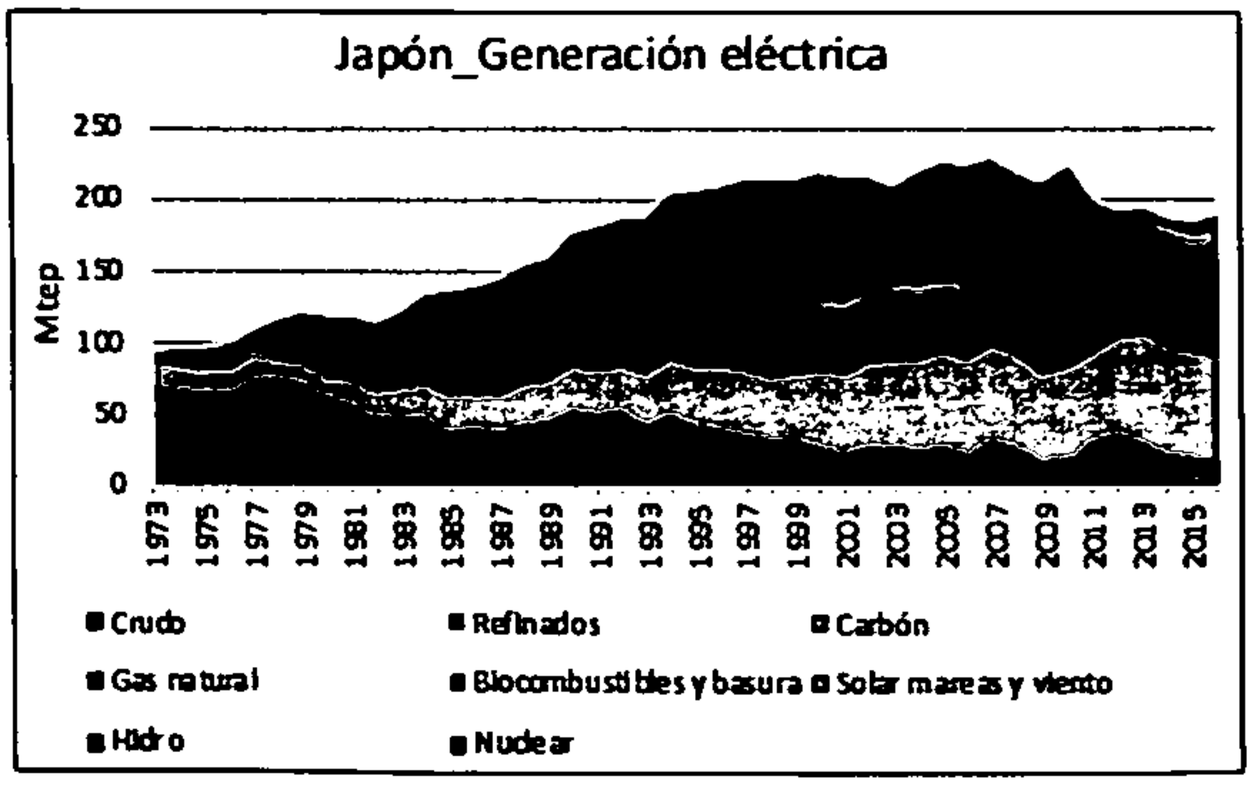
La generación eléctrica ha aumentado en Japón de 95 MTEP en 1975 a 189 MTEP en 2016. *Ver Figura 113.*

---

78 International Organization of Motor Vehicle Manufacturers - http://www.oica.net/category/vehicles-in-use/

79 Idem 72, pg. 6.

Figura 113: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Japón entre 1973 y 2016.



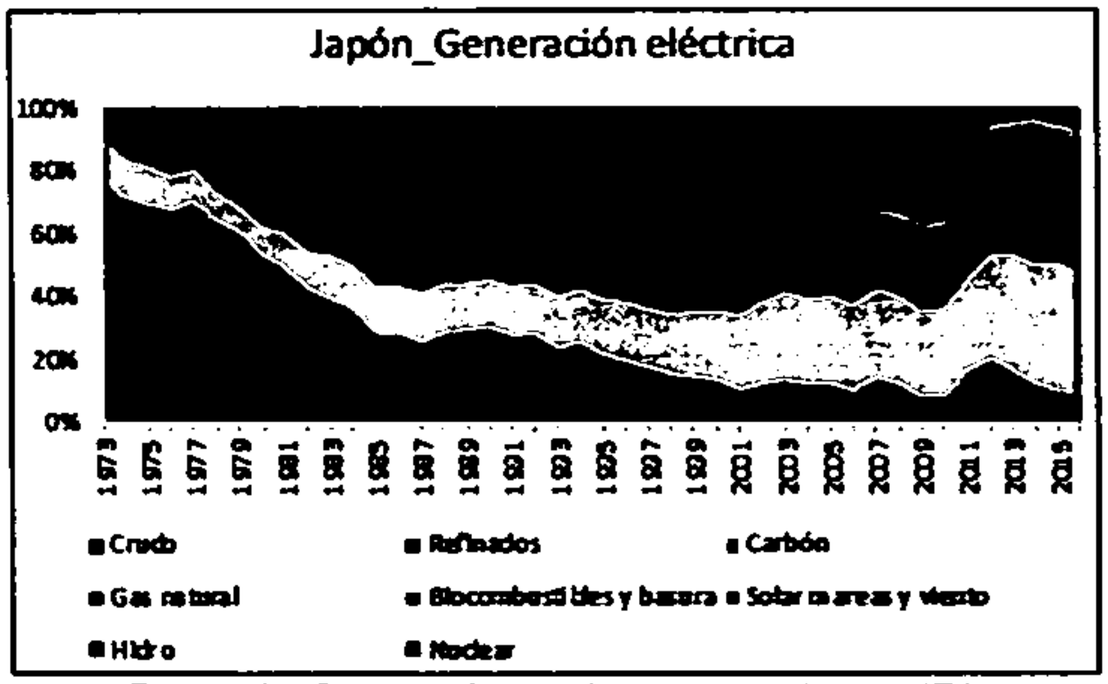
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En generación eléctrica, Japón ha tenido que diversificar porque sus recursos energéticos son limitados. El país cambió el enfoque de su matriz energética para generación eléctrica, que en los 70's se basaba en el uso de crudo y refinados (alrededor del 80%), a una matriz enfocada principalmente en carbón y gas (38% de carbón y 39% de gas natural), con una participación muy baja de crudo y refinados cercana al 8% en 2016.

Sobre las alternativas energéticas, Japón le dio un gran estímulo a la energía nuclear, alcanzando a finales de los 90's y principios del nuevo siglo, el 40% de la generación eléctrica mediante la alternativa nuclear, pero con lo sucedido en Fukushima, se tomaron acciones para reducir a un 4% su participación en la actualidad.

Es de resaltar que, en el proceso de cierre de los reactores nucleares, la demanda se cubrió con gas natural y refinados. A posteriori, se observa que también ganaron participación el carbón y algunos renovables provenientes de la biomasa y energía solar.

Figura 114: Participación de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Japón entre 1973 y 2016.



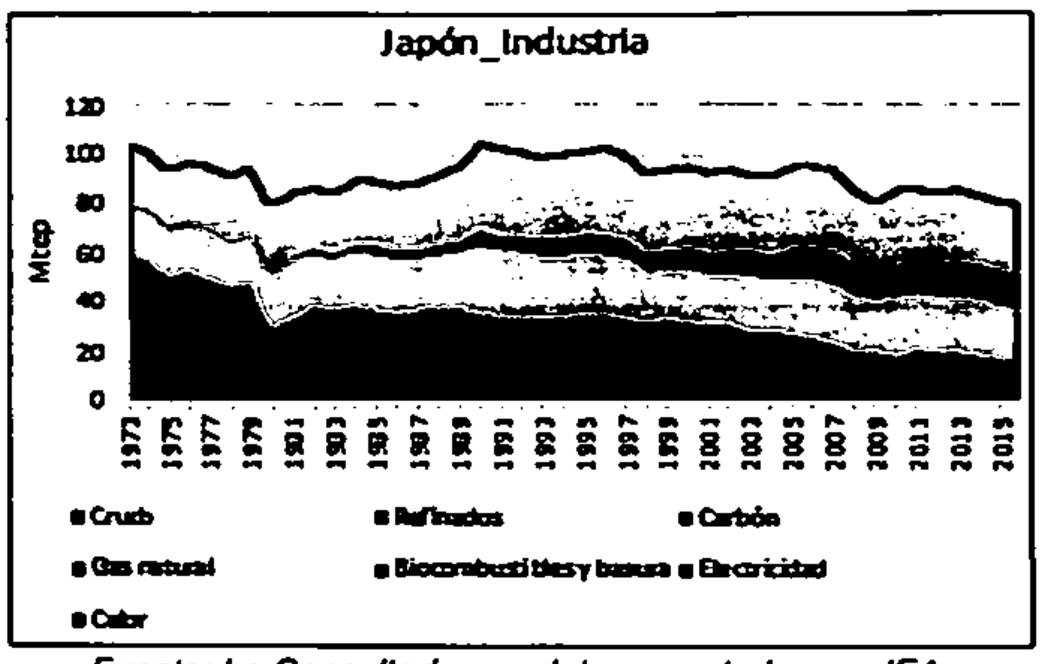
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Continuando con las energías renovables, estas han llegado a representar 10% del suministro eléctrico. La contribución de la hidroenergía mantuvo su nivel de producción a lo largo del período, lo que indica que no se han desplegado nuevas instalaciones.

2.3.6.2 Industria.

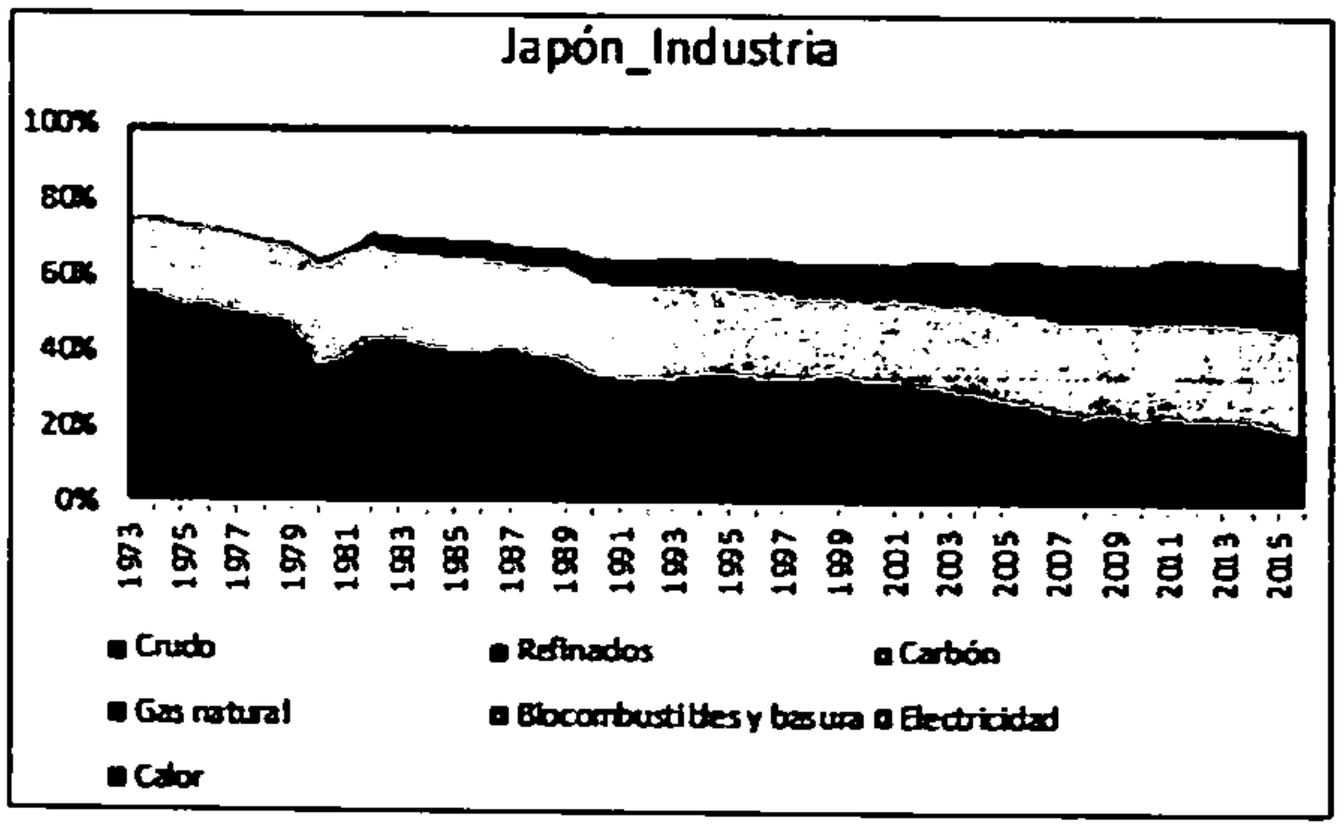
En el sector industria, la demanda de energía decreció en los 70's, luego, volvió a recuperarse en los 80's, y posteriormente, inició un lento decrecimiento desde los 90's hasta 2016. En el 2016, la demanda de energía del sector industria se encontraba alrededor de los 81 MTEP.

Figura 115: Demanda de energéticos del sector industrial en Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 116: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

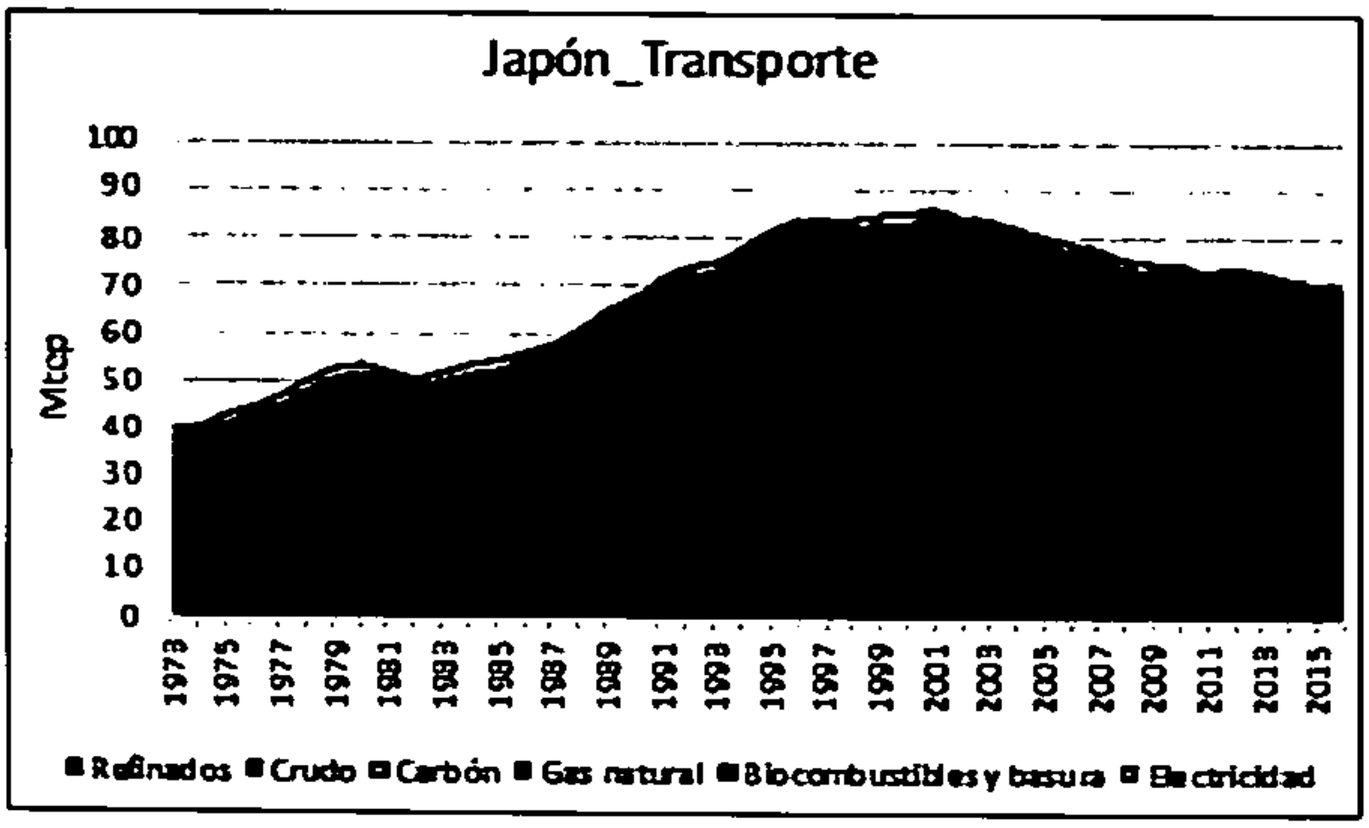
Las Figuras anteriores ilustran el proceso de transición energética, recorrido donde se ha reducido el consumo de combustibles refinados del 52% en 1975 al 19% en 2016. Participación aprovechada por el gas natural y la electricidad, que aumentaron del 1,6% y 25% en 1973 al 13,5% y 36% en 2016 respectivamente. El carbón también aumentó su participación de 20% al 26% durante el período.

También es de destacar, la aparición en 1981 de la biomasa, la cual logró una participación del 5% en 2016.

2.3.6.3 Transporte.

Dado que los productos del petróleo dominan la mezcla de combustible del transporte de Japón, las emisiones de CO2 siguen una tendencia muy similar a la del consumo de energía del Japón. Como consecuencia, las emisiones de CO2 del sistema de transporte de pasajeros en Japón aumentaron 146% (3,5% de incremento por año en promedio) de 71 MtCO2 (Toneladas métricas de dióxido de carbono) en el año 1975 a un máximo de 175 MtCO2 en 2001, y disminuyeron a 156 MtCO2 en 2008. (Phillip Y. Lipscy, 2012).

Figura 117: Demanda de energéticos del sector transporte en Japón entre 1973 y 2016.



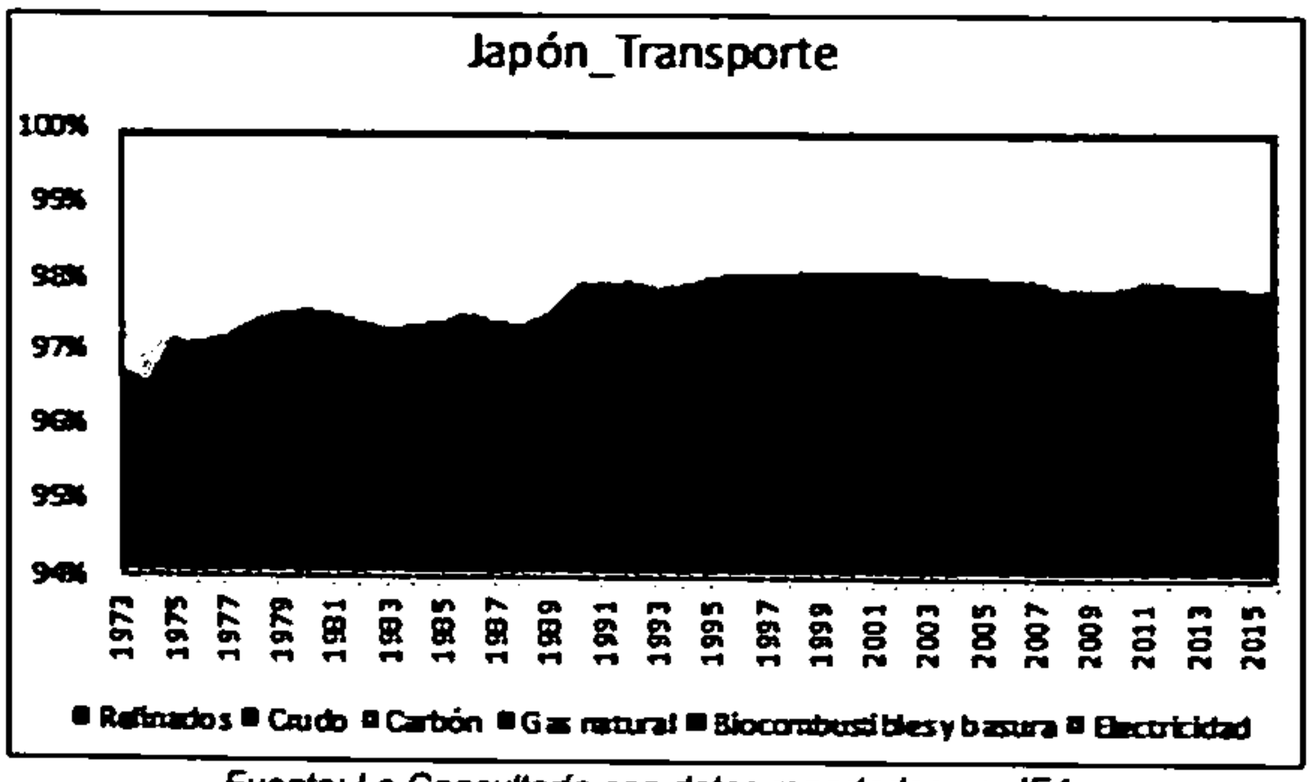
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

De acuerdo con la *Figura 117*, cuando se revisa la participación de las diferentes fuentes de energía en el sector transporte japonés, queda claro que la canasta energética está dominada por los combustibles refinados del petróleo con más del 96% durante el período. La participación del gas natural ha sido muy superficial y no ha supera el 0,15%. Los biocombustibles entraron el año 2009 para alcanzar el 0,56% a 2016. El transporte eléctrico ha mantenido su nivel de consumo desde los 70's, perdiendo participación en la matriz.

En su artículo "Eficiencia energética en el sector de transporte japonés ", Phillip Y. Lipscy y Lee Schipper analizaron el sector de transporte de Japón y argumentaron que Japón se destaca en eficiencia energética del sector de transporte, principalmente debido a los bajos niveles de actividad y la estructura modal, que está en gran parte relacionada con geografía, densidad de población urbana y contexto político.

Phillip y Lee comenzaron a analizar el modelo energético del sector de transporte de Japón dividiendo el transporte en los sectores de pasajeros y carga. El transporte de pasajeros consume alrededor del 60 por ciento de la energía total gastada en transporte, mientras que la carga consume el 40 por ciento restante. El análisis posterior se centró en el sector del transporte de pasajeros. Los autores introdujeron un marco analítico y descompusieron el consumo de energía en tres componentes diferentes: actividad, estructura e intensidad. La actividad representa el volumen de transporte, la estructura representa los diferentes modos de transporte y la intensidad mide la emisión de CO2 por actividad. (Xu, 2014).

Figura 118: Participación en la demanda de energéticos del sector Transporte en Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Tras la Segunda Guerra Mundial, es bien conocido que Japón ha alcanzado un importante crecimiento económico acompañado de un crecimiento constante en el consumo de energía. Sin embargo, la economía japonesa se vio gravemente conmocionada por las crisis del petróleo en la década de 1970 y su crecimiento a la vez que el del consumo energético, se desaceleraron.

Actualmente, impulsados por la fluctuación de los precios de la energía en el mundo, al igual que es bien sabido que Japón no cuenta con grandes fuentes de energía propia, los investigadores japoneses han comenzado a prestar nueva atención a la necesidad de reducir el consumo energético del país, llevando consigo a la reducción en la generación de GEI, lo que también es considerado una forma de lucha contra el calentamiento global.

Como en muchos países, el sector del transporte es responsable de buena parte del total del consumo de energía. En el año 1973 representó el 16,4% pese a las primeras crisis del petróleo, registrando un crecimiento constantemente hasta alcanzar el 23,7% en 2005. (Jian JIANG, 2011).

Otra estrategia tecnológica al servicio del sector transporte, es el desarrollo de nuevas fuentes de energía como lo son las celdas de combustible de hidrógeno, existen varias compañías japonesas que fabrican automóviles accionados por celdas de combustible. Sin embargo, quedan muchos problemas por resolver en relación con los vehículos alimentados con hidrógeno, como por ejemplo los altos costos de fabricación y las emisiones de dióxido de carbono que se generan en el proceso de producción de hidrógeno.

En 2004, las empresas japonesas desarrollaron un nuevo motor eléctrico conocido como "motor-rueda" que acercó bastante a la realidad la creación de vehículos eléctricos. Como los mismos vehículos eléctricos tienen la capacidad de almacenar energía, constituyen una tecnología

prometedora para resolver los problemas energéticos y preservar el medio ambiente. En 2009, el Gobierno inició un programa de subvenciones para los consumidores que compraran un vehículo ecológico, lo que dio impulso a la popularización de los vehículos eléctricos. Desde entonces, se han vendido unos 140.000 vehículos eléctricos en cinco años. (Japan Fact Sheet, s.f.)

Un objetivo estratégico para que el Japón continúe avanzando hacia el uso de energías renovables, alejado de los combustibles fósiles se está desarrollando actualmente; este objetivo está relacionado con la fabricación de vehículos eléctricos propulsados por hidrógeno. Dado que el Japón tiene una industria automotriz poderosa la cual incluye marcas como: Toyota, Honda, Nissan y Mitsubishi, facilita el avanzar en este aspecto. En consecuencia, más vehículos eléctricos reducirían aún más la dependencia del petróleo extranjero y del gas natural en el Japón.

Un cambio hacia una flota con más vehículos eléctricos ayudaría a reducir la contaminación del aire generada por los automóviles con motores que emplean combustibles fósiles, por el momento, empresas de automóviles como Nissan ya está fabricando autos cuyos interiores y armazones están parcialmente hechos a partir de materiales verdes reciclados. (Peter Wong, 2018).

En el año 2016, el Ministerio de Economía, Comercio e Industria Japonés estableció el objetivo de tener 40.000 vehículos impulsados por hidrógeno rodando por las carreteras para el año 2020.

Nissan se ha planteado que para el año 2025, los vehículos eléctricos representen el 50% de sus ventas, mientras que Honda planea que los vehículos eléctricos representen el 66,6% de las ventas para el año 2030. Según el Instituto para el Análisis Energético, Económico y Financiero (EEFA), Japón tenía más de 126.000 vehículos eléctricos en el 2015, y se espera que estas cifras continúen en aumento debido a mayor accesibilidad a los vehículos propulsados por hidrógeno por parte del mercado japonés.

El EEFA bajo una perspectiva optimista, ha proyectado un modelo con un alto nivel de consumo de vehículos eléctricos (EV) en el modelo FY2030 con el fin de tener en cuenta las tendencias futuras que probablemente conduzcan a un aumento de la demanda. En promedio se ha asumido una tasa de crecimiento del 35% anual, lo que lleva a un total de 11,4 millones de vehículos eléctricos en las carreteras japonesas.

El promedio de kilómetros conducidos por automóvil en Japón es menor que en muchos países (como los Estados Unidos y Australia), el modelo FY2030 plantea un promedio de 10.000 km/año y un rango promedio de 5,5 km/kW, que bajo el panorama conservador del modelo propuesto por el EEFA generaría para el año 2030 una demanda de energía adicional resultante por parte de los vehículos eléctricos de 20,7 TWh, o solo un 2,4% del pronóstico la demanda de energía en ausencia de ese tipo de vehículos. (Institute for Energy Economics and Financial Analysis, 2017).

En cuanto al transporte fluvial en Japón, se puede explicar que hay alrededor de 1.770 kilómetros de canal de agua en Japón, donde los barcos navegan a todos los campos y zonas costeras, conectando los puertos de ciudades con las pequeñas islas que rodean el país. La gente usa principalmente ferris y buques. La infraestructura portuaria cuenta con los siguientes 22 puertos principales que son estipulados por el ministerio de Tierra, Infraestructura y Transporte de Japón: Chiba, Fushika / Toyama, Himeji, Hiroshima, Kawasaki, Kitakyushu, Kobe, Kudamatsu, Muroran,

Nagoya, Niigata, Osaka, Sakai / Senpoku, Sendai / Shiogama, Shimizu, Shimonoseki, Tokio, Tomakomai, Wakayama, Yokkaichi, y Yokohama.

La mayoría de la flota que compone el transporte fluvial en Japón está compuesta por 662 buques con el volumen de 1.000 toneladas de peso bruto registrado (GRT) o más, 13.039.488 toneladas registradas de peso bruto (GRT) o 18.024.969 toneladas métricas de peso muerto (DWT) (Munawar, 2007).

Además, la flota japonesa está compuesta por:

- 146 buques graneleros.
- 49 buques de carga.
- 13 tanques químicos.
- 16 buques combinados a granel.
- 4 buques de combinación grano y aceite.
- 25 buques de contenedores.
- 45 buques para gas licuado.
- 9 buques de pasajeros.
- 2 buques con combinación de pasajero y carga.
- 214 buques petroleros.
- 22 ferris de carga.
- 48 buques roll-on / roll-off.
- 60 buques transportistas.

Además de servir rutas nacionales, Japón también sirve en el extranjero rutas. Los buques tienen sus rutas que han sido bien organizados por el Ministerio de Transporte, algunos buques están dedicados para un grupo de rutas nacionales y algunos otros para rutas de ultramar.

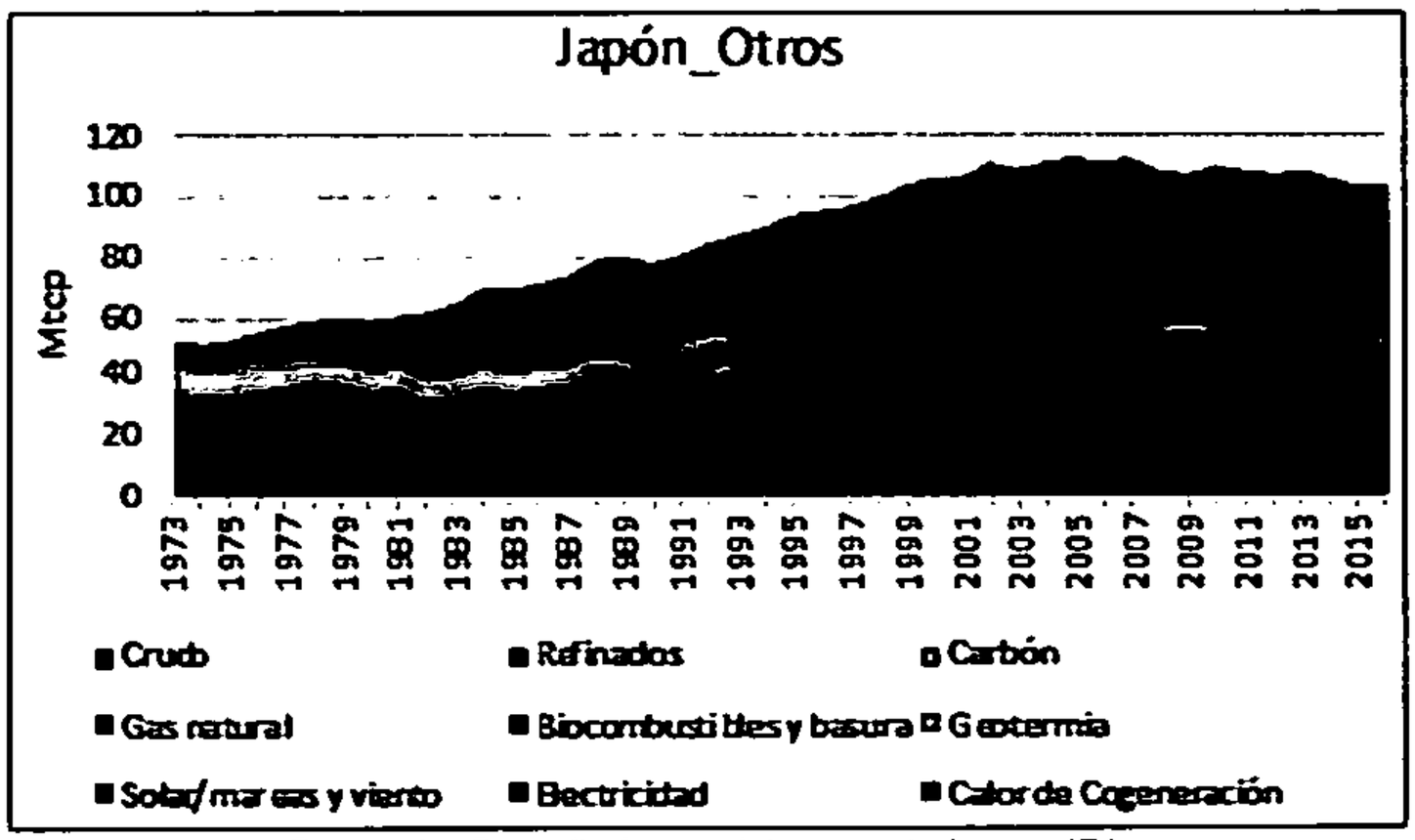
El tren es el principal transporte en Japón, especialmente para conectar las principales ciudades y se convierte en transporte de cercanías en grandes ciudades como Tokio y Osaka. Hay siete empresas ferroviarias regionales en Japón llamadas Ferrocarriles de Japón, las cuales cubren la mayoría de pueblos y ciudades. Junto a Ferrocarriles de Japón, también existen algunas empresas ferroviarias privadas en alianza con los gobiernos locales. Actualmente, la longitud total del ferrocarril en Japón está alrededor de 23.670 km, en su mayoría equipados con corriente eléctrica. (IEEE, 2010).

2.3.6.4 Otros sectores.

Otros sectores de consumo (residencial, comercial y agropecuario) de energía en Japón, pasaron de 52 MTEP a 103 MTEP, representando cerca de un 100% de incremento entre 1975 y 2016.

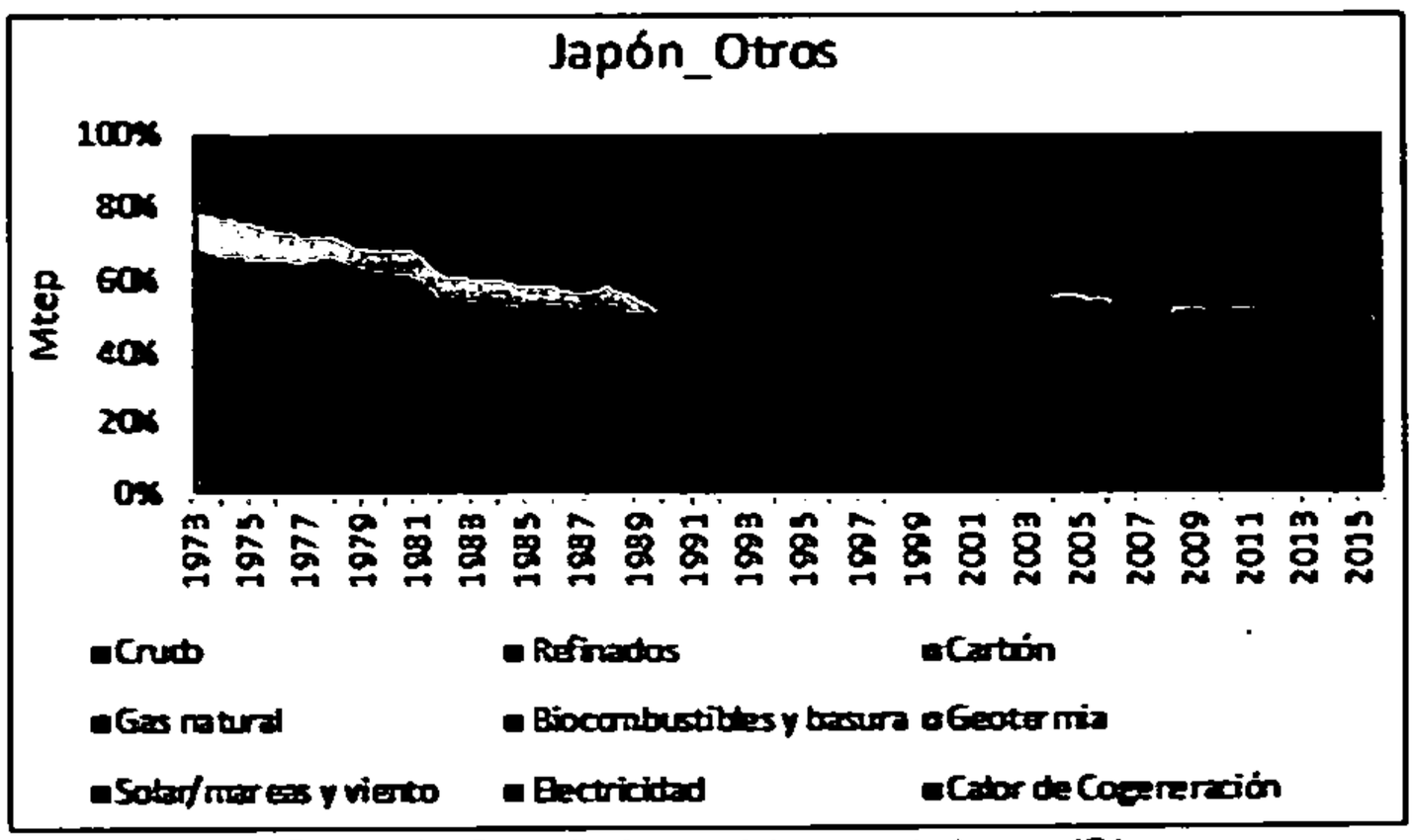
En cuanto a los energéticos, se observa la salida del carbón del sector en los años 90's, la amplia reducción en la participación de los refinados, que pasaron del 65% en 1975 al 27% en 2016, el espacio aprovechado por el gas natural y electricidad ganando participación del 4% al 20% y del 21% al 50% respectivamente dentro del período.

Figura 119: Demanda de energéticos del sector Otros en Japón entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 120: Participación de la demanda de energéticos del sector Otros en Japón entre 1973 y 2016



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.4 ALEMANIA.

La República Federal de Alemania se encuentra ubicada en el centro de Europa. Alemania limita con países como: Francia, Suiza y Austria por el sur; Bélgica, Holanda y Luxemburgo por el oeste; Dinamarca por el Norte y Polonia y la República Checa por el este. Tiene una superficie de 357.020,70 km^2 y una población de 82.667.685 millones de habitantes[80].

Alemania cuanta con un relieve montañoso en el sur (Alpes), alternando entre zonas llanas y montañosas, distribuidas por su territorio, como el Harz, los montes Metálicos (Erzgebirge), Taunus, Eifel, etc. Cuenta con una amplia diversidad de flora, con especies propias de regiones marítimas, de llanura y de especies alpinas. Es un país muy rico en todo tipo de bosques y de vegetación.

Para el segundo trimestre de 2017, la economía alemana creció sólo al 0,8%, pero esta tasa nominal equivalió a un 2,1%, si se tiene en cuenta el efecto calendario (dado que en 2016 la festividad de semana santa tuvo lugar en el primer trimestre) por lo cual, esta tasa de crecimiento correspondería más o menos con la evolución del PIB en 2016 (1,9%). El principal impulso al crecimiento fue de la demanda interna, especialmente del consumo privado, un punto, después de una aportación negativa en 2016. Pero a diferencia del primer trimestre, el aporte del sector exterior ha sido negativo, debido al fuerte aumento de las importaciones[81]. El PIB para 2017 fue de USD$ 3,67 billones[82].

El análisis del caso de Alemania en el contexto de transición, se realizó a partir del cruce de información de diversas fuentes como: la Agencia Internacional de Energía (IEA) [83], la base de datos energética de Naciones Unidas UNDS[84] y reporte del año 2018 de BP[85], con cifras consolidadas a 31 de diciembre de 2017.

Esto permitió elaborar el análisis estadístico para tener una visión de comportamiento energético del país, como complemento de los resultados obtenidos del análisis de políticas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, entre otros.

2.4.1 Matriz energética actual.

La *Figura 121*, muestra la matriz energética de Alemania a 31 de diciembre de 2017 sobre un total de más de 335 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP).

---

80 Ficha país Alemania. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/ALEMANIA_FICHA%20PAIS.pdf

81 Idem.

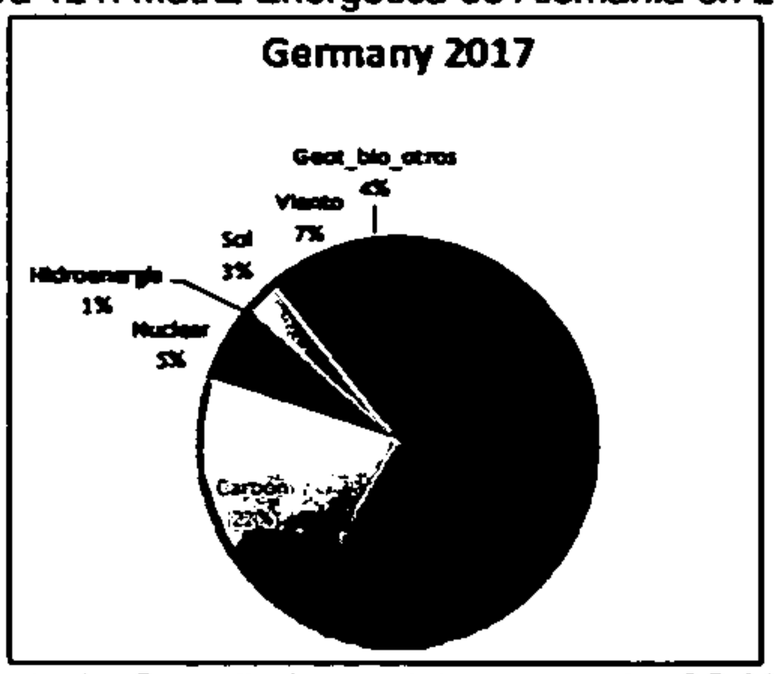
82 PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=DE&view=chart

83 Agencia Internacional de Energía, IEA, https://www.iea.org/Sankey/#?c=Germany&s=Balance

84 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

85 BP Energy outlook 2018 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html

Figura 121: Matriz Energética de Alemania en 2017.

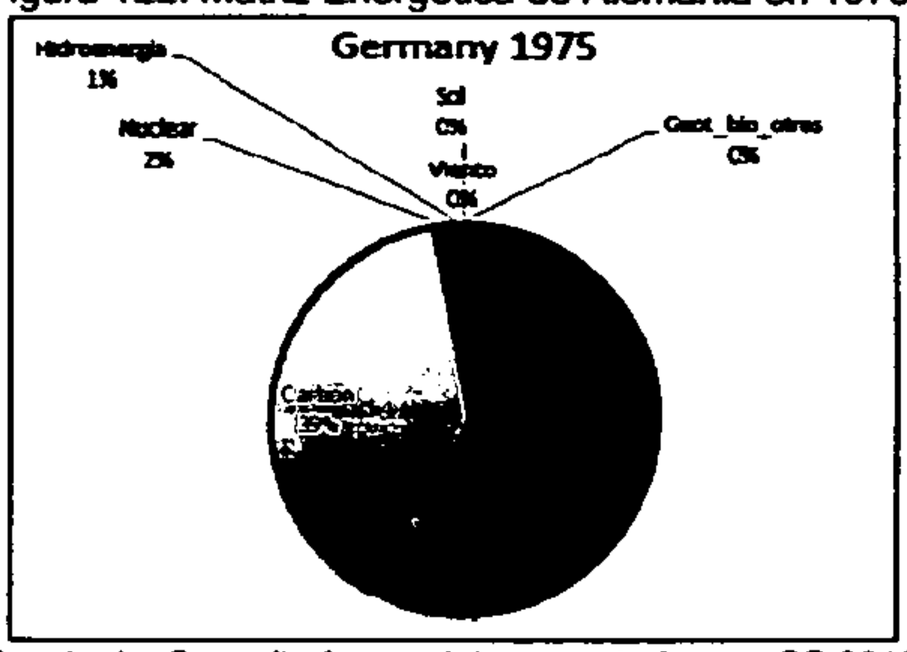


Fuente: La Consultoría con datos reportados BP 2018.

En el caso de Alemania, el crudo sigue siendo fundamental en el suministro energético (35%), siendo importado casi en su totalidad. Le sigue el gas natural y el carbón con el 23% y 22% respectivamente. Por su parte, las energías renovables alcanzaron cerca del 15% y la nuclear con 5%.

Al comparar las dos matrices: 1975 (Figura 122) Vs 2017 (Figura 121), se observa una mayor diversificación de la matriz en 2017, donde la participación del petróleo perdió fuerza y se redujo un 10% (ubicándose en el 35%). Similarmente, el carbón tuvo una reducción cercana a la mitad llegando al 22%. El gas natural aumentó en 10% logrando un 23%. En el caso de las energías renovables, estas han contado con un amplio respaldo del gobierno y han aumentado notablemente su participación al pasar del 1% en 1975 al 15% en 2017. La energía nuclear aumentó 2,5 veces su partición, alcanzando un 5%. Con respecto al consumo total, este sólo se incrementó en 3,8% desde 1975 a 2017, lo que implica un crecimiento promedio anual del 0,03%.

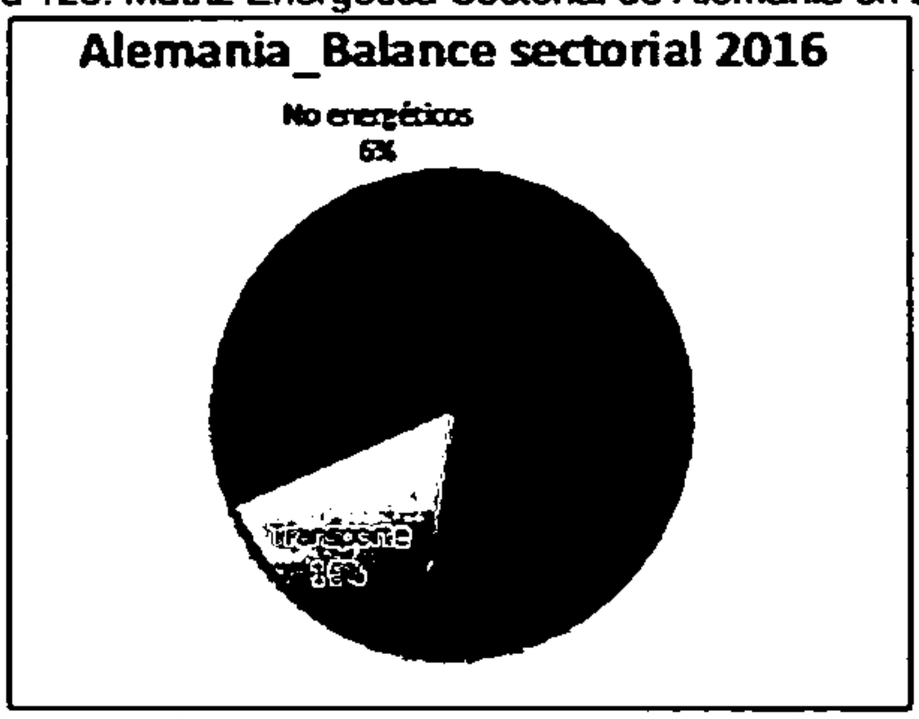
Figura 122: Matriz Energética de Alemania en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

La información del consumo sectorial tomó como fuente principal la información de la IEA, dividiendo la demanda en los sectores: generación eléctrica, industria, transporte, otros sectores (residencial, comercial, etc.) y demanda destinada a fines diferentes de la producción de energía (materia prima).

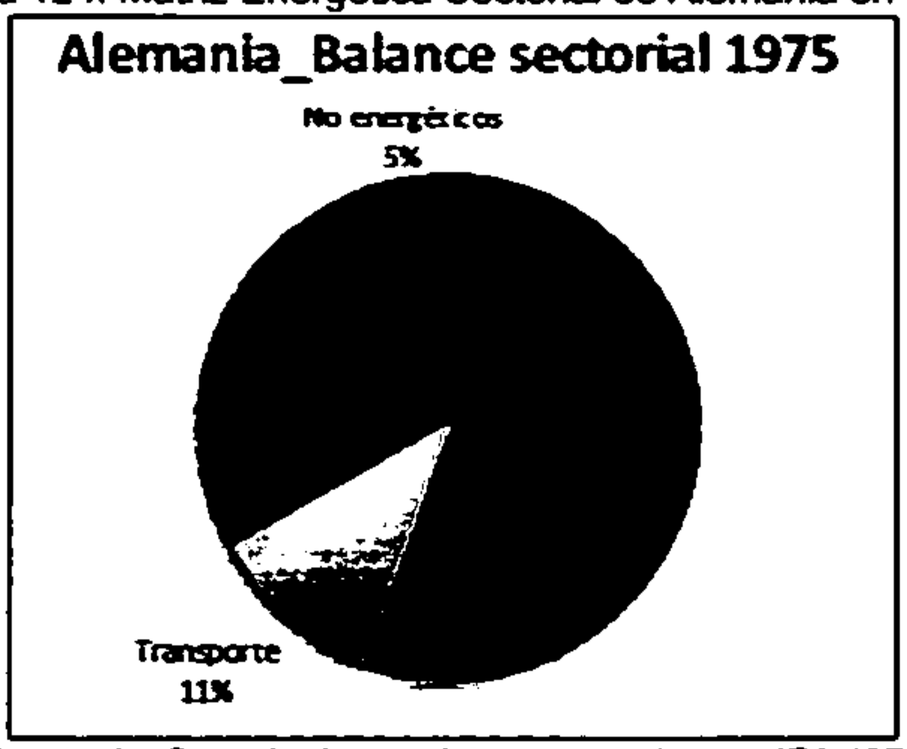
Figura 123: Matriz Energética Sectorial de Alemania en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Los cambios de demanda energética por sectores de consumo en Alemania, se observan con más claridad al comparar la distribución de las matrices energéticas sectoriales del país de 2016 (*Figura 123*) vs. 1975 (*Figura 124*). Estas muestran una variación en la distribución de consumos donde: la industria redujo su participación en 9%, Otros (residencial y comercial agrupados) perdió cerca de 4 puntos porcentuales, transporte se incrementó un 5% (del 11% al 16%) y generación eléctrica aumentó del 30% al 37%.

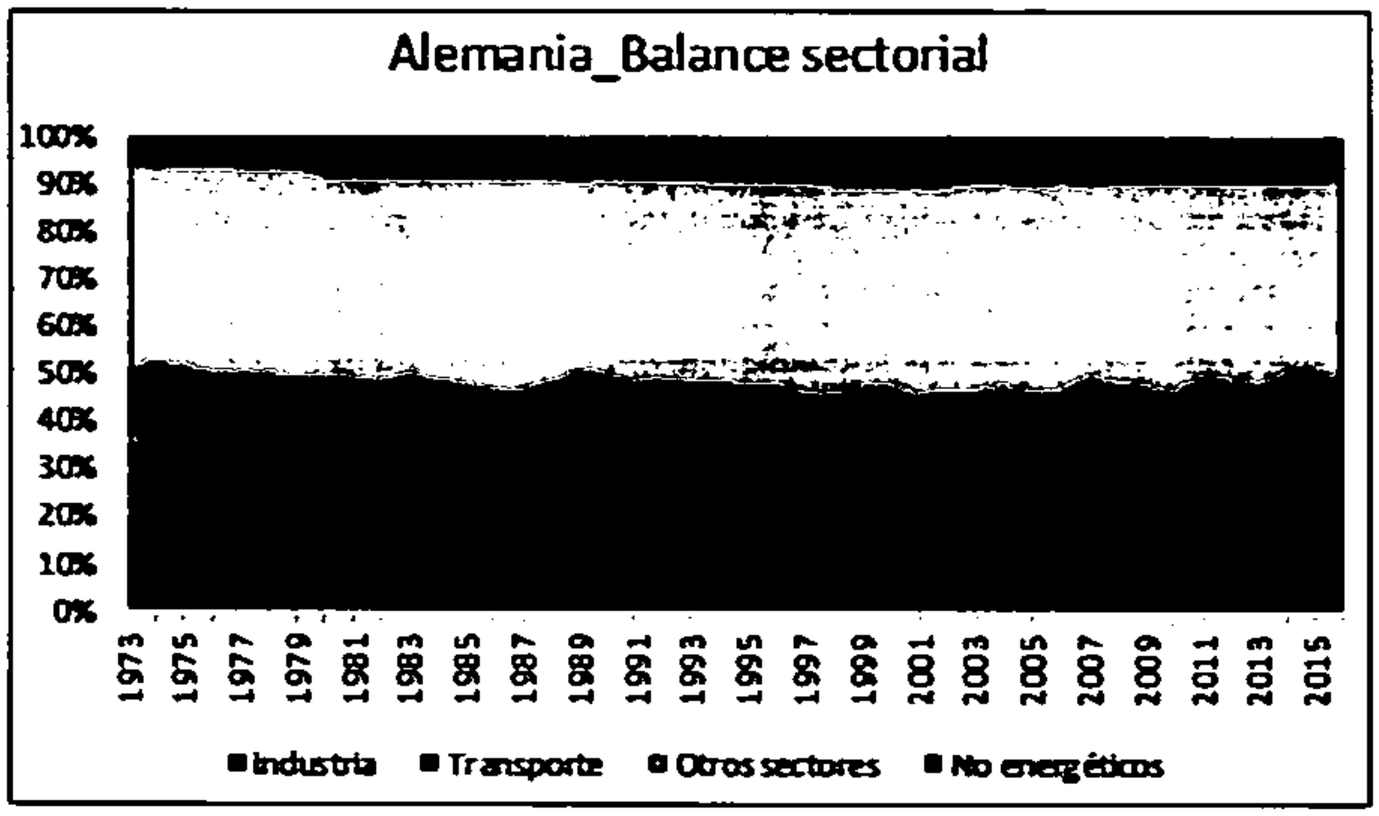
Figura 124: Matriz Energética Sectorial de Alemania en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

Analizando los sectores finales, se observa que el consumo se redujo levemente de 226 MTEP en 1975 a 224 MTEP en 2016.

Figura 125: Distribución de la matriz energética sectorial de Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

A grandes rasgos, el sector industria decreció en demanda energética al pasar del 36% al 25%, perdiendo participación con respecto a los demás sectores (principalmente desde los 70's hasta comienzo del nuevo siglo). El sector Otros se redujo levemente del 42% al 40% de 1973 al 2016. Contrariamente, el sector transporte creció 10 puntos porcentuales (pasando de un 15% a 25%) y en menor medida, los usos no energéticos aumentaron del 6,8% a 9,6%.

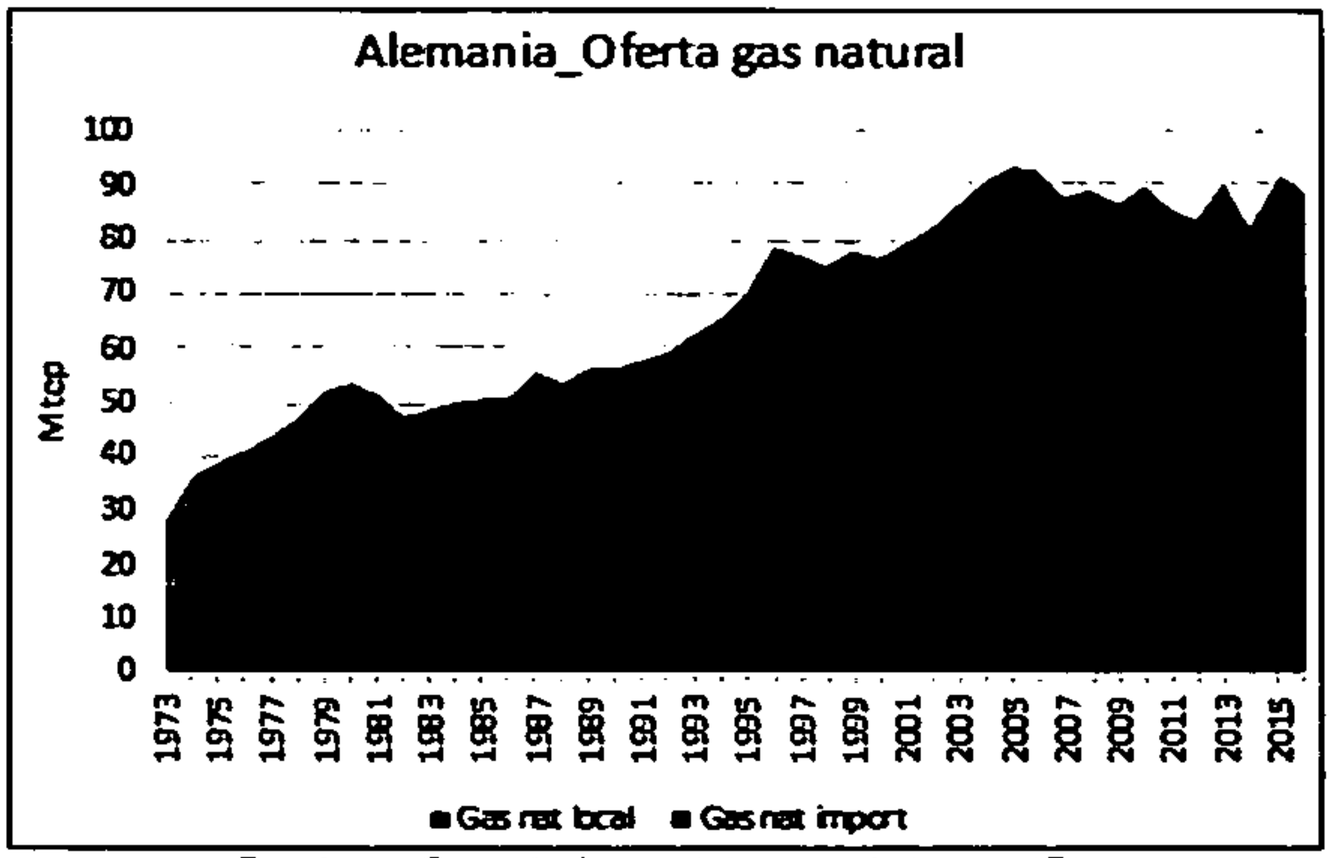
2.4.2 Características y balance de oferta y demanda de gas.

2.4.2.1 Gas Natural.

El análisis del balance de oferta y demanda de gas natural en Alemania, se realizó considerando tanto la producción local como el producto importado, tomado como fuente el reporte de IEA para el suministro del mercado interno y su uso en los diferentes sectores de consumo.

En cuanto a la oferta de gas natural para Alemania (*Figura 126*), se observa una gran contribución de producto importado que creció rápidamente entre 1975 y 2016. Por su parte, la producción local empezó a decrecer, llegando a ser inferior al 10% de la contribución total en 2016. Con respecto a la oferta total de gas natural, se presentó un notable aumento en el volumen suministrado pasando de 39 MTEP en 1975 a 88 MTEP en 2016.

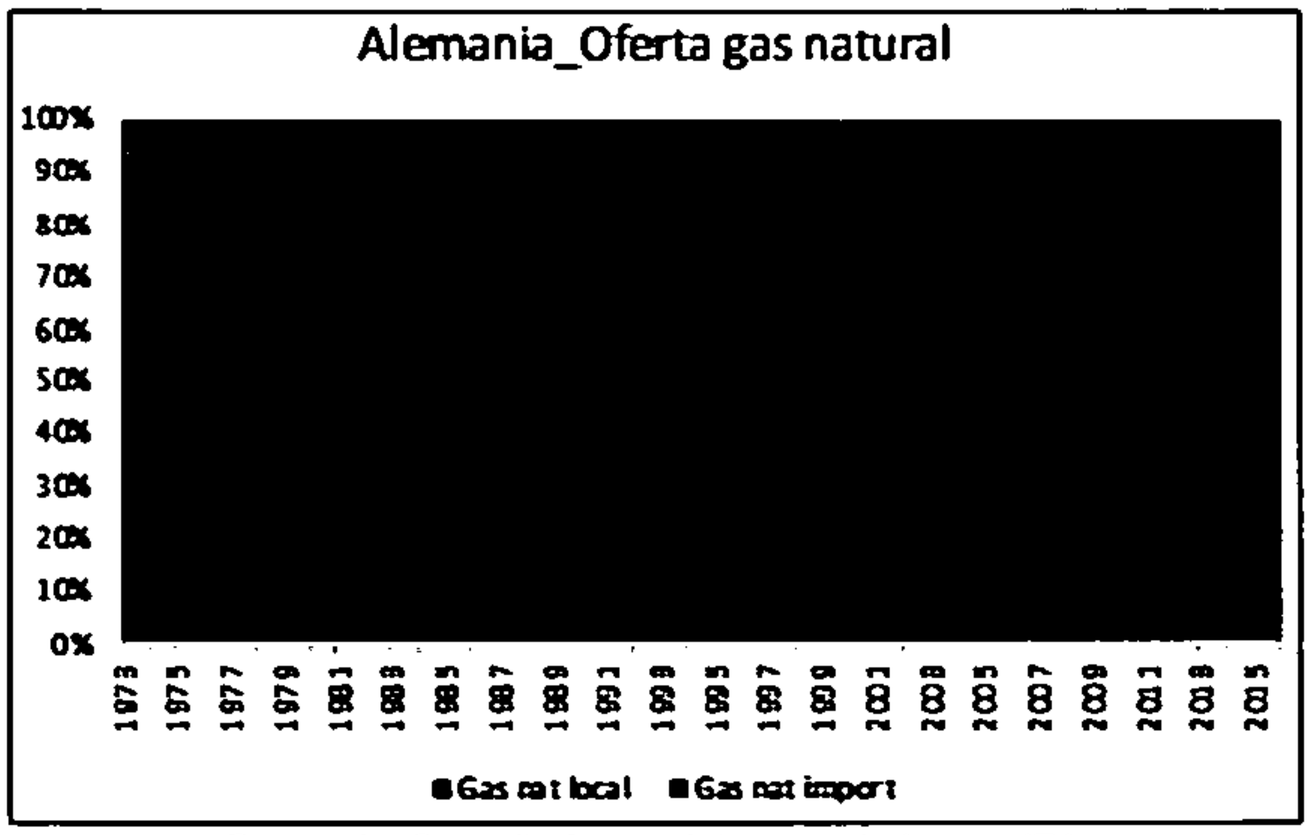
Figura 126: Oferta de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En la *Figura 127* se evidencia como la oferta local de gas natural disminuyó de un 40% en 1975 a un 7,5% en 2016.

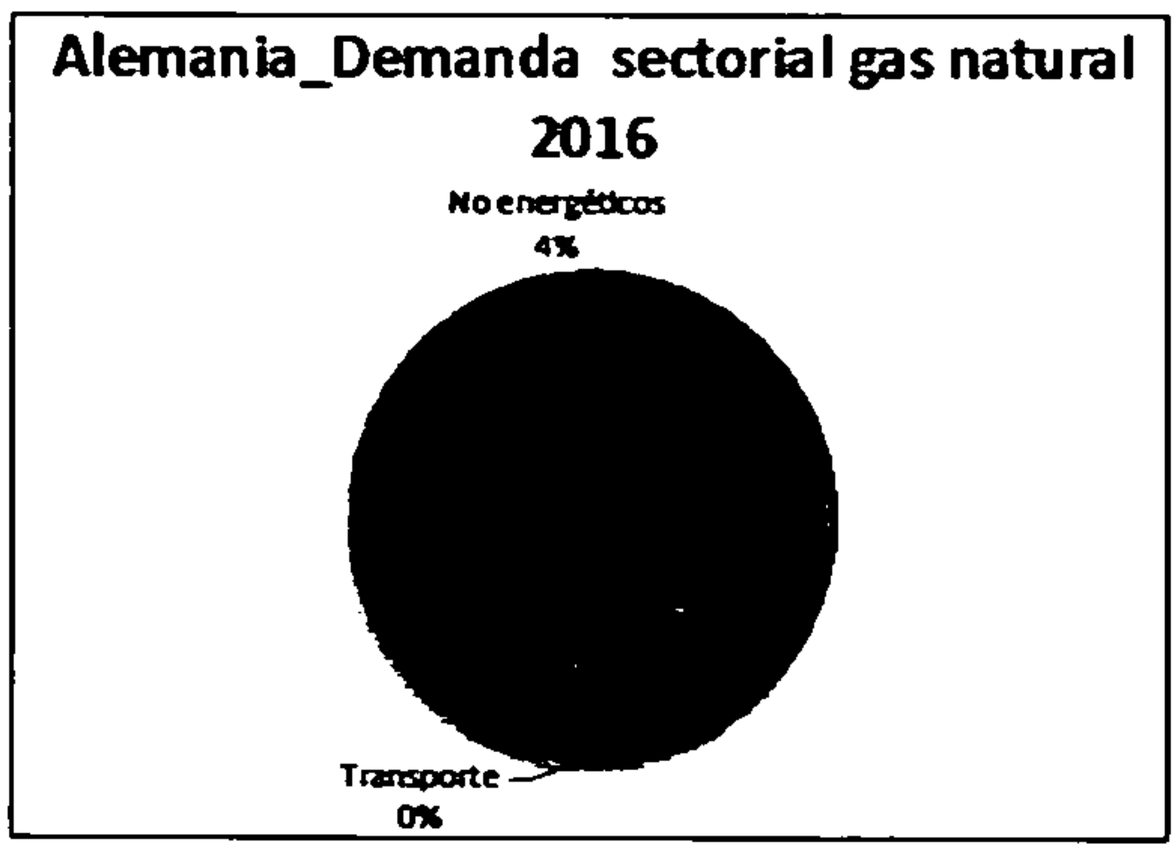
Figura 127: Participación de la Oferta de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Con respecto a la demanda, en la *Figura 128*, se observa la participación de la demanda sectorial de gas natural para el año 2016 y en la *Figura 129*, la evolución de esta demanda entre los años 1973 y 2016. La demanda total de gas natural en 1975 fue de 36,6 MTEP y en 2016 alcanzó los 72,4 MTEP. Particularmente, el sector Otros (residencial, comercial y otros) incrementó su participación aumentando del 21% en 1975 al 45% en 2016. Por el contrario, los sectores generación eléctrica e industria perdieron participación reduciendo del 39% al 24% y del 35% al 27% respectivamente. De la misma manera, los usos diferentes al suministro de energía redujeron en un punto porcentual su consumo, alcanzando en 2016 el 4%.

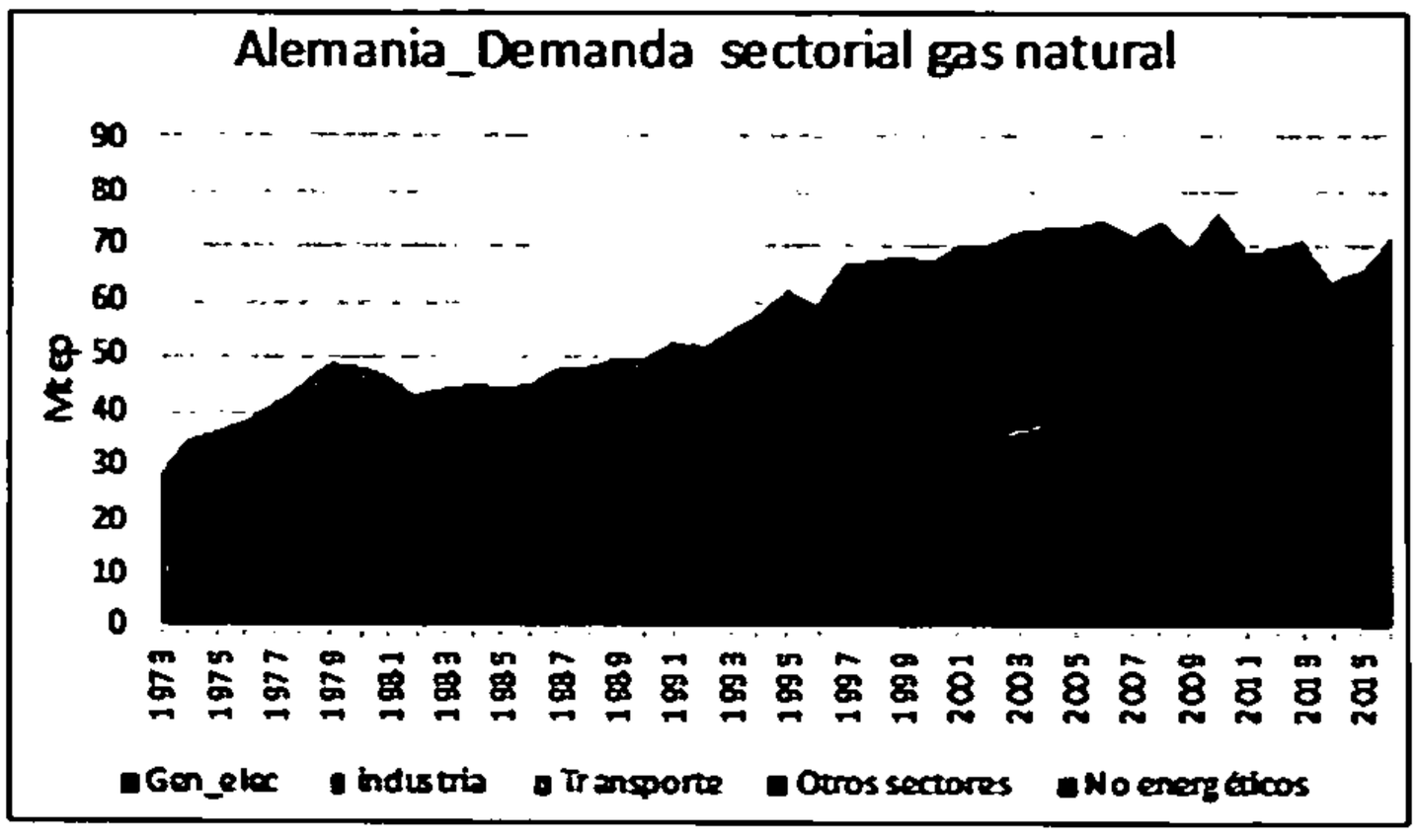
Figura 128: Demanda sectorial de gas natural en Alemania en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

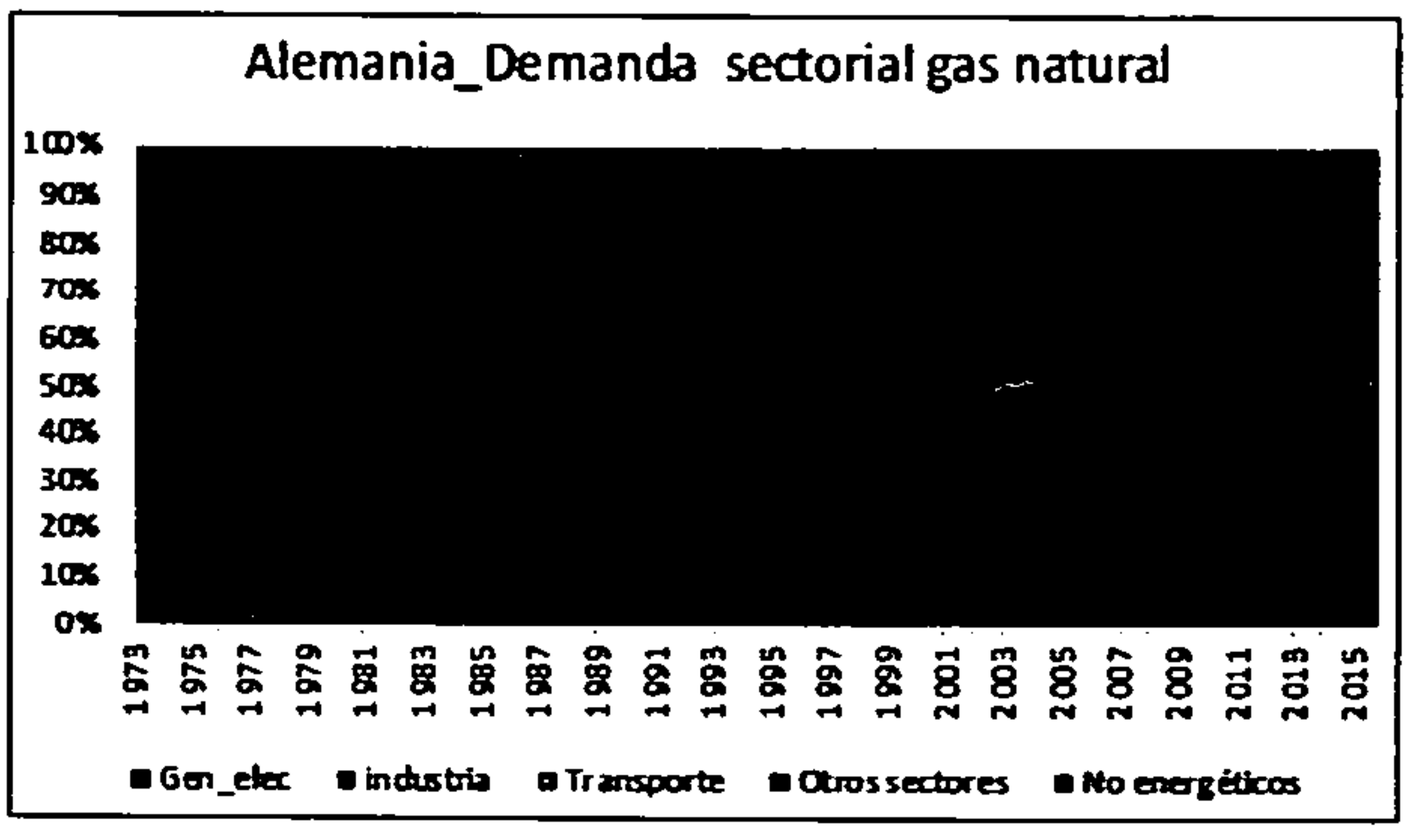
Analizando la demanda sectorial, se puede observar en la *Figura 129* como la generación aumentó el consumo energético de 14,3 MTEP en 1975 a 17 MTEP en 2016, la industria creció en consumo desde 13 MTEP a 15 MTEP entre 1975 y 2016, y el sector Otros presentó un crecimiento continuo al aumentar 4 veces su participación desde los 70's hasta el presente. En cuanto al sector transporte, este hizo aparición a inicios de la década de 00's y en 2003 alcanzó un consumo cercano a 1 MTEP, sin embargo, posteriormente a ese año, ha tenido una tendencia decreciente.

Figura 129: Demanda sectorial de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Figura 130: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Alemania entre 1973 y 2016.



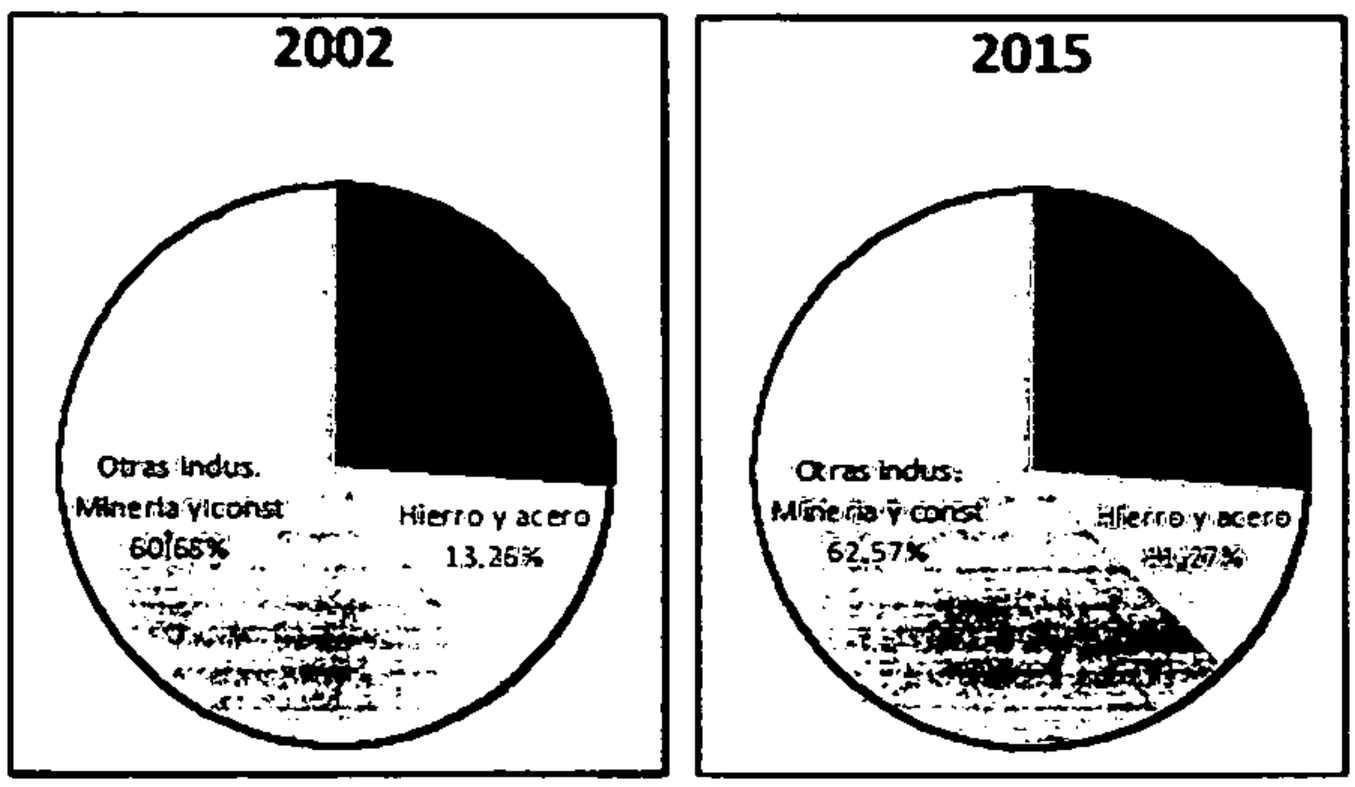
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Como complemento del análisis realizado con la información de la IEA, se procedió a trabajar con la base de datos energética de Naciones Unidas[86] para tener mayor nivel de detalle de los sectores y los resultados de este análisis se presentan a continuación:

La *Figura 131* muestra que el sector industria no presentó mayores cambios en la participación entre 2002 y 2015. El subsector Otras industrias ganó 2 puntos porcentuales en su participación, que los perdió el subsector Hierro y acero. Petroquímica y químicos mantuvieron en 26% su participación.

Particularmente, en Otros sectores industriales se cuenta con información de 2015 donde se señala que el mayor consumo lo tiene la industria de alimentos y tabaco con 23%, seguido de minerales no metálicos con 21%, pulpa y papel con 17%, maquinaria con 14%, equipos de transporte, y metales no ferrosos cada uno con aproximadamente 7% e industria no especificada con 2%.

Figura 131: Participación de la demanda de gas natural en el sector industria en Alemania en 2002 y 2015.



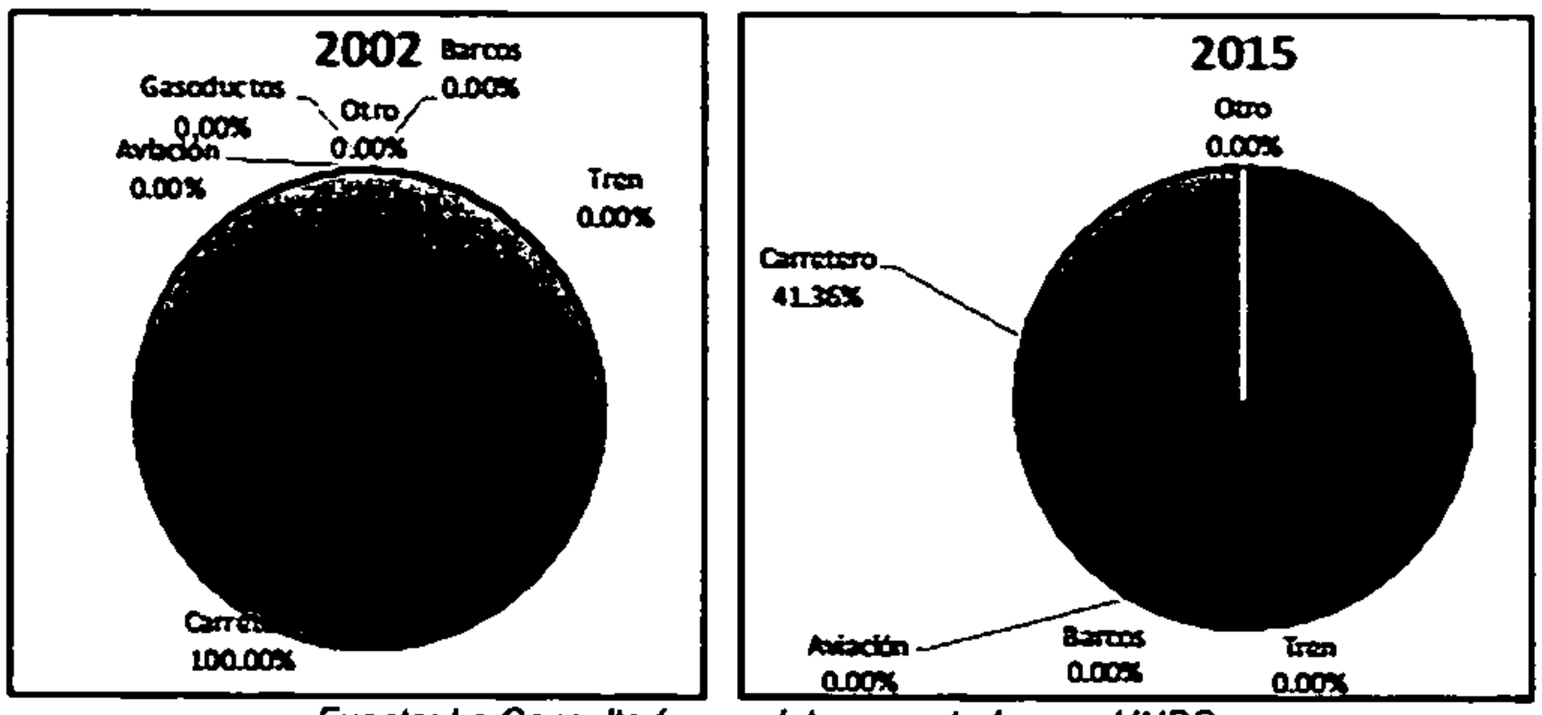
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La *Figura 132* muestra el gran cambio que hubo en la participación del sector transporte entre los años 2002 y 2015. En el año 2002, el subsector carretero contaba con el 100% de la participación del sector y en el 2015 contó con sólo el 41,36%. Sin embargo, su consumo energético en el 2015 alcanzó a ser 7 veces el valor que tenía en el año 2002. Por su parte, el subsector gasoductos entró en el mercado en el 2003 y luego alcanzó a representar cerca del 95% de la demanda, pero con el paso del tiempo, ha venido decreciendo.

---

[86] Naciones Unidas. División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

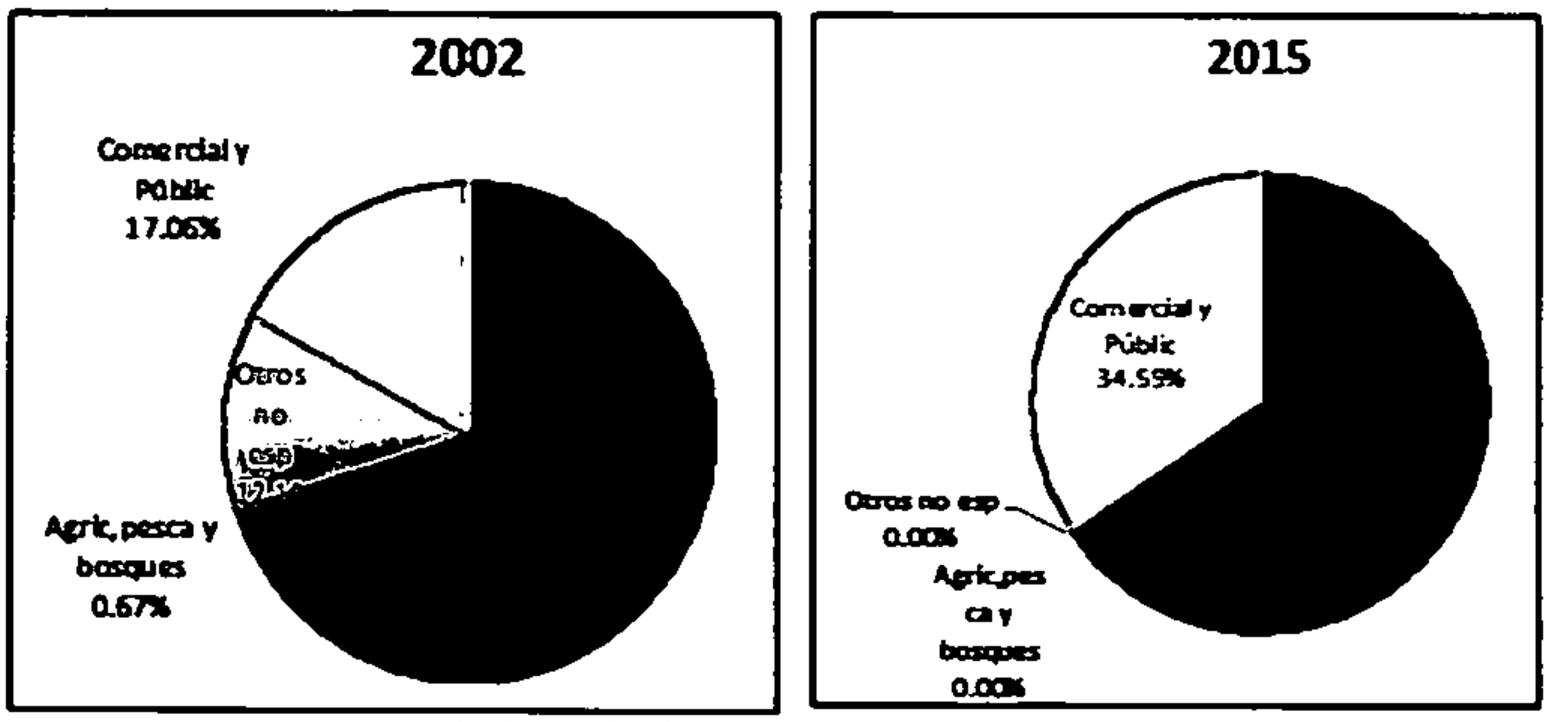
Figura 132: Participación de la demanda de gas natural en el sector transporte en Alemania en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En otros sectores, la *Figura 133*, nos muestra que la demanda se ha concentrado en sector residencial y comercial, los no especificados en 2002 pasaron a ser comercial y este es el que ha ganado participación dentro de los sectores de consumo para el período, además el consumo agropecuario desapareció desde 2003.

Figura 133: Participación de la demanda de gas natural en Otros sectores en Alemania en 2002 y 2015.



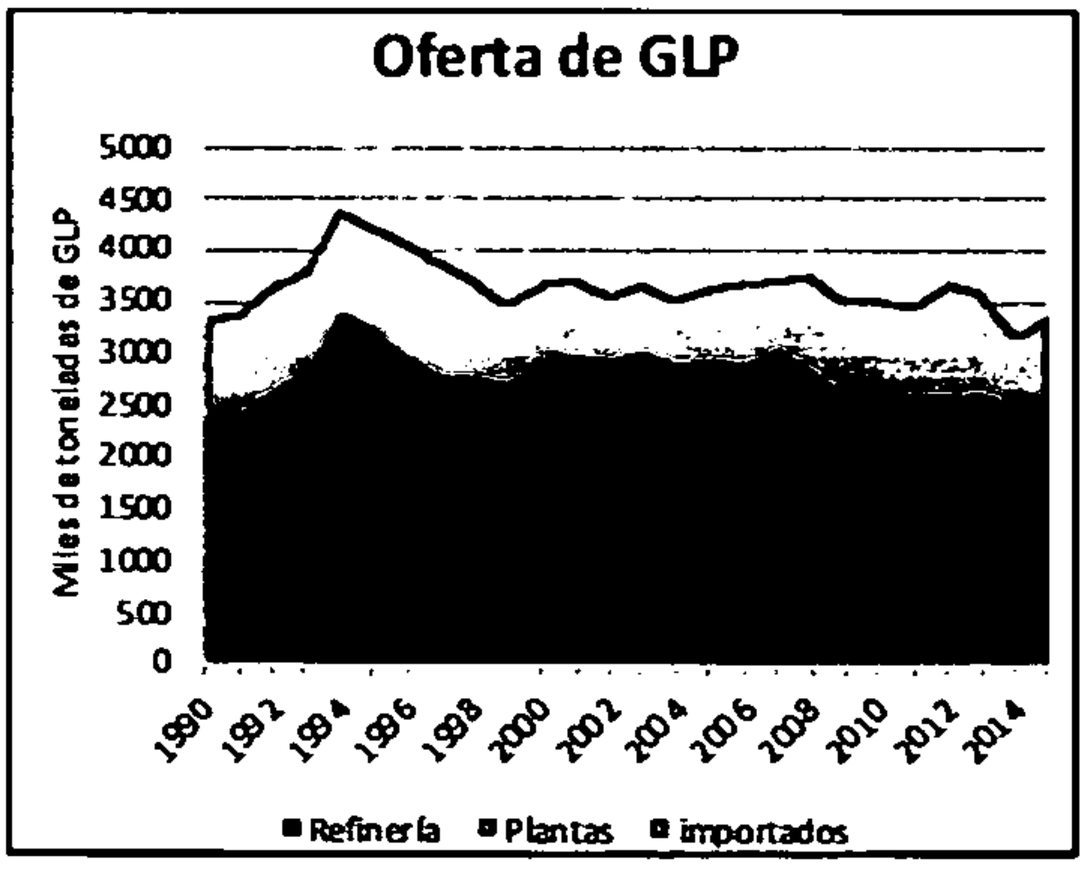
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Finalmente, al comparar oferta y demanda de gas en cuanto al porcentaje de gas ofertado que se emplea en los sectores de consumo citados, este se mantuvo por encima del 70%, el resto de gas no reportado, la información indica que se asignaba a autoconsumo de requerimientos propios de la actividad de hidrocarburos.

2.4.2.2 Gas licuado del petróleo.

En el caso de Alemania, se utilizó como referencia la base de Datos Energética de Naciones Unidas[87]. En la actualidad el país cuenta con una oferta cercana a los 3,5 millones de toneladas de GLP. Este valor ha estado en el rango de suministro de los últimos años con excepción de mediados de los 90's, donde el suministro llegó a cerca de los 4,5 millones de toneladas.

Figura 134: Oferta de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.



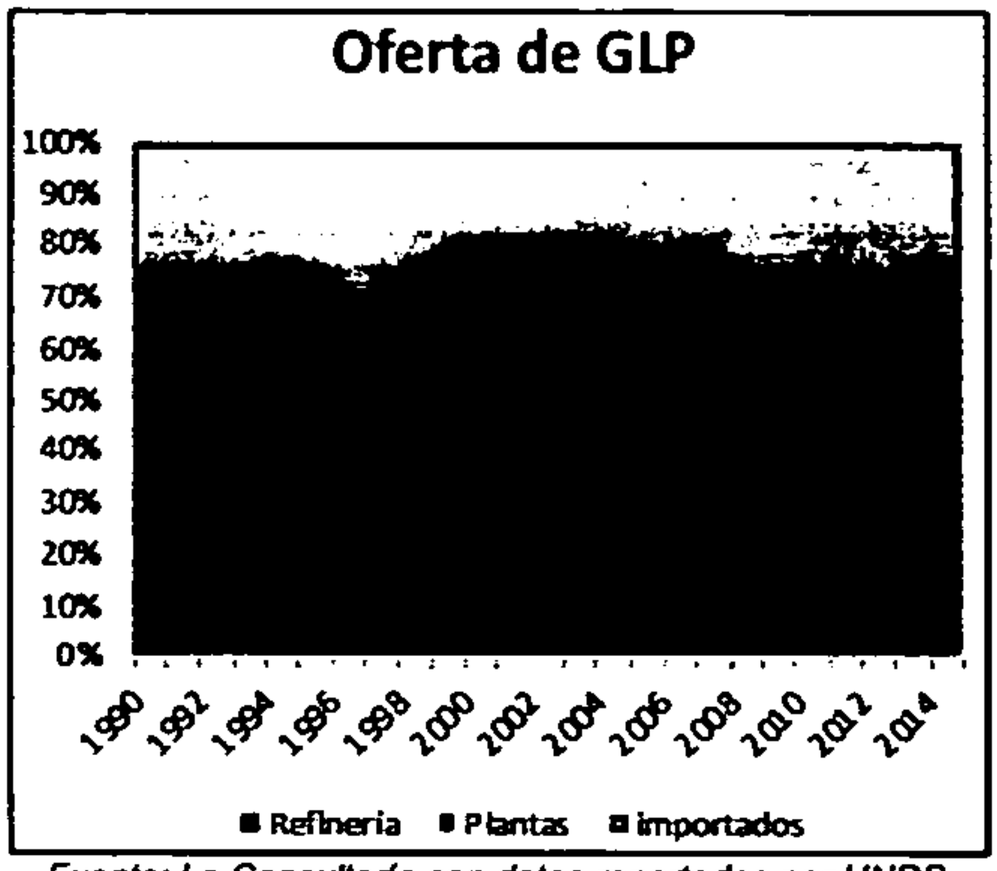
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La evolución presentada en la oferta de GLP muestra que la mayor parte (más del 70%) es obtenida en refinerías locales. El porcentaje restante es importado.

---

87 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, GLP. http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aLP

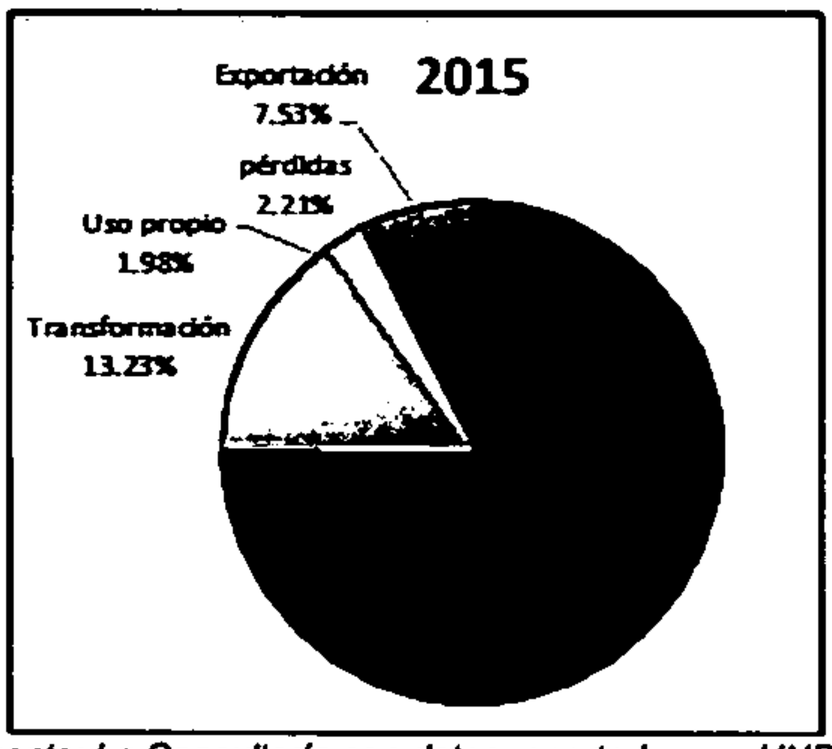
Figura 135: Participación de la oferta de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En cuanto a la demanda, la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS maneja el período de 1990 a 2015 y clasifica la información de consumos en: consumos finales, transformación, uso propio, pérdidas y exportación. En la *Figura 136* se muestra la demanda en 2015 y en la *Figura 137* la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

Figura 136: Demanda de GLP en Alemania en 2015.

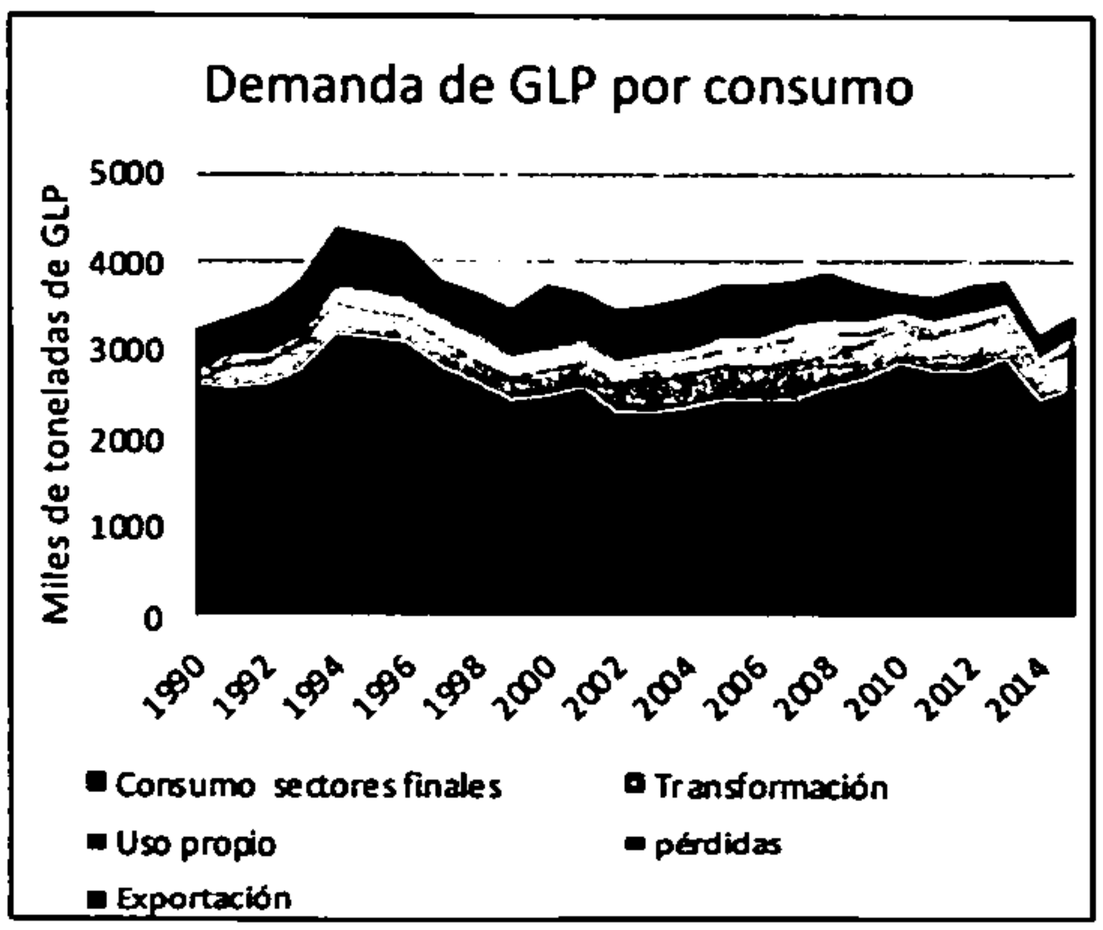


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Observando la demanda en 2015, se identifica que la mayor parte de esta fue para sectores de consumo finales representando el 75%, seguidos por la transformación con 13%, la exportación con 7%, unas pérdidas un poco mayores del 2% y el consumo propio que casi llega también al 2%.

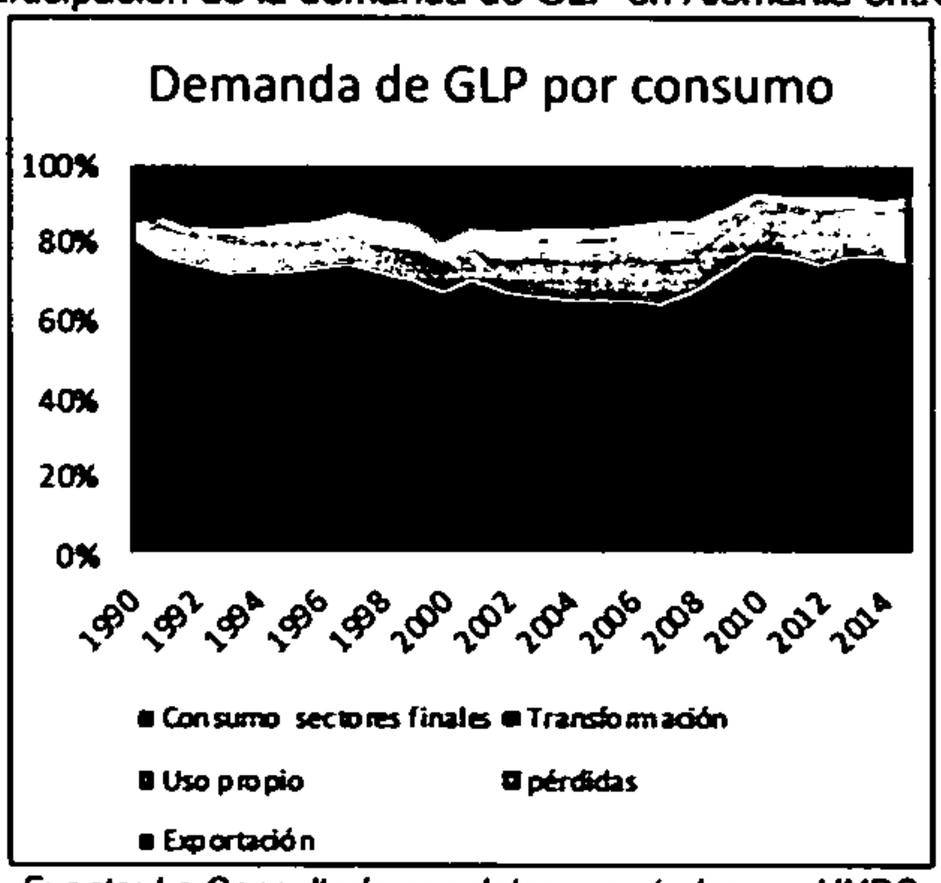
Analizando la evolución de la demanda de GLP (*Figuras 137 y 138)*, se observa que a principios de los 90's creció el consumo sectorial para luego bajar y estabilizarse. A partir del 2000, se empezaron a contabilizar las pérdidas y también se incrementó la transformación. Finalmente, desde 2008 se redujeron las exportaciones que se hacen del combustible por debajo de la mitad de los valores habituales.

Figura 137: Demanda de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

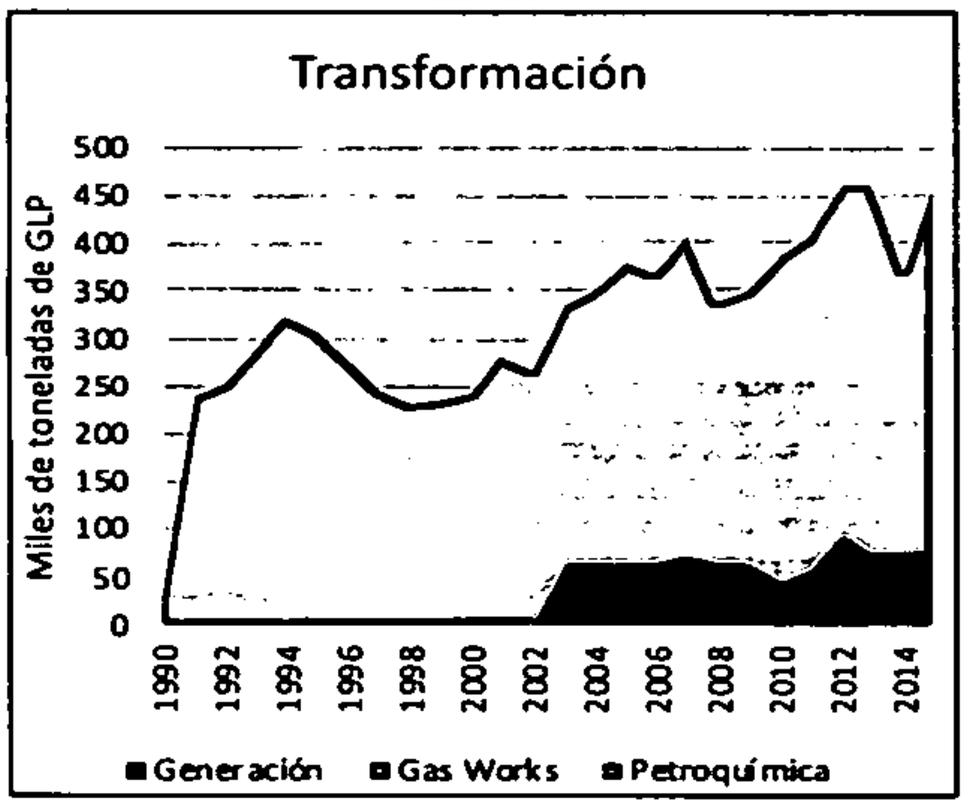
Figura 138: Participación de la demanda de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Cabe aclarar que, el GLP reportado en transformación en su mayoría tiene destino en la industria petroquímica, pero también para actividades de gas Works hasta el 2002 y desde el 2003 con mayor énfasis en autogeneración eléctrica llegando a tener casi el 20% en esta última.

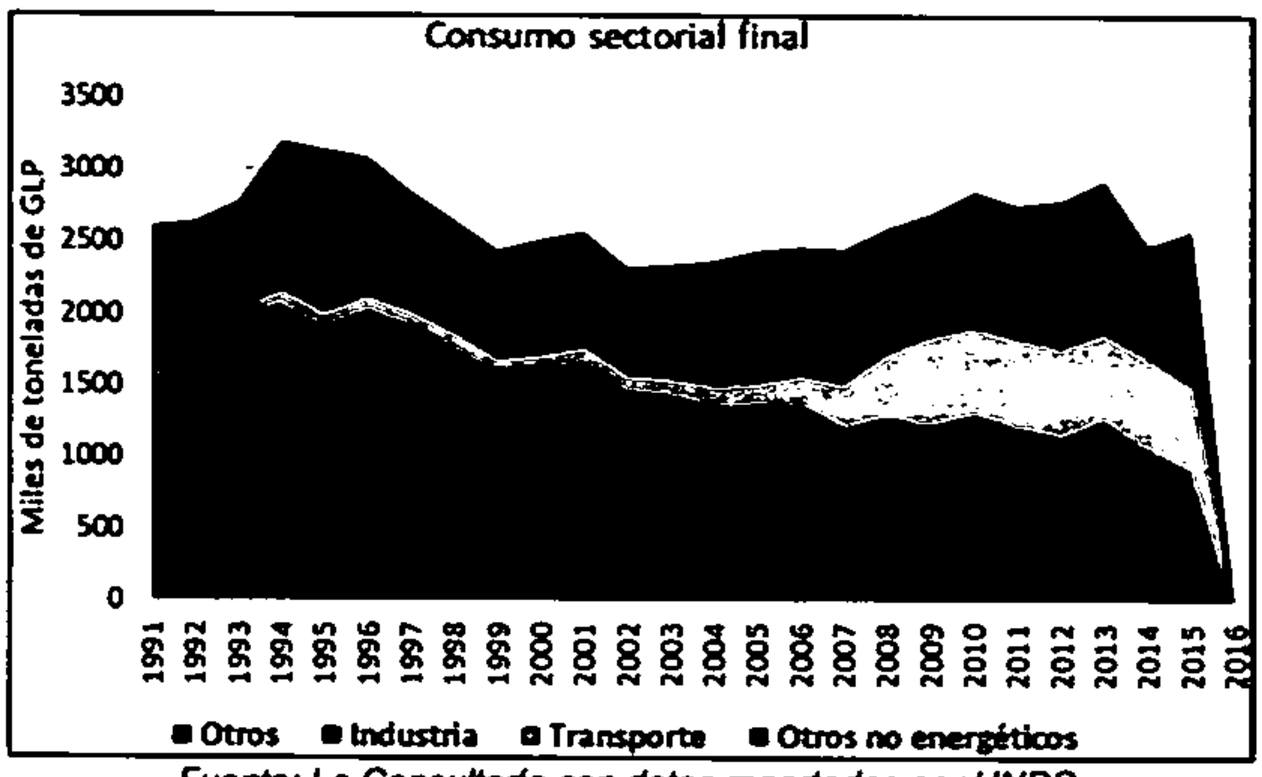
Figura 139: Participación de la demanda de GLP en transformación en Alemania entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

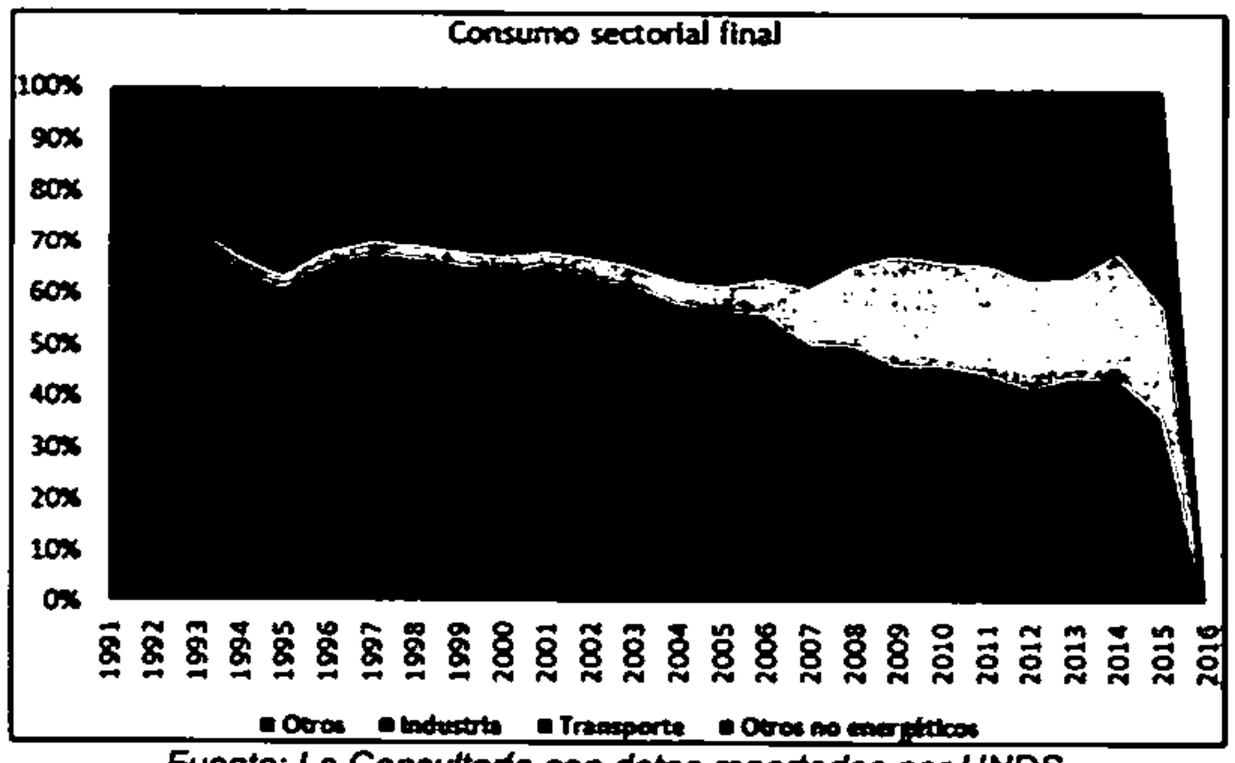
El consumo sectorial final está compuesto por: los subsectores industria, transporte, otros (residencial, agropecuario y comercial) y usos no energéticos. En general, la demanda de sectores finales ha mantenido su volumen de consumo en 2016 con respecto al nivel de 1990 (cercana a los 2.600 miles de toneladas de GLP), con crecimiento efectivo en los 90's, y oscilación en la demanda desde entonces. Ahora detallando el comportamiento, se observa una sustitución de la demanda de industria por demanda en transporte. *(Ver Figuras 140 y 141).*

Figura 140: Evolución de la demanda sectores finales de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Figura 141: Participación de la demanda sectores finales de GLP en Alemania entre 1990 y 2015.



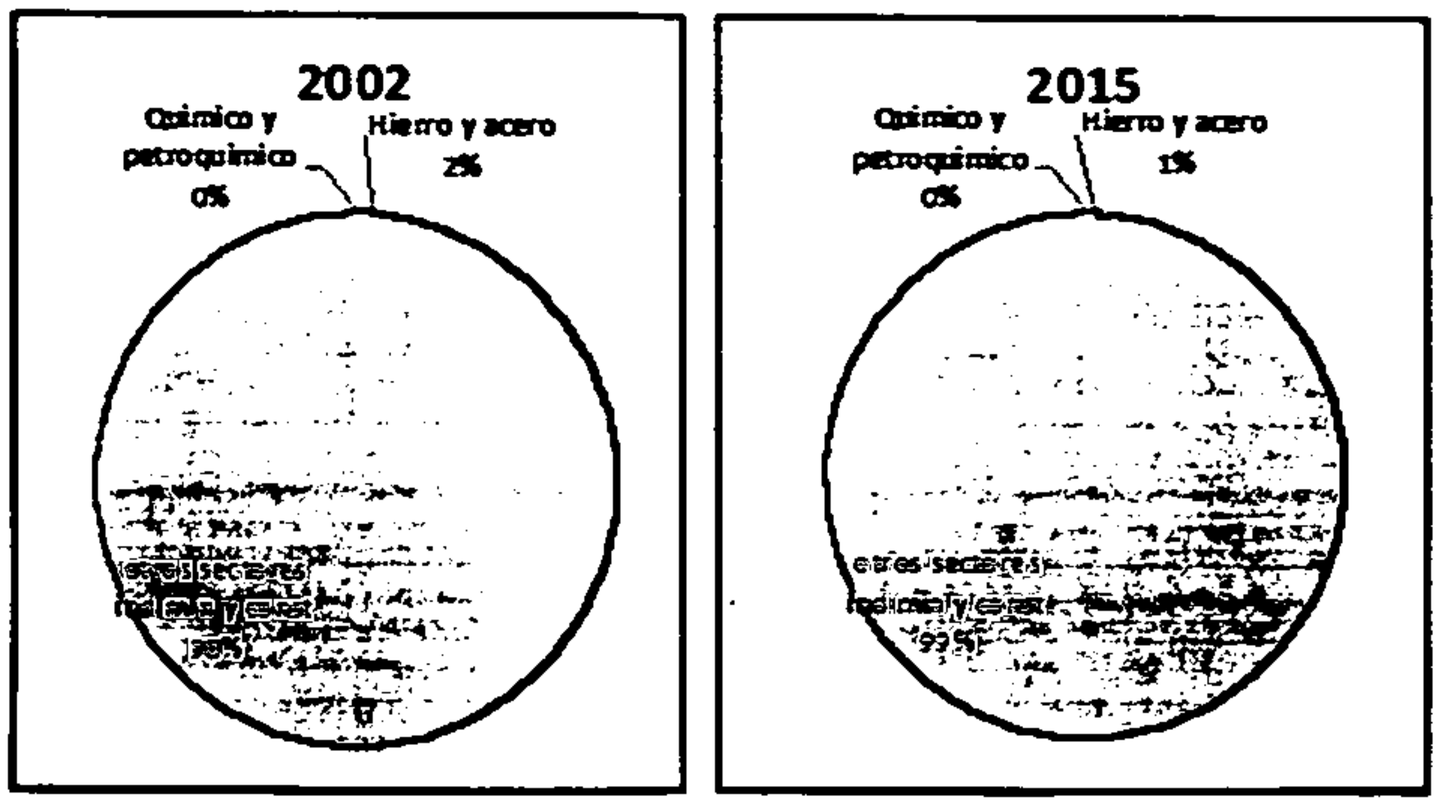
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En la *Figura 141* se observa que el sector industria inició el período con un 35% de participación y a partir del 2002, comenzó un ciclo de descenso hasta llegar al 3% en 2016. Por su parte, el sector transporte capturó gran parte de esa participación, llegando al 21% en 2016. El sector Otros (residencial, comercial y otros) creció progresivamente y pasó del 30 al 43%.

Para ampliar la información de los sectores anteriormente relacionados, se trabajó con la información disponible en la base de datos energética de Naciones Unidas, y se encontró lo siguiente:

En el sector industria, la información que se muestra en la *Figura 142* permite identificar que Otros sectores industriales han dominado la participación del sector, manteniéndose por encima del 98%. Por su parte el subsector hierro y acero disminuyó del 2% en 2002 al 1% en 2015.

Figura 142: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Alemania en 2002 y 2015.

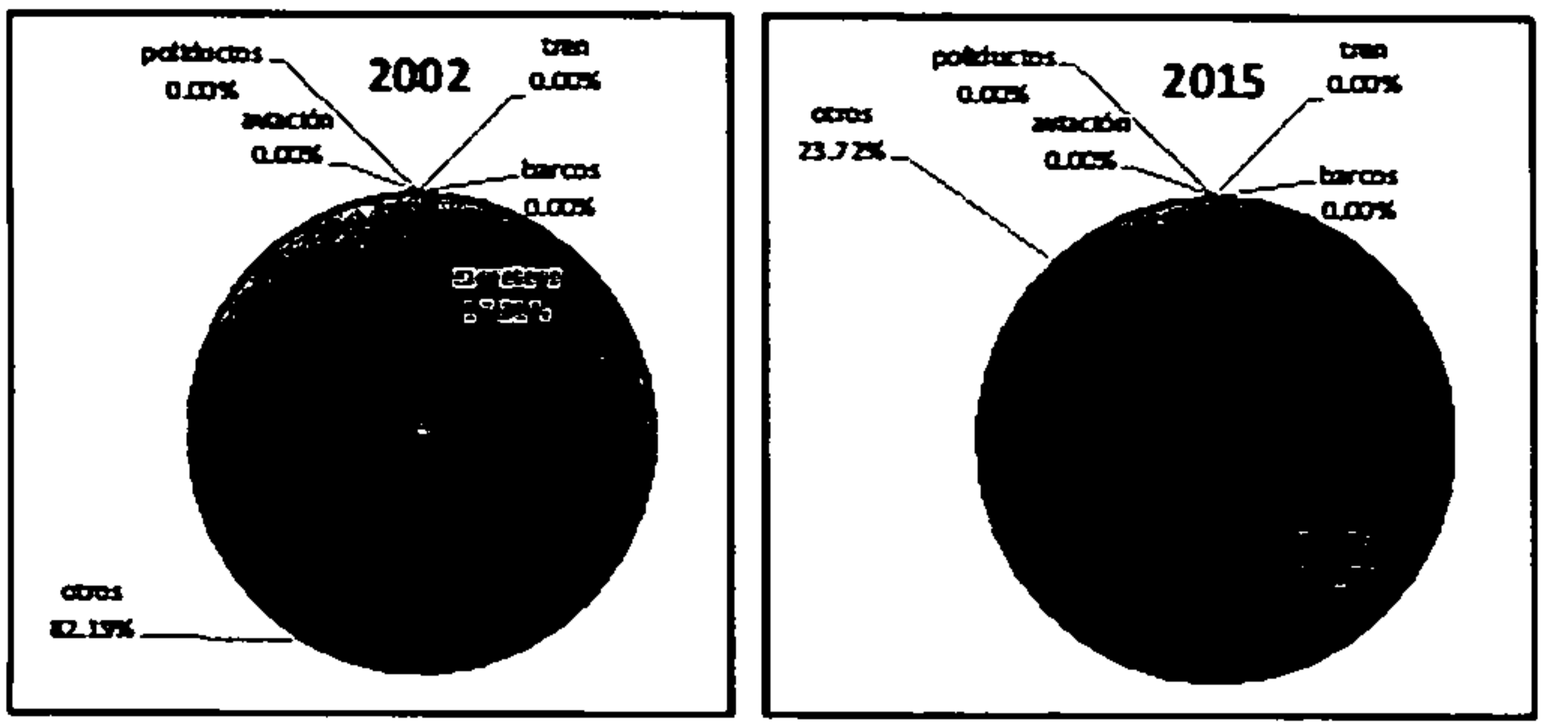


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Más específicamente en otros sectores industriales, se tiene información para 2015 de la base de datos energética de Naciones Unidas, que los principales usos de la energía son para maquinaria con 44%, seguido de otros no desagregados con 18%, minerales no metálicos con 14%, minería y equipos de transporte cada uno con 4% y el subsector pulpa y papel y el no ferrosos con 3%.

Para el sector transporte, la *Figura 143* muestra que la demanda del sector carretero aumentó notablemente del 18% en 2002 al 76% en 2015 y de manera proporcional inversa, el subsector Otros decreció del 82% al 24%.

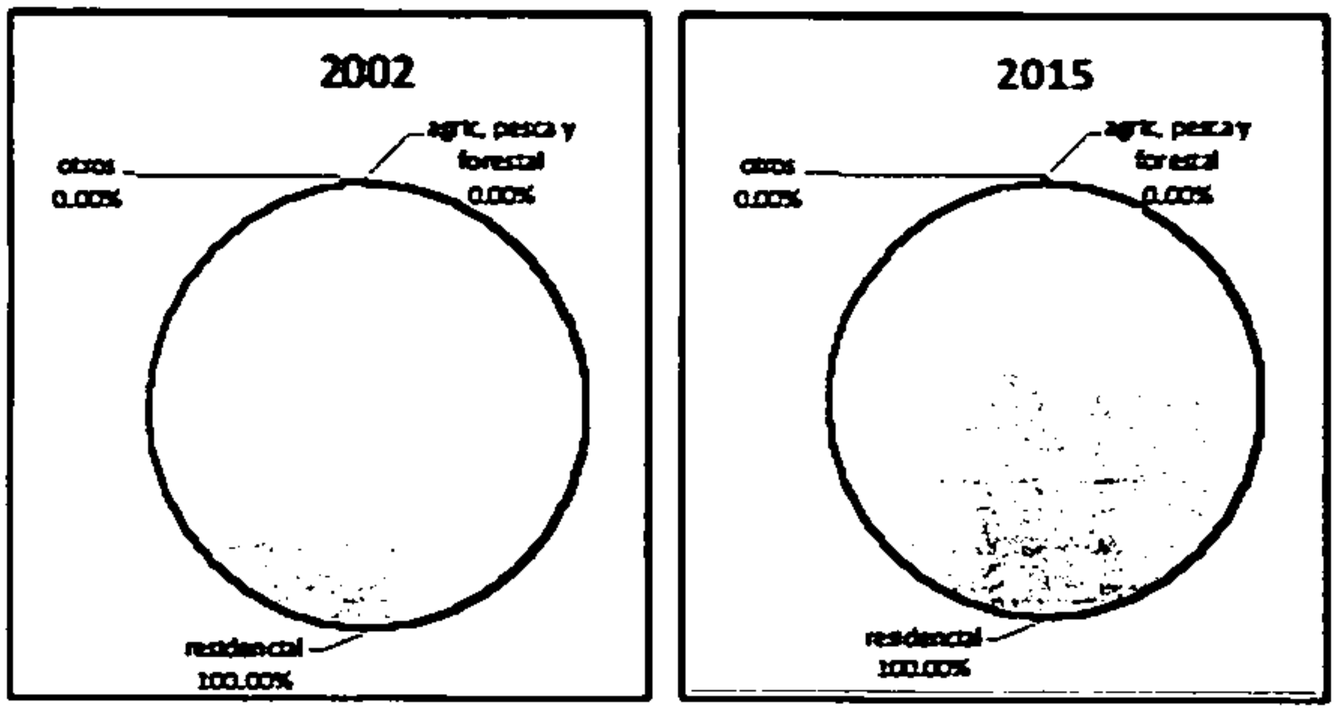
Figura 143: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Alemania en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS

Para el sector Otros, la *Figura 144* muestra que la demanda es netamente residencial.

Figura 144: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Alemania en 2002 y 2015.



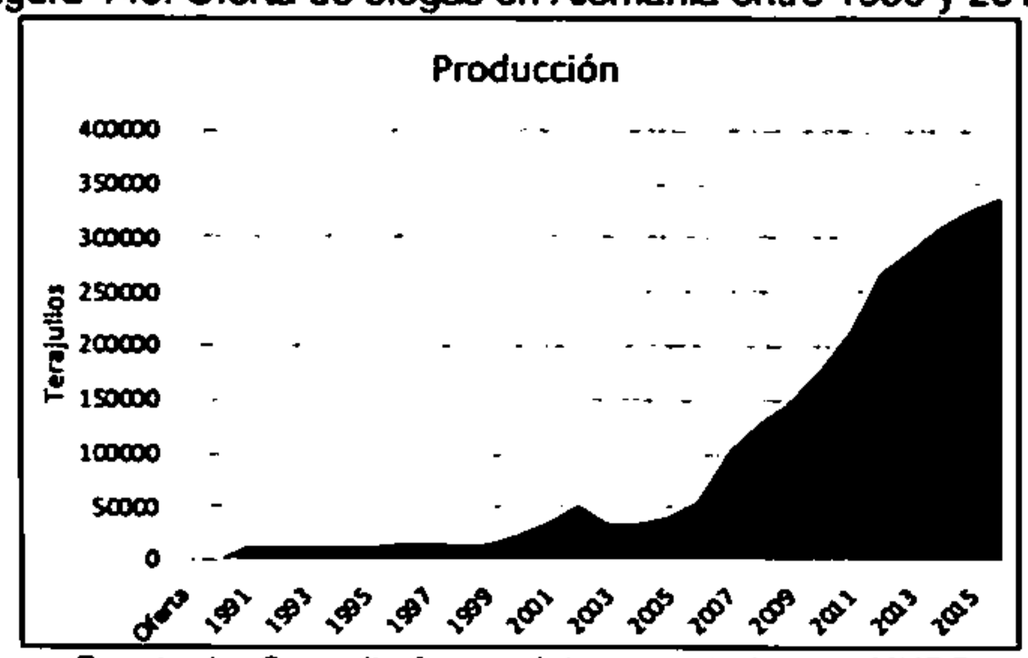
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS

2.4.2.3 Biogás.

La información de producción y consumo de biogás, se obtuvo de la base de datos energéticas de Naciones Unidas para el período 1990 a 2016.

La producción de biogás en Alemania ha sido netamente local (Ver *Figura 145*), presentando un crecimiento promedio del 22% y llegando a un suministro cercano a los 350.000 Terajulios en 2016.

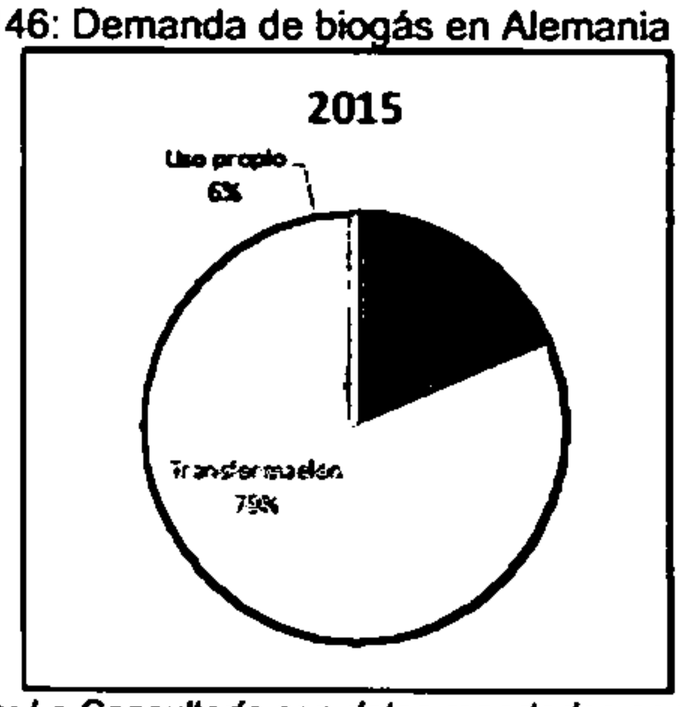
Figura 145: Oferta de biogás en Alemania entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS

Con respecto a la demanda de biogás, la información trabajada de la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS, clasifica los consumos en: consumos sectores finales, uso propio y transformación. En la *Figura 146*, se presenta la demanda para el 2015 y en la *Figura 147*, la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

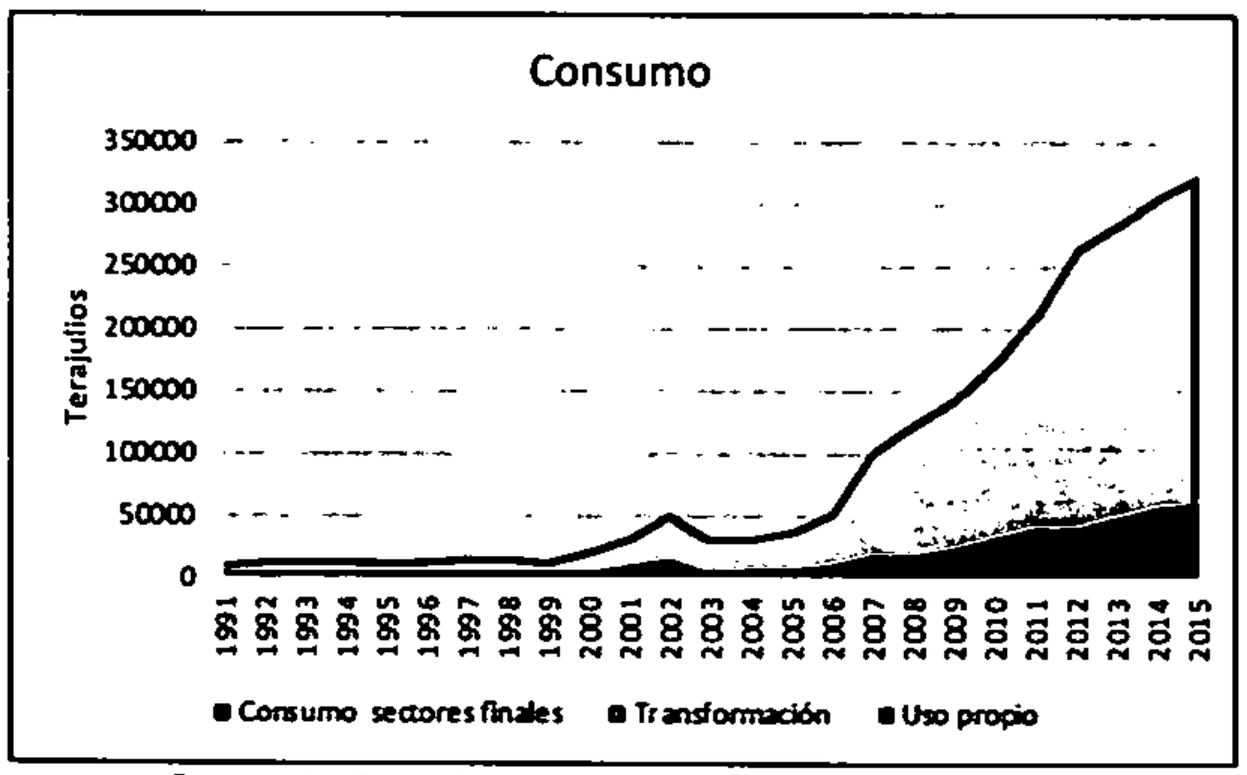
Figura 146: Demanda de biogás en Alemania en 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

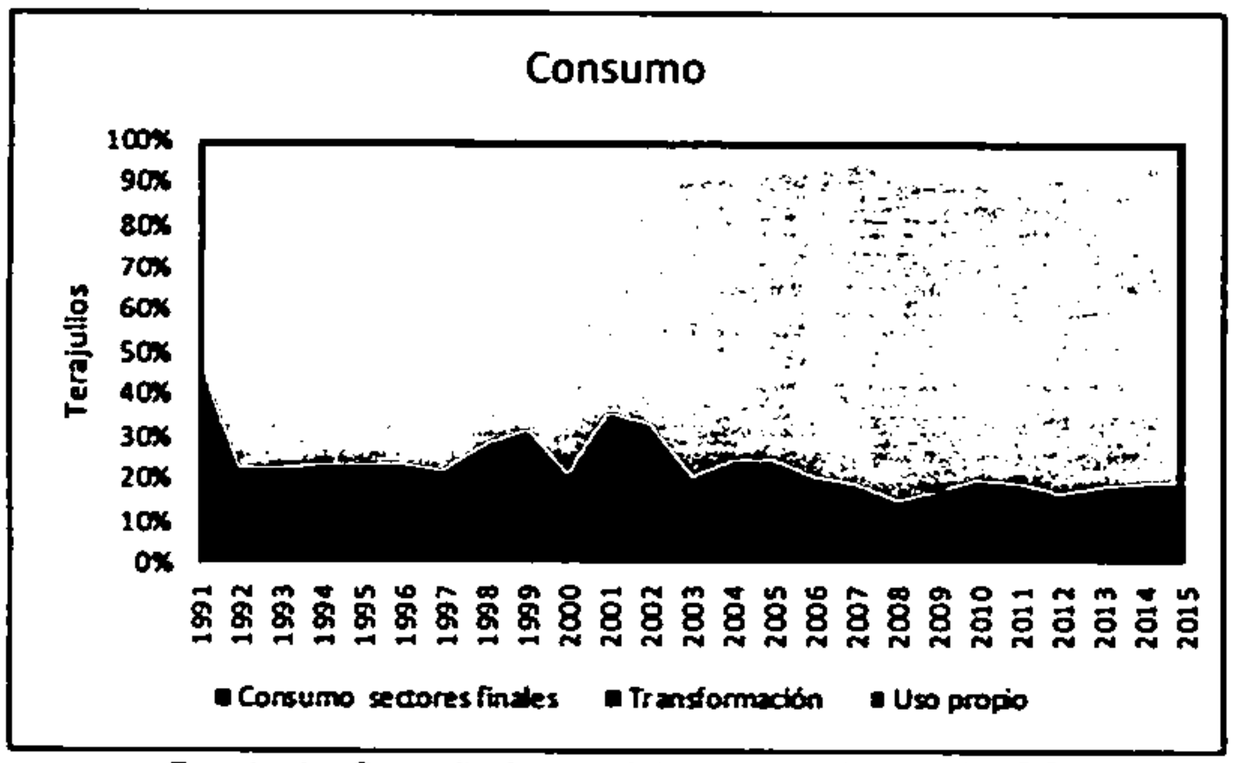
Desde el punto de vista de la demanda sectorial, la mayor parte del consumo energético en 2015 fue para el sector de transformación con 75%. Cabe anotar que, la transformación alcanzaba cerca del 52% antes de 1992, y para esa época, consumo en sectores finales se encontraba entre el 20 y 30%. Desde 2003, apareció el consumo de uso propio de la industria, el cual alcanzó el 6% en 2015. *(Ver Figuras 147 y 148).*

Figura 147: Demanda de biogás en Alemania entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

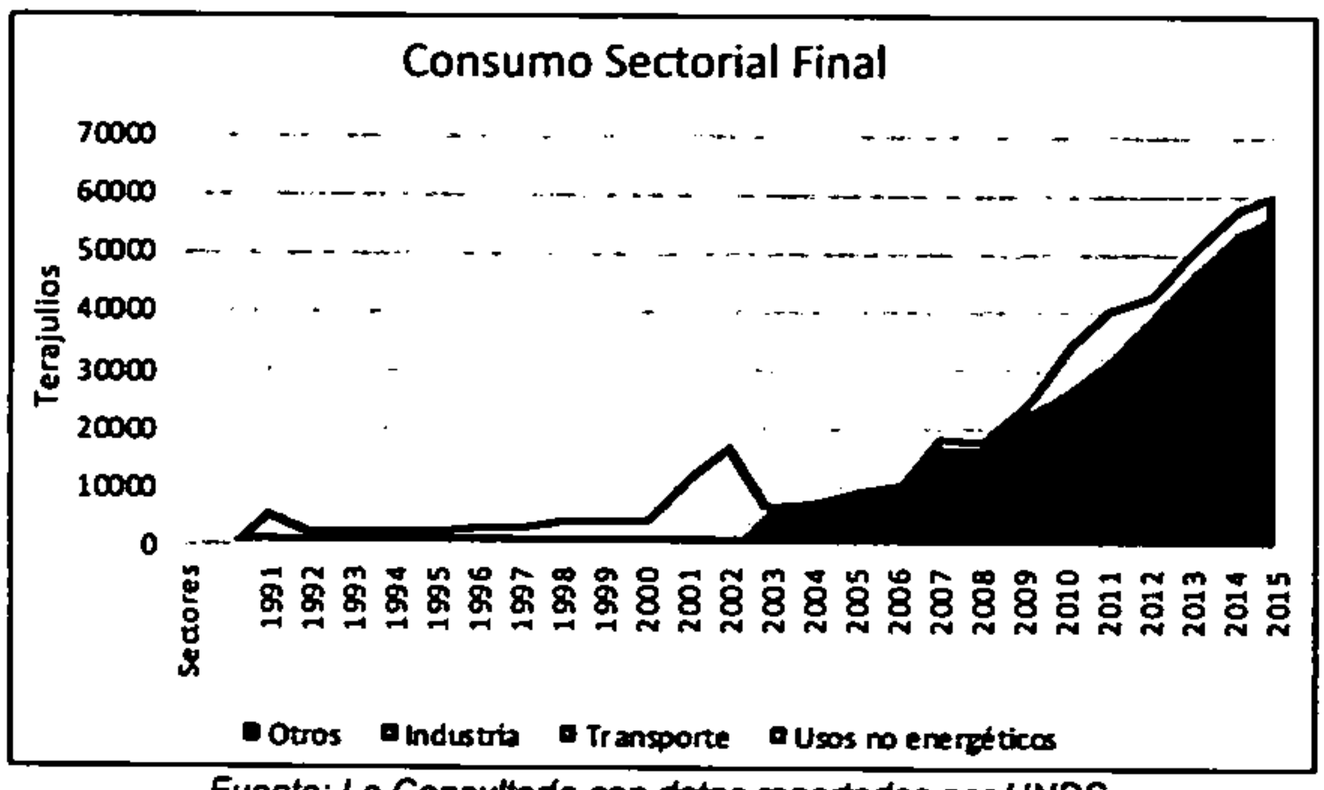
Figura 148: Participación de la demanda de biogás en Alemania entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

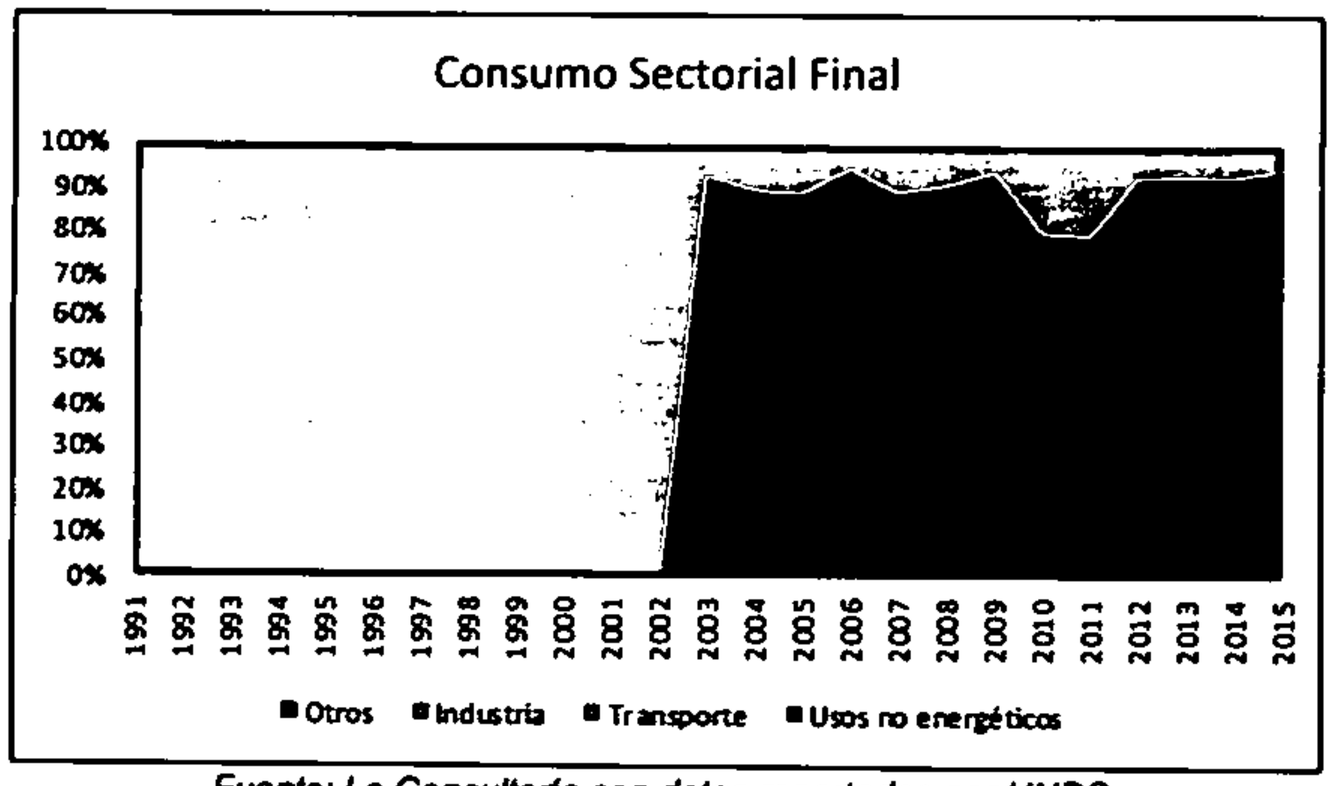
El consumo sectorial final lo cubren los sectores industria, transporte y otros (residencial, agropecuario y comercial). En general, se observa que hasta 2002 el sector industria tenía el 100% de la participación. Sin embargo, a partir del 2002 el sector Otros entró a dominar con una participación cercana al 94% en 2015. Adicionalmente, el sector transporte apareció en 2008, creció hasta 2014 y se replegó a la mitad de su crecimiento en 2015.

Figura 149: Demanda sectorial de biogás en Alemania entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

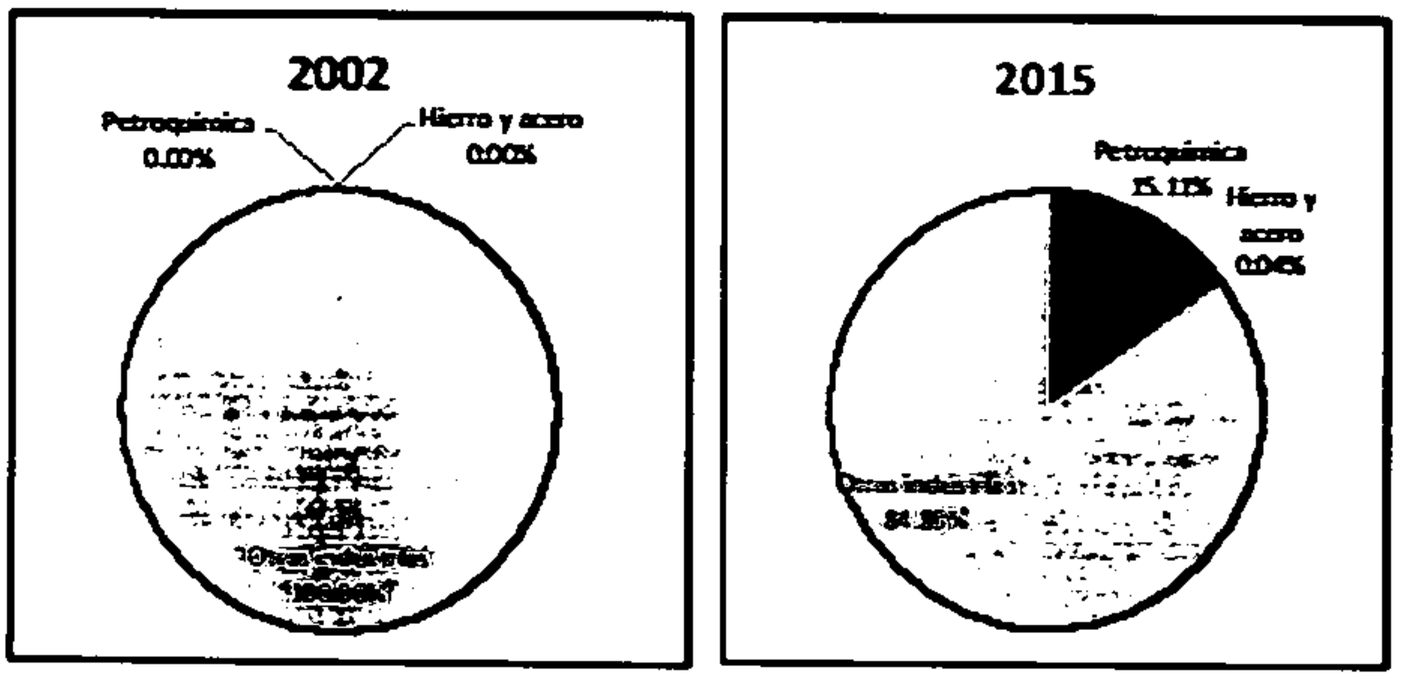
Figura 150: Participación de la demanda sectorial de biogás en Alemania entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En detalle para el sector industria, la información que se observa en la *Figura 151*, permite evidenciar que básicamente el biogás se ha empleado en otras industrias, aunque con esporádica participación en el sector petroquímico.

Figura 151: Participación de la demanda de biogás en el sector industria en Alemania en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS

En cuanto a otros sectores industriales, según la base de datos energética de Naciones Unidas, los principales destinos de la demanda de biogás en el 2015 eran para pulpa y papel con 44%, alimentos y tabaco con 32% y minerales no metálicos con 1%. El sector transporte no se desagrega por medio que lo emplea.

Del análisis de la matriz energética de Alemania, podemos resaltar que, pese a que el mayor aportante en la demanda es el crudo, el aprovisionamiento de este energético se ha realizado través de la importación. Sin embargo, cabe anotar que los requerimientos de crudo han venido disminuyendo considerablemente durante el periodo de 1975 a 2017, en donde el porcentaje de disminución dentro de la demanda de la matriz ha sido alrededor del 10%.

En cuanto al gas natural (el segundo aportante en los requerimientos de la demanda del país), este cuenta con unas reservas probadas de menos que el 0,05 de trillones de metros cúbicos, reservas que claramente no abastecen la totalidad de la demanda, por lo que es necesario contar con gas natural importado.

Las reservas probadas de carbón a finales del año 2017 fueron de 36.108 millones de toneladas, según fuente BP Statical Review of World Energy 2018.

2.4.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición.

Energiewende: la transición energética en Alemania.

Alemania es el mayor consumidor de energía en Europa, con un 17% del consumo total de energía primaria, seguido por Francia, con un 12% y el Reino Unido con un 9,7%. Sus emisiones de CO2 representan un 18,4% del total de los paises europeos[88]. Por su situación geográfica, su sistema energético está interconectado con Austria, Bélgica, Republica Checa, Dinamarca, Francia, Luxemburgo, Holanda, Polonia, Suecia y Suiza, lo que hace que sea un jugador central en el mapa energético europeo, al tiempo que resulta igualmente influenciado por las decisiones que toman otros paises del continente. Alemania ha asumido el liderazgo europeo en materia de descarbonización de su economía y transición acelerada a las energías renovables, a pesar de la importancia que tienen en su economía y en su matriz energética dos sectores fundamentales como el del carbón y el del gas.

En marzo de 2015, en el Consejo Europeo, los países miembros de la Unión Europea acordaron construir una Unión Energética basada en cinco prioridades, que han sido ratificadas por el estado alemán:

- Seguridad energética, al tiempo con solidaridad y confianza entre los paises.
- Completar el desarrollo del mercado interno europeo.
- Incrementar la eficiencia energética.
- Descarbonizar la economía.
- Promover la investigación, la innovación y la competitividad.

La implementación de la transición energética o "Energiewende" en Alemania está basada en el Energy Concept 2050 desarrollado por la Renewable Energy Research Association para el Ministerio de Ambiente del Gobierno Federal en junio de 2010, las leyes del Parlamento (el Bundestag), y las normas de la Unión Europea en materia de mercados de energía y gas y de esquemas de negociación de emisiones de carbono.

El Energy Concept 2050[89] contempla los siguientes puntos básicos en relación con la transición energética:

1. Energías renovables como la piedra angular del suministro energético futuro, con el reto básico de garantizar una expansión e integración eficiente de energías eólica, solar y biomasa.
2. Eficiencia energética como un factor clave, creación de una oficina federal de eficiencia energética, con el fin de hacer seguimiento al desarrollo y promoción de un mercado de servicios energéticos.

---

88 BP (2018).

89 BMWI – BMU (2010).

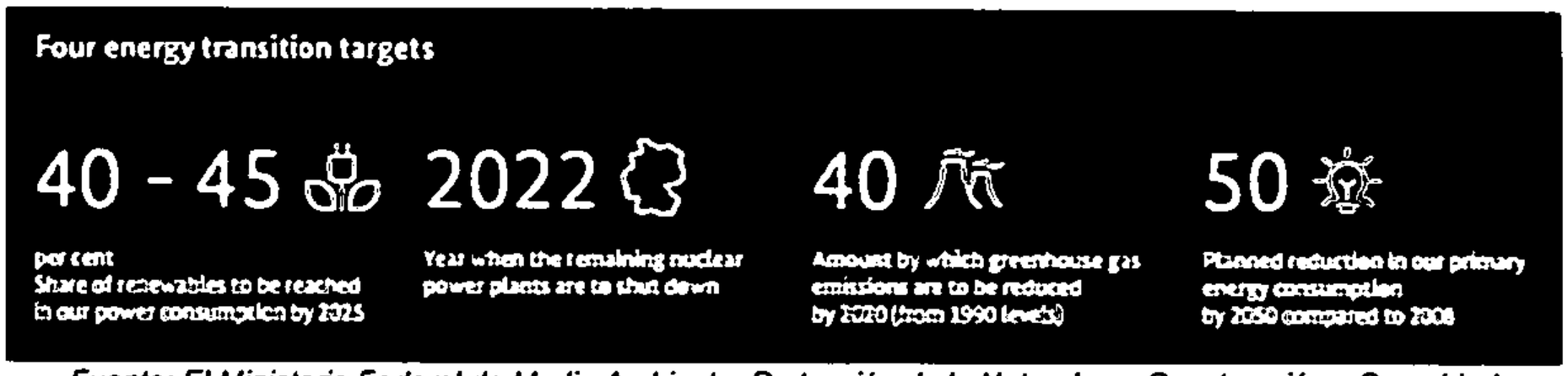
3. Medidas para limitar y hacer más eficientes la generación nuclear y con combustibles fósiles, eliminación de los subsidios al carbón y límite a la extensión de vida útil de plantas nucleares a doce 12 años, utilización del CCS (Carbon Capture Storage) y tecnologías de uso del CO2 para producir gas metano sintético (P2G: Power to Gas).
4. Una infraestructura de red eléctrica eficiente que permita la integración de renovables.
5. Mejoras en el uso de la energía en edificios y nuevos edificios eficientes energéticamente.
6. El reto de la movilidad, orientado a promover el uso de vehículos eléctricos, pero considerando medidas que permitan incrementar la participación de vehículos a gas natural y una mayor utilización de biogás como combustible vehicular, para contribuir a una más rápida reducción de emisiones en el sector de transporte.
7. Investigación en energía dirigida a innovación y nuevas tecnologías.
8. Oferta de energía en el contexto europeo e internacional, para la diversificación de fuentes de energía, países proveedores y rutas de importación, así como el apoyo a nueva infraestructura de interconexión internacional, en el marco de convenios bilaterales. La integración de los mercados europeos de energía eléctrica y gas natural como medio para garantizar la seguridad del suministro y la compatibilidad de intereses con otros países. Aplicación del esquema europeo de negociación de emisiones.

En noviembre de 2016, el gobierno federal adoptó un nuevo marco de política de la defensa del medio ambiente y contra el cambio climático a 2050, el Climate Action Plan 2050, que remplazó otro documento previo de política, el Climate Acción Programme 2020 aprobado en 2014. El Climate Acción Programme 2020 tenía como propósito garantizar el cumplimiento de la meta de reducción del 40% de GEI a 2020, debido a que desde 2013 las proyecciones indicaban que no sería posible alcanzar la meta, con una diferencia de -7%, que en la actualidad se ha ampliado a 10%. Uno de los aspectos mas controversiales, que aún se mantiene, es la forma de controlar las emisiones provenientes de las generación eléctrica a carbón. Una propuesta de retirar 10GW, contemplada por el ministerio de economía y energía en 2014, fue finalmente dejada de lado.

El Climate Accion Plan 2050 contempla cuatro grandes objetivos durante el proceso de transición, manteniendo la meta de reducción de GEI del 40% a 2020 (que es evidente no se podrá cumplir) y ampliándola a un 50% a 2030:

- 2020: reducción del 40% de las emisiones de GEI con respecto a 1990.
- 2022: año para el cual se apagan definitivamente las plantas nucleares todavía en operación.
- 2025: una participación del 40% - 45% de la demanda atendida con energía de fuentes renovables.
- 2050: reducción del 50% en el consumo de energía primaria, en comparación con 2008.

Figura 152: Metas del Climate Action Plan 2050.



Fuente: El Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Construcción y Seguridad Nuclear (BMUB) (2016).

El pilar básico en que se apoya el Climate Action Plan (CAP) 2050 es constituir las fuentes de energía renovable como principal fuente de energía en el futuro, con la meta ambiciosa de un 100% del suministro a 2050. El Plan se basa en la masificación de las energías renovables y su transmisión hacia otros sectores económicos por medio de tecnologías de digitalización y almacenamiento, que permitan la electrificación de sectores como el transporte. Un segundo pilar es el de la eficiencia energética, con la demanda de energía en edificaciones, transporte e industria reduciéndose rápidamente. Y un tercer pilar es el concepto del acoplamiento del sector eléctrico con los tres anteriores. Se contempla además un mayor uso de energía proveniente de biomasa en aviación y transporte marítimo y fluvial, en donde el uso de la electricidad es menos viable.

Las siguientes son las metas del CAP 2050 en materia de reducción de emisiones por sectores económicos:

Tabla 16: Metas de reducción de emisiones de GEI en Alemania (MM ton eqCO2).

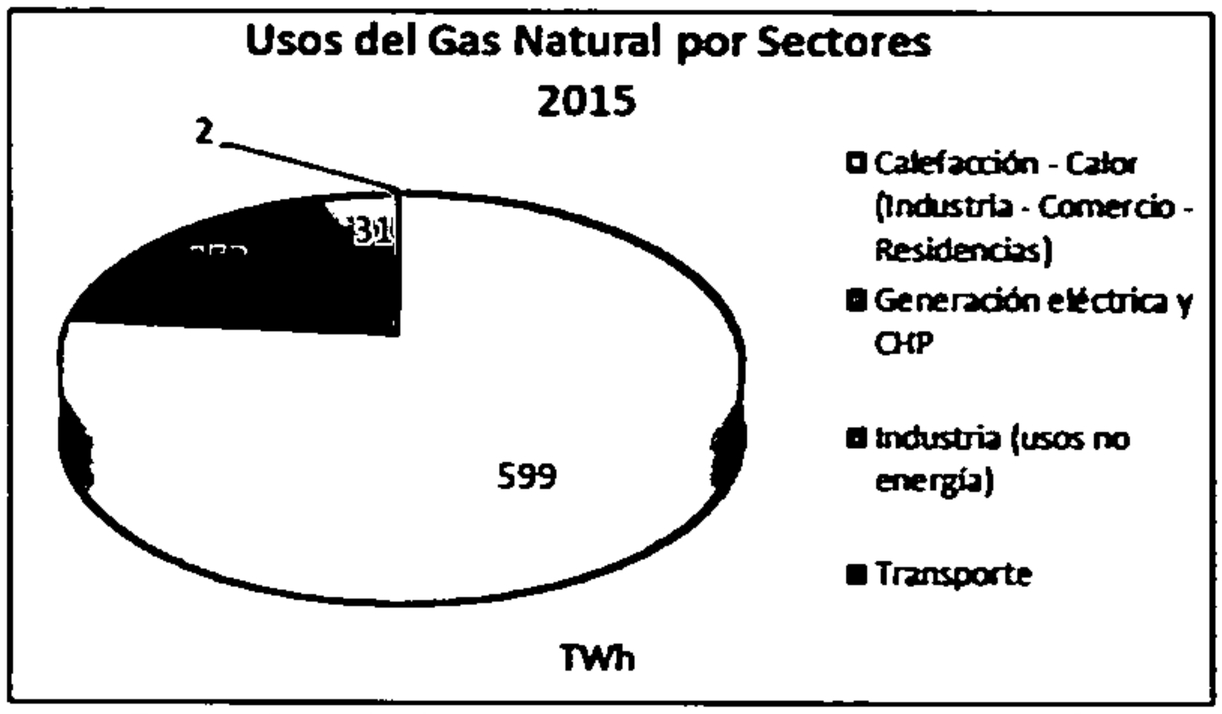
Sector	1990	2014	2050	Reducción (2050 vs 1990)
Energía	466	358	175–183	61–62%
Construcción	209	119	70–72	66–67%
Transporte	163	160	95–98	40–42%
Industria	283	181	140–143	49–51%
Agricultura	88	72	58–61	31–34%
Otros	39	12	5	87%
Total	**1248**	**902**	**543–562**	**55–56%**

Fuente: Germany's Climate Action Plan 2050 (CAP).

El CAP 2050 es un documento aprobado por el Consejo de Ministros del gobierno federal, con guías y lineamientos de política, y compromisos de continuar desarrollándolos mediante leyes emitidas por el Parlamento, como parte de los acuerdos alcanzados por la coalición de gobierno. Los princiales lineamientos de política y medidas legislativas adoptadas a partir del CAP 2050 incluyen los siguientes:

- El CAP contempla un mapa de ruta hacia un sector de la construcción casi neutral con respecto al clima para lo cual se debe avanzar en estándares energéticos para nueva construcción y la remodelación de la construcción existente, con foco especial en los sistemas de calentamiento basados en fuentes renovables de energía. Este lineamento es importante si se tiene en cuenta que mas del 75% del gas natural que se consume en Alemania se utiliza en procesos de calefacción y producción de calor en residencias, comercios e industrtias.

Figura 153: Usos del Gas Natural por Sector y Tipo de Uso (TWh).



Fuente: Consultoría con base en Clean Energy Wire (2018).

- La eficiencia en el uso de la energía y la conservación de energía como reglas básicas, apoyadas en la aplicación de nuevas tecnologías, y el aporte de energías libres de emisiones de GEI. Un aspecto central es la posibilidad de interacción y acoplamiento entre sectores como el eléctrico, el transporte, las viviendas y edificios y la industria, lo que se ha denominado como la electrificación indirecta de la economía. Un ejemplo es el del transporte eléctrico, con la posibilidad de almacenar energía producida con renovables, e inyectarla a la red o autoconsumirla en las viviendas y edificios; otro ejemplo es el uso de bombas de calor para calefacción y aire acondicionado en edificios, alimentadas con energías renovables. En esta visión sin embargo no es claro el papel del gas natural y su infraestructura de transporte y almacenamiento. A largo plazo, se contempla la utilización de la tecnología de P2G para producir gas metano sintético a partir de fuentes de energía renovable.

- Un sector de generación de electricidad 100% renovable a 2050, manteniendo la seguridad del suministro, basado en el principio de balance del sistema en todo momento, lo que requiere el aporte de smart grids para conectar la demanda y la generación de manera constante. En noviembre de 2016, se aprueba la nueva **Ley de Desarrollo del Mercado Eléctrico**, que contempla un mercado energy-only, dejando de lado la posibilidad de un mercado de capacidad (en el cual estaba interesado el sector de generación a gas natural) por considerarlos demasiado costoso, libre fluctuación de precios de la energía en el mercado diario y de tiempo real, establecimento de una capacidad de reserva de emergencia de 2 GW,

por fuera del mercado, a través de subastas neutrales respecto a la tecnología a partir de 2019; y retiro de parte (13%) de la flota de generación a carbón, declarada como reserva stand by, para su posterior decomisionamiento a cuatro años. En febrero de 2018, la Comisión Europea dio el visto bueno a la propuesta del mecanismo de capacidad de reserva.

- Utilización del parque de generación de bajas emisiones de CO2, a gas natural, y plantas modernas existentes a carbón, como tecnologías de transición, especialmente por la posibilidad de utilizarlas en procesos de cogeneración (CHP: Combined Heat and Power), y para su uso como servicios complementarios de balance del sistema por su flexibilidad y posibilidad de operar con rampas rápidas para aumentar o disminuir su capacidad disponible para el sistema, dependiendo de la disponibilidad de generación solar y eólica en cualquier momento.

- Digitalización del suministro de energía, en todas las etapas de la cadena de valor, con el fin de identificar nuevos potenciales de eficiencia a medida que un mayor volumen de datos puede ser analizado. En junio de 2016, el gobierno expidió la **Ley de Digitalización de la Transición Energética**, con la cual se definieron las bases de la infraestructura eléctrica del futuro, a partir el despliegue de smart grids, smart meters y smart homes. El objetivo inicial consistía en poder conectar más de 1,5 millones de productores de electricidad y grandes consumidores.

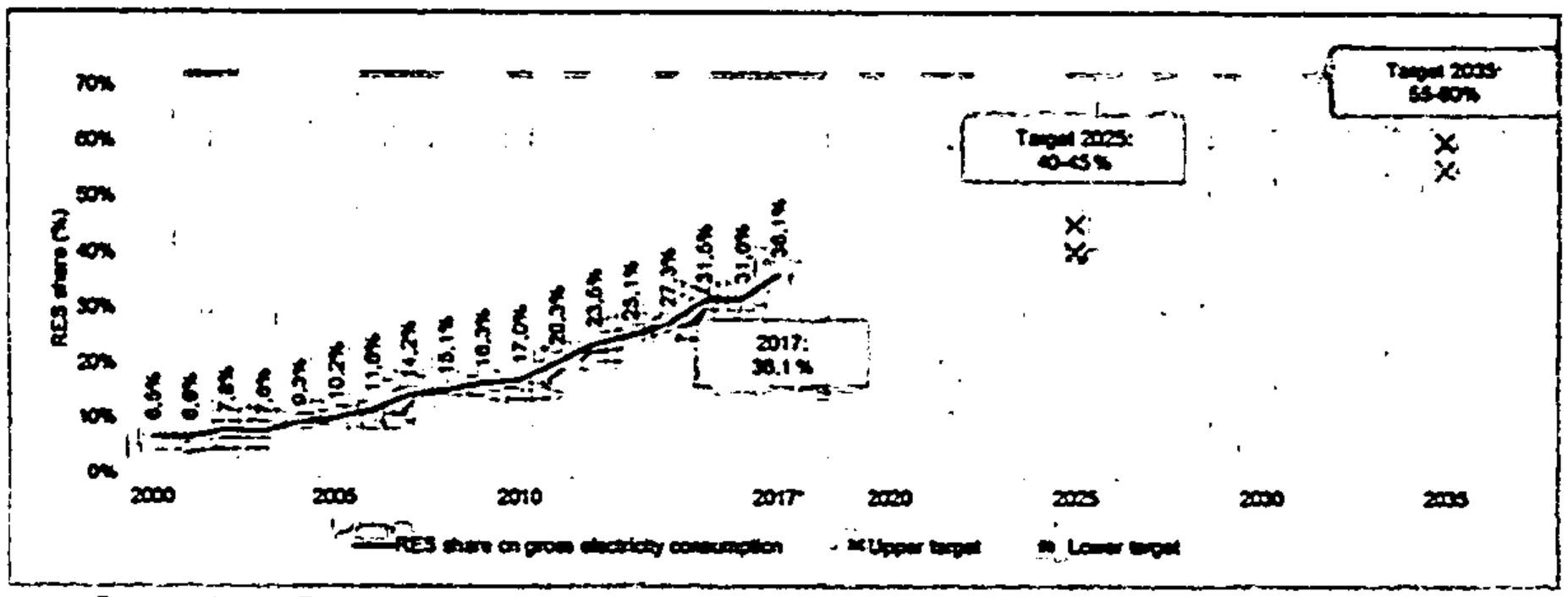
- El éxito de la Energiewende depende de un significativo y permanente incremento de la eficiencia energética. En diciembre de 2014, el gobierno alemán presentó el **National Action Plan on Energy Efficiency (NAPE)**, con un paquete amplio de medidas, algunas de las cuales ya han sido adoptadas. Las principales medidas tienen que ver con el incremento en el uso de las energías renovables, la cogeneración, y las previsiones contenidas en la Ley del Mercado Eléctrico en cuanto al decomisionamiento de las plantas de generación a carbón mineral (lignito). Un aspecto central de la estrategia a nivel europeo es el sistema de negociación de emisiones (Emissions Trading System - ETS).

- En 2016, el Ministerio de Economía y Energía publicó el **Green Paper on Energy Efficiency**, y la campaña "Germany Makes Efficient", e inició un proceso de consulta cuyo eje central ha sido incorporar el principio de priorizar el ahorro y la conservación de energía en el proceso de planeamiento y elaboración de la política energética.

- En 2017, se aprobó la reforma a la **Ley de Energías Renovables**, con el objetivo de reafirmar, mantener y aumentar la meta de incrementar la participación de las energías renovables en la matriz energética. Un aspecto central tiene que ver con la relación entre el desarrollo de la infraestructura de redes necesaria para la integración de las energías renovables dentro del sistema de suministro de energía eléctrica. La Ley de energías renovables incorporó un cambio de paradigma esencial en el modelo alemán de promoción de las Fuentes de Energía Renovables no Convencionales (FERNC), al modificar la remuneración que reciben los productores, la cual ya no provendrá del sistema de Feed in Tariff, sino de un proceso de subastas, con el fin de que la senda de crecimiento de las energías renovables mantenga sus costos lo más bajos posible. Este objetivo se está

cumpliendo no sólo en términos de cantidades, sino de precios. En 2017, las energías renovables abastecían cerca del 36% de la demanda, en línea con la meta de entre un 40% y un 45% a 2025 (*Figura 154*). Los precios de las subastas de energía solar fotovoltaica en 2017 llegaron a los 5,66 centavos €/kWh en junio y 4,91 centavos €/kWh en noviembre.

Figura 154: Participación de las FERNC en el consumo de electricidad y metas a largo plazo.



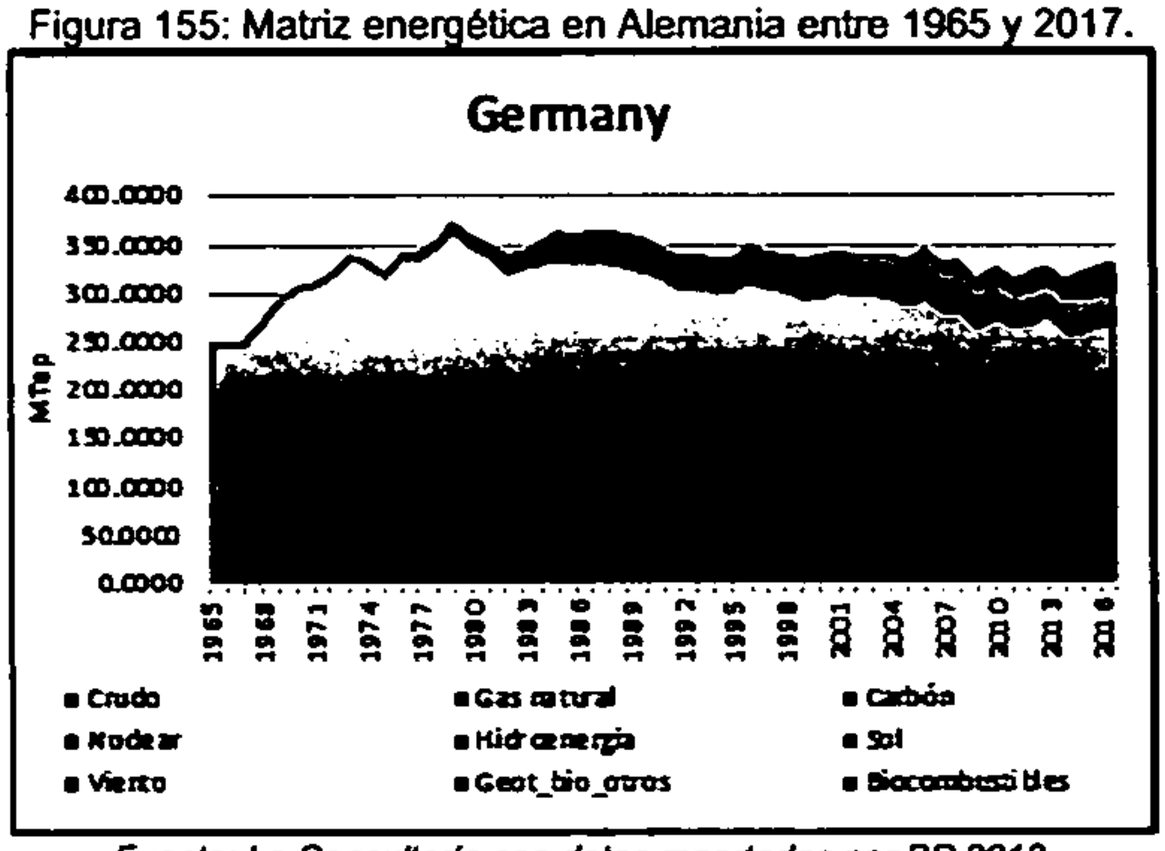
Fuente: Agora Energiewende "The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2017".

- Definición de una estrategia para reducir las emisiones de GEI en el transporte terrestre, teniendo en cuenta las propuestas desarrolladas a nivel de la UE. La estrategia contempla las emisiones de vehículos de pasajeros, vehículos de carga livianos y pesados, y aspectos relativos al suministro de combustibles libre de emisiones de GEI, los requisitos en infraestructura, y las interrelaciones y acoplamiento entre sectores a través de la movilidad eléctrica.
- En conjunto con la industria, el gobierno lanzará un programa de investigación y desarrollo para la reducción de GEI en procesos industriales, bajo el objetivo de neutralidad en GEI. Se estudiarán las opciones de reciclaje de CO2: Carbon Capture and Storage y Carbon Capture Utilisation (CCS y CCU).

2.4.4 Esquema de transición energética existente.

La variación a través del tiempo de la distribución de la matriz energética de Alemania que ha sido presentada en el numeral 2.4.1, se puede analizar a través de la *Figura 155*. En ella se observa un proceso de diversificación de la matriz en donde el crudo y el carbón era la base en los 70's, luego entró el gas y la energía nuclear a ganar participación y con la crisis del petróleo, estos dos energéticos junto con el carbón comenzaron a ganar relevancia, sustituyendo parte de la participación del crudo. Hacia finales de los 80's, el carbón comenzó a ser desplazado por estas dos fuentes y desde finales de los 90's, la energía nuclear comenzó a ser desplazada por las energías renovables y el gas.

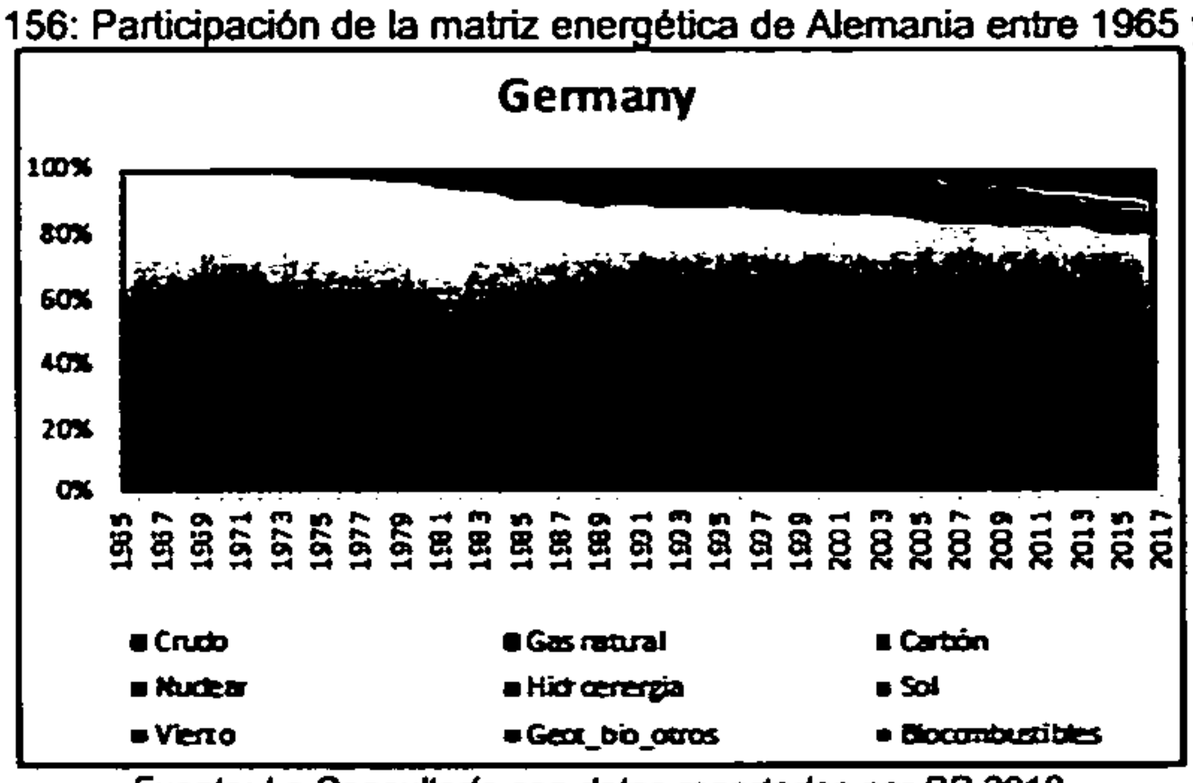
Figura 155: Matriz energética en Alemania entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

Con respecto al crudo, su participación disminuyó de 42% en 1975 a 35% en 2017. El carbón decreció de 40% a 21% en los años mencionados. Por su parte, el gas natural aumentó de 12% a 23% con constante crecimiento desde 1975 a 2017. La energía nuclear, que inició con el 1,7% de participación, creció hasta el 11% de la matriz a principios del año 2000 y desde el 2011, ha venido descendiendo en participación hasta llegar al 5% en 2017. Las energías renovables han tenido un comportamiento creciente, donde en los 70's se aprovechaba la hidroenergía con 1,7% de participación, y desde los 90's, iniciaron otras fuentes renovables con el 7% hasta alcanzar el 15% en 2017.

Figura 156: Participación de la matriz energética de Alemania entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

2.4.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición.

Alemania se ha tomado en serio la aplicación de las políticas de transición energética que la Unión Europea recomienda. Para ello, el país, a través del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía (MFAEE), ha lanzado una estrategia nacional a largo plazo para el desarrollo de un sistema de energía baja en carbono basado en energía renovable y eficiencia energética. La iniciativa nacional es una política integrada que se dirige a todos los sectores de la economía y está enmarcada por dos documentos políticos clave, a saber, la Ley de Energía Renovable (EEE) en 2000 y la estrategia Energiekonzept (Concepto de Energía) en 2010. Esta estrategia de transición energética es conocida como "Energiewende" que al español traduce algo como "Revolución Energética"[90]. Esta información nos da una idea de la tendencia que este país ha ido tomando al respecto de los combustibles fósiles de los cuales aún es altamente dependiente, en un 80%, según la (*Ver Figura 121*).

Es notable, como el país ha ido adelante desde 1975 cuando solo poseía un 1% en hidroenergía (Considerada renovable) a un 15% reportado en 2017 de generación con energías limpias. (Ver *Figura 121* y *Figura 122*). Según el sexto informe de avance de transición energética, en 2016, la energía bruta final provista por fuentes renovables ascendió a 385,6 TWh, cubriendo así el 14,8% del consumo total bruto de energía final (El objetivo para el año 2020 es que esa cifra sea del 18%). Esto representa un ligero aumento respecto al año anterior de 0.1 puntos porcentuales[91].

Mientras que en 1973 Alemania tenía una oferta de cerca de 27 MTEP en gas natural (43% importado) pasó a ofertar 81,65 MTEP en el 2017 (93% importado), lo que representa una oferta creciente pero dependiente de fuentes externas. Por otro lado, el GLP ha mantenido la oferta casi igual durante el período (Aproximadamente 33 millones de toneladas) y con una producción nacional estable de aproximadamente el 78% y un 22% de producto importado, lo que demuestra una oferta estable y medianamente dependiente de fuentes externas. Por otra parte, el biogás ha venido creciendo desde su inicio en 1991 y hoy oferta cerca de 345.000 Terajulios. *(Ver Figura 126, Figura 127, Figura 128, Figura 134, Figura 135, Figura 136, Figura 145 y Figura 146).*

Comparativamente, el gas natural representa cifras mucho mayores que el GLP y mucho más si se compara con la oferta de biogás. Sin embargo, los tres combustibles asisten sectores similares en circunstancias y participaciones diferentes. Por ejemplo, el gas natural atiende en gran medida los "otros sectores" que comprenden el sector residencial, comercial y otra proporción, el agro. Este mismo mercado es atendido con GLP, pero en zonas apartadas rurales cercanas a las ciudades. Existe un muy pequeño mercado rural (del mismo "otros sectores") que es atendido con proyectos de biogás, pero al igual que sucede con el GLP, es una atención que se complementa con los otros gases en diferentes áreas geográficas, sectores comerciales y agrícolas. Por otro lado, si parece existir competencia en la atención del sector industrial (Otras industrias, minería, construcción,

---

90 The Energy of the Future. Sixth "Energy Transition" Monitoring Report. Reporting Year 2016 – Summary.

91 Idem, Pg. 11.

petroquímica, hierro y acero) y esto se refleja en las participaciones que cada uno de los tres energéticos les brinda a estos sectores. En este caso, el gas natural que puede llegar hasta estos sectores de manera masiva puede realizar ofertas con mejores precios y esto se puede ver en las gráficas de evolución del consumo tanto para gas natural como para GLP. Mientras el gas natural mantiene su oferta en los sectores industriales, la oferta de GLP para este mismo sector decae y parece que desaparecerá con el tiempo. Al parecer, el biogás sufre las mismas consecuencias del GLP y su oferta a estos sectores, además de ser muy pequeña, tiende a desaparecer. *(Ver Figura 129, Figura 140, Figura 141 y Figura 149).*

También se presenta competencia entre el gas natural y el GLP en los proyectos de biogás (biometano), donde puede llegar a mejorarse hasta lograr la calidad del gas natural y pueden mezclarse usando los mismos sistemas de transporte y distribución del gas natural y de esta manera, puede complementarse para atender mercados similares. Esta característica es mucho más compleja con el GLP y en este campo no se complementan bien. Los proyectos de biogás están incluidos en las leyes que incentivan su producción y uso. La Ley de Fuentes de Energía Renovable (2017) es el marco legal de Alemania que rige la financiación de la energía renovable. El nivel de financiación que reciben los operadores está establecido por el Bundesnetzagentur. Desde 2017, estas tarifas han sido determinadas por subasta. Durante una subasta, los operadores de instalaciones de energía renovable ofertan la cantidad de fondos que necesitan para generar biogás, energía eólica o solar. La oferta más baja gana. La transición de las tasas de financiamiento fijas establecidas por el gobierno a subastas competitivas garantiza que la expansión de la energía renovable continúe de manera controlada y al menor costo posible. El objetivo es mantener el alto nivel de diversidad de jugadores de mercado que ha caracterizado la transición energética alemana. Las instalaciones pequeñas y medianas están exentas de las subastas[92].

El biogás parece competir con el GLP en el sector de transformación, en donde el biogás destina el 74% de su producción mientras que el GLP destina el 13%, lo que puede significar una competencia con cantidades similares para este sector. *(Ver Figura 136, Figura 137, Figura 138, Figura 146, Figura 147 y Figura 148).*

Otro sector donde puede existir complementariedad entre el GLP y el gas natural es el sector final de uso no energético, pues debido a que en este sector se usan estos energético como materias primas para la producción de otros productos y ambos son tanto, de características como de composiciones diferentes, así que pueden ser buscados por diferentes industrias para diferentes procesos. Además, parece que compartieran los mercados desde hace mucho, pues ambas participaciones en sus grupos (GLP y gas natural) se mantienen constantes con el tiempo y pareciera que su tendencia es a permanecer así. *(Ver Figura 130, Figura 140 y Figura 141).*

Con respecto al sector del transporte, este es atendido con los tres gases combustibles, pero de más de manera complementaria pues para el caso del gas natural, éste es un mercado insignificante comparado con toda la demanda de este energético, además, un poco más de la mitad de este gas natural atiende sistemas de transporte por gasoductos y sólo el 41,36%, se dedica al sector carretero.

---

92 Funding for the expansion of renewable energy sources: national and European auctions. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Textsammlungen/Energy/funding-for-the-expansion-of-renewable-energy-sources.html

Además, a pesar de que se notan apariciones de pequeñas demandas de este producto, el mismo no parece despegar. Por el contrario, el GLP si muestra una participación importante y en constante crecimiento, por otro lado, estas cantidades de GLP se dirigen en un 76.28% a la atención del transporte carretero y el resto a otro tipo de transportes. Por último, el biogás tiene una participación creciente en este sector, pero no representa una amenaza para el GLP. *(Ver Figura 129, Figura 140, Figura 141, Figura 132, Figura 143, Figura 147, Figura 148, Figura 149 y Figura 150).*

De otro lado, se ha estimado que el sector de transporte en Alemania es uno de los sectores que ha incrementado el consumo de energía durante el año 2016 y años posteriores, A la luz de esto, se requerirán esfuerzos adicionales considerables para revertir esta tendencia lo antes posible[93]. Se debe tener en cuenta que esta cifra representa todo el consumo energético del país en el sector transporte y que durante el período de diez años (2005 y 2015) el parque automotor total del país no se incrementó, por el contrario, disminuyó en 796 unidades. (Se incluyen TODOS los vehículos comerciales, de carga y de pasajeros que circulan por carreteras. No se incluyen motos – Basado en datos publicados por Naciones Unidas)[94].

2.4.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial.

La evolución de los diversos sectores productivos en Alemania permitió analizar la variación en su consumo energético para identificar el nivel de transición del país. A continuación, se presenta el análisis de los diferentes sectores.

2.4.6.1 Generación eléctrica.

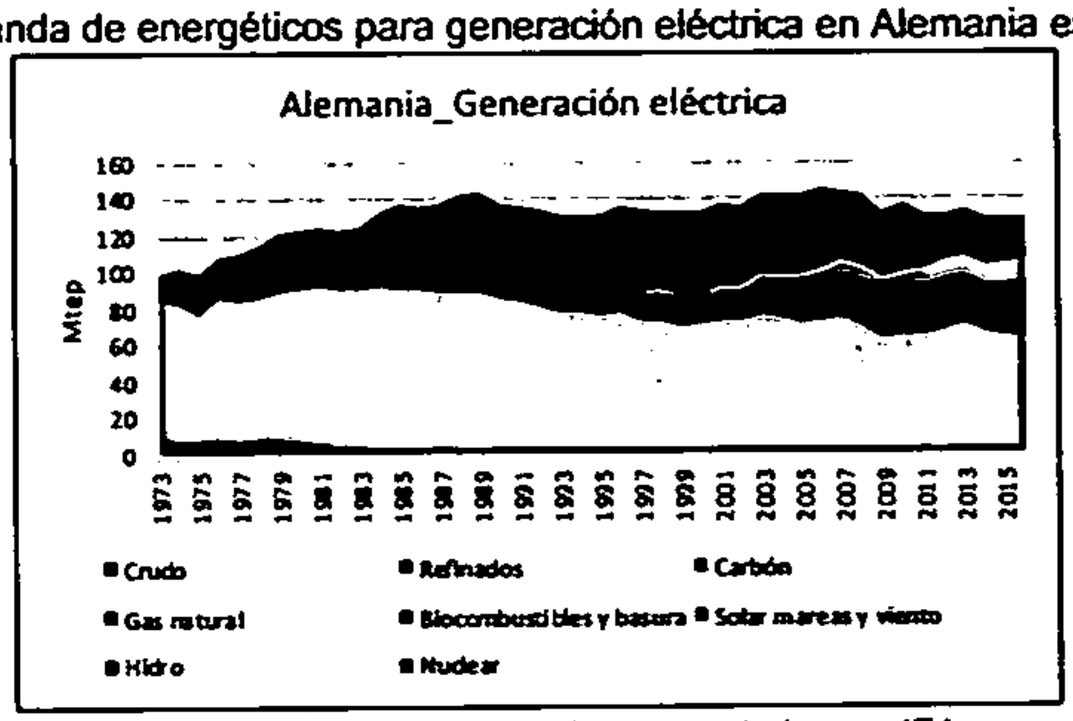
La generación eléctrica presentó cambios en Alemania durante el período observado pasando de 99,4 MTEP en 1975 a 129 MTEP en 2016, con crecimiento hasta 1989, estabilidad hasta 2007 y posterior tendencia a disminuir desde el año 2008. (Ver *Figura 157*).

---

93 Idem 90.

94 International Organization of Motor Vehicle Manufacturers - http://www.oica.net/category/vehicles-in-use/

Figura 157: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Alemania entre 1973 y 2016.

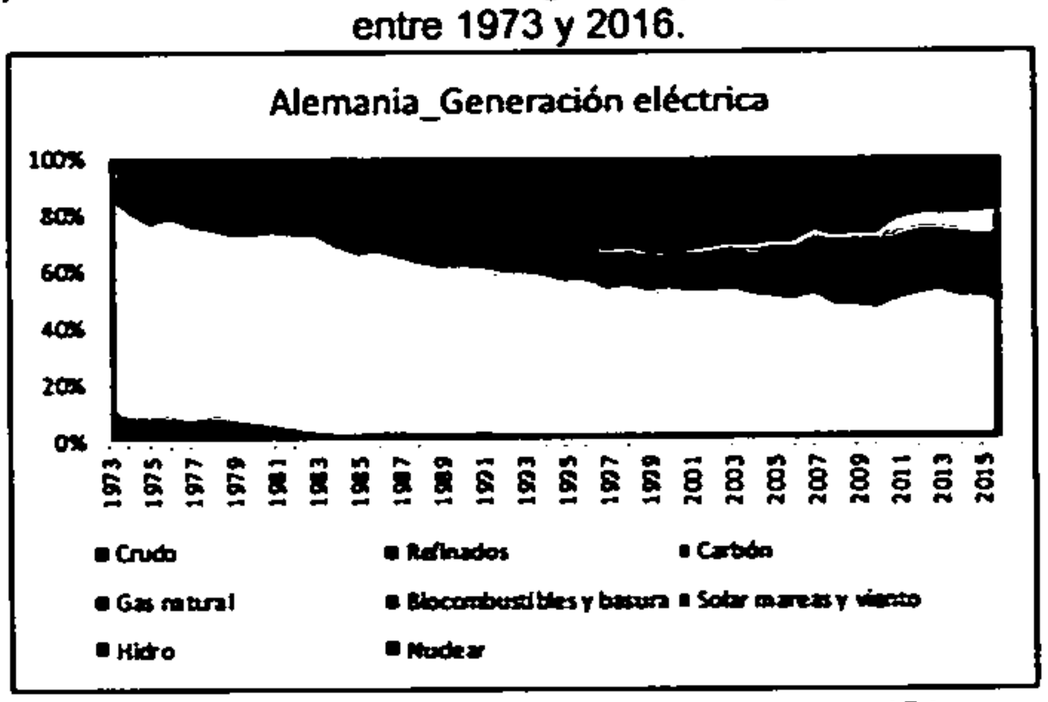


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En generación eléctrica, Alemania le ha prestado especial atención a la descarbonización, para ello, ha iniciado la salida del carbón y le ha dado un fuerte impulso a la participación de las energías renovables.

En 1975, Alemania contó con una matriz enfocada al carbón con participación del 70% y logró reducirla al 47% en 2016. El gas natural se mantuvo entre el 13 y 14% de participación durante el período. Por su parte, las energías renovables iniciaron con un 3% en 1975 y lograron alcanzar el 21% en 2017, donde el principal aporte proviene de la biomasa con el 12% y eólica y solar con el 8%. La energía nuclear inició con fuerza pasando del 6% en 1975 al 33% a principios de siglo, para luego iniciar una etapa de desestimulo, bajando rápidamente desde el 2011 hasta el 17% en 2016.

Figura 158: Participación de la demanda de energéticos para generación eléctrica en Alemania entre 1973 y 2016.

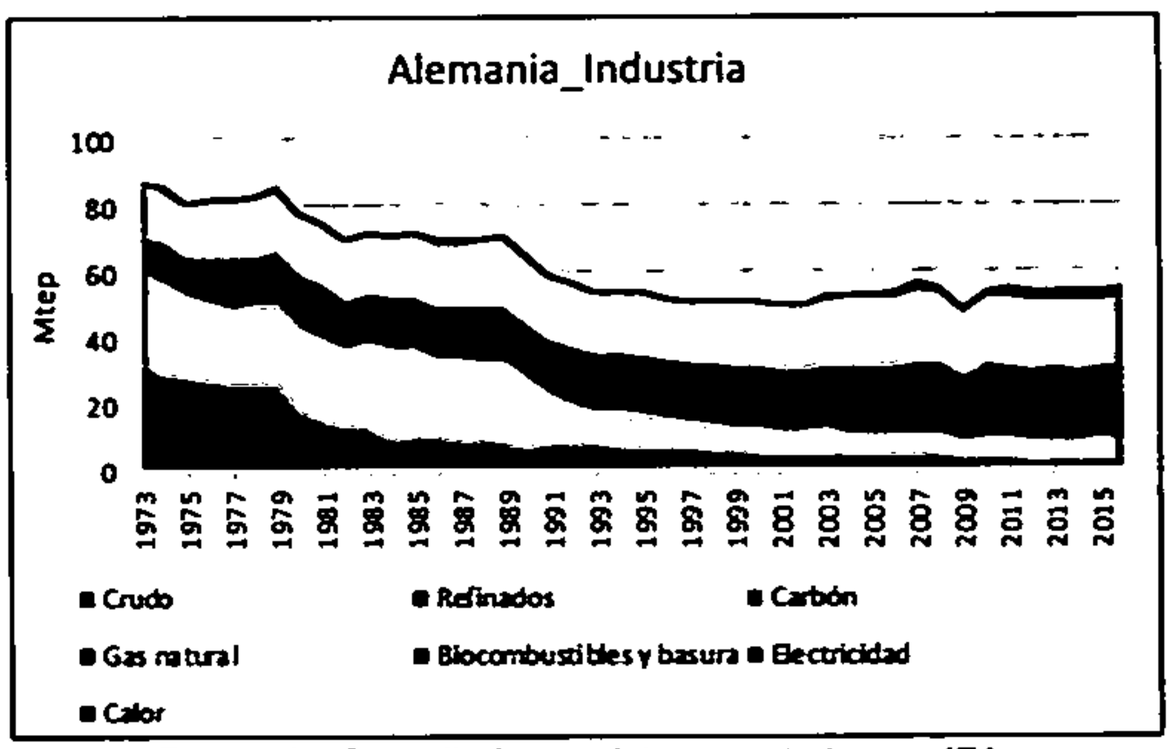


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.4.6.2 Industria.

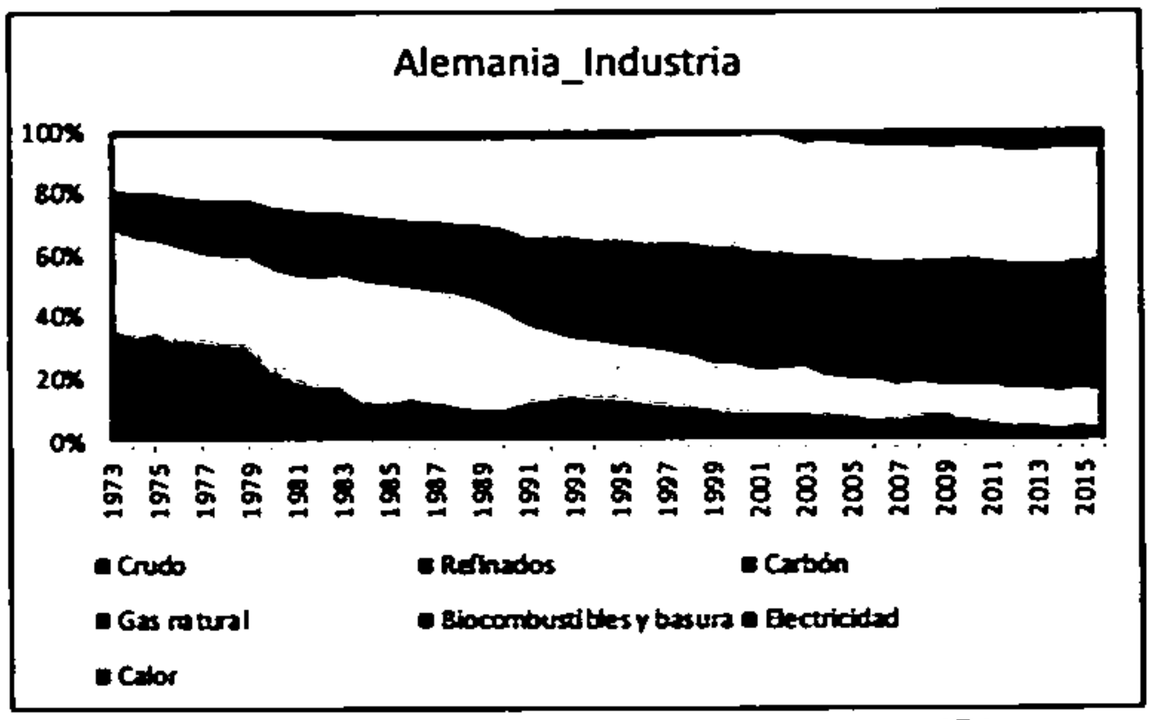
En la industria, la demanda de energía decreció desde los 70's para luego estabilizarse en los 90's. Si se compara la demanda de 1975 con la de 2016, esta se redujo un 68%, la cual actualmente ronda los 55 MTEP.

Figura 159: Demanda de energéticos del sector industria en Alemania entre 1973 y 2016



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 160: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

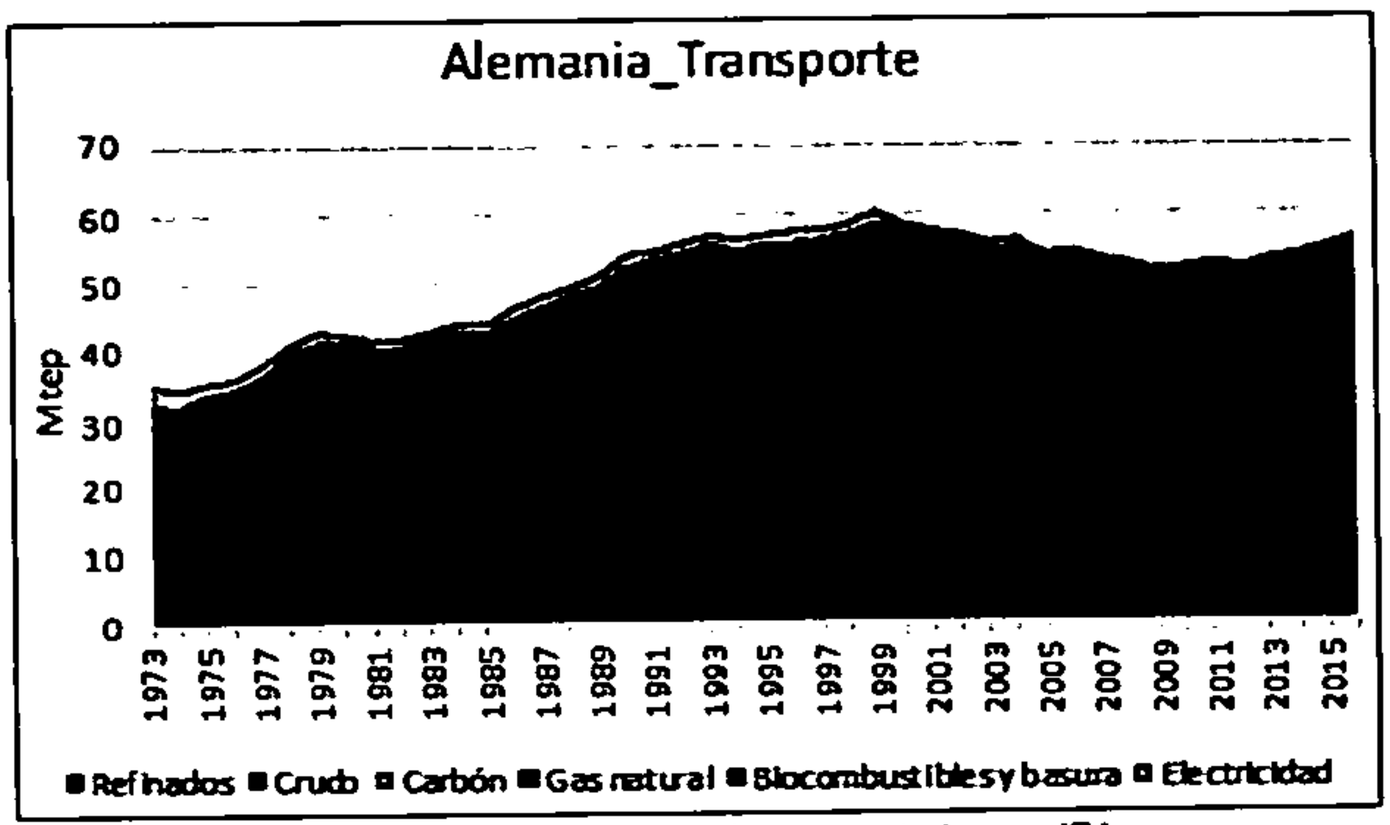
Las Figuras anteriores ilustran el proceso de transición energética recorrido por Alemania, iniciado con base en refinados y carbón, los cuales pasaron de tener una participación del 34 y 30% en 1975 al 2,4% y 6,1% respectivamente en 2016. Los favorecidos con la disminución de los anteriores energéticos fueron el gas natural y la electricidad, que pasaron del 15% y 18% en 1975 al 35% cada uno en 2016. Los biocombustibles y calor de cogeneración aumentaron del 2 al 7% durante el periodo.

2.4.6.3 Transporte.

Como parte del programa de transformación del sistema energético alemán Energiewende, este país ha implementado varias estrategias encaminadas a la implementación de energías renovables y sistemas de transporte cero emisiones en todos los sectores, principalmente en el sector transporte. Este sector es 1,1 veces la demanda de la industria, llegando a 57 MTEP en el año 2016.

Este sector presentó un crecimiento sostenido de 2% en promedio anual hasta finales de los 90's, donde inició un ciclo de descenso en la demanda (crecimiento promedio del 0,3% anual). No obstante lo anterior, si se compara el dato de 1975 con el de 2016, se expandió un 58%.

Figura 161: Demanda de energéticos del sector transporte en Alemania entre 1973 y 2016.

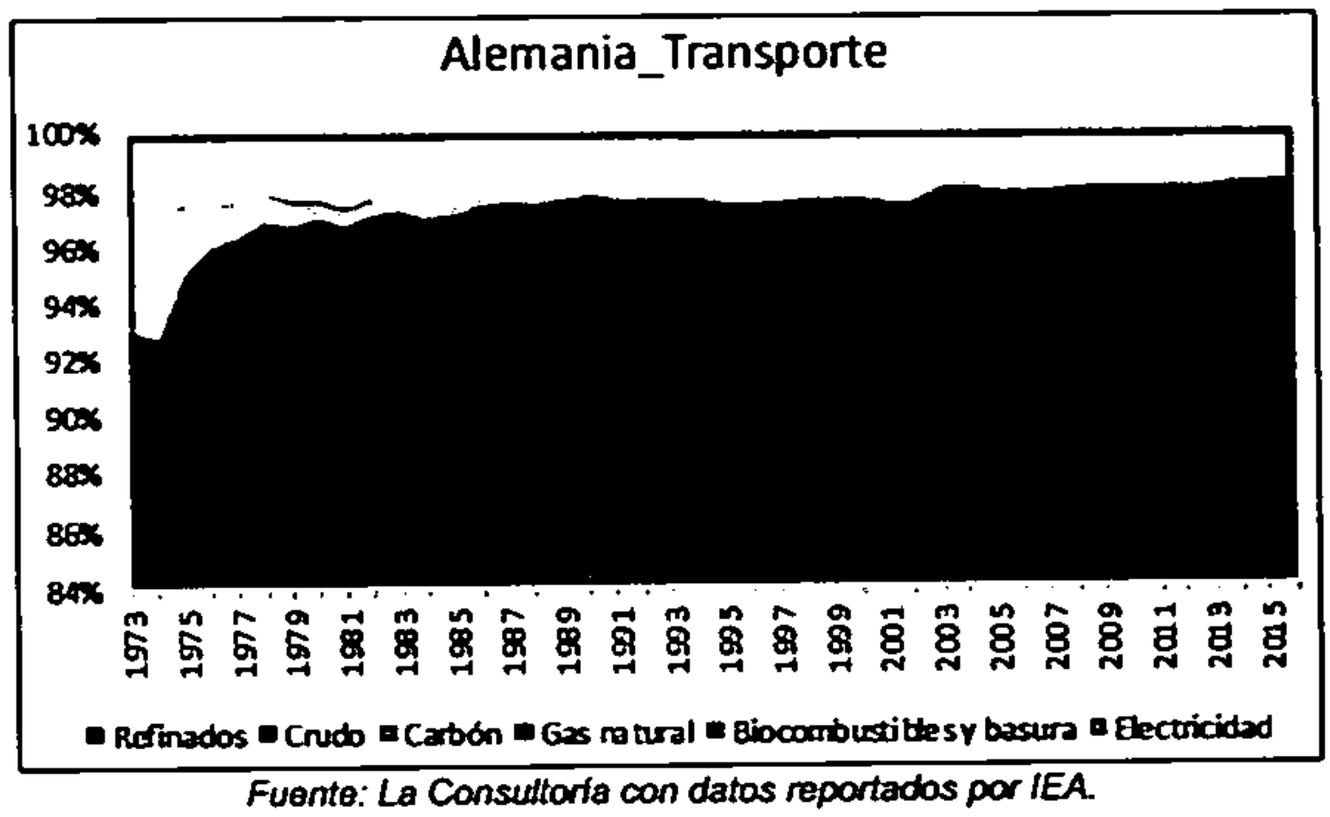


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Cuando se revisa la participación de energéticos en el sector transporte, es claro que la domina los refinados con más del 92% durante casi todo el periodo. El gas natural ha hecho aparición en 2 oportunidades con una participación muy superficial que no ha superado el 0,7% a 2016 y con una tendencia a disminuir el consumo desde su segunda aparición en 2003. Por su parte,

biocombustibles entraron en el sector desde el 2003 y han logrado alcanzar el 4,58% en 2016. Finalmente, el transporte eléctrico ha mantenido estable su nivel de consumo en todo el período de observación.

Figura 162: Participación en la demanda de energéticos del sector Transporte en Alemania entre 1973 y 2016.



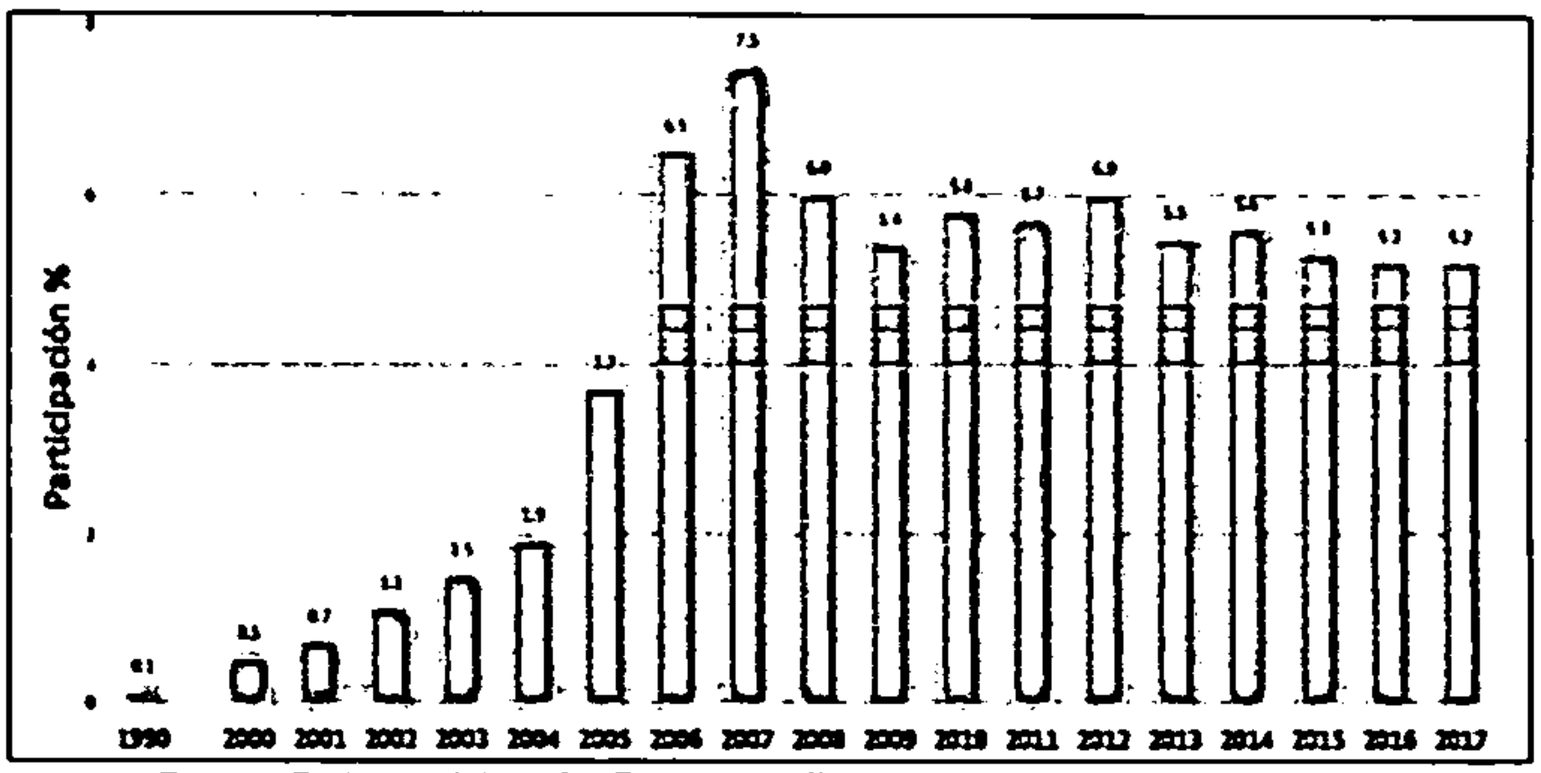
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

El transporte de mercancías por carretera, ferrocarril, vías navegables y aire produce un tercio de las emisiones totales de transporte de Alemania, y se espera que los volúmenes de carga aumenten rápidamente en los próximos años. El sistema de transporte de Alemania tiene alrededor de 230.000 kilómetros de carreteras (sin contar las calles de la ciudad), una red ferroviaria que cubre 38.500 kilómetros y 7.600 kilómetros de vías fluviales.

Entre 1990 y 2014, el volumen total de tráfico de carga (transportado en carreteras, por ferrocarril, por agua y por aire) se duplicó, alcanzando cerca de 650 mil millones de toneladas por km. De manera similar, las emisiones de CO2 aumentaron un 60%, llegando a 59 millones de toneladas.

El Ministerio de Transportes de Alemania ha pronosticado que para 2030, el tráfico de carga habrá aumentado un 38 por ciento en comparación con los niveles de 2010. Pero para entonces, Alemania quiere haber reducido sus emisiones totales en un 55 por ciento con respecto a los niveles de 1990. Para lograr esto, el gobierno quiere que todo el sector del transporte, incluido el transporte de pasajeros y de carga, reduzca las emisiones de CO2 en al menos un 40 por ciento en un plazo de diez años. Incluso muchos defensores del transporte verde consideran que este es un objetivo ambicioso.

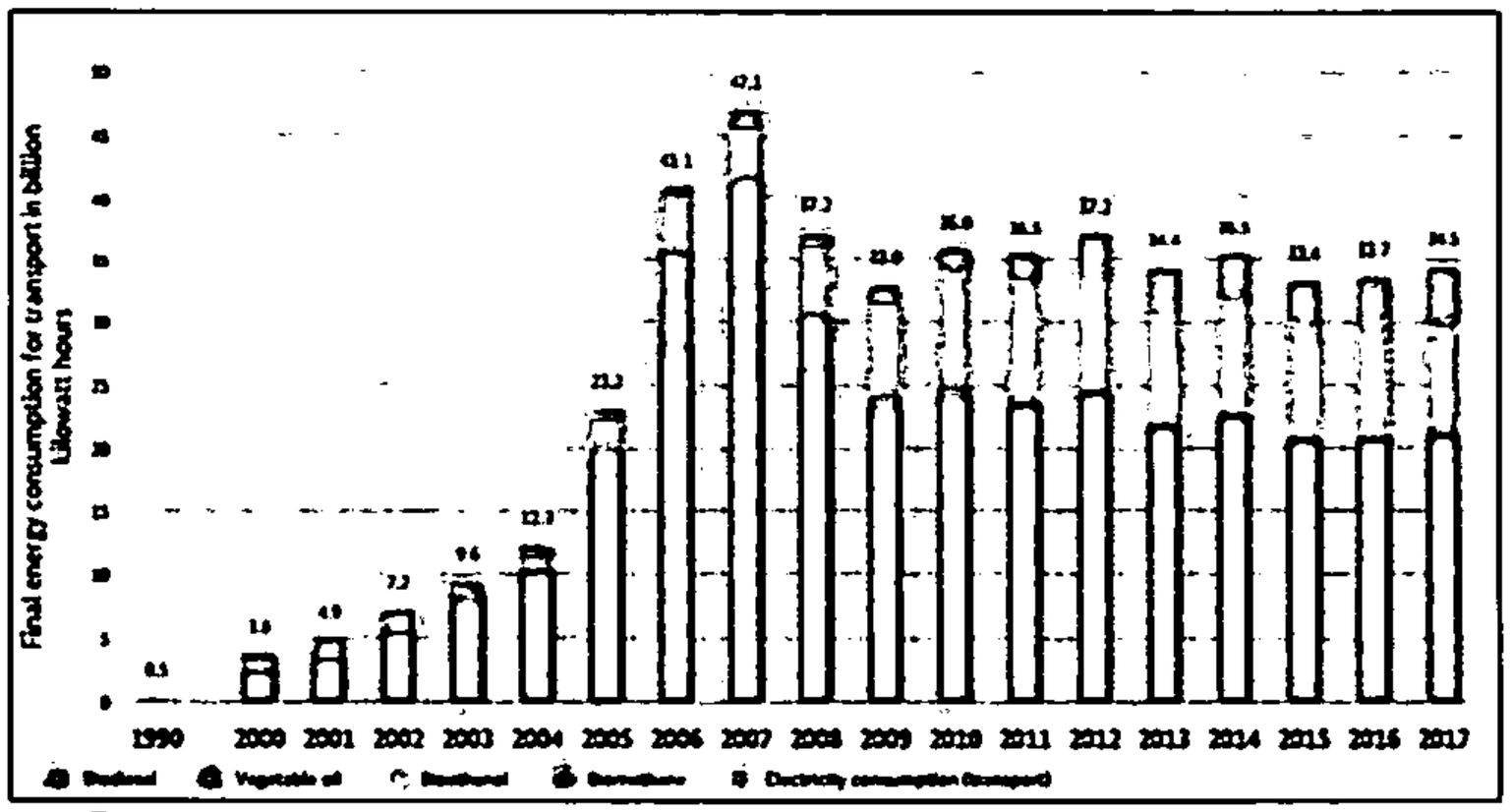
Figura 163: Participación de las energías renovables en el consumo energético del sector transporte alemán.



Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany, 2017.

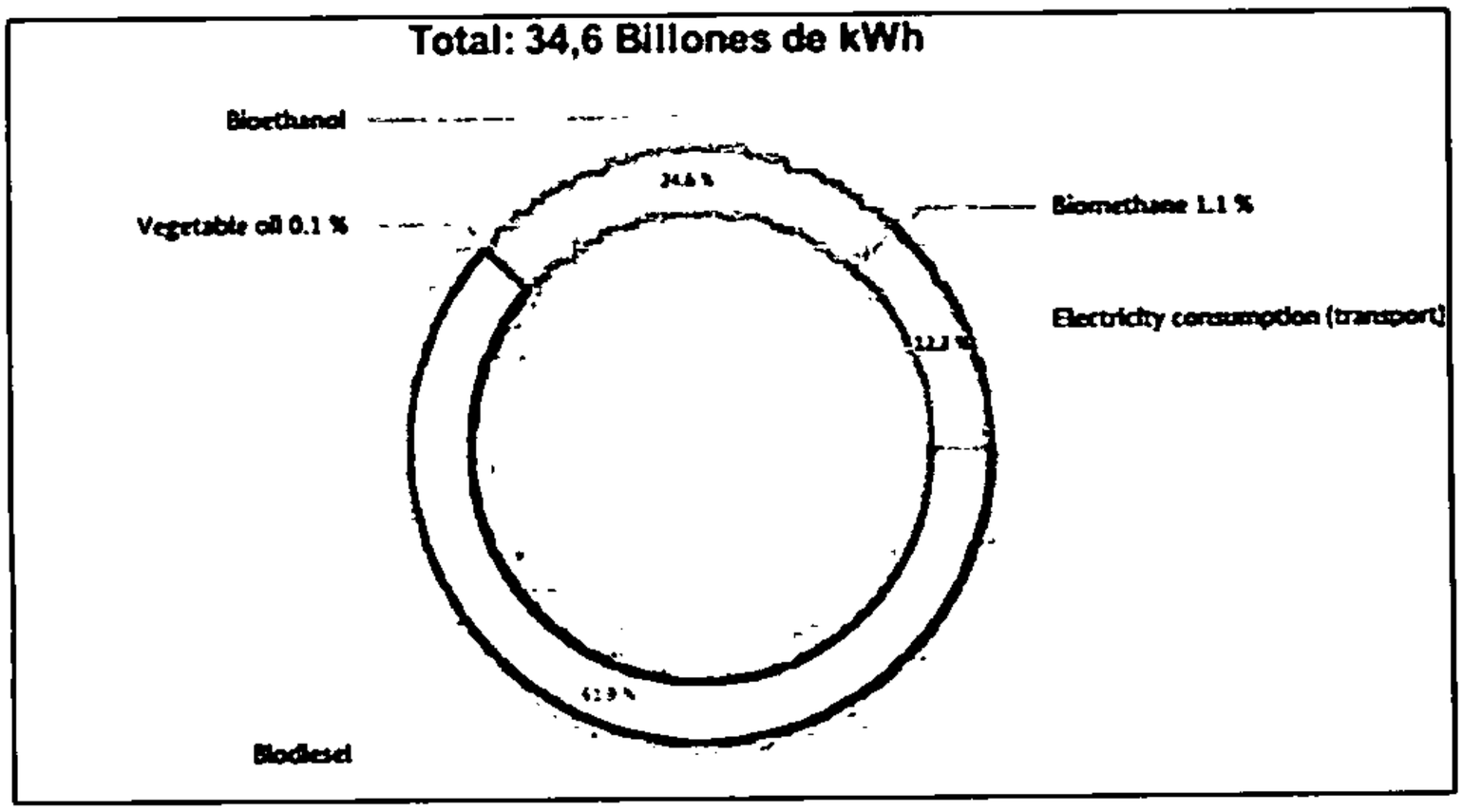
Atendiendo las exigencias de los tratados internacionales en búsqueda de sistemas de transporte cero emisiones, el gobierno alemán ha incursionado desde el año 2000 en la implementación de las energías renovables, donde el biodiesel ha tenido su mayor participación llegando al 61,9% en la matriz energética de recursos renovables del transporte alemán.

Figura 164: Consumo energético en el sector transporte a partir de las energías renovables.



Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany, 2017.

Figura 165: Matriz de energía renovable en el sector transporte Alemania 2017.



Fuente: Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany, 2017.

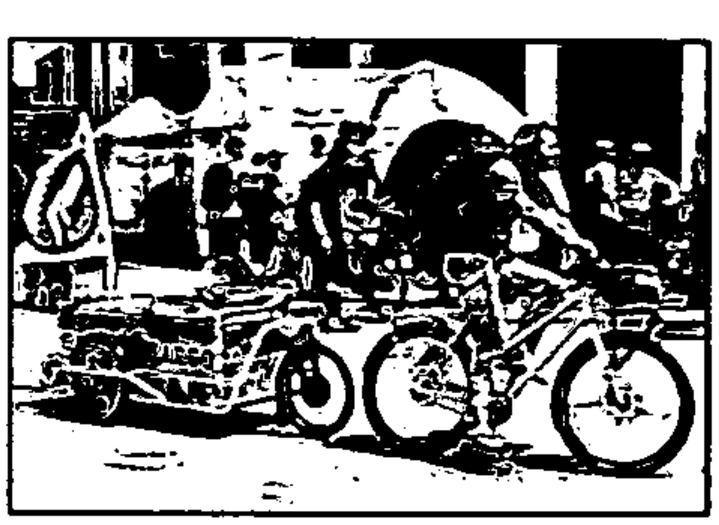
Mientras se establece el destino de un sector de carga con cero emisiones de carbono, Alemania aún carece de una hoja de ruta detallada. Esto es cierto para todos los medios de transporte de mercancías: camiones, trenes, barcos y aviones.

Los diferentes modos de transporte en Alemania cuentan con las furgonetas y los camiones como la forma más común de transporte en terrestre, los camiones representan el 71% del tráfico de carga, los trenes (18%), los buques (9%) y el transporte aéreo (2%).

El transporte por carretera será, por lo tanto, el foco más esencial de la reducción de emisiones. Los expertos están de acuerdo en un enfoque doble: cambiar la mayor cantidad de carga posible a modos de transporte más limpios, como el ferrocarril y el envío, para distancias más largas y vehículos eléctricos pequeños o incluso bicicletas dentro de las ciudades, mientras que los vehículos más limpios están en las carreteras.

Como alternativa para tener ciudades con mejor calidad del aire, el transporte en la denominada "última milla" de la logística urbana, es decir, la entrega de paquetes desde un centro de transporte a residentes y tiendas, puede ser cubierta en gran medida por pequeños vehículos eléctricos ya disponibles, o incluso por pedaleo: Alemania tiene varios proyectos piloto de bicicletas de carga.

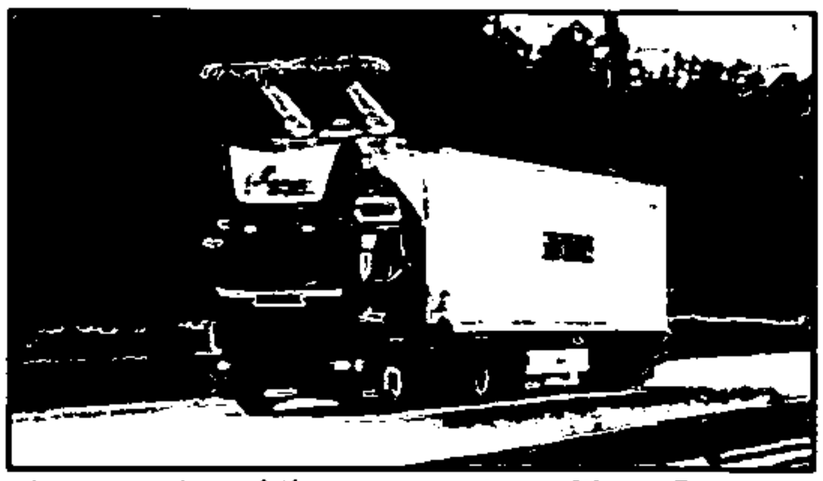
Figura 166: Bicicleta de carga de servicio de paqueteo en la "última milla".



Fuente: Cargo transport and the energy transition, Sôren Amelang, 2018.

Como alternativa para los sistemas de transporte de carga, Siemens junto con la Universidad Técnica de Darmstadt y varias empresas de transporte vienen trabajando un proyecto para equipar las autopistas con líneas eléctricas aéreas (catenarias) similares a las utilizadas por los tranvías y ferrocarriles del centro de la ciudad, tras un proyecto piloto, se inició la construcción de la primera autopista eléctrica para camiones en Alemania. En 2019, cinco camiones de prueba comenzarán a usar una sección de 5 kilómetros de la autopista en el estado de Hesse.

Figura 167: Vehículo de carga con alimentación mediante líneas eléctricas aéreas (Catenarias).



Fuente: Cargo transport and the energy transition, Sôren Amelang, 2018.

Los sistemas de catenaria podrían ahorrar una gran cantidad de energía, ya que la energía renovable se utiliza directamente, evitando pérdidas de conversión inherentes a la fabricación de combustibles sintéticos. Muchos expertos dicen que podría no haber suficiente electricidad renovable para alimentar todo el sistema de transporte.

A más largo plazo, un sistema de catenaria reduciría miles de millones de euros en importaciones de combustible sintético y ofrecería muchas otras ventajas, según la Agencia Alemana de Energía (Dena). "Los camiones catenarios híbridos pueden reducir significativamente las emisiones ambientales locales. "El uso de un tren motriz eléctrico evitaría todo el óxido de nitrógeno y las partículas finas de los escapes del motor, y produciría sólo pequeñas emisiones de ruido a bajas velocidades".

Pero la agencia también señala un problema de "gallina y huevo" que requiere una fuerte participación pública: muchos camiones deben usar un sistema de catenaria, y sólo se puede construir si ya existe una red extensa. "En contraste, los camiones que funcionan con celdas de combustible o gas natural licuado (GNL) ya pueden usarse económicamente con un número limitado de estaciones de abastecimiento de combustible, siempre que su alcance sea lo suficientemente grande", explica Dena.

Transporte Ferroviario:

El transporte de una tonelada de mercancías por camión genera cuatro veces más emisiones y consume cinco veces la energía de los trenes, y el sistema ferroviario en gran parte electrificado de Alemania, ya se puede utilizar para el transporte de carga a larga distancia. El transporte ferroviario representó aproximadamente el 18 por ciento del transporte de carga alemán en 2016.

Pero mientras que el ferrocarril se considera una parte importante de la reducción de las emisiones en general, su potencial en el transporte de carga es algo limitado, especialmente para distancias más cortas, donde domina el transporte por carretera. De acuerdo con la Agencia Federal de Medio Ambiente de Alemania (UBA, por sus siglas en inglés), en un ambicioso escenario, el transporte de mercancías por ferrocarril podría aportar alrededor del 30 por ciento del total del transporte de carga del país. Esto representa el potencial máximo de trasladar el transporte de carga al ferrocarril y no se puede implementar sin una expansión considerable de capacidades (líneas, concentradores, terminales) en comparación con las instalaciones actuales.

El operador ferroviario alemán Deutsche Bahn, uno de los mayores consumidores de energía de Alemania, dice que desde el inicio de 2018 sus trenes de pasajeros de larga distancia han sido propulsados exclusivamente por electricidad renovable, y los clientes de transporte pueden elegir que sus productos sean transportados con electricidad ecológica también. Sin embargo, en 2017, la proporción de energía renovable en el transporte de mercancías por ferrocarril fue de sólo el 27%, según Deutsche Bahn. En 2017, el 44% de la combinación de energía de Deutsche Bahn provino de energías renovables, aproximadamente un tercio del carbón, el 12% del gas y el 13% era electricidad nuclear.

El ministerio de transporte presentó un "plan maestro para el transporte de mercancías por ferrocarril" en 2017 para aumentar el transporte de mercancías en tren. En el promete 350 millones de euros para bajar precios y aumentar las inversiones en infraestructura, incluida la digitalización y la automatización, para mejorar las capacidades de la red, reducir los costos e incrementar la eficiencia.

El acuerdo de coalición del gobierno actual promete electrificar el 70% de la red para 2025 y otras medidas para impulsar el transporte ferroviario.

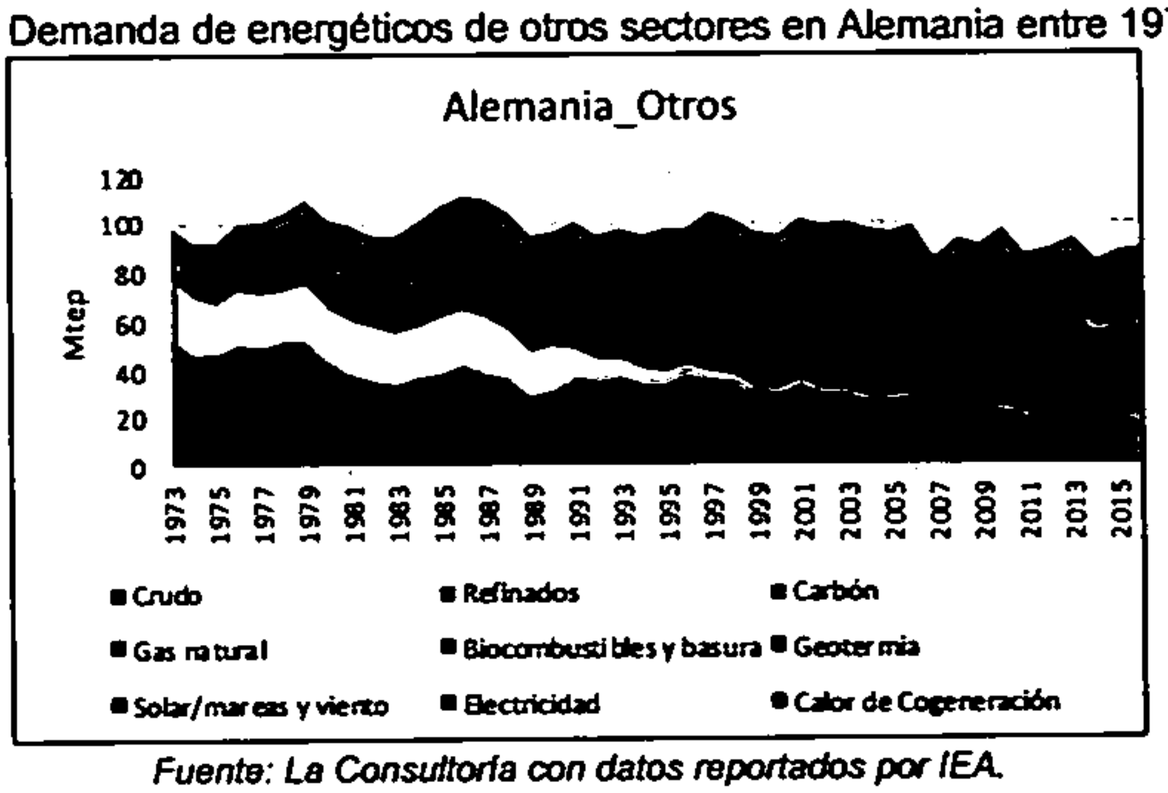
Para reducir las emisiones en las líneas de trenes menos frecuentadas que no están electrificadas, Alemania planea utilizar los primeros trenes de pasajeros con celdas de combustible de hidrógeno para el año 2021, reemplazando los motores diésel, un concepto que podría usarse en el futuro para los trenes de carga. (Sören Amelang, 2018).

2.4.6.4 Otros sectores.

Otros sectores de consumo (residencial, comercial y agropecuario) de energía en Alemania pasaron de 93 MTEP a 90 MTEP (reducción neta de 3% entre 1975 y 2016).

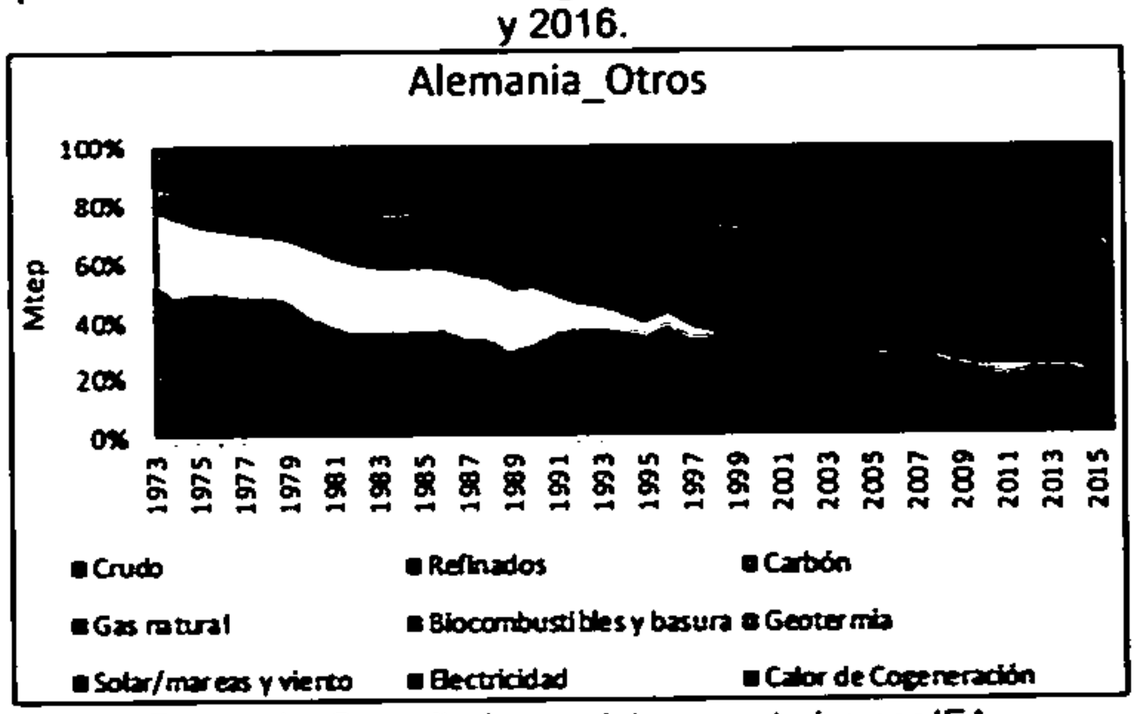
En cuanto a los energéticos, el carbón salió del sector bajando del 25% en 1975 y al 0,6% en 2016, los refinados disminuyeron su participación del 50% en 1975 al 20% en 2016, el gas natural y la electricidad crecieron del 8% y 13% en 1975 al 36% y 26% en 2016 respectivamente y los biocombustibles aumentaron del 1,8% al 9% entre 1975 y 2016.

Figura 168: Demanda de energéticos de otros sectores en Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 169: Participación de la demanda de energéticos de otros sectores en Alemania entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.5 ITALIA.

Italia está ubicada en el sur de Europa, en el centro del Mediterráneo. Forma una península que se extiende desde los Alpes hasta las cercanías de la costa africana. Limita al norte con Francia, Suiza, Austria y Eslovenia. Tiene una superficie de 302.073 km² y 60.589.445 de habitantes (ISTAT 1de enero de 2017)[95].

Al norte de Italia, sobresale la cordillera de los Alpes donde se ubica el monte Cervino (4.478 m) y monte Rosa (4.683 m). El pico más alto de Italia está en monte Bianco, en la frontera entre Italia y Francia, con unos 4.807 metros de altura. Entre los Alpes y los Apeninos, se encuentra el valle de Lombardía, bañado por el río Po. La costa de Italia que se encuentra en el Mar Adriático es baja y con mucha arena. La costa oeste se caracteriza por tener una cantidad bahías y golfos. En Sicilia se encuentra el volcán Etna.

Su estructura del Producto Interno Bruto para el 2016 fue:[96]

- Agricultura y pesca: 2,1%.
- Sector Industrial: 24%.
- Servicios: 73,9%.

El PIB para 2017 fue de USD$ 1,93 billones[97].

El análisis del caso de Italia en el contexto de transición, se realizó a partir del cruce de información de diversas fuentes como: la Agencia Internacional de Energía (IEA) [98],, la base de datos energética de Naciones Unidas UNDS[99] y reporte del año 2018 de BP[100], con cifras consolidadas a 31 de diciembre de 2017.

Esto permitió elaborar el análisis estadístico para tener una visión del comportamiento energético del país, como complemento de los resultados obtenidos del análisis de políticas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, entre otros.

---

95 Ficha país Italia. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/ITALIA_FICHA%20PAIS.pdf

96 Idem.

97 PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=IT&view=chart

98 Agencia Internacional de Energía, IEA, https://www.iea.org/Sankey/#?c=Italy&s=Balance

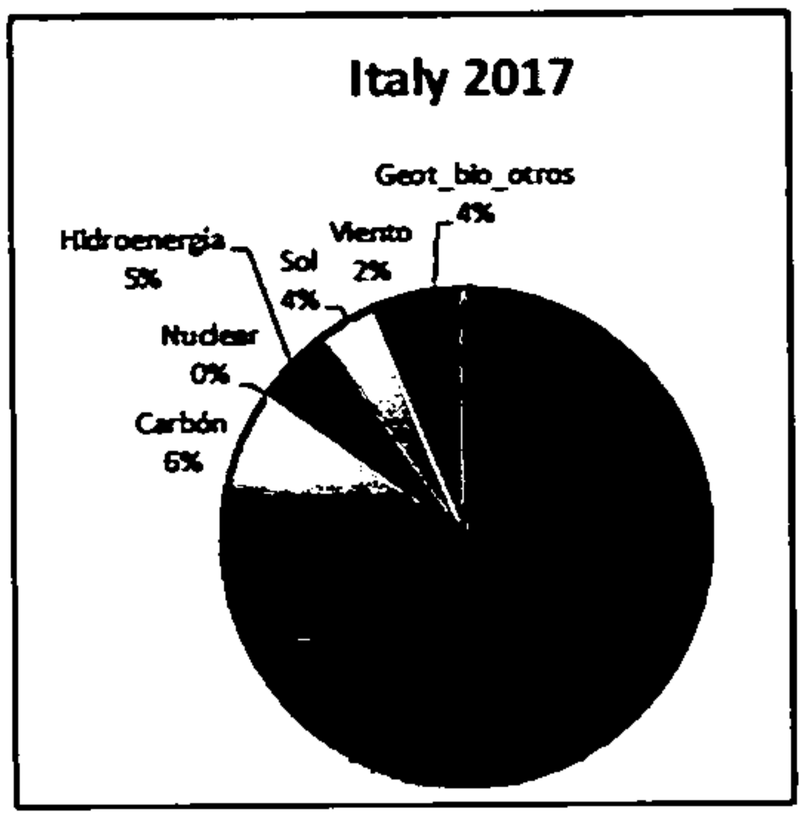
99 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

100 BP Energy outlook 2018 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html

2.5.1 Matriz energética actual.

La *Figura 170*, muestra la matriz energética de Italia a 31 de diciembre de 2017 sobre un total de más de 156 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP).

Figura 170: Matriz energética de Italia en 2017.

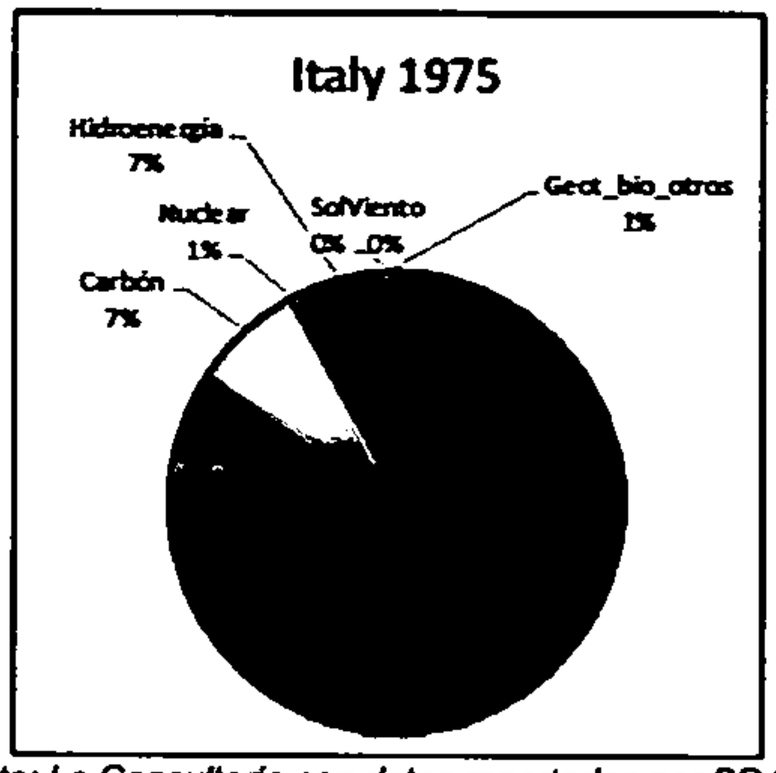


Fuente: La Consultoría con datos reportados BP 2018.

En el caso de Italia, el petróleo ha venido cediendo terreno ante el gas natural en la matriz energética. De esta manera, el gas natural se ubicó como principal producto de suministro energético (40%), seguido por el petróleo, que es importado casi en su totalidad con el 39%, luego aparecieron las energías renovables con el 15,5%y finalmente el carbón con el 6%.

Al comparar las dos matrices: 1975 (*Figura 171*) Vs 2017 (*Figura 170*), se observa una mayor diversificación de la matriz en 2017 donde el gas ganó espació y se ubicó como el energético principal, el petróleo descendió al segundo lugar de importancia, entraron más energías renovables y desapareció la energía nuclear. Particularmente, el petróleo redujo en 32 puntos porcentuales su participación, el carbón perdió un punto porcentual, el gas natural aumentó un 27%, en las energías renovables aparecieron la energía solar y eólica, se fortalecieron la geotermia y los biocombustibles, pero cedió espacio la hidrogeneración.

Figura 171: Matriz energética de Italia en 1975.

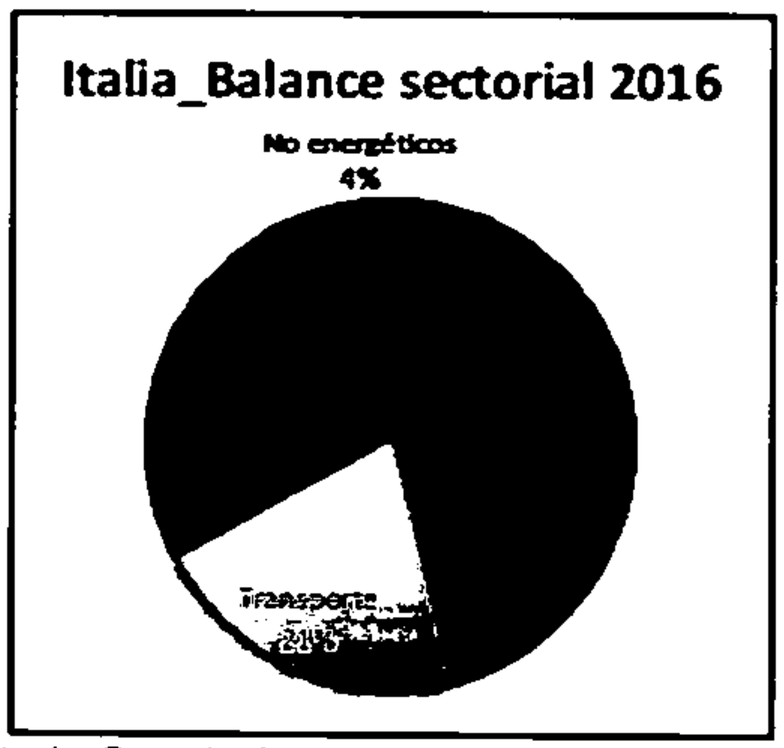


Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

El consumo de energía de Italia se incrementó en 15,98% desde 1975 hasta 2017, lo que representó un crecimiento promedio anual del 0,39%.

La información del consumo sectorial tomó como fuente principal la información de la IEA, dividiendo la demanda en los sectores: generación eléctrica, industria, transporte, otros sectores (residencial, comercial, etc.) y demanda destinada a fines diferentes de la producción de energía (materia prima).

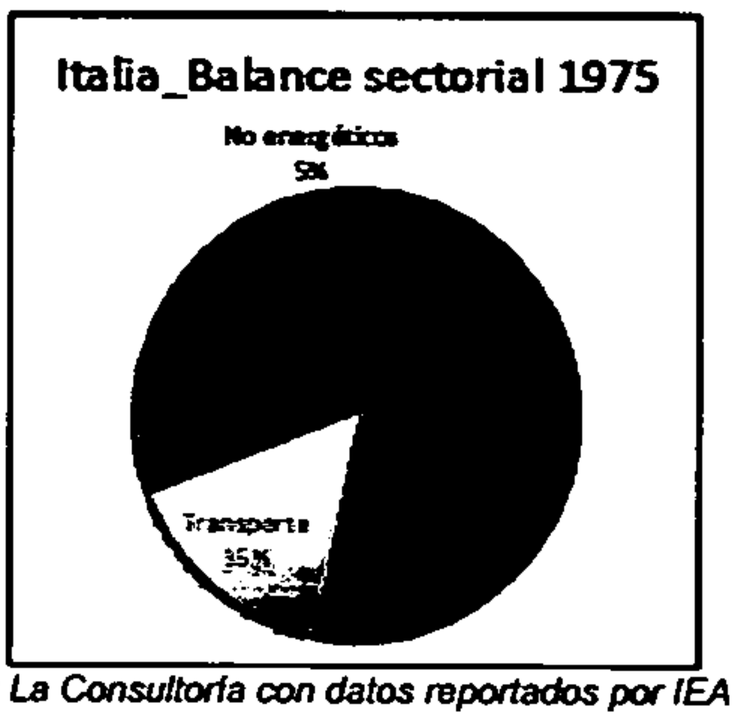
Figura 172: Matriz energética sectorial de Italia en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Los cambios de demanda energética por sectores de consumo en Italia, se observan con más claridad al comparar la distribución de la matrices energéticas sectoriales del país de 2016 (*Figura 172*) vs 1975 (*Figura 173*). Estas muestran una variación en la distribución de consumos donde: la industria redujo su participación en 16 puntos porcentuales, el sector otros (residencial y comercial agrupados) ganó 3 puntos porcentuales, el transporte incrementó su participación del 16% al 21% y la generación eléctrica aumentó del 23% al 32%.

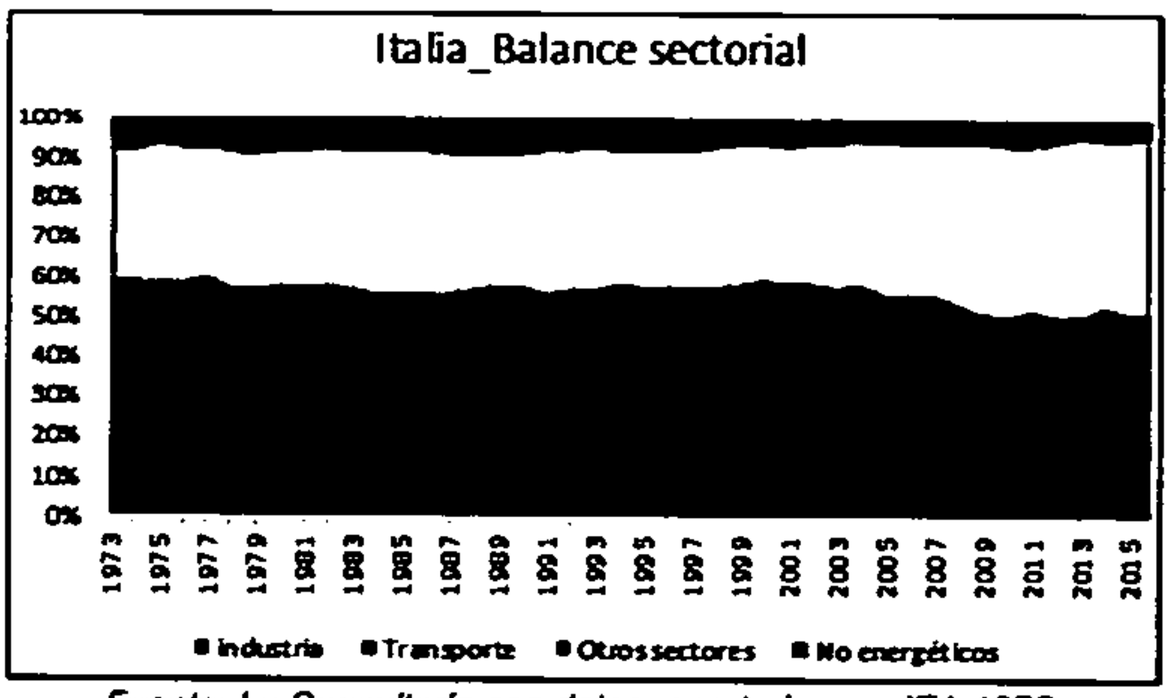
Figura 173: Matriz energética sectorial de Italia en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

Analizando los sectores finales, se observa que el consumo total aumentó de 93 MTEP en 1975 a 118 MTEP a 2016, lo que representa un incremento del 29%.

Figura 174: Distribución de la matriz energética sectorial de Italia entre 1975 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

A grandes rasgos, la industria decreció en demanda energética al pasar del 39% al 21%, perdiendo participación con respecto a los demás sectores (principalmente en los 70's, 80's y 2009). En menor medida, los usos no energéticos perdieron participación pasando del 6,7% a 5,4 %. Contrariamente, el sector transporte creció 10 puntos (pasando del 20% al 30%) y el sector Otros aumentó del 33% al 43% entre 1975 y 2016.

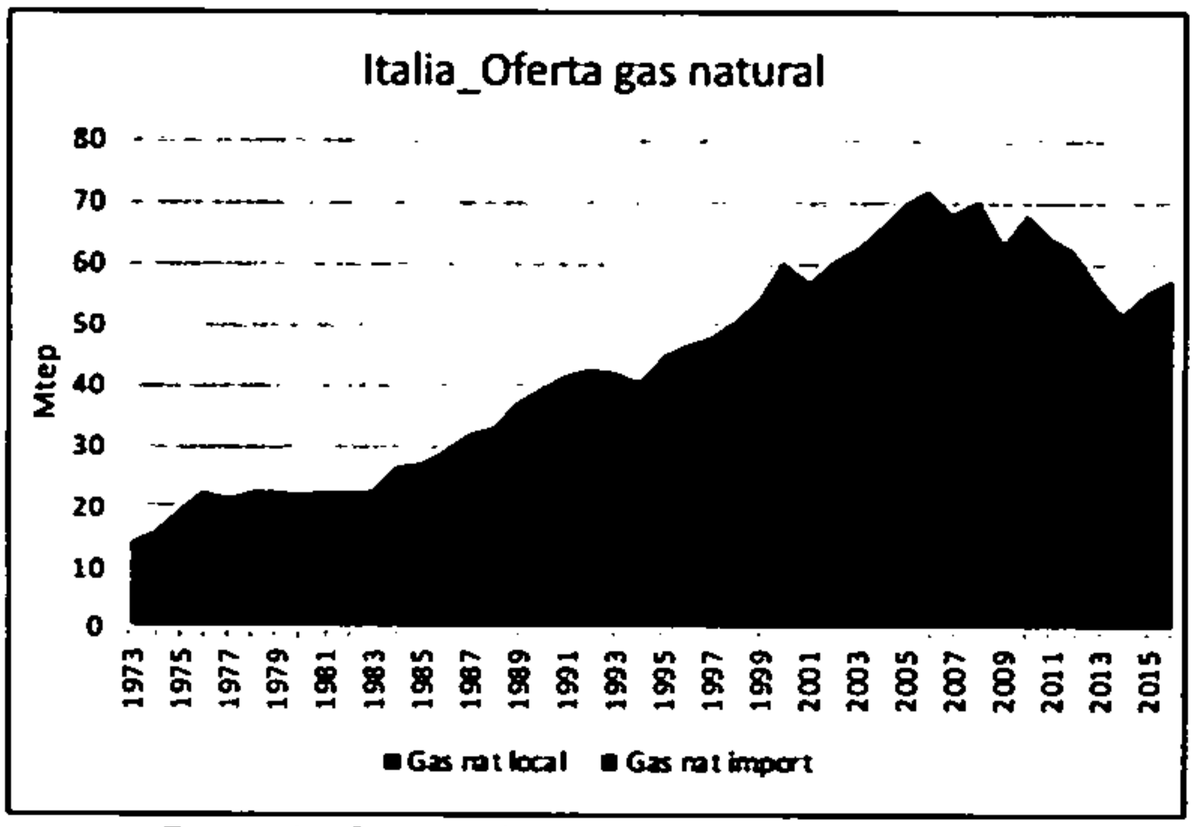
2.5.2 Características y balance de oferta y demanda de gas.

2.5.2.1 Gas Natural.

El análisis del balance de oferta y demanda de gas natural en Italia, se realizó considerando tanto la producción local como el producto importado, tomado como fuente el reporte de IEA para el suministro del mercado interno y su uso en los diferentes sectores de consumo.

En cuanto a la oferta de gas natural para Italia (*Figura 175*), se observa una evolución creciente en todo el período. Particularmente, sobresale el incremento experimentado entre 1984 y 2007, donde la tasa de crecimiento promedio anual fue del 5,35%. Posteriormente, se inició un período de decrecimiento hasta 2016 con una tasa promedio anual del 2%. Entre 1975 y 2016, la oferta aumentó de 19 MTEP a 58,2 MTEP (con pico superior a los 70 MTEP) y tasa promedio anual del 3,4%. Con respecto a la producción local, se observa que se mantuvo relativamente estable alcanzando las 16 MTEP en 1994, sin embargo, se inició un período de decrecimiento desde 1998.

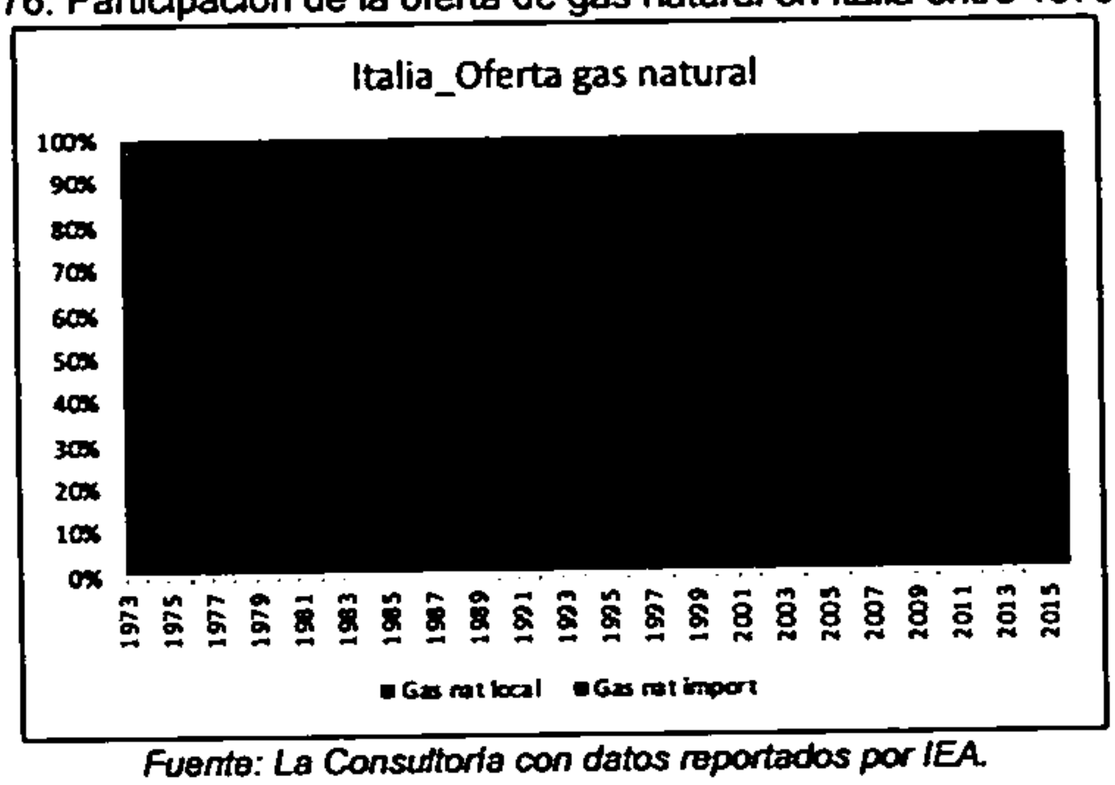
Figura 175: Oferta de gas natural en Italia entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En la *Figura 176* se evidencia como la participación de la oferta local de gas natural disminuyó desde cerca al 90% en 1973 a un 8,1% en 2016.

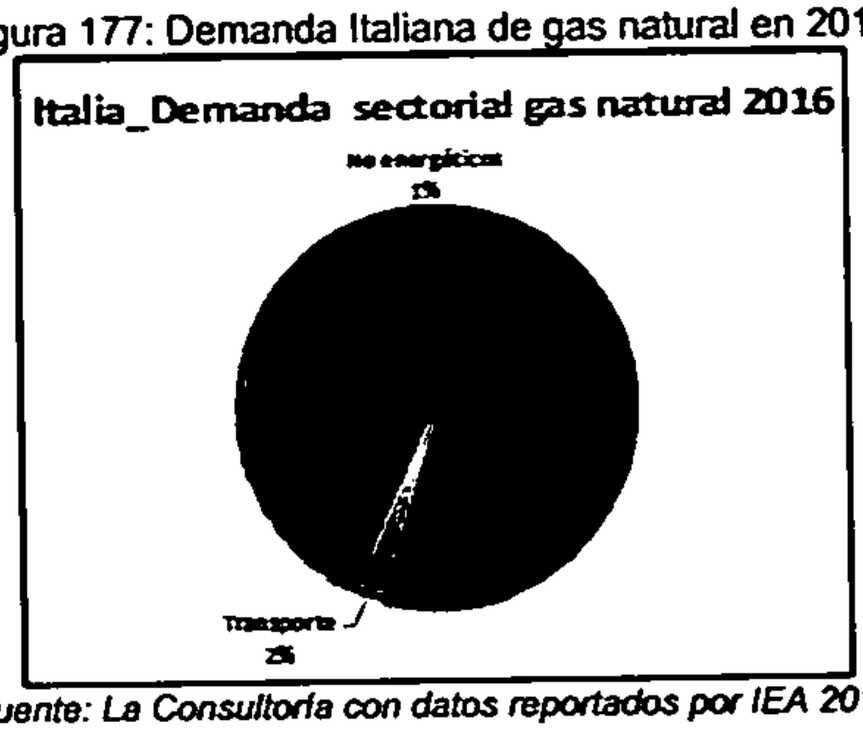
Figura 176: Participación de la oferta de gas natural en Italia entre 1975 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Con respecto a la demanda, en la *Figura 177*, se observa la participación de la demanda sectorial de gas natural para el año 2016 y en la *Figura 178*, la evolución de esta demanda entre los años 1973 y 2016. La demanda total de gas natural en 1975 fue de 17.4 MTEP y en 2016 alcanzó los 56MTEP. Particularmente, el sector Otros (residencial, comercial y otros) incrementó su participación aumentando del 31% en 1975 al 42% en 2016. Contrariamente, el sector industria pierde ampliamente participación bajando del 57% al 15%. Por su parte, el transporte mantiene su participación.

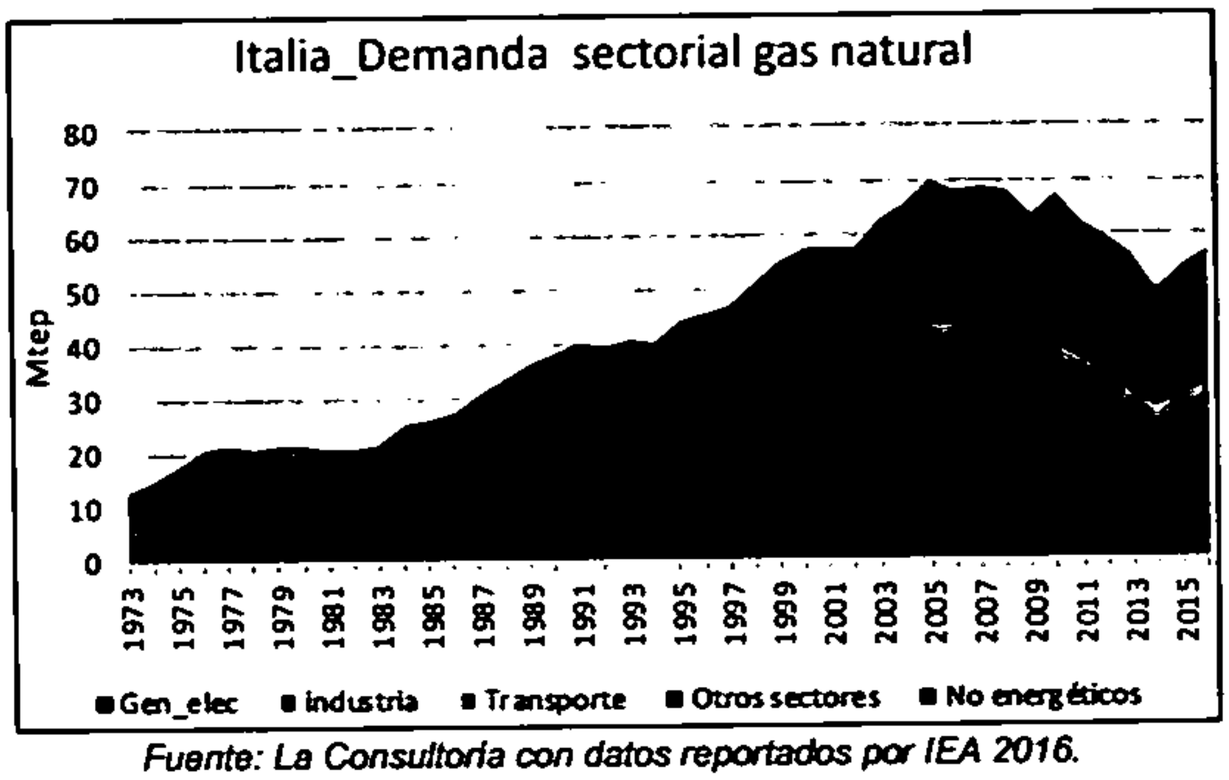
Figura 177: Demanda Italiana de gas natural en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

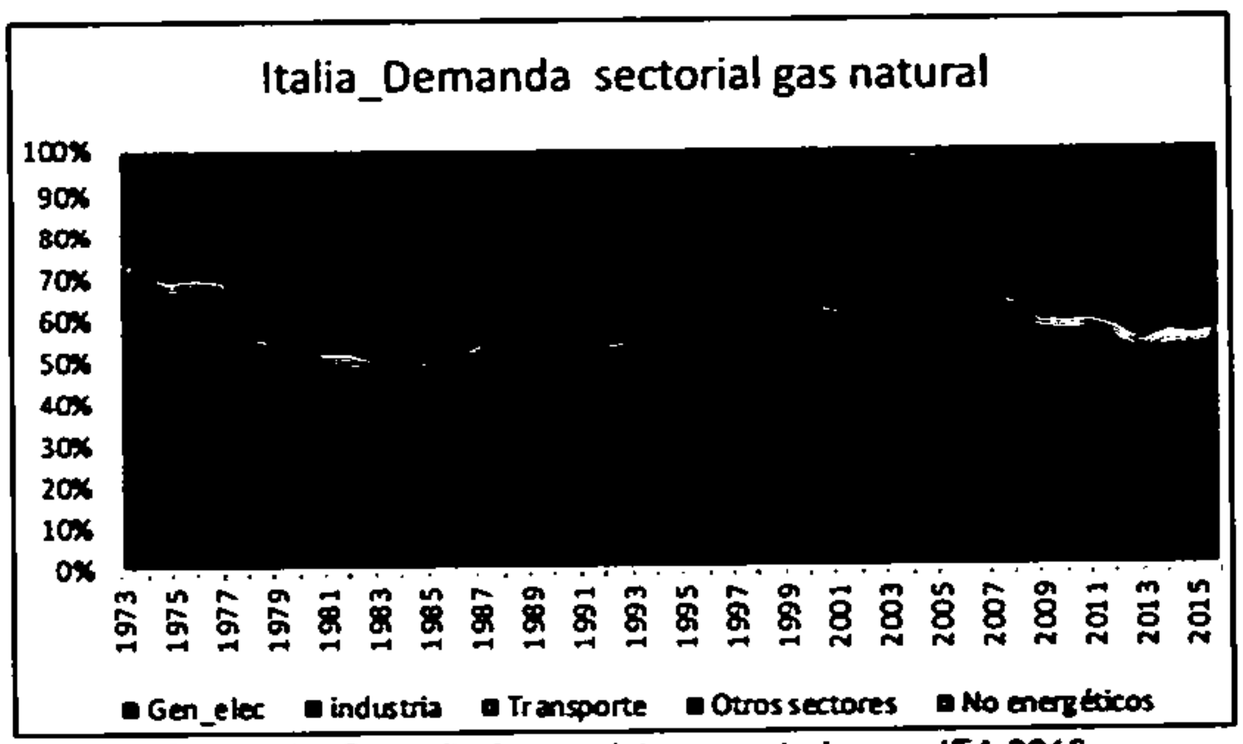
Analizando la demanda sectorial, se puede observar en la *Figura 178* como la generación aumentó el consumo energético de 1,7 MTEP en 1975 a 22,7 MTEP a 2016, la industria redujo su consumo de 9,9 MTEP a 8,4 MTEP, el transporte creció de 0,3 MTEP a 1,1MTEP en el mismo período, y el sector Otros presentó un crecimiento continuo al aumentar 4 veces su participación desde los 70's hasta el presente, pasando de 5,5 MTEP 23 MTEP.

Figura 178: Demanda sectorial de gas natural en Italia entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Figura 179: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Italia entre 1973 y 2016.

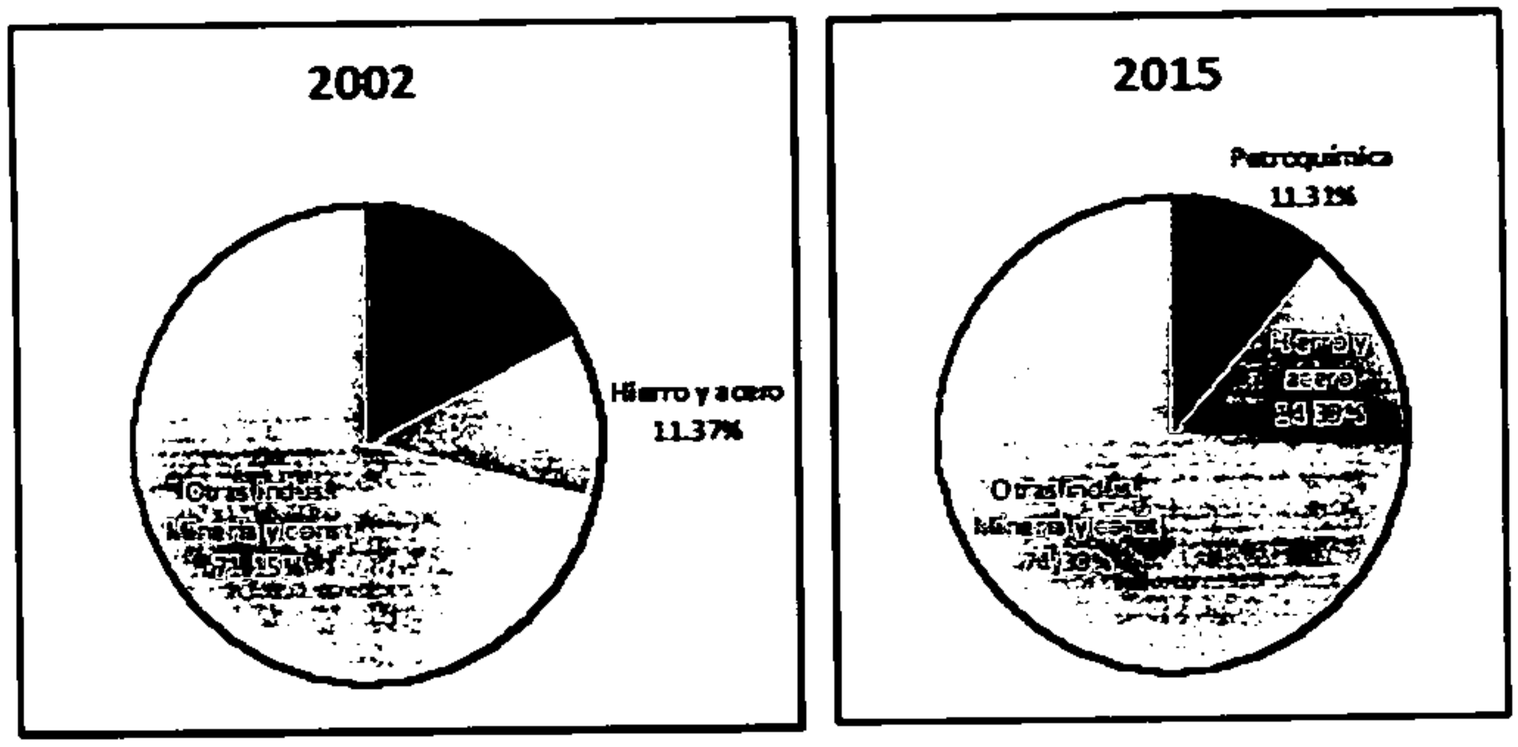


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Como complemento del análisis realizado con la información de la IEA, se procedió a trabajar con la base de datos energética de Naciones Unidas[101] para tener mayor nivel de detalle de los sectores y los resultados de este análisis se presentan a continuación:

La *Figura 180* muestra la evolución del sector industria entre 2002 y 2015, donde se incrementó la participación de los subsectores hierro y acero y Otras industrias en detrimento del subsector petroquímica.

Figura 180: Participación de la demanda de gas natural del sector industria en Italia en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

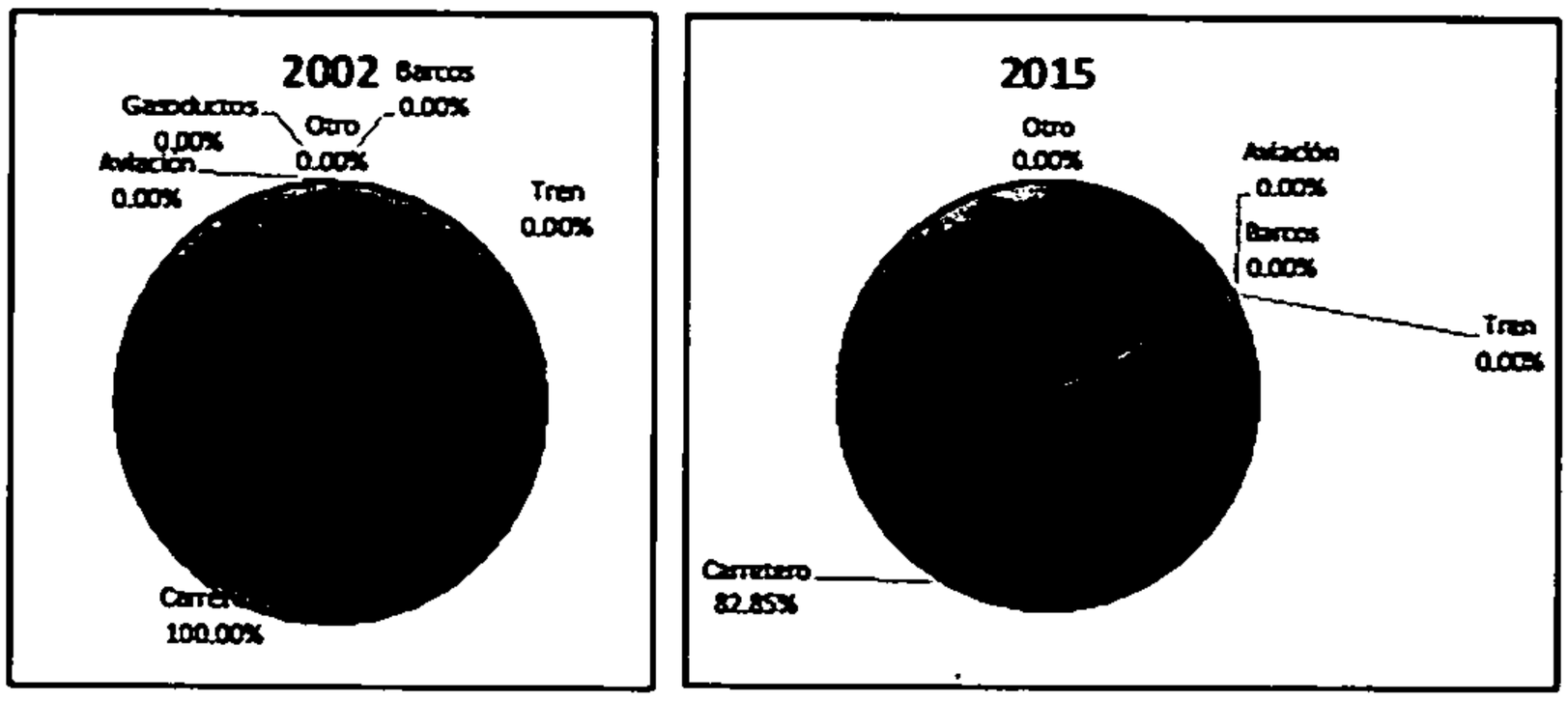
En Otros sectores industriales, se cuenta con información de consumos energéticos para 2015 de las industrias: Minerales no metálicos con 31%, Maquinaria con 22%, alimentos y tabaco con 18%, pulpa y papel con 10%, textiles y cuero con 8,77%, materiales no ferrosos con 6%, y construcción con 3,4%.

En el sector transporte, la *Figura 181* muestra que en 2002 el uso de energía lo realizaba exclusivamente el sector carretero, el cual ha crecido levemente en demanda. Sin embargo, desde el 2011 aparecieron usos para gasoductos, los cuales alcanzaron una participación del 17,15% de la demanda en el 2015.

---

101 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

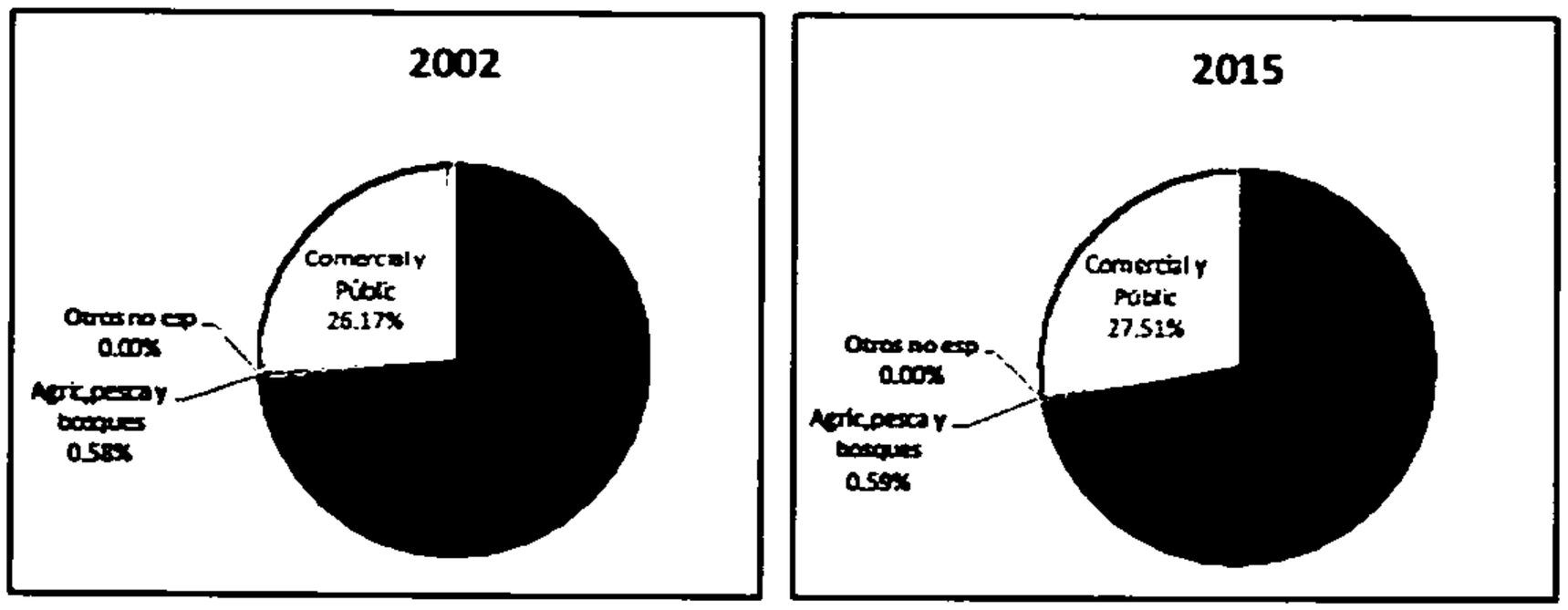
Figura 181: Participación de la demanda de gas natural del sector transporte en Italia en 2002 y 2015



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En el sector Otros, la *Figura 182* muestra que la demanda se concentró en los subsectores residencial y comercial. En términos generales, la demanda comercial tiende a aumentar un poco más rápido que la de hogares.

Figura 182: Participación de la demanda de gas natural del sector Otros en Italia en 2002 y 2015.



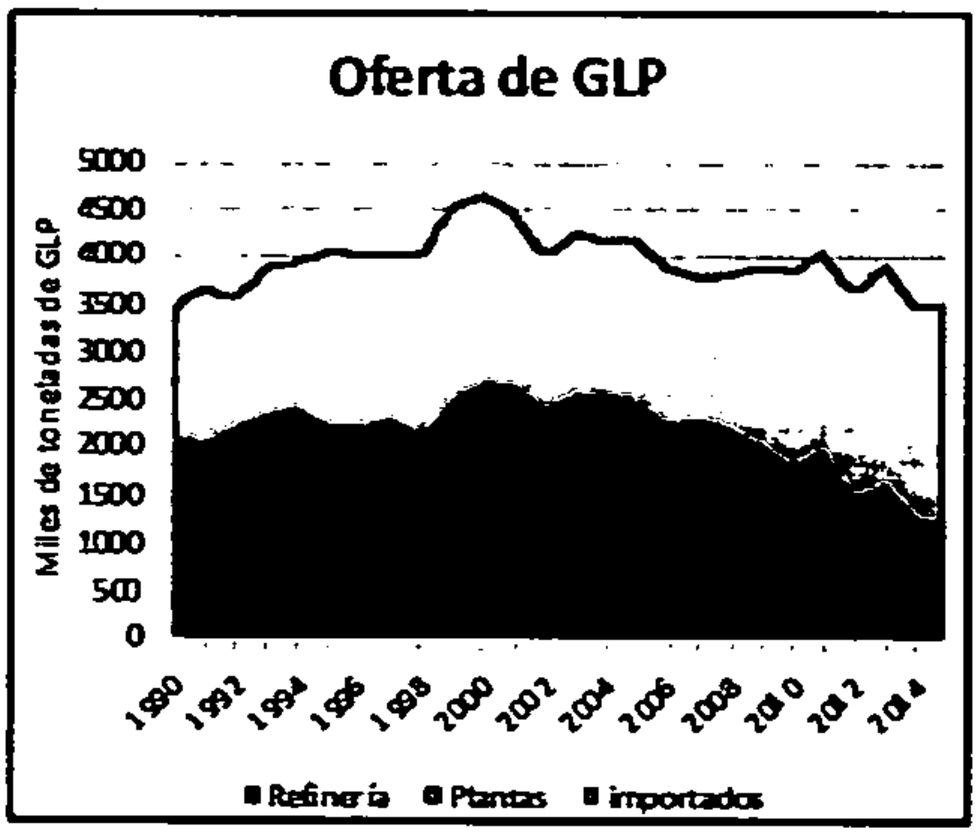
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Finalmente, al comparar oferta y demanda de gas en cuanto al porcentaje de gas ofertado que se emplea en los sectores de consumo citados, este se mantuvo por encima del 92%, el resto de gas no reportado la información indica que se asignaba a autoconsumo de requerimientos propios de la actividad de hidrocarburos.

2.5.2.2 Gas licuado del petróleo.

En el caso de Italia, se utilizó como referencia la base de Datos Energética de Naciones Unidas[102]donde se encontró que en la actualidad el país cuenta con una oferta cercana a los 3,5 millones de toneladas de GLP. De acuerdo con la *Figura 183*, entre los años 2000 y 2002, la oferta de GLP superó los 4,5 millones de toneladas.

Figura 183: Oferta de GLP en Italia entre 1990 y 2015.

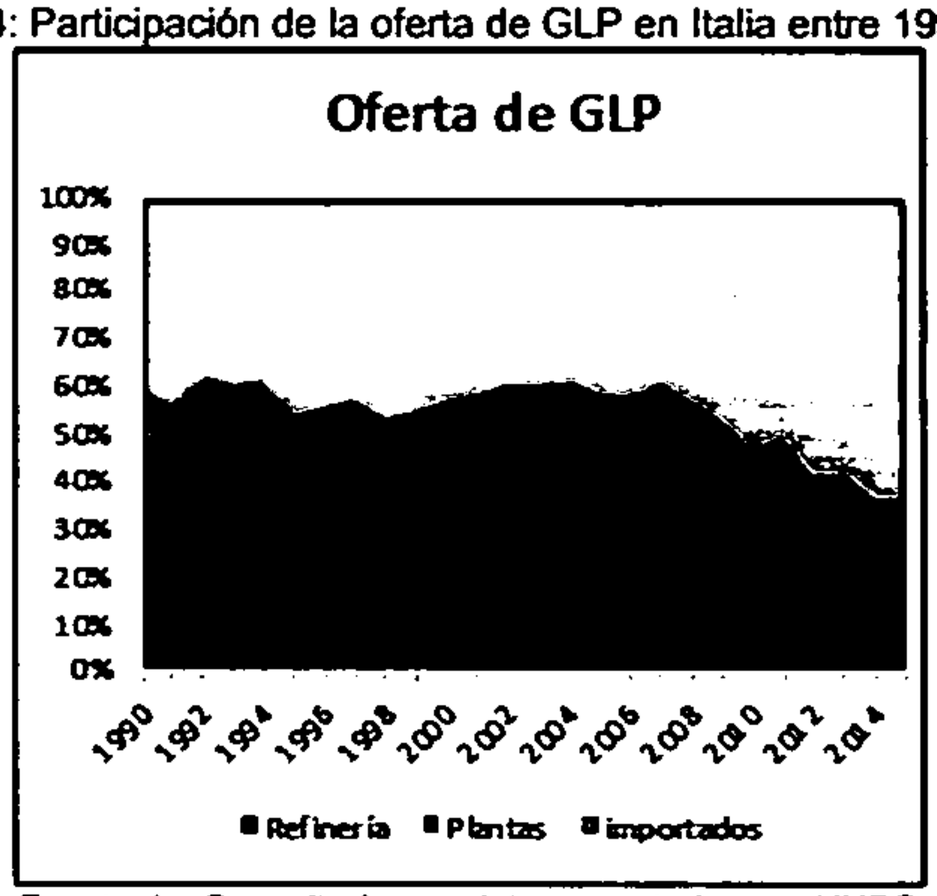


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La evolución presentada en la oferta de GLP, muestra que la producción local en refinerías se encontraba por encima del 50% hasta 2009. Sin embargo, desde 2009 la producción local ha venido en descenso, llegando a representar el 34% en 2015 (66% importado).

102 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, GLP http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aLP

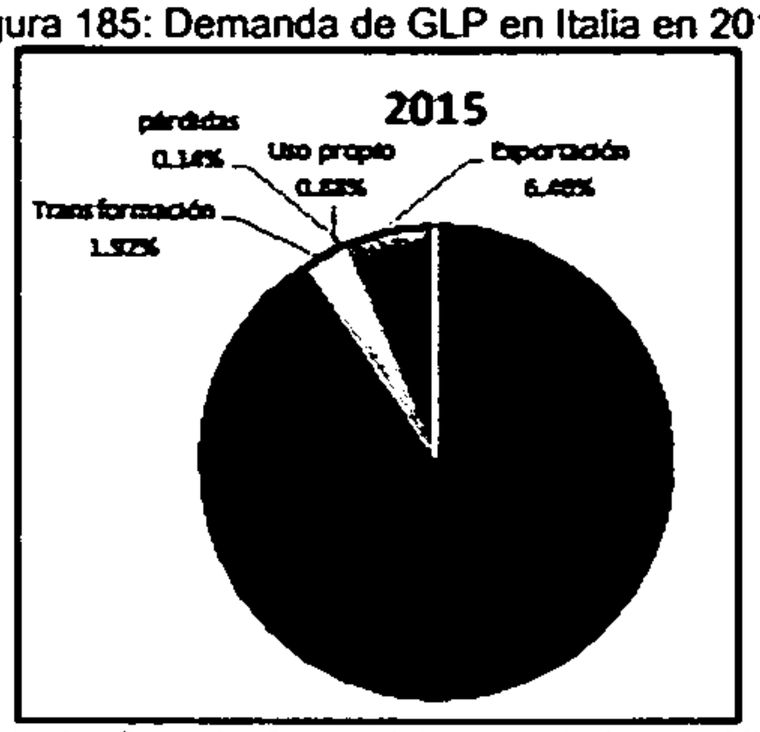
Figura 184: Participación de la oferta de GLP en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En cuanto a la demanda, la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS contiene información para el período de 1990 a 2015 y la clasifica en: consumos finales, transformación, uso propio, pérdidas y exportación. En la *Figura 185* se muestra la demanda en 2015 y en la *Figura 186*, la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

Figura 185: Demanda de GLP en Italia en 2015.

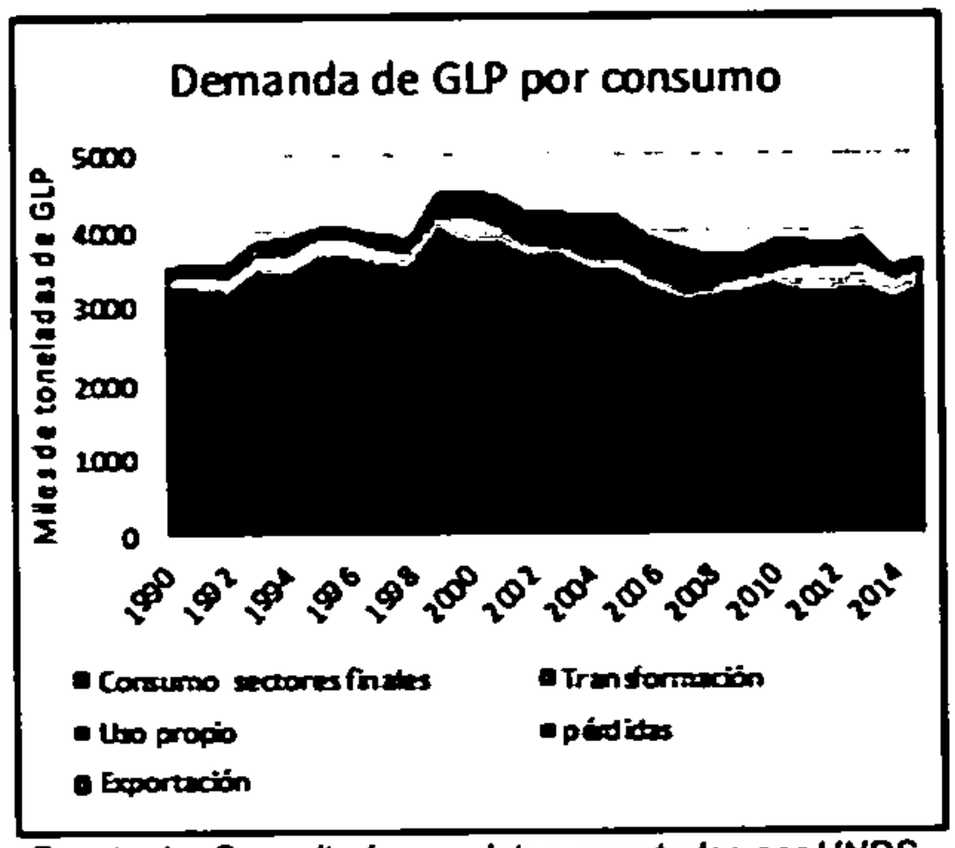


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Observando la demanda en 2015, se identifica que la mayor parte ha sido para sectores de consumo final representando el 90%, seguido por la exportación con 6,5%, la transformación con 1,9%, y consumo propio con cerca del 1%.

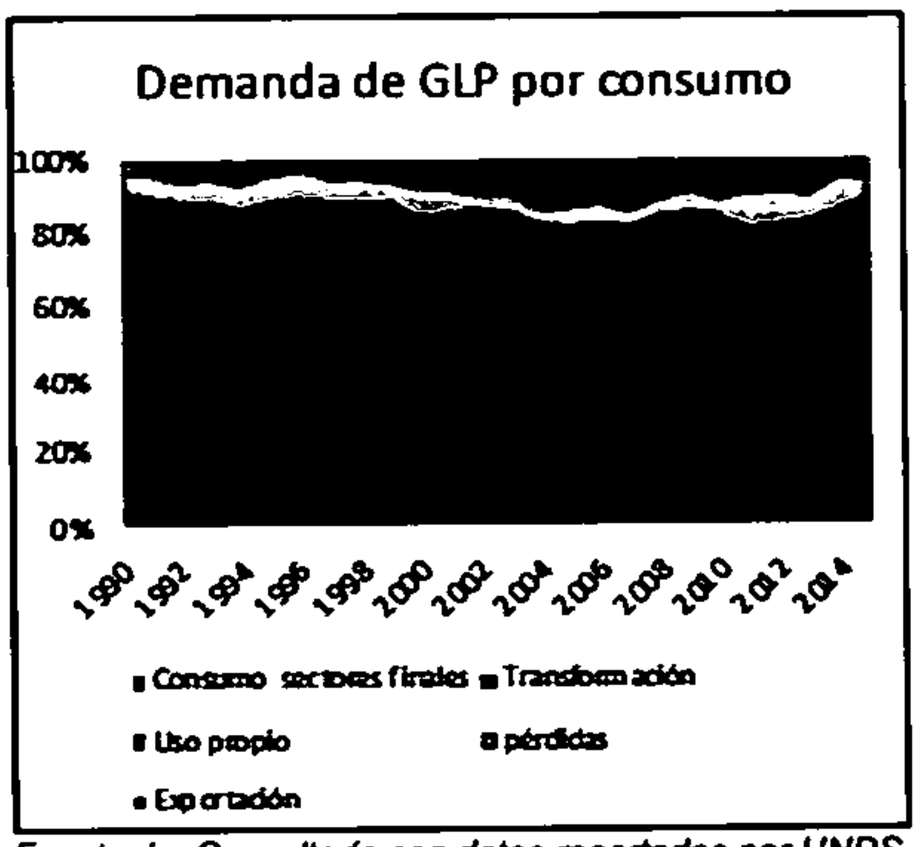
Analizando la evolución de la demanda de GLP (*Figura 186 y Figura 187*), se observa que a principios de siglo se llegó al pico de demanda para luego decrecer y regresar a cerca del nivel de 1990.

Figura 186: Demanda de GLP en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

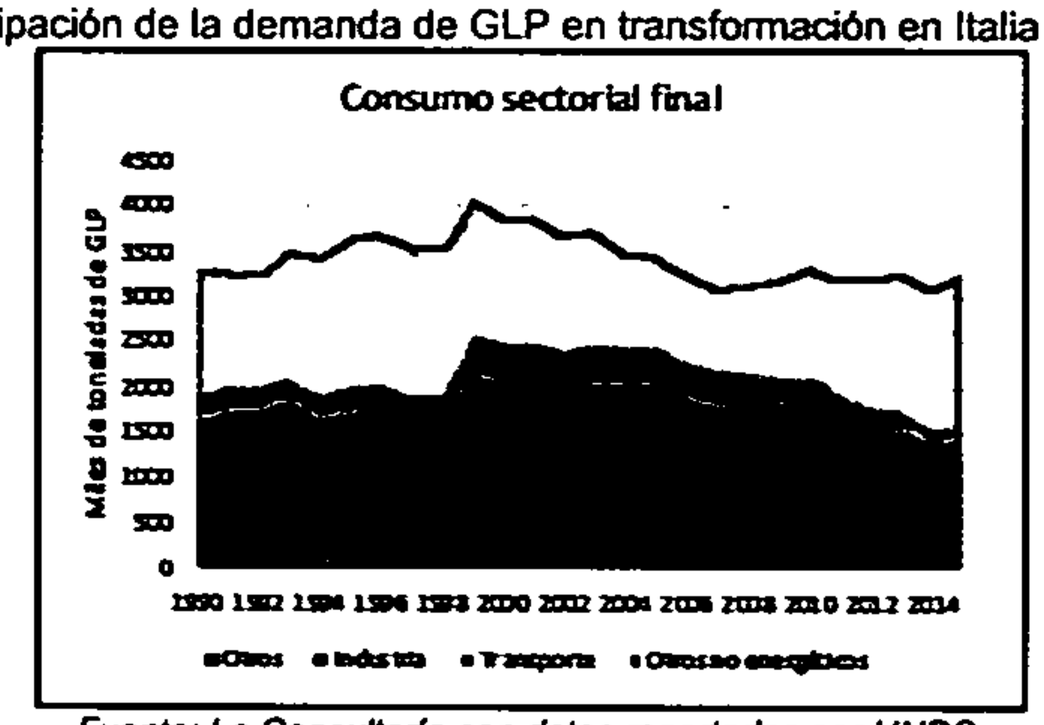
Figura 187: Participación de la demanda de GLP en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Cabe aclarar que, el GLP reportado en transformación en su mayoría tuvo destino en la industria química y petroquímica, pero también en actividades de gas Works, que hasta el 2000 y desde el 2004 se ha empleado para generación eléctrica que en la actualidad solo representa un 7% de la transformación.

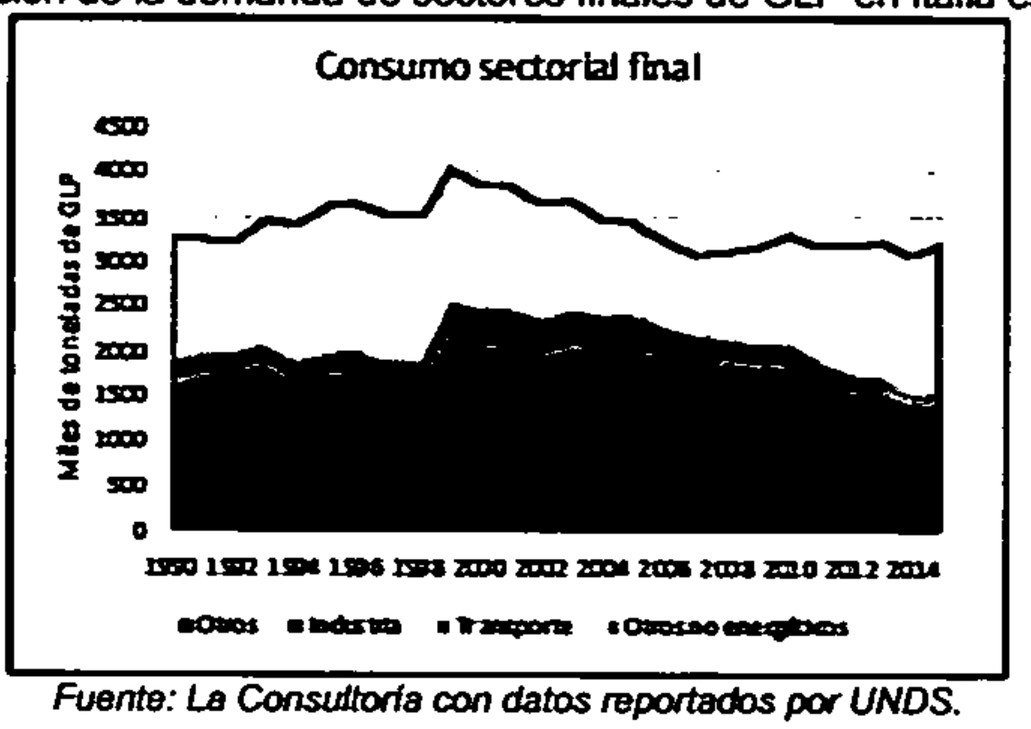
Figura 188: Participación de la demanda de GLP en transformación en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

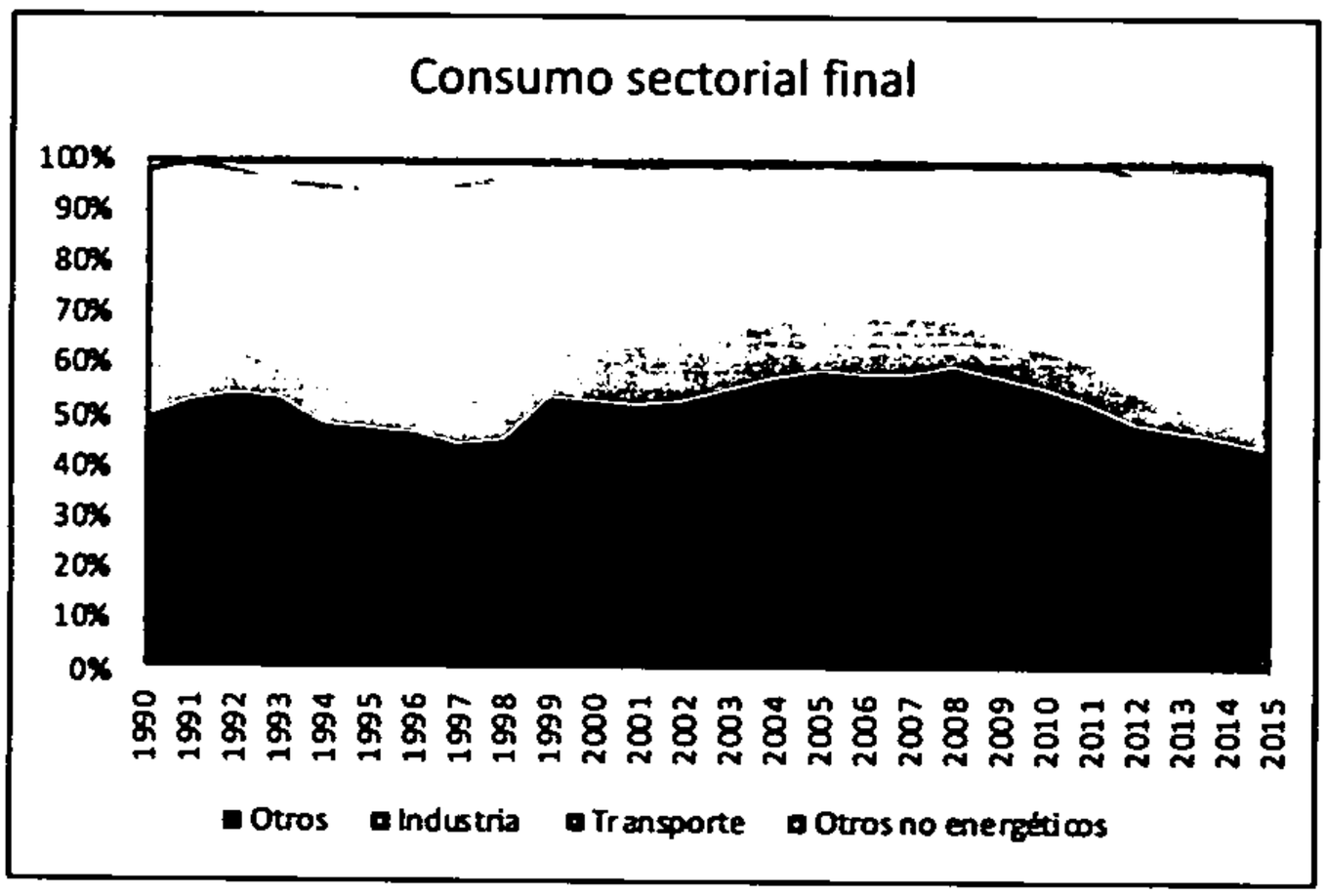
El consumo sectorial final está compuesto por: los subsectores industria, transporte, otros (residencial, agropecuario y comercial) y usos no energéticos. En general, este sector ha tenido un crecimiento promedio entre el período 1990-2015 del 0.5% con crecimiento efectivo en los 90's, y decrecimiento de 2000 a 2007 para luego estabilizarse alrededor de los 3 millones de toneladas de GLP, ahora detallando el comportamiento, se observa una sustitución de la demanda de industria y parte de otros sectores, por demanda en transporte *(Ver Figura 190 y Figura 191)*.

Figura 189: Evolución de la demanda de sectores finales de GLP en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Figura 190: Participación de la demanda de sectores finales de GLP en Italia entre 1990 y 2015.



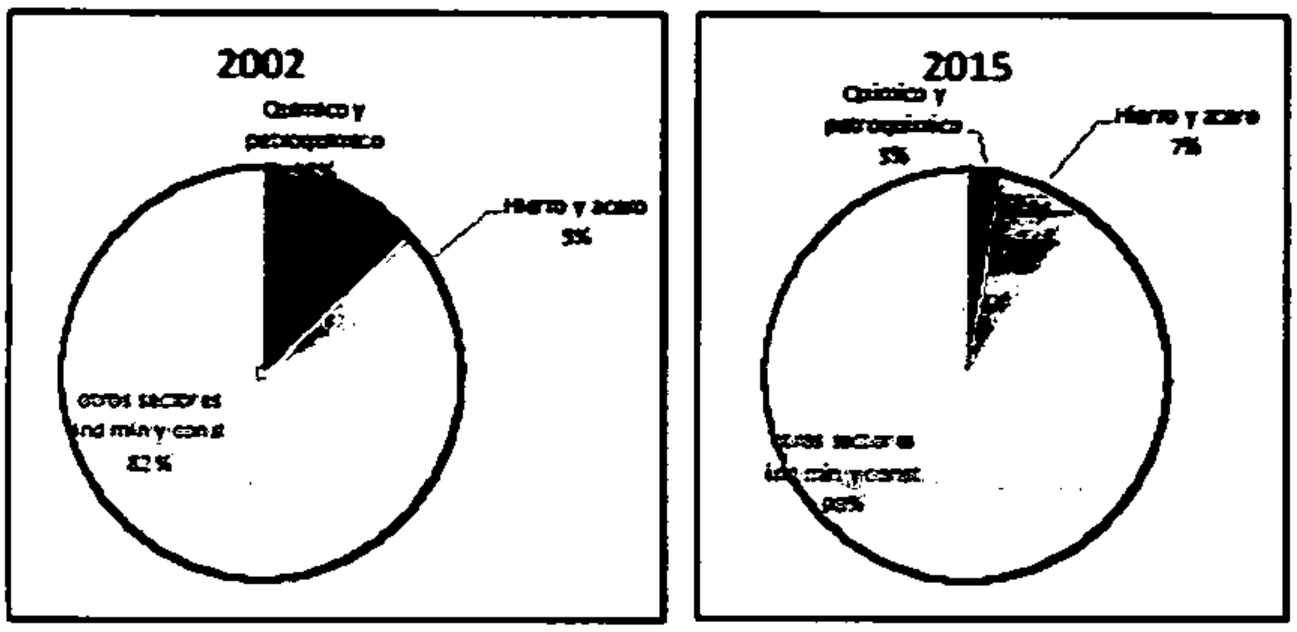
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En la *Figura 190*, se observa que el sector industria amplió su participación durante inicios de siglo (alrededor del 11%) para luego volver a decrecer y alcanzar el 5% en 2015. El sector Otros (residencial, comercial y otros) alcanzó su máximo hacia 2008 con un 50% de participación para luego decrecer al 43% en 2015. El sector transporte obtuvo el 35% en 2002 y aumentó al 50% en 2015.

Para ampliar la información de los sectores anteriormente relacionados, se trabajó con la información disponible en la base de datos energética de Naciones Unidas, y se encontró lo siguiente:

En el sector industria, la información que se muestra en la *Figura 191* permite identificar que Otros subsectores ampliaron su participación pasando del 82% en 2002 al 90% en 2015. El sector hierro y acero subió del 5% en 2002 al 7% en 2015 y el sector químico-petroquímico decreció en 10 puntos porcentuales para llegar al 3% en 2015.

Figura 191: Participación de la demanda de GLP en el sector industria en Italia en 2002 y 2015.

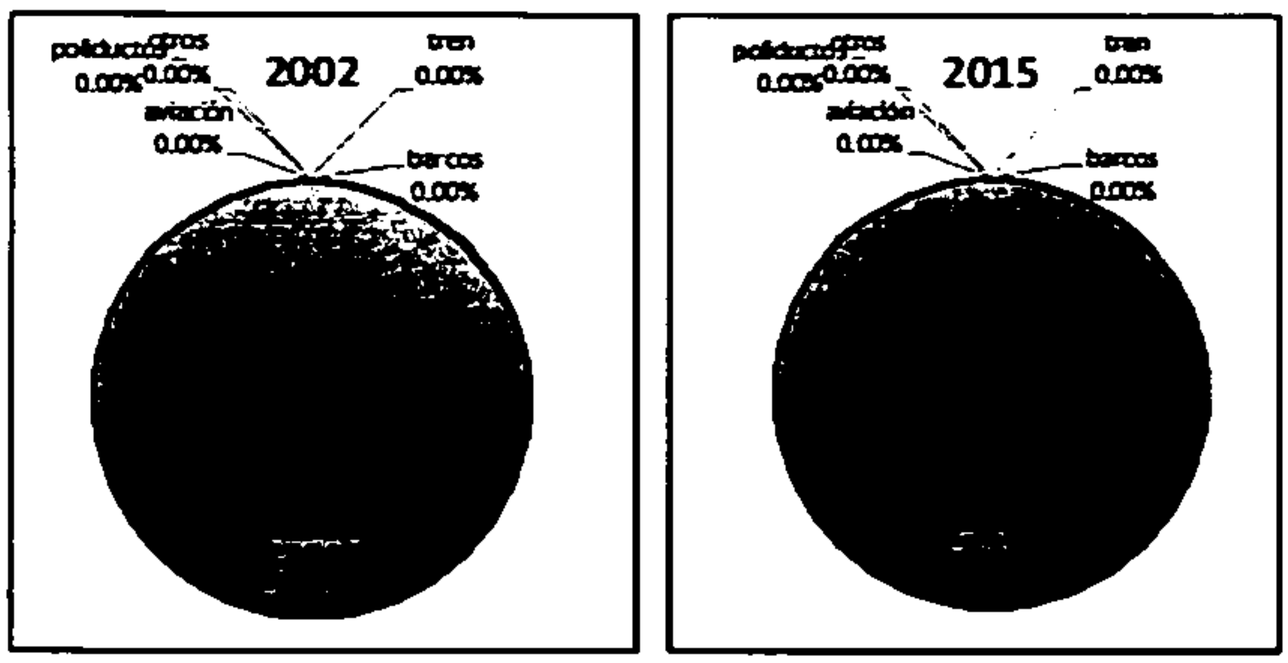


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Más específicamente en Otros sectores industriales, se tiene información para 2015 de la base de datos energética de Naciones Unidas, que el principal consumidor es minerales no metálicos con 38%, seguido de maquinaria con 26%, alimentos y tabaco con 15%, no ferrosos con 8%, textiles y cuero con 6,8%, pulpa y papel con 3% y otros subsectores con menos de 2%.

Para el sector transporte, la *Figura 192* muestra que la demanda del sector es netamente del subsector carretero en ambos años.

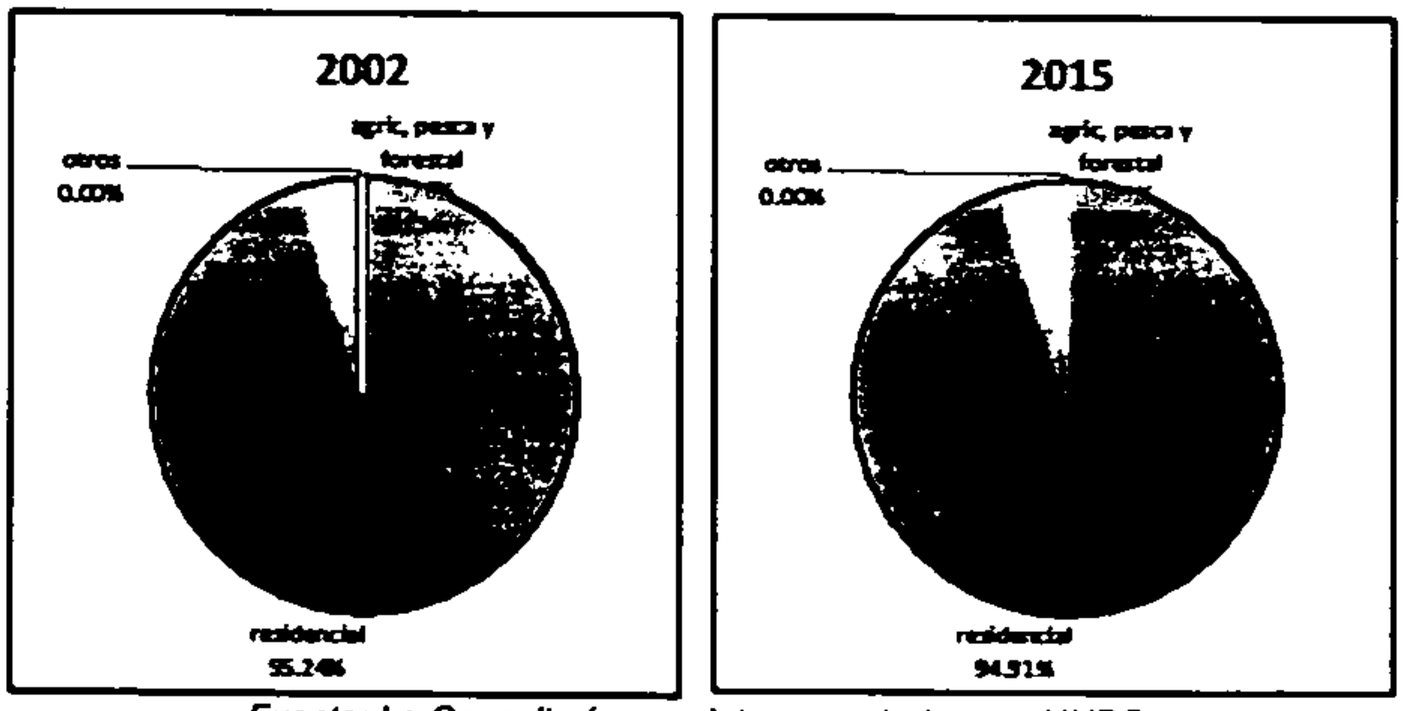
Figura 192: Participación de la demanda de GLP en el sector transporte en Italia en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Para el sector Otros, la *Figura 193* muestra que la demanda ha sido mayoritariamente residencial, manteniéndose en el 95% de participación. El porcentaje restante fue para el subsector agropecuario.

Figura 193: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Italia en 2002 y 2015.



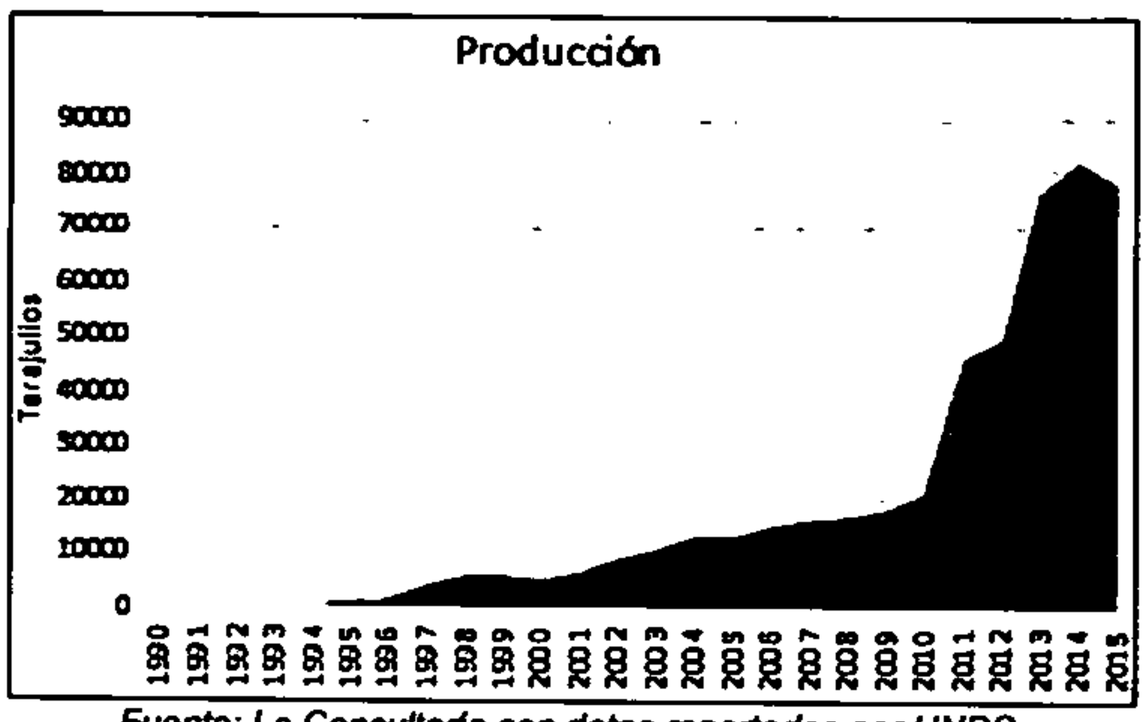
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.5.2.3 Biogás.

La información de producción y consumo de biogás, se obtuvo de la base de datos energéticas de Naciones Unidas para el período 1990 a 2015.

De acuerdo con la *Figura 194*, se observa que la producción de biogás en Italia ha sido netamente local y tuvo su inicio en 1994. Desde 2010 hasta 2014, su crecimiento se cuadruplicó y luego descendió levemente en 2015.

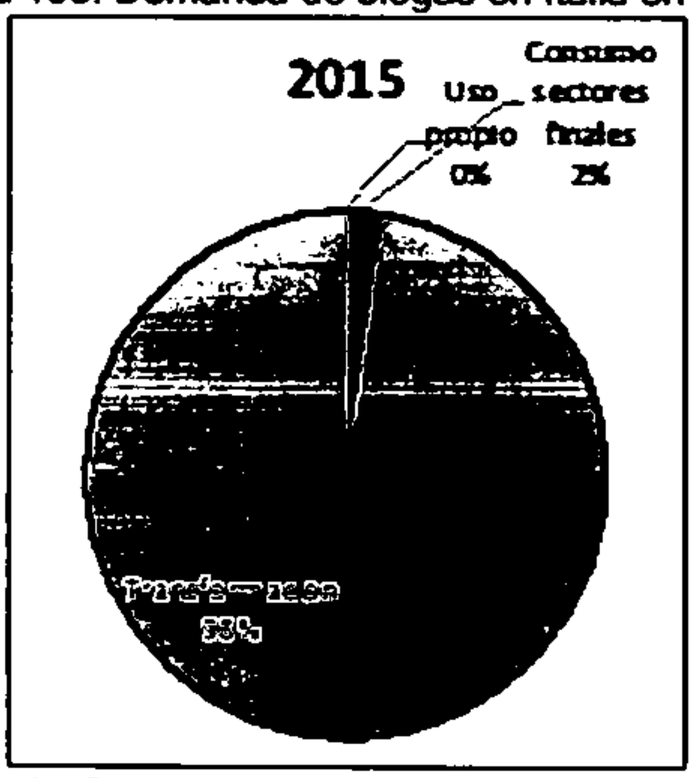
Figura 194: Oferta de biogás en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Con respecto a la demanda de biogás, la información trabajada de la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS, clasifica los consumos en: consumos sectores finales, uso propio y transformación. En la *Figura 195*, se presenta la demanda para el 2015 y en la *Figura 196*, la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

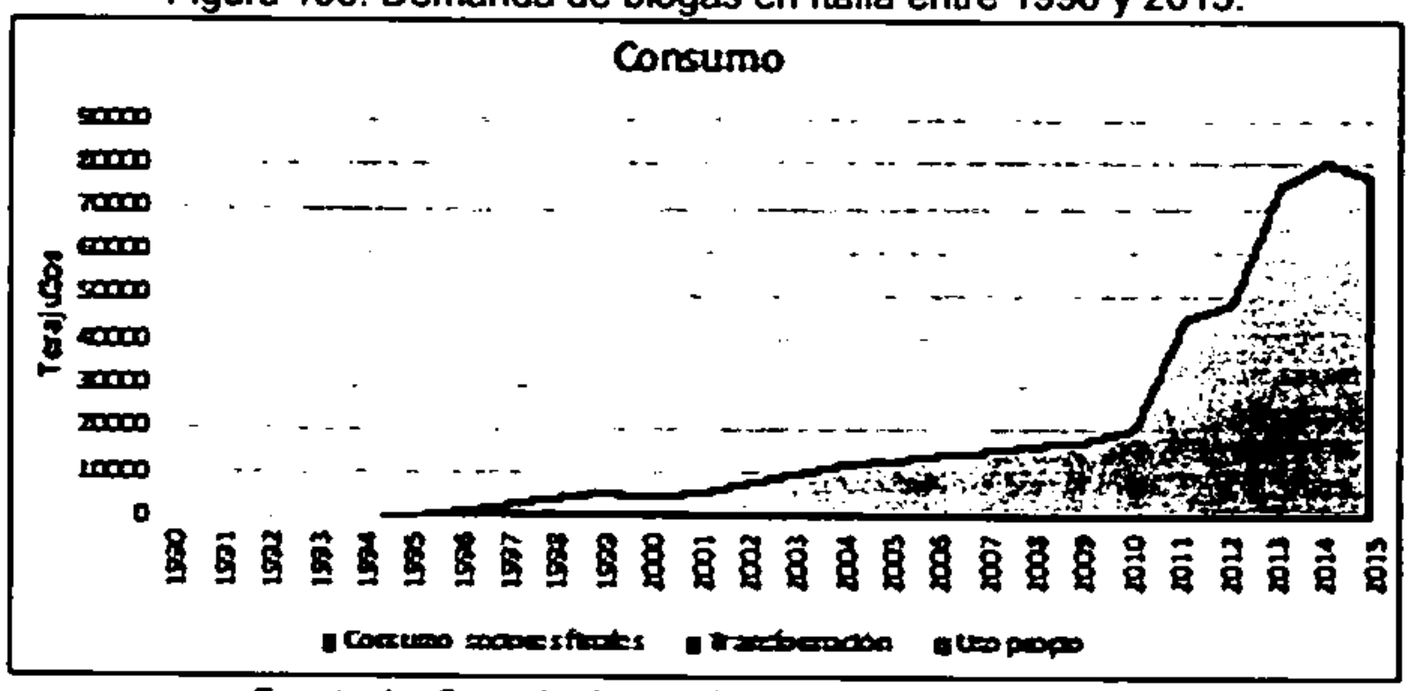
Figura 195: Demanda de biogás en Italia en 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

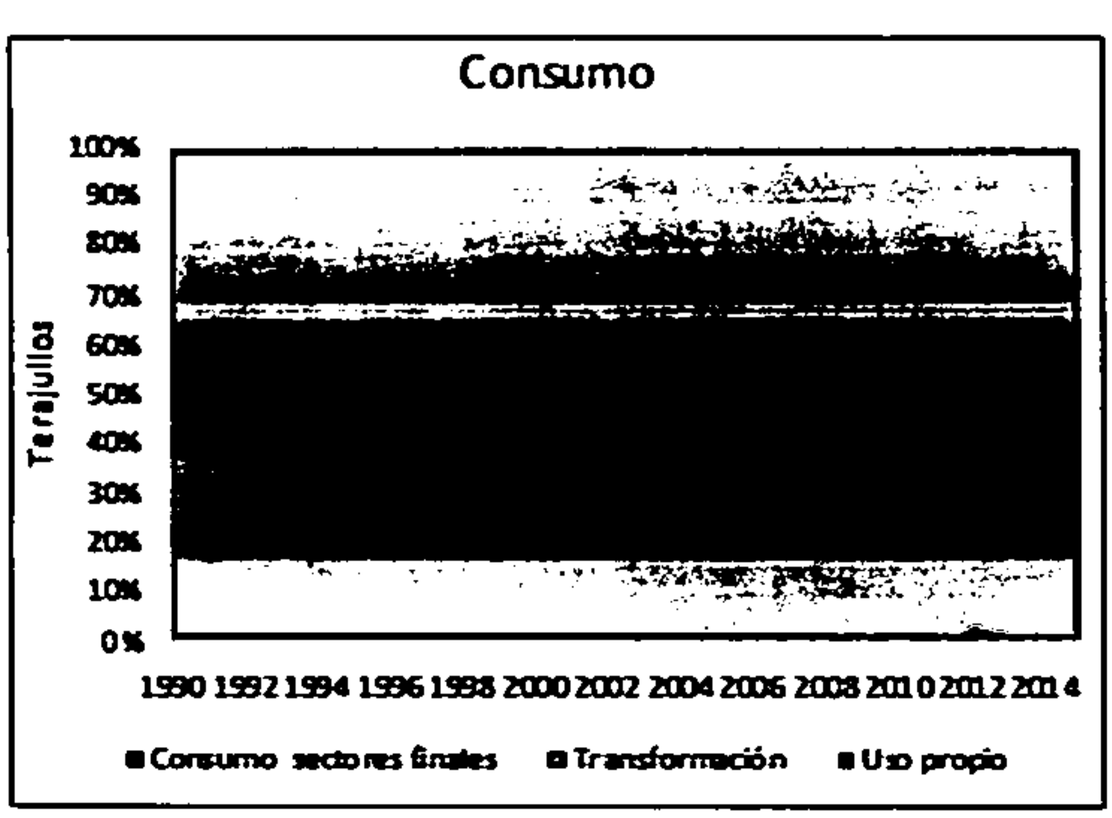
Desde el punto de vista de la demanda, la mayor parte del consumo energético en 2015 fue para el sector de transformación con el 98% y para los demás sectores, en la *Figura 196* y *Figura 197*, se observa la aparición de una muy pequeña participación de consumo de sectores finales al terminar el período.

Figura 196: Demanda de biogás en Italia entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

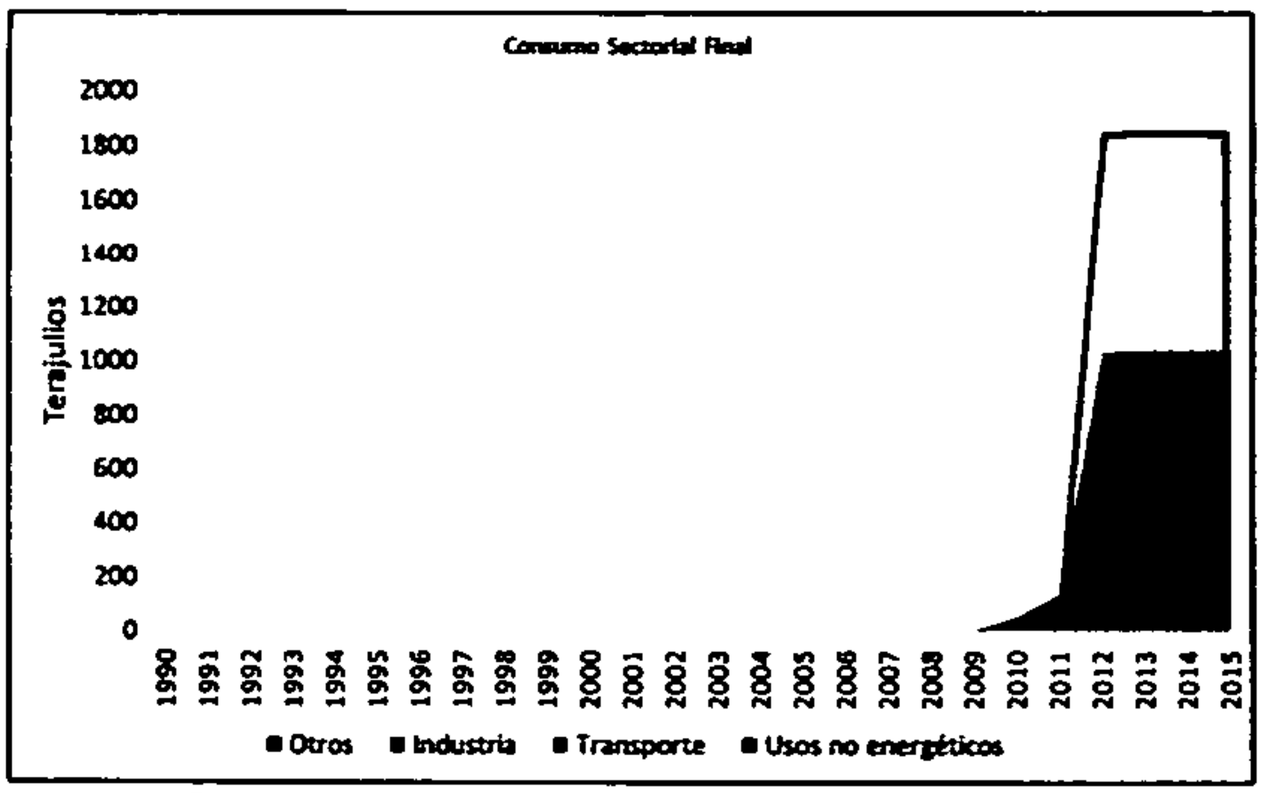
Figura 197: Participación de la demanda de biogás en Italia entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

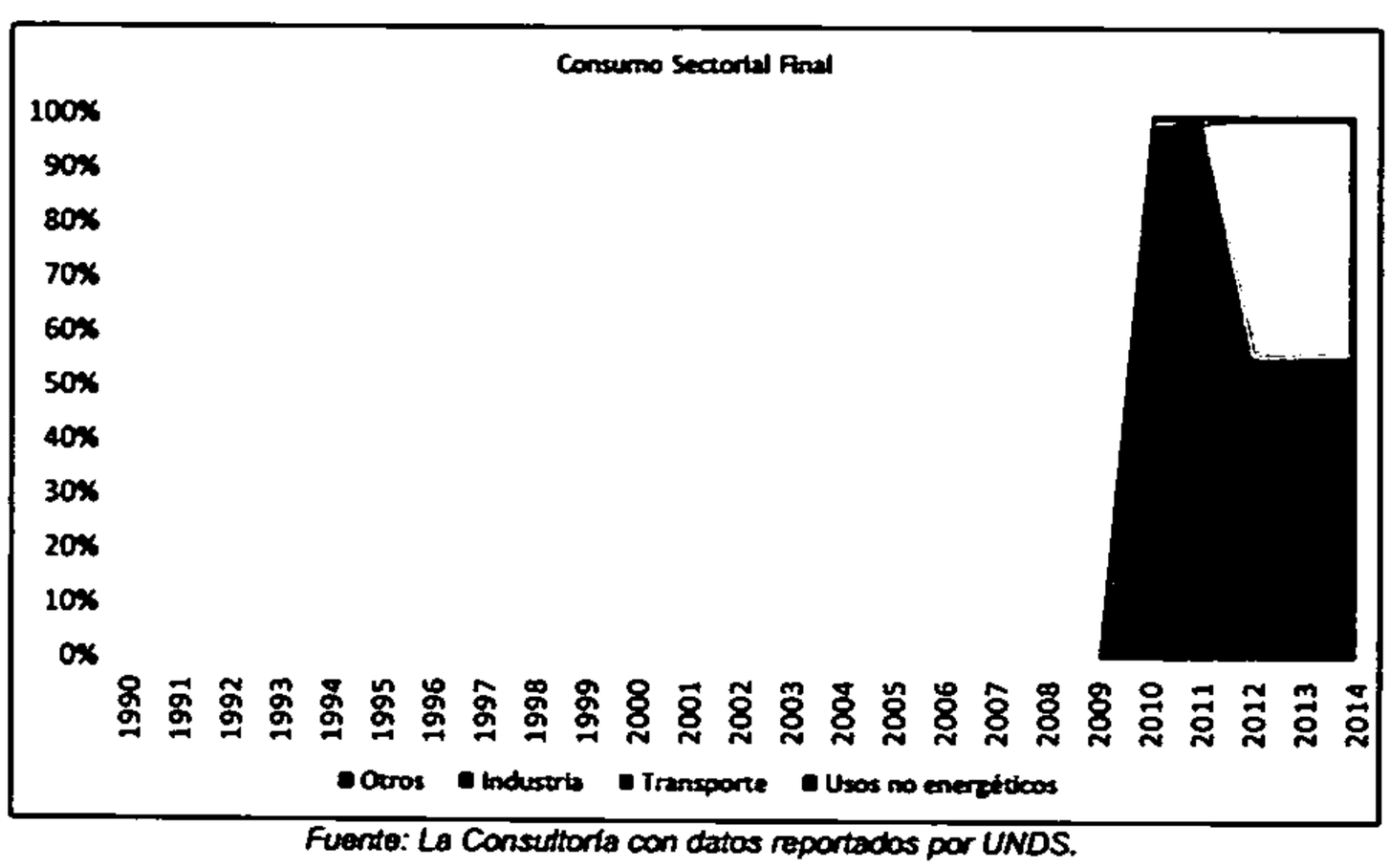
Por otra parte, el consumo sectorial final lo cubren los sectores industria, transporte y otros (residencial, agropecuario y comercial). En general, se observa que desde su inicio (2010) y hasta el 2011, el subsector Otros era mayoritario. Posteriormente, apareció el subsector industria, que en 2012, se apoderó del 45% de participación del sector.

Figura 198: Demanda sectorial de biogás en Italia entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

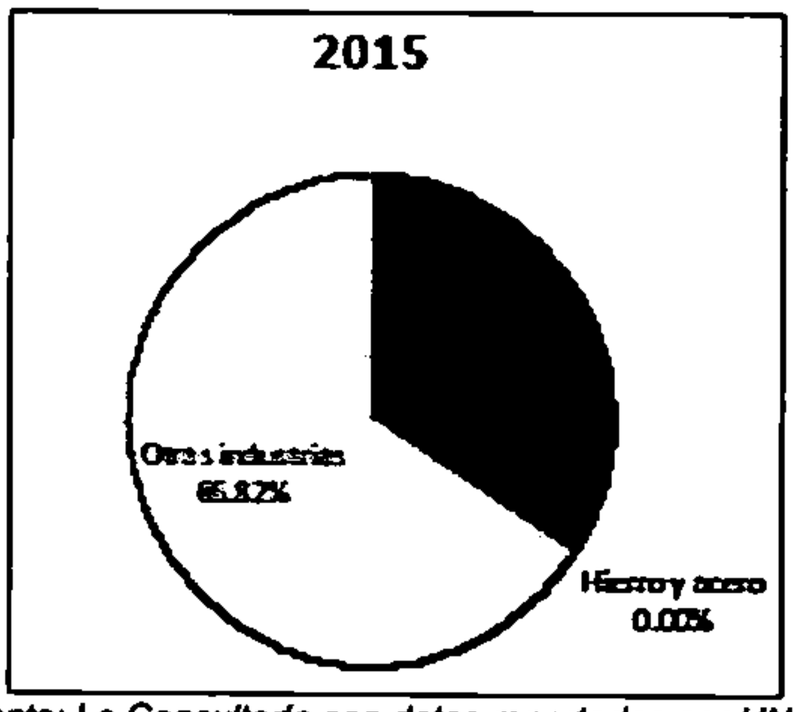
Figura 199: Participación de la demanda sectorial de biogás en Italia entre 1991 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En detalle para el sector industria, la información consultada reportaba que principalmente el gas se empleaba en otras industrias, pero desde 2003 se ha venido empleando en el sector químico-petroquímico. En la *Figura 200*, se observa que Otras industrias obtiene el 65,8% y Petroquímica el 34,1%. Cabe resaltar que, para 2002 no se cuenta con reporte de consumos de biogás para el sector industria.

Figura 200: Participación de la demanda de biogás en el sector industria en Italia en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En cuanto a otros sectores industriales, según la base de datos energética de Naciones Unidas, los principales destinos de la demanda de biogás en el 2015 eran para alimentos y tabaco con 96%, pulpa y papel con 3,2% y el resto textiles y cuero. El sector transporte no se encontró desagregado por medio de empleo, dentro de la información disponible. Finalmente, en los denominados otros sectores (residencial, comercial y público), la información indica que el uso ha sido exclusivo en el sector comercial y público.

Soportados en al análisis de la información descrita a lo largo del presente numeral, en la matriz energética de Italia predominó como mayor aportante en la demanda, el gas natural con un nivel de participación de alrededor del 40%. Sin embargo, las reservas probadas de menos de 0,05 trillones de metros cúbicos a finales del año 2017, según fuente BP Statical Review of World Energy 2018, claramente no están en capacidad de atender la demanda, por lo cual el energético en su gran mayoría es importado.

Para el caso del crudo, las reservas probadas a finales del año 2017 (según fuente BP Statical Review of World Energy 2018) fueron de 0,1 mil millones de toneladas, reservas que se han mantenido constantes desde el año 1997 hasta el año 2017. Importante resaltar que la participación del crudo en la matriz ha venido disminuyendo considerablemente al pasar del 71% para el año 1975 al 39% para el año 2017.

2.5.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición.

La Estrategia Nacional de Energía en Italia:

Italia definió en 2017 la Estrategia Nacional de Energía (NES por sus siglas en inglés), coordinada entre el Ministerio de Desarrollo Económico y el Ministerio del Ambiente, que contó con la participación del Congreso, las regiones y más de 250 agentes interesados, con el fin de anticipar y gestionar los efectos del cambio en el sistema nacional de energía hasta 2030 y más allá de esta fecha. El objetivo de la estrategia es la transformación del sistema nacional de energía para hacerlo más competitivo con precios en línea con el mercado europeo y abierto a la innovación; más sostenible, contribuyendo a los objetivos de descarbonización, mediante el aumento de la eficiencia energética y la conservación de la energía, de manera transversal incluyendo la movilidad y el uso final inteligente; y más segura, promoviendo la flexibilidad y la independencia energética del país.

Las metas de la NES, las cuales están en línea con las definidas por la UE en el Energy Roadmap 2050, son las siguientes:

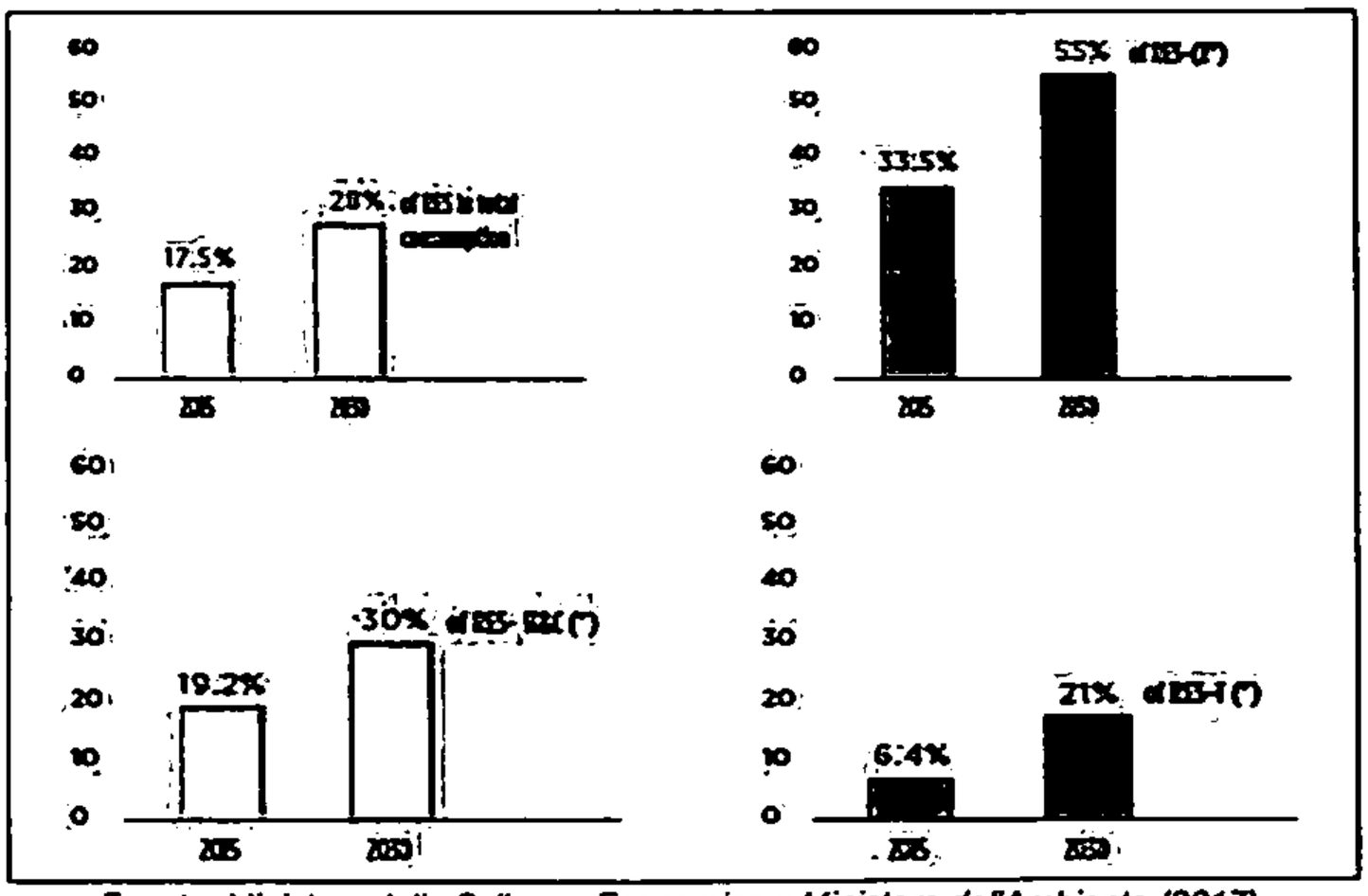
- Reducir el consumo final de energía en 10 MTOE a 2030 (representa un 6,5% del consumo total de energía primaria a 2017).
- Alcanzar un 28% de energías renovables en la demanda total de energía, y un 55% en el consumo de electricidad a 2030.
- Fortalecer la seguridad en el suministro de energía.
- Reducir la brecha de precios de energía con respecto al resto de Europa (cerca de 35 €/MWh en 2015 para residencias y 25% para empresas).

- Promover la movilidad sostenible y los combustibles eco-amigables.
- Eliminar el uso de carbón en generación eléctrica a 2025.

De esta forma, los elementos centrales de la estrategia son la incorporación de energías renovables, la eficiencia energética, y el esfuerzo en la reducción de costos y precios.

La figura siguiente, muestra la situación de Italia a 2015 en materia de incorporación de renovables en la demanda total (RES), el sector eléctrico (RES-E), en los usos de calor y calefacción (RES-H&C), y en el transporte (RES-T), en comparación con las metas de 2030.

Figura 201: Metas de incorporación de energía renovables en Italia.



Fuente: Ministero dello Sviluppo Economico y Ministero dell'Ambiente (2017).

La NES en Italia tiene en cuenta las directrices de la Comisión Europea contenidas en el *Clean Energy Package* de 2016[103], en cuanto a las metas a alcanzar a 2030 del 27% de energías renovables en la matriz de consumo de energía, y reducción del 30% el consumo de energía primaria y final.

Además del decomisionamiento de la generación a carbón a partir de 2023, las medidas adoptadas buscan modificar las matrices de consumo en las residencias y en el transporte, con el fin de atacar en estos sectores las emisiones de CO2 no cubiertas por el sistema de negociación de emisiones europeo (ETS). En investigación y desarrollo en energías limpias, se duplicarán los recursos con respecto a 2013, pasando de €222 millones a €444 millones en 2021.

[103] Clean Energy for All Europeans (2016).

Incentivos a la eficiencia energética:

Por la importancia asignada a la eficiencia energética, incluso desde la definición de la NES de 2013, y la meta relacionada de reducir el consumo final de energía en 10 MTOE a 2030 contemplado en la NES 2017, Italia ha basado su política de transición en tres instrumentos: el certificado blanco, los incentivos de descuento fiscal a la remodelación de edificios, y la cuenta de energía térmica.

El certificado blanco:

El certificado blanco, también conocido como "Energy Efficiency Certificate" (EEC), es un título valor negociable, que certifica haber alcanzado ahorros en consumo final de energía en proyectos y medidas de mejora de la eficiencia energética. Están basados en la creación obligatoria de un mercado para estos certificados. Las metas de cada distribuidor de energía eléctrica (y de gas) se fijan y son comunicados anualmente por parte del Gestore Servizi Energetici SpA (GSE). De acuerdo con el Decreto Legislativo 102 de 2014, el mecanismo debe asegurar que el 60% de las metas de ahorro acumuladas se alcancen para diciembre de 2020, con empresas y personas elegibles certificadas previamente. Un nuevo Decreto expedido en enero de 2017, fijó las cantidades de ahorro de energía para el período 2017-2020, las cuotas por empresa, y definió nuevos procedimientos para la definición, preparación y presentación de proyectos, y ajustó los procesos administrativos de monitoreo y verificación, así como las penalizaciones asociadas por incumplimiento.

Beneficios fiscales por mejoras de eficiencia en remodelación de edificios:

Los incentivos fiscales por eficiencia energética en remodelación de edificios existen desde 2007. La Ley de Estabilidad Fiscal de 2016 amplió el alcance del incentivo para incluir los costos de compra, instalación e implementación de sistemas multimedia para el control remoto de la calefacción residencial, el calentador de agua, y los sistemas de aire acondicionado. En el caso de reformas en zonas comunes, el beneficio fiscal puede ser transferido a las empresas constructoras, a cambio de un descuento, lo que permite a los propietarios obtener un beneficio, aún en el caso de que no pudieran utilizarlo fiscalmente. El beneficio es de un 65% del costo del proyecto, pudiendo llegar hasta un 75% para proyectos de mejora del desempeño en períodos de invierno y de verano, con un techo máximo de €40.000 por cada edificio, con vigencia para gastos realizados entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2021. En 2016 se ejecutaron proyectos de eficiencia energética por renovación de edificios, fue de más de €29 billones.

La cuenta de energía térmica:

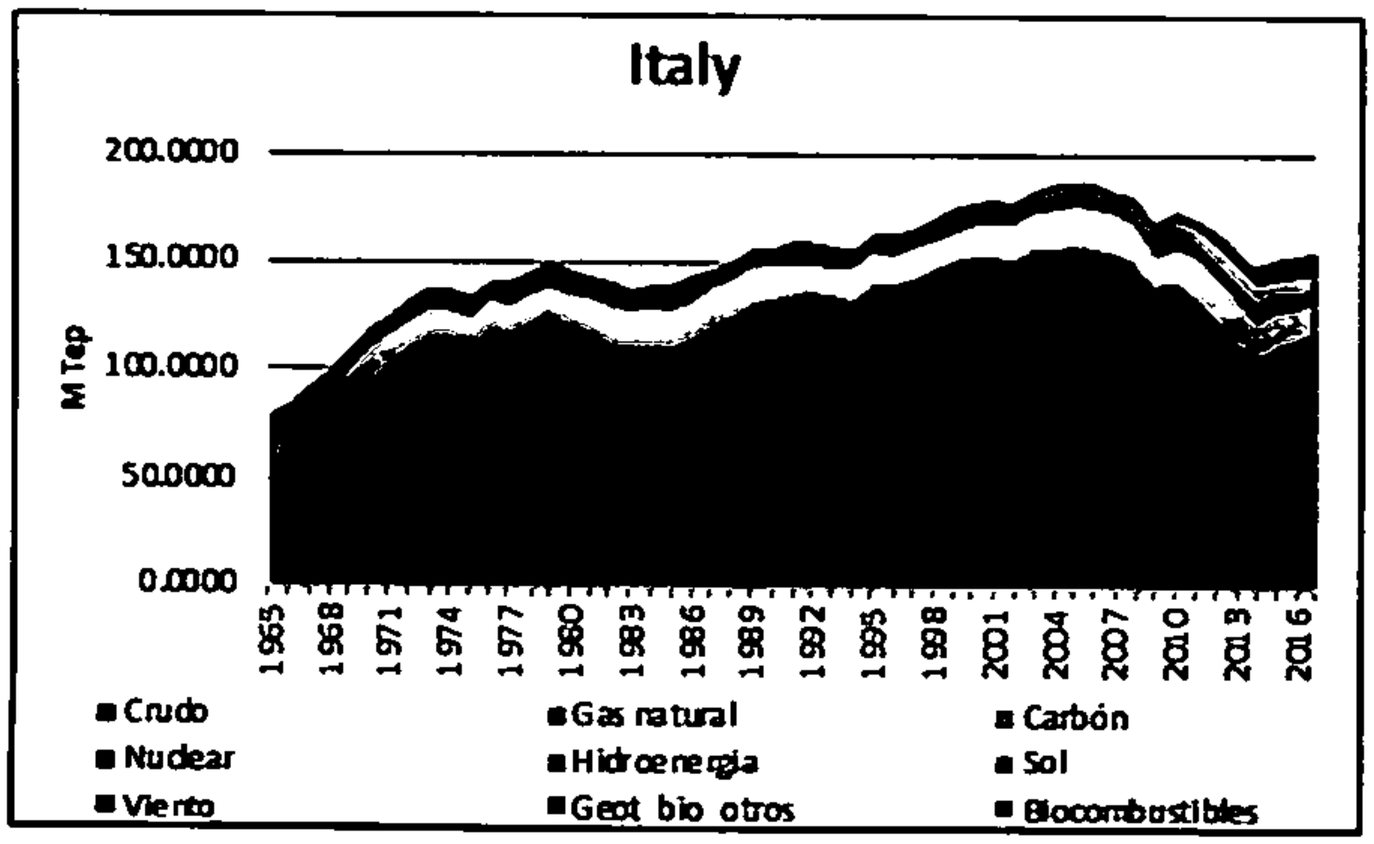
El mecanismo de la cuenta de energía térmica se creó en 2011 para incentivar la producción de energía térmica a partir de fuentes renovables, y mejoras en eficiencia energética en instalaciones de pequeña escala (hasta 35 kW de capacidad, o 50m^2 en instalaciones termo-solares). El incentivo consiste en el reconocimiento del costo de la inversión, hasta un valor o un porcentaje determinado. En 2016, se modificó para ampliar el tipo de proyectos elegibles, y se fijó en un valor de hasta €5.000 por proyecto; y se amplió en el caso de edificios (oficinas, hospitales, centros comerciales, a 2.000 kW de potencia en bombas de calor eléctricas o a gas, y calderas con biomasa, y hasta 2500 m^2 en

instalaciones termo-solares, con la posibilidad de reconocer entre un 50% y un 65% del costo de la inversión en edificios públicos, o localizados en determinadas zonas, o que cuenten con sistemas para convertirlos en edificaciones "casi-cero energía". Entre mayo y diciembre de 2016, se habían recibido 31.433 solicitudes de aplicación, por un valor de €123 millones.

2.5.4 Esquema de transición energética existente.

La variación a través del tiempo de la distribución de la matriz energética de Italia, que ha sido presentada en el numeral 2.5.1 se puede analizar a través de la *Figura 202*. En ella se observa un proceso de diversificación de la matriz en donde el crudo es sustituido por el gas natural desde mediados de los 70's y más recientemente, las energías renovables han tomado parte de su participación.

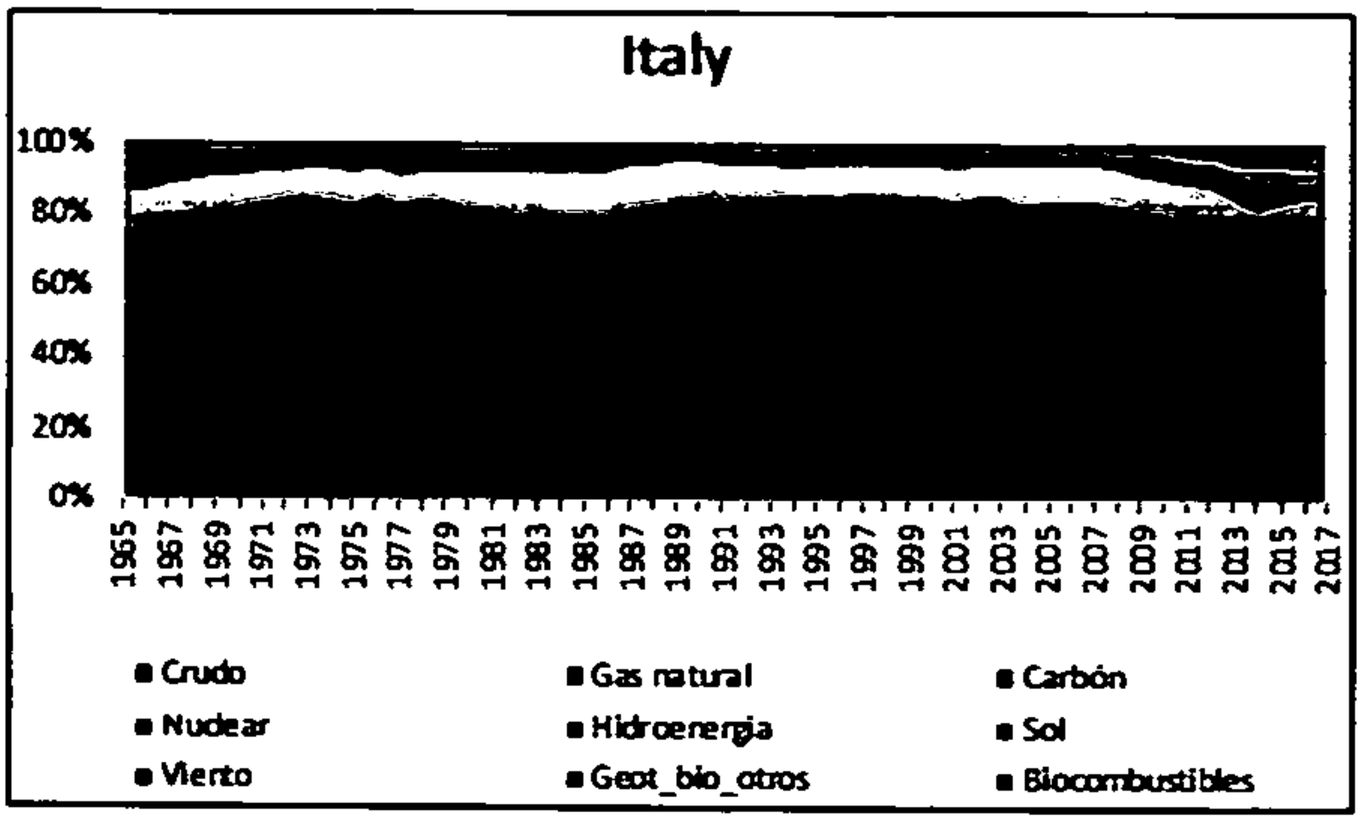
Figura 202. Matriz energética en Italia entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

El crudo disminuyó drásticamente su participación del 74% en 1975 al 38% en 2017. De forma inversa, el gas natural creció notablemente 13% al 40% entre 1975 a 2017. El carbón disminuyó levemente del 7% al 6%. La energía nuclear inició con 0,56% de participación, pero desapareció de la matriz en 1988. Por su parte, las energías renovables crecieron en los 70's impulsadas por la hidroenergía, alcanzando un 5,2% de participación, y desde los 90's, recibieron un nuevo impulso al iniciar operación otras fuentes como la solar (alcanzó el 3,6%) y la eólica (alcanzó el 2,5%), logrando obtener en conjunto el 15,5% de la oferta energética.

Figura 203: Participación de la matriz energética en Italia entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

2.5.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición.

Al igual que muchos países que conforman la Unión Europea (UE), Italia se ha comprometido con la descarbonización del planeta y para ello ha puesto en marcha la National Energy Strategy (NES), el cual es un proyecto que anticipa y gestiona el cambio del sistema energético nacional (un documento que mira más allá de 2030 y sienta las bases para construir un modelo energético avanzado e innovador) y que tiene como objetivos los de: i) aumentar la competitividad de Italia, ii) alcanzar los objetivos medioambientales y de descarbonización de Europa para 2030 de forma sostenible y iii) continuar en la mejora de la seguridad del suministro de energía y la flexibilidad de los sistemas e infraestructuras energéticas[104]. Esta información nos da una idea de la tendencia que este país ha ido tomando y seguirá tomando al respecto de los combustibles fósiles de los cuales aún es altamente dependiente, en un 85%, según la *Figura 170*.

Con respecto a las energías alternativas y aquellas que no emiten GEIs, importante destacar que durante el paso del tiempo desde 1975 hasta el año 2017, la matriz energética de Italia ha cambiado de forma relevante y aunque la generación hidroeléctrica bajó dos puntos porcentuales, el resto de la energía renovable pasó del 1 al 10%, especialmente durante los últimos años. *(Ver Figura 170 y Figura 171)*. Lo anterior nos lleva a pensar que, debido a la alta dependencia de combustibles fósiles

104 Italy's National Energy Strategy 2017, http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/en/202-news-english/2037432-national-energy-strategy

de fuentes extranjeras, y de acuerdo a la implementación de la NES (Según sus objetivos), este sector continuará creciendo de manera importante.

Con fuentes de energía domésticas limitadas y sin plantas nucleares, Italia depende en gran medida de las importaciones de energía. Italia ha demostrado tener reservas de petróleo crudo de 0,7 billones de barriles, sin embargo, la producción nacional es de aproximadamente 100.000 barriles por día. En la última década, la disminución de la producción de los campos de gas natural de Italia y los aumentos en el consumo interno han incrementado la dependencia del país de las importaciones de gas que llegan principalmente por tuberías. El gas natural, las fuentes renovables y los combustibles sólidos están reemplazando gradualmente al petróleo en la generación de electricidad. El consumo final de energía ha aumentado y la industria sigue siendo el subsector que más consume energía. La intensidad energética está por debajo del promedio de la UE-27, mientras que la intensidad de las emisiones de CO2 está ligeramente por encima del promedio de la UE-27[105].

Al igual que en otros países de la UE, comparativamente, el gas natural representa cifras mucho mayores que el GLP y mucho más si se compara con la oferta de biogás. Debido a que el biogás no hace aportes en este sector, se iniciará tratando el tema de "otros sectores" (Agropecuario & Forestal, residencial y comercial & público) atendidos con gas natural y GLP. En los subsectores agropecuario y forestal, en este sector los principales participantes son el gasóleo (ACPM), la electricidad y en un porcentaje pequeño, la biomasa[106], luego y con unas participaciones bajas, se encuentran el GLP y mucho más bajo, el gas natural. Con respecto al subsector residencial, se debe aclarar que en Italia la gente vive: 20% en zonas rurales, 44% en áreas intermedias y el 36% en zonas urbanas; en atención al sector residencial el líder dominante es el gas natural, seguido de la energía eléctrica y el ACPM. Luego aparecen el GLP con una participación extremadamente baja. Por último, se tiene el subsector comercial y público, donde de nuevo y por amplias diferencias los principales aportantes energéticos son el gas natural y la electricidad, seguidos por unas pequeñas participaciones del GLP. Por otro lado, y soportados en la información contenida en las figuras: *Figura 179, Figura 180, Figura 189 y Figura 190;* parece existir mayormente complementariedad entre el GLP y el gas natural en este sector, pues se nota un crecimiento del gas natural desde 1977 hasta el 2017. Sin embargo, la misma gráfica del mismo sector para el GLP muestra consumo constante, soportando que no pierde esos mercados.

Antes de revisar el sector industrial es adecuado mencionar que, este sector se encuentra decreciendo tanto para los mercados de gas natural como para los de GLP. *(Ver Figura 189 y Figura 190).* Por otro lado, si parece existir una leve competencia entre el GLP y el gas natural en la atención del sector industrial (Otras industrias, minería, construcción, petroquímica, hierro y acero) y esto se refleja en las participaciones que cada uno de los tres energéticos les brinda a estos subsectores. En este caso, de nuevo el gas natural se muestra como el líder indiscutible en el sector, entregando cantidades masivas especialmente a "otras industrias', minería, construcción, petroquímica, hierro y acero. El GLP participa con cantidades mínimas pero su mejor destino es el subsector de otras

---

105 Rural Energy in Europe, Ecofys 2011- Informe detallado Italia: https://www.rural-energy.eu/report/countries/Italy - Informe general: https://www.rural-energy.eu/report/uploads/documents/full-report.pdf

106 Idem.

industrias, minería y construcción. Es en este último subsector donde se presenta cierta competencia entre estos dos gases. *(Ver Figura 190 y Figura 191)*. En este sector, existe complementariedad de los tres gases pues el biogás también atiende estos mercados con cantidades muy pequeñas pero su mercado se muestra en crecimiento desde el año 2001. *(Ver Figura 198 y Figura 199)*. De esta manera, pareciera existir la complementariedad en los subsectores de petroquímica, hierro y acero; en la que los tres gases están atendiendo mercados diferentes y en áreas geográficas diferentes.

El GLP y el biogás atienden el sector de la transformación (Generación, gas Works y petroquímica), sin embargo, el biogás lo hace con casi la totalidad de su producción mientras que el GLP destina un poco menos del 2% de su oferta para el mismo. Aunque es difícil determinar si existe una competencia entre el GLP y el biogás, la misma si podría existir pues, si se nota una tendencia declinante en la curva de participación de GLP en los subsectores de generación y petroquímica. *(Ver Figura 188)*. Por otro lado, el biogás muestra una curva ascendente de su oferta de producto hasta el 2014, con un pequeño retroceso para el 2015. *(Ver Figura 195 y Figura 196)*.

Existe complementariedad en el sector de "Usos no energéticos" pues este sector es atendido tanto por el gas natural como por el GLP, ambos con cantidades extremadamente bajas comparadas con sus ofertas totales. *(Ver Figura 179 y Figura 189)*. La complementariedad se da debido a que pueden estar atendiendo mercados en zonas geográficas diferentes. Además, este sector usa estos gases combustibles como materias primas para producir otros productos y los dos combustibles poseen composiciones muy diferentes que pueden servir a mercados diferentes.

El sector transporte es atendido tanto por el GLP como por el gas natural y se presenta competencia debido a que ambos atienden el subsector carretero. En Italia hay un parque automotor total de 42.241.934 de unidades que consumen, en su mayoría combustibles fósiles, y que representa todo el consumo energético del país en el sector transporte. Además, durante el período de diez años (2005 y 2015), este parque automotor solo creció en 3.153 unidades. (Se incluyen TODOS los vehículos comerciales, de carga y de pasajeros que circulan por carreteras. No se incluyen motos – basado en datos publicados por Naciones Unidas)[107]. Del total del parque automotor, en el año 2017 había 885.300 vehículos funcionando con gas natural[108] y un total de 1060 estaciones de llenado[109]. También existían, a finales del 2016[110], cerca de 2.200.000 vehículos funcionando con y 4.668 estaciones de llenado[111]. De acuerdo con lo anterior, existe una competencia entre estos gases en el subsector de transporte carretero en donde el GLP lleva una ventaja considerable. Sin embargo, el gas natural muestra un leve crecimiento (*Figura 179*) que posiblemente sea impulsado por el naciente y creciente mercado de transporte con gas natural licuado que ya posee cerca de 21 estaciones de llenado para camiones en Italia.

---

107 International Organization of Motor Vehicle Manufacturers - http://www.oica.net/category/vehicles-in-use/

108 CNG Europe - http://cngeurope.com/natural-gas-vehicles/

109 The Natural & bio Gas Vehicle Association (NGVA Europe) - http://www.ngva.eu/stations-map/

110 Autogas Incentive Policies 2017, A country-by-country analysis of why and how governments encourage autogas and what Works. The World LPG Association and The European LPG Association, pg 78

111 myLPG.eu - https://www.mylpg.eu/stations/italy/#stations

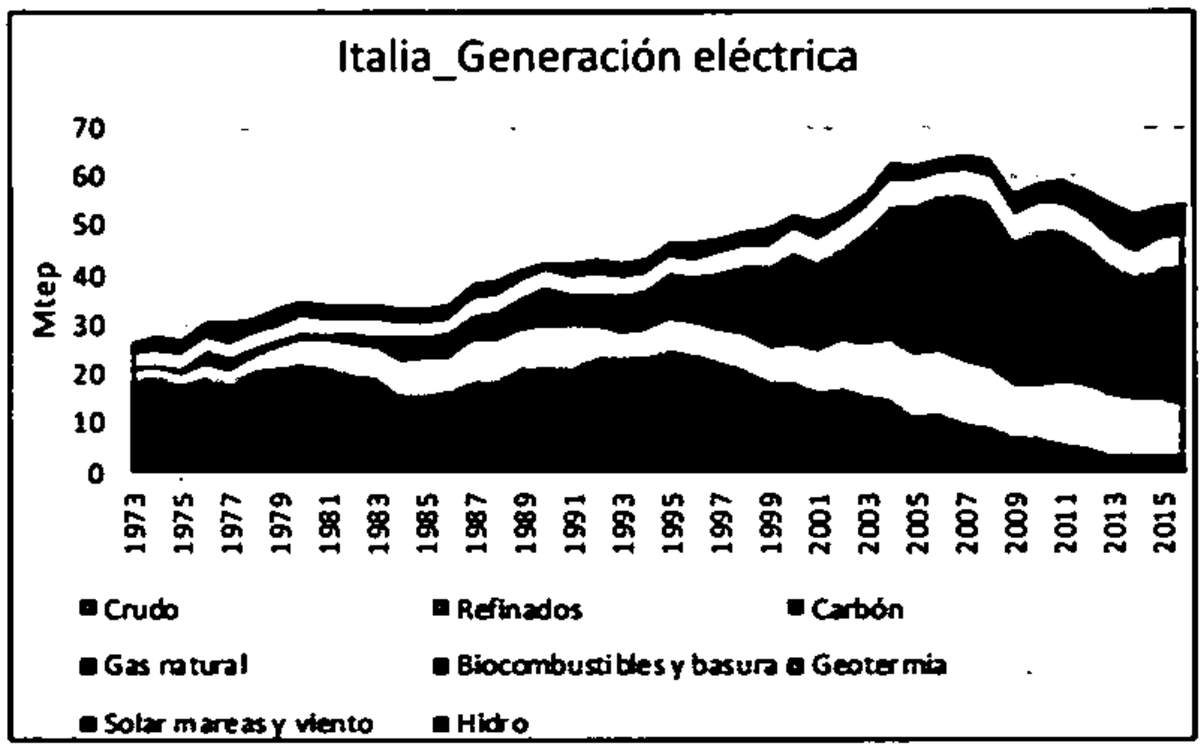
2.5.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial.

La evolución de los diversos sectores productivos en Italia permitió analizar la variación en su consumo energético para identificar el nivel de transición del país. A continuación, se realiza el análisis de los diferentes sectores.

2.5.6.1 Generación eléctrica.

La generación eléctrica presentó cambios en Italia durante el período observado pasando de 28 MTEP en 1975 a 54,6MTEP en 2016, lo que representa una tasa de crecimiento neto del período del 95% *(Ver Figura 204).*

Figura 204: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Italia entre 1973 y 2016.



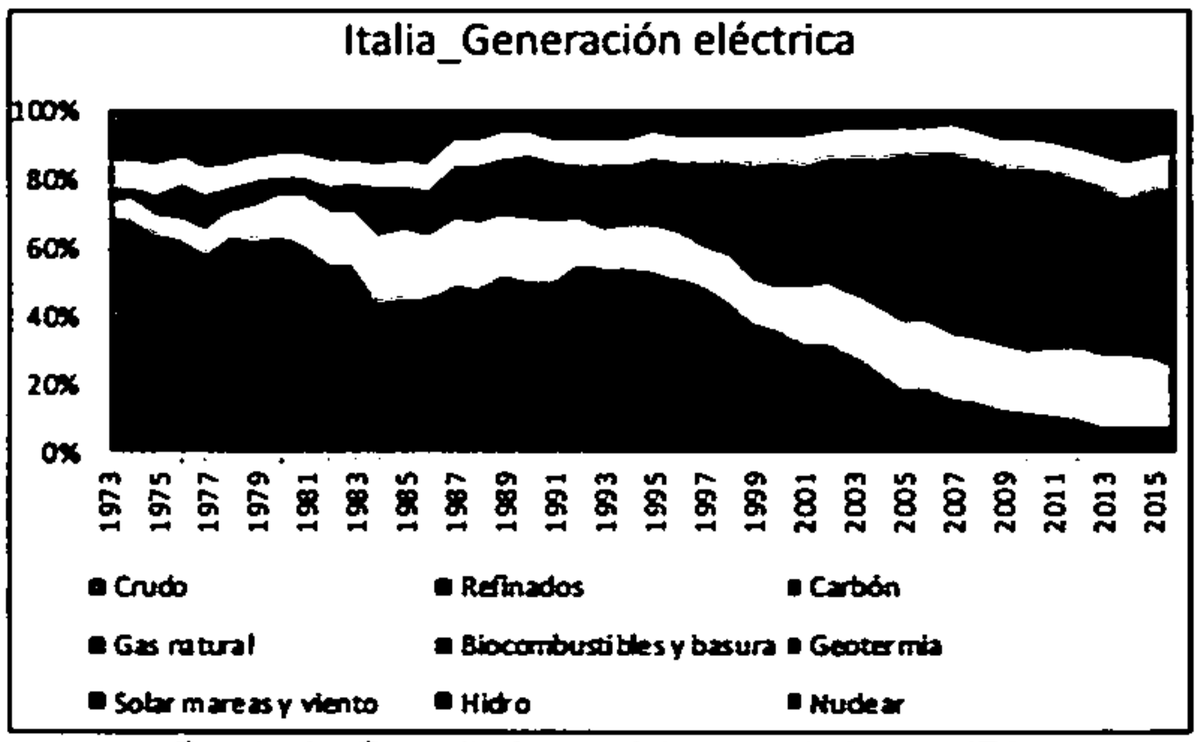
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA

En este sector se puede observar la diversificación energética con el fortalecimiento del gas natural, como sustituto de los refinados desde 1996 y el fortalecimiento de los renovables desde 2008-2009.

Adicionalmente, se evidenció que el crudo y los refinados redujeron drásticamente su participación al decrecer del 70% en 1975 al 8% en 2015. Por su parte, el gas natural aumentó significativamente su participación al pasar del 6% al 42%. En menor proporción, el carbón también creció de 5% al 16%.

Con respecto a las alternativas energéticas, la generación nucleoeléctrica salió de su canasta en los 80's. Adicionalmente, Italia pasó en renovables del 21% (hidroenergía y geotermia) en 1975 al 34% en 2015 (con 12% de biocombustibles, 6% de hidroenergía 10% en geotermia y 6% otras energías renovables).

Figura 205: Participación en demanda de energéticos para generación eléctrica en Italia entre 1973 y 2016.

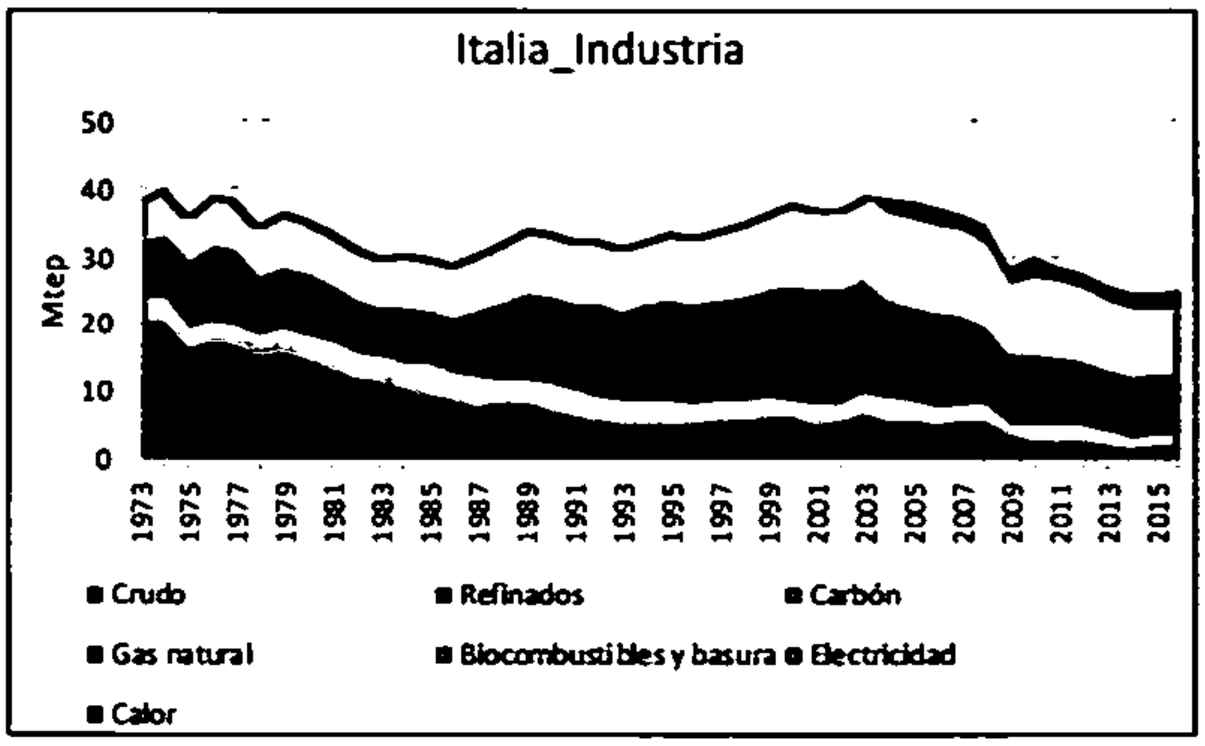


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.5.6.2 Industria.

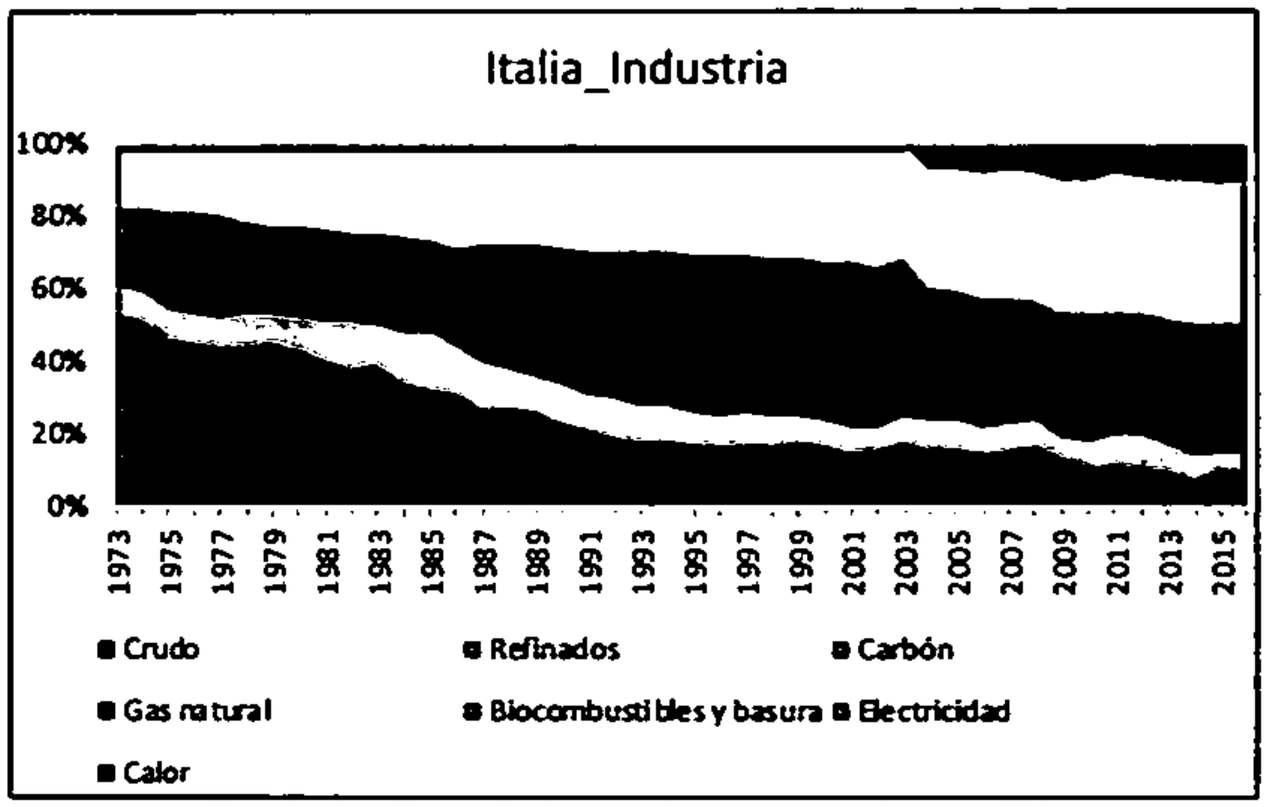
En la industria, la demanda de energía decreció en los 70's para luego, volver a crecer en los 90's, y posteriormente, disminuir nuevamente desde 2003. Si se compara la demanda de 1975 con la de 2016, esta se redujo un 89% y actualmente ronda los 25 MTEP.

Figura 206: Demanda de energéticos del sector industria en Italia entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 207: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Italia entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Las figuras anteriores ilustran el proceso de transición energética recorrido por Italia, iniciando con base en refinados, que representaban el 46% de la matriz en 1975 y disminuyeron al 10% en 2016. Los favorecidos con la disminución del crudo fueron el gas natural y la electricidad que crecieron del 27% y 18% en 1975 al 33 y 38% en 2016 respectivamente. Por su parte, el carbón perdió 3 puntos para llegar al 4% de la matriz.

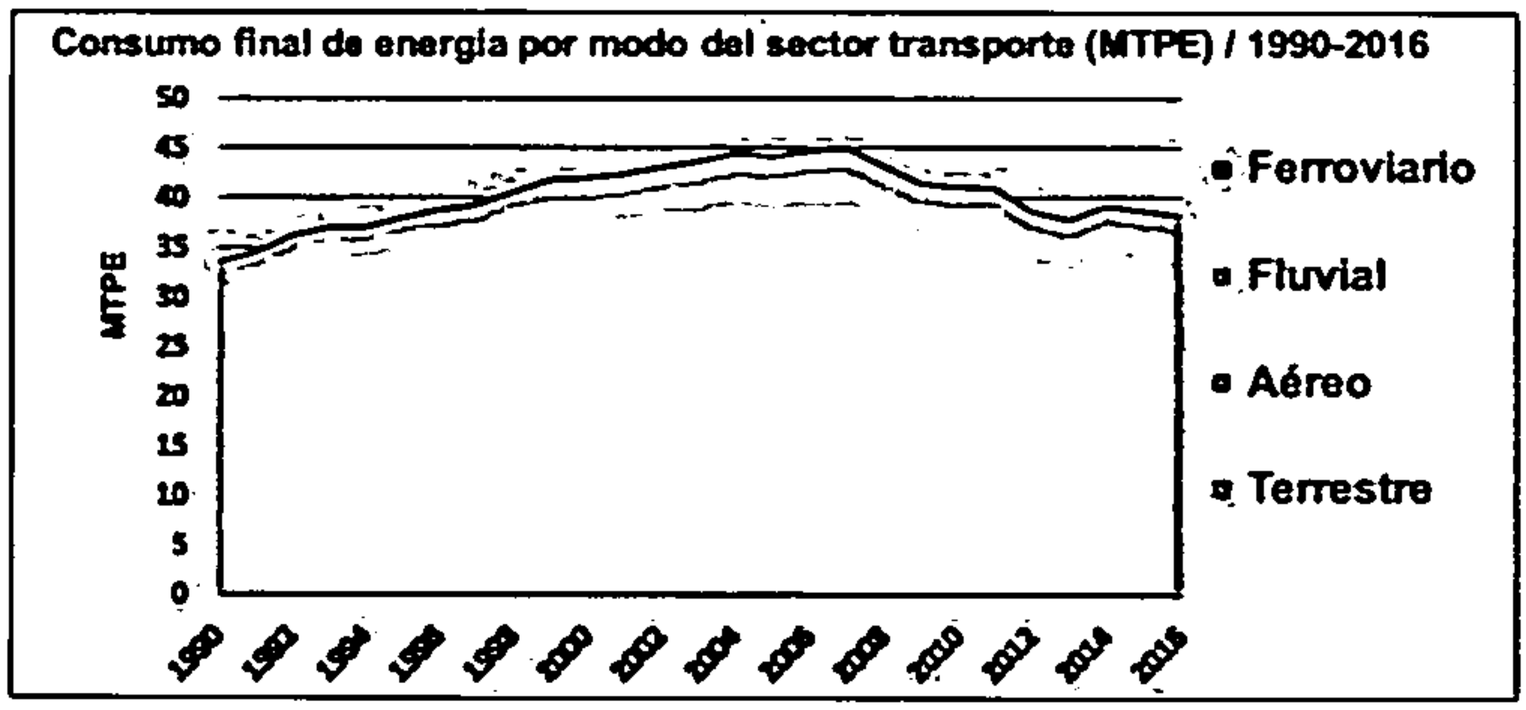
2.5.6.3 Transporte.

En 2016, el consumo de energía del sector del transporte (excluyendo el transporte por tuberías y otros medios no especificados) alcanzó los 38,4 MTEP (un 1,2% menos que en 2015), continuando la reducción iniciada en 2007 con excepción de 2014. El principal modo de transporte en Italia y el de mayor consumo energético es el transporte por carretera (especialmente para el transporte de mercancías), que representa aproximadamente el 85% de uso total del sector.

En 2016, el consumo de energía llegó a 33 MTEP, con una disminución de 1,9% en comparación con 2015, confirmando la tendencia negativa en los últimos años, como se mencionó anteriormente. Interrumpido solo en 2014 (-15,8% entre 2007 y 2016). (Italian National Agency for Energy Efficiency - ENEA, 2018).

Este sector presentó un crecimiento sostenido de 2,5% en promedio anual hasta antes de comienzos de siglo cuando paso a tener un retroceso en la demanda que en promedio fue de 1,8% anual: no obstante lo anterior, si se compara el dato de 1975 con el de 2016, la demanda de energía se expandió un 87%.

Figura 208: Demanda de energéticos del sector transporte en Italia entre 1990 y 2016.



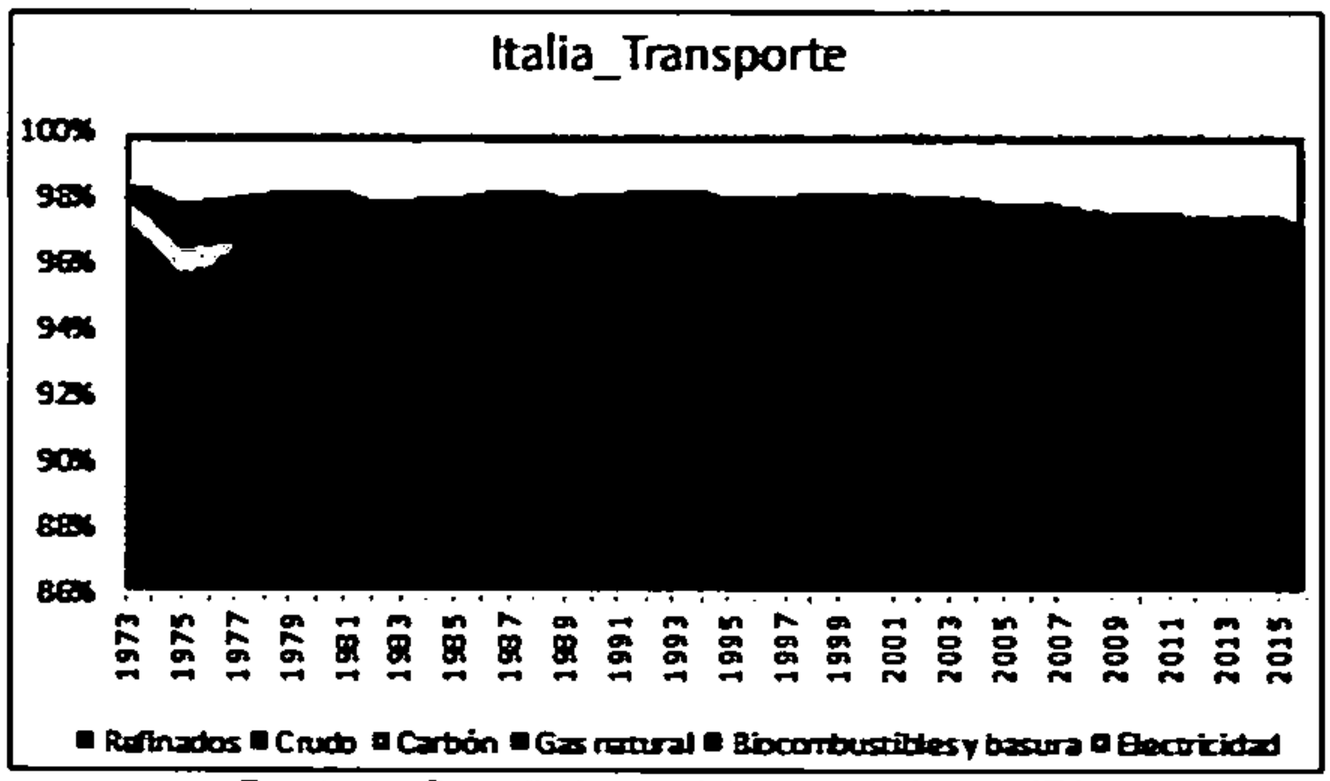
Fuente: (Italian National Agency for Energy Efficiency - ENEA, 2018).

Al revisar la participación de la demanda en el sector transporte *(Figura 209)*, se evidencia que los refinados se ubican como el principal energético con más del 90% durante casi todo el período; Por su parte, el gas natural presentó una participación muy superficial que sólo se tornó importante desde el 2007 cuando superó el 1% hasta llegar al 3%. Es de anotar que, es el segundo período donde es relevante el gas natural porque el primero fue entre principios de los 70's y comienzos de los 80's (en plena crisis del petróleo). Finalmente, desde el 2004 se inició la demanda de biocombustibles, la cual alcanzó una participación del 2,8% en 2016.

Para el sector del transporte, la Estrategia Energética Nacional resalta la necesidad de reducir el uso de la movilidad privada a través de medidas destinadas a fomentar el cambio hacia la movilidad inteligente y el transporte público local. En lo que respecta al transporte de mercancías por carretera, una importante contribución en términos de la optimización del sistema logístico, se promueve a través de la difusión de las nuevas tecnologías de ITS (Sistemas de Transporte de Inteligencia) y se espera aumentar la eficiencia tomando algunas medidas de acuerdo con estas directrices de la Ley de Presupuesto para el año 2018.

La Estrategia Energética Nacional se incorpora al Plan de Acción de Energía y Clima que Italia enviará a la Comisión Europea antes de fin de año. Este plan incluye las disposiciones del Plan de Acción Nacional de Eficiencia Energética 2017 en el que las medidas ya implementadas o planificadas para el logro de las metas de 2020 fueron analizadas, evaluando su impacto esperado y las barreras que dificultan su completa implementación en todo el país, y, por lo tanto, el potencial ahorro de energía logrado.

Figura 209: Participación en la demanda de energéticos del sector transporte en Italia entre 1973 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Las estrategias energéticas europeas y nacionales de 2020, coinciden con el despliegue de vehículos movidos con energía eléctrica, como un elemento fundamental para la descarbonización del transporte por carretera y en general, una mejora a la eficiencia energética y a la reducción de emisiones. Las previsiones para el mercado de vehículos eléctricos en Europa indican un crecimiento constante de las ventas en los próximos años, con perspectivas de hasta un 8% de aumento por año para 2025.

Los fabricantes de automóviles, junto con las empresas de alquiler tienen un interés relativamente alto en promover la movilidad eléctrica en Italia, en los últimos años, diferentes agremiaciones y empresas privadas han firmado convenios con la administración pública para el suministro de flotas de vehículos eléctricos, también como resultado de la legislación de compra verde[112].

Adicionalmente, en Italia han tomado fuerza movimientos relacionados con el uso compartido de diferentes medios de transporte entre los que se resaltan los automóviles livianos, las camionetas medianas de carga y las bicicletas. Los servicios para compartir bicicletas también se están extendiendo: existen aproximadamente 130 sistemas en 58 ciudades italianas, con más de 1.000 puntos de suministro y casi 10.000 bicicletas. (Calle, 2014)

Compartir es posible no sólo para la movilidad de pasajeros, aunque este es actualmente el servicio más popular, pero también para un buen transporte en un contexto urbano. En la modalidad de camioneta compartida, una flota de vehículos es compartida por múltiples operadores logísticos que pueden alquilar un vehículo de bajo impacto ambiental y cargar y descargue incluso dentro de las

112 GPP Compras verdes http://www.minambiente.it/pagina/gpp-acquisti-verdi

zonas de tráfico limitado. Las ventajas indiscutibles de tales servicios son la reducción de vehículos que circulan dentro de las ciudades y la mitigación de impactos energéticos y medioambientales.

Finalmente, el uso compartido de automóviles también está aumentando, lo que implica la reducción de los vehículos en circulación a través de un factor de carga mayor. El servicio se ofrece a través de plataformas web y aplicaciones para teléfonos inteligentes que permiten conectar a personas dispuestas a ofrecer o pedir un viaje.

El parque automotor italiano está distribuido en diferentes modalidades de transporte, en el marco de este informe vale la pena identificar cómo está compuesto de acuerdo al tipo de energía empleada en su operación.

Debido al aumento en los precios del combustible y la caída general del consumo, incluyendo los de la gasolina y del diésel, han empujado a los compradores hacia modelos de energías alternativas, cuyas ventas aumentaron del 5,6% en 2011 al 15,3% en 2013, un incremento del 5,8% respecto a 2012, con más de 199.000 vehículos. En el primer trimestre de 2014, la cuota descendió al 14,4%. En particular los vehículos a GLP y a GNC han ganado respectivamente un 8,9% y 5,2% del mercado. Los vehículos de gas natural podrían tener más mercado, pero son penalizados, en comparación con los GLP, por una red de distribución que aún no es suficiente y se encuentra solamente en algunas regiones del centro de Italia. Los vehículos híbridos representan el 1,2% del mercado y los vehículos únicamente eléctricos el 0,1%, es decir, 864 unidades. En la *Tabla 17* se presentan todos estos datos. Por otra parte, se ha preparado por parte del el Ministerio de Infraestructura y Transporte un plan nacional para el desarrollo de la movilidad eléctrica para la carga de los vehículos impulsados por electricidad, que está basado en la propuesta de la Directiva Europea sobre la realización de infraestructuras para los combustibles alternativos.

Tabla 17: Ventas de vehículos de turismo en Italia y distribución de acuerdo a la fuente de alimentación.

	2012	%	2013	%	var%13/12
DIESEL	745.523	53,1%	702.812	53,9%	-5,7%
GASOLINA	469.025	33,4%	402.275	30,8%	-14,2%
GLP (autogás)	127.475	9,1%	115.556	8,9%	-9,4%
GNC (gas natural)	53.673	3,8%	68.015	5,2%	26,7%
HÍBRIDOS	6.930	0,5%	15.159	1,2%	118,7%
ELÉCTRICOS	524	0,0%	864	0,1%	64,9%
TOTAL	1.403.150	100,0%	1.304.681	100,0%	-7,0%

Fuente: Análisis del sector automovilístico italiano, Calle (2014).

El mercado de vehículos de turismo diésel conquistó el 53,9% del total de los nuevos registros, con cerca de 703.000 unidades. En los meses de enero-junio, el mercado diésel creció un 8% con respecto al mismo período del año anterior, conquistando el 66,5% del total del mercado. Los vehículos de gasolina alcanzaron el 30%.

La crisis global del 2008-2009 ha golpeado profundamente el transporte en Italia. Según los datos publicados por Eurostat, los volúmenes de mercancías transportadas (sin contar mar y aire) en el 2011 descendieron un 16% respecto a 2010, mientras que en la UE27, la variación media ha sido solo del 0,1%. Italia, después de Grecia, es el país que ha sufrido el mayor descenso, tendencia confirmada también en 2012, según los datos estimados por el ministerio de infraestructuras y transporte. Según la modalidad de transporte, la contracción mayor se produjo en el transporte por carretera (efectuado por vehículos de más de 3,5 toneladas de peso) que fue del 18,7% (en UE27: -1,2%), seguido del transporte a través de oleoductos (-9,9%). Crece, en cambio, el transporte ferroviario, que registró una recuperación del 6,5% en 2010. Las observaciones de los datos confirman la prevalencia del transporte por carretera, que supone un 82,7% de las mercancías transportadas.

El transporte de corta y media distancias, que es a groso modo aquel por debajo de 300 km, supone el 91% de las mercancías, por tanto, seguirá siendo efectuado en su mayoría por camiones. Más de la mitad de todas las mercancías transitan por carreteras con distancias inferiores a 50km, y ¾ partes con distancias inferiores a 150 km.

Los últimos datos disponibles muestran una flota de alrededor de 49 millones vehículos de motor, incluyendo los vehículos de tracción y los cerca de 7 millones de vehículos de 2 y 3 ruedas. Los vehículos de pasajeros suponen la gran mayoría del parque con 36.962.934 unidades a 31/12/2013. Los vehículos diésel han alcanzado una participación en el mercado del 41% y los de gasolina el 52%. (Calle, 2014)

La edad media de los vehículos en el 2013 era:

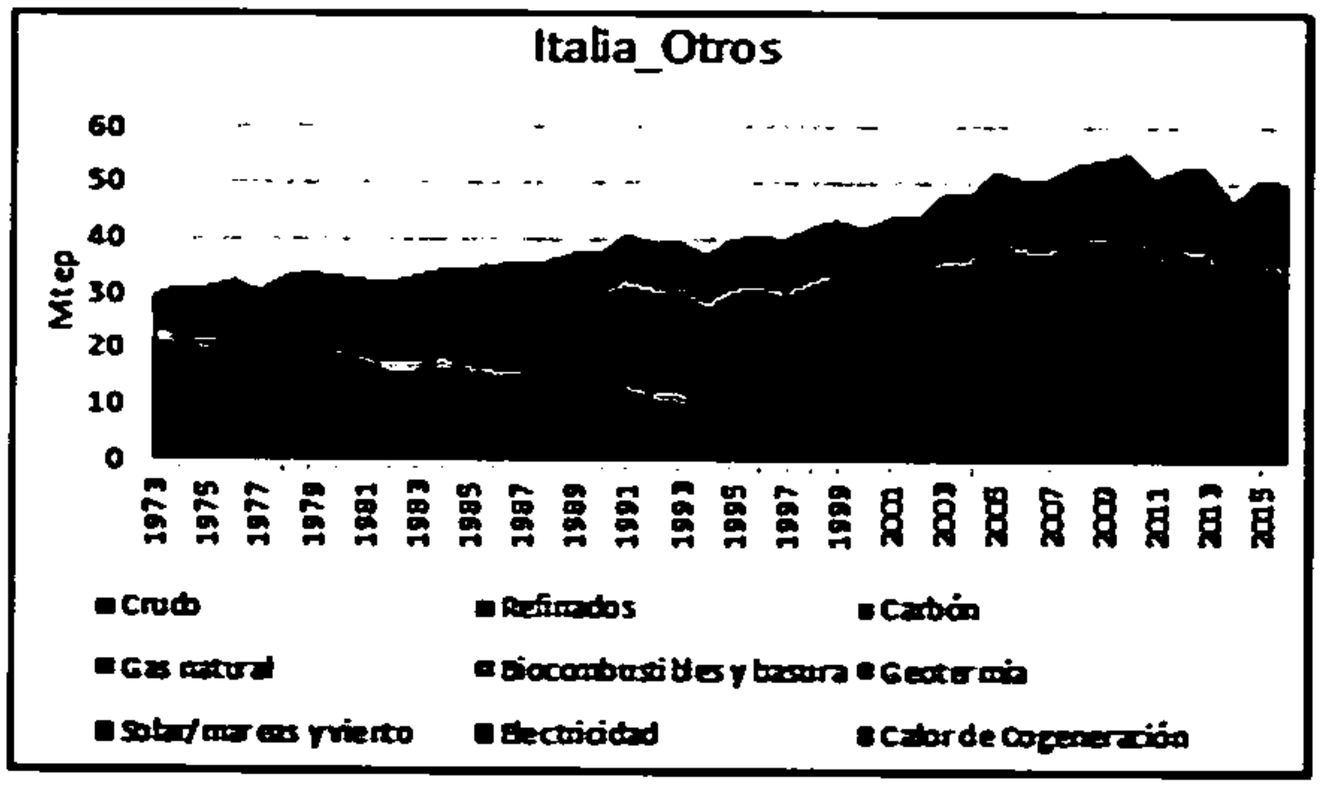
- Autos de gasolina: 12 años y 2 meses.
- Autos diésel: 7 años y 7 meses.
- Autos gasolina/GLP: 5 años y 1 mes.
- Autos gasolina/metano: 5 años y 4 meses.

2.5.6.4 Otros sectores.

Otros sectores de consumo (residencial, comercial y agropecuario) de energía en Italia aumentaron su consumo de 31 MTEP a 50MTEP entre 1975 y 2016 (crecimiento neto del 62%).

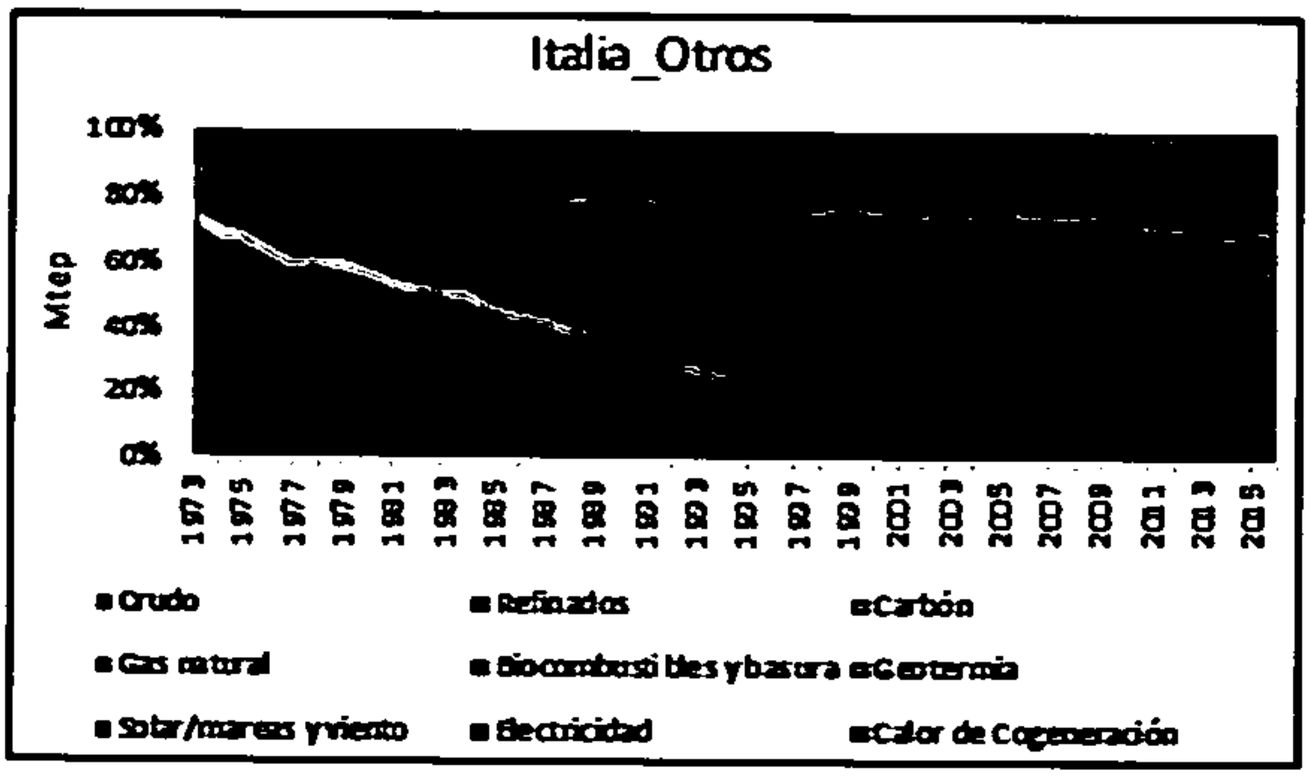
En cuanto a los energéticos, el crudo y refinados disminuyeron radicalmente su participación del 68% en 1975 al 10% en 2016. El carbón desapareció de la matriz (su participación en 1975 era 2%). El gas natural creció significativamente del 17% en 1975 al 47% en 2016. Similarmente, los biocombustibles aumentaron del 2% al 12% y la electricidad del 11% al 27%.

Figura 210: Demanda de energéticos de Otros sectores en Italia entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 211: Participación de la demanda de energéticos de Otros sectores en Italia entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.6 ARGENTINA.

La República de Argentina se encuentra organizada en 23 provincias y la ciudad autónoma de Buenos Aires. Estas 23 provincias dividen su territorio en departamentos y estos departamentos, se componen de municipios, con excepción de la provincia de Buenos Aires, que sólo lo hace en municipios denominados partidos. Tiene una superficie de 2.780.400 km² y una población de 44,49 millones de habitantes (2018)[113].

Argentina está ubicada en el extremo sur de Sudamérica. Su relieve es predominantemente llano, con excepción del oeste del país, a lo largo de la cordillera de los Andes, donde se alcanzan las mayores alturas de América (Aconcagua 6.925 msnm). Argentina es el segundo país más grande de América del Sur y el octavo en extensión del planeta.

El Producto Interno Bruto (PIB) de Argentina en 2015 creció un 2,4% y en 2016 cayó en un -1,7%[114]. Para el 2017, el PIB fue de USD$ 637,59 miles de millones[115].

El análisis del caso de Argentina en el contexto de transición, se realizó a partir del cruce de información de diversas fuentes como: la Agencia Internacional de Energía (IEA)[116], la base de datos energética de Naciones Unidas UNDS[117] y reporte del año 2018 de BP[118], con cifras consolidadas a 31 de diciembre de 2017.

Esto permitió elaborar el análisis estadístico para tener una visión del comportamiento energético del país, como complemento de los resultados obtenidos del análisis de políticas para la promoción y desarrollo del uso de gas como combustible de transición, entre otros.

2.6.1 Matriz energética actual.

La *Figura 212*, muestra la matriz energética de Argentina a 31 de diciembre de 2017 sobre cerca de un total de 85 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP).

---

[113] Ficha país Argentina. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/ARGENTINA_FICHA%20PAIS.pdf

[114] Idem.

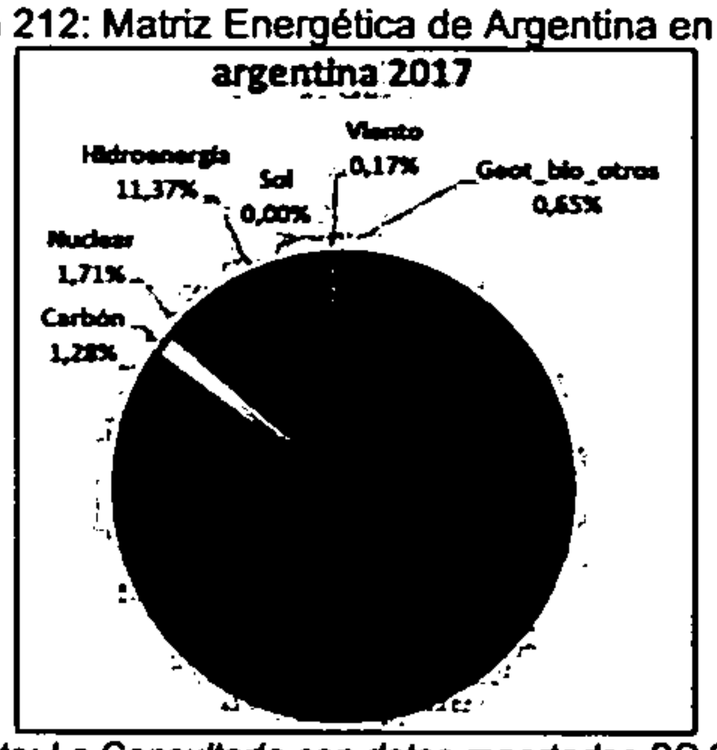
[115] PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=AR&view=chart

[116] Agencia Internacional de Energía, IEA, https://www.iea.org/Sankey/#?c=Argentina&s=Balance

[117] Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

[118] BP Energy outlook 2018 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html

Figura 212: Matriz Energética de Argentina en 2017.

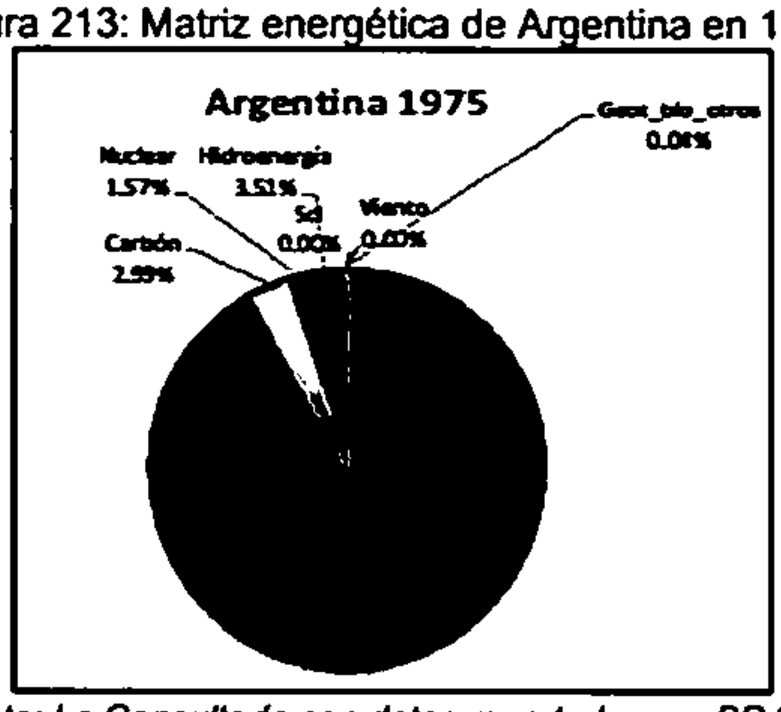


Fuente: La Consultoría con datos reportados BP 2018.

En el caso de Argentina, el petróleo ha venido cediendo terreno ante el gas natural en la matriz energética. De esta manera, el gas natural se ha ubicado como principal producto de suministro energético (50%), seguido por el petróleo (que es de producción local casi en su totalidad) con el 34% de participación, luego se encuentran las energías renovables con el 15,4%, (la hidroenergía con el 11,4% es la mayor contribuyente) y finalmente, se encuentra la energía nuclear con 1,7%.

Al comparar las dos matrices: 1975 (*Figura 213*) Vs 2017 (*Figura 212*), se observa el amplio ascenso del gas natural que contaba con el 22% en 1975 y ganó 27 puntos porcentuales en 2017. Contrariamente, el petróleo perdió 35 puntos porcentuales desde el 69% de participación que tenía en 1975. El carbón redujo en un punto porcentual su pequeña participación, y finalmente, en las energías renovables apareció la eólica y se fortaleció la hidrogeneración.

Figura 213: Matriz energética de Argentina en 1975.

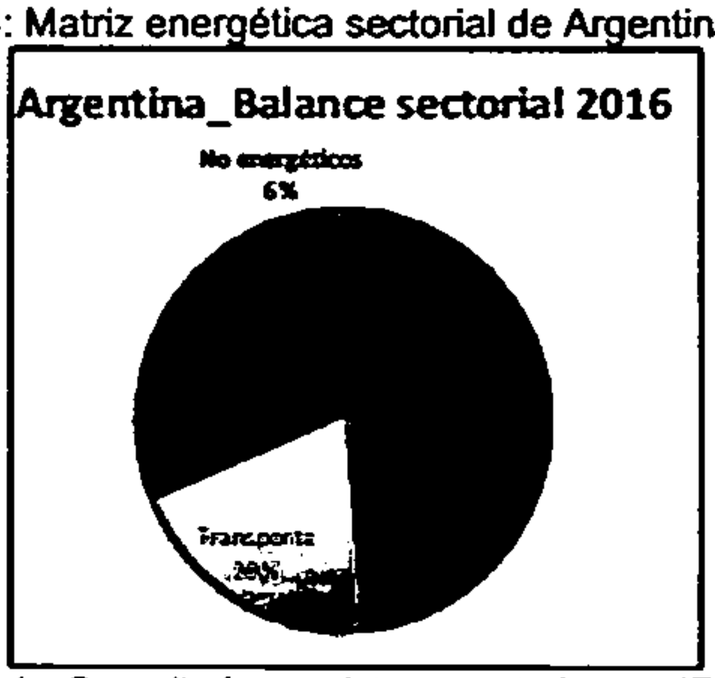


Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

El consumo de energía de Argentina se incrementó 1,6 veces desde 1975 hasta 2017, lo que implica un crecimiento promedio anual del 2,3%.

La información del consumo sectorial tomó como fuente principal la información de la IEA, dividiendo la demanda en los sectores: generación eléctrica, industria, transporte, otros sectores (residencial, comercial, etc.) y demanda destinada a fines diferentes de la producción de energía (materia prima).

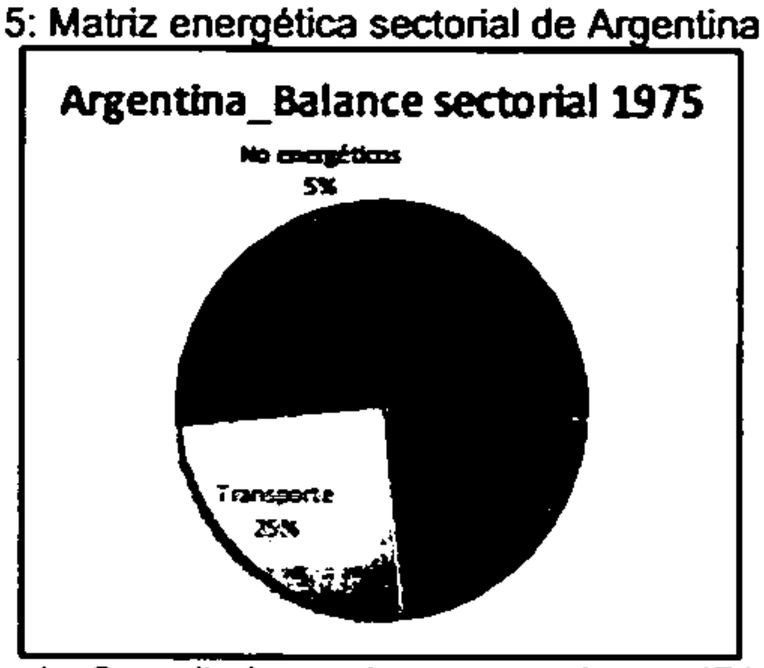
Figura 214: Matriz energética sectorial de Argentina en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Los cambios de demanda energética por sectores de consumo en Argentina, se observan con más claridad al comparar la distribución de la matrices energéticas sectoriales del país de 2016 (*Figura 214*) vs 1975 (*Figura 215*). Estas muestran una variación en la distribución de consumos donde: la industria y el transporte redujeron su participación en 5 puntos porcentuales, otros (residencial y comercial agrupados) ganaron 5 puntos porcentuales, los usos no energéticos aumentaron 1 punto y la generación eléctrica incrementó su participación del 26% al 30%.

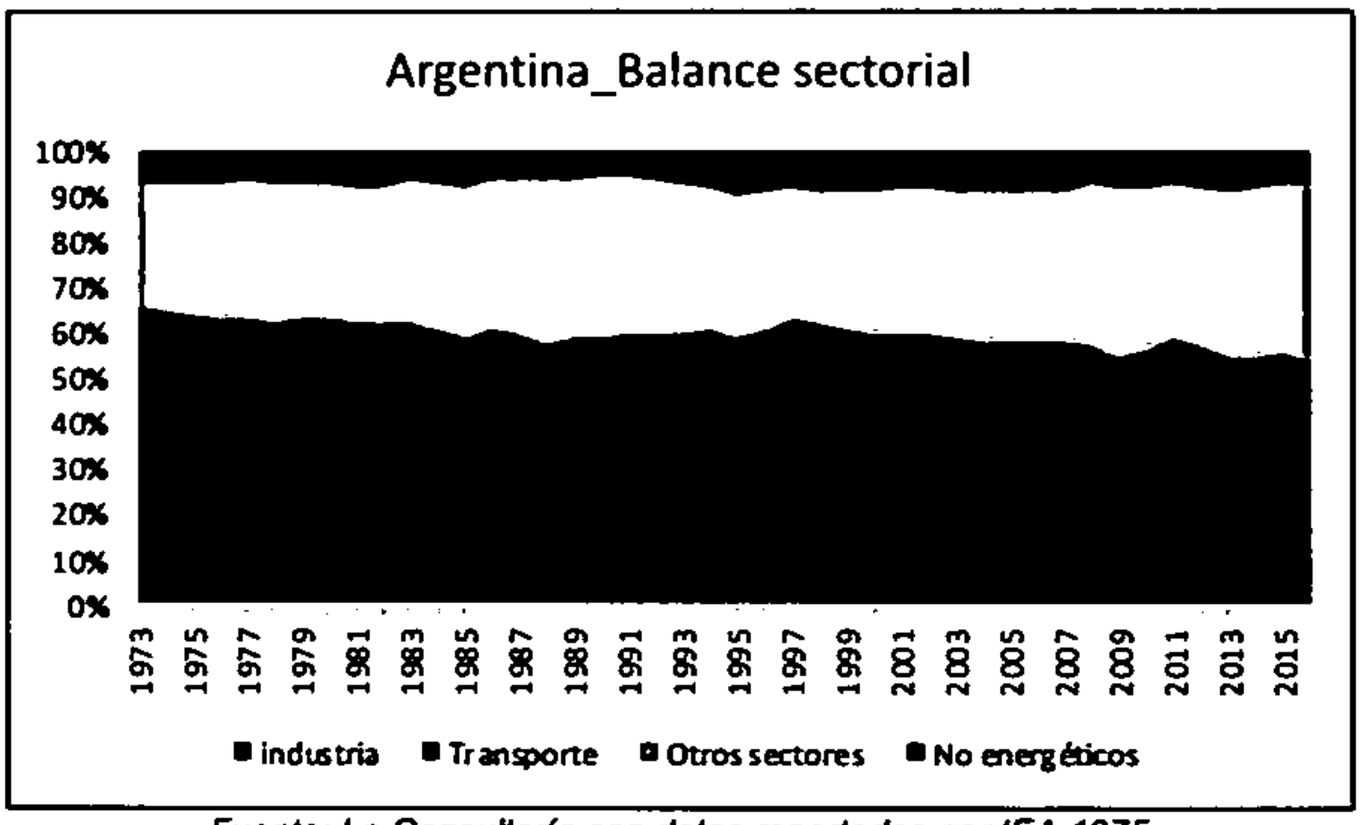
Figura 215: Matriz energética sectorial de Argentina en 1975.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975.

Analizando los sectores finales, se observa que el consumo aumentó pasando de 25 MTEP en 1975 a 62 MTEP en 2017, lo que representa un incremento del 47% para el total del período.

Figura 216: Distribución de la matriz energética sectorial de Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 1975

A grandes rasgos, la industria decreció en demanda energética al pasar del 30% al 26%, perdiendo participación con respecto a los demás sectores (principalmente desde 2004). De la misma manera, el transporte se redujo del 33% al 28%. Opuestamente, el sector Otros creció del 28% en 1975 al 37% en 2016 y usos no energéticos aumentaron del 7,4% a 7,9 %.

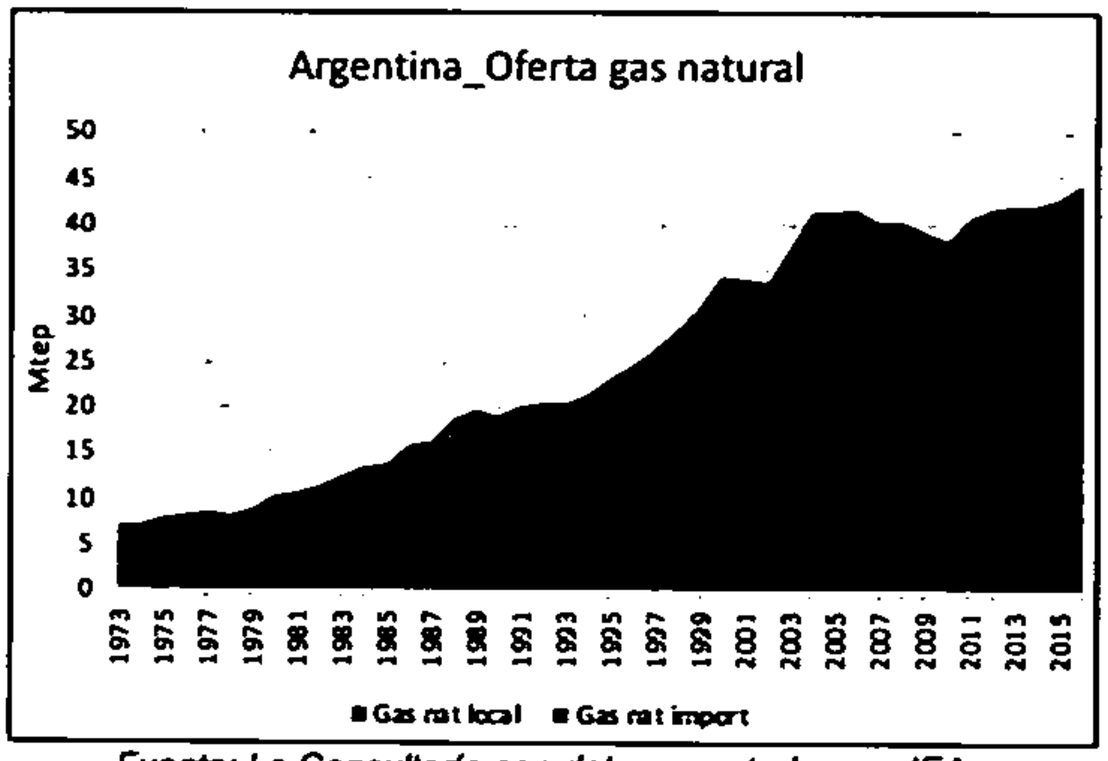
2.6.2 Características y balance de oferta y demanda de gas.

2.6.2.1 Gas natural.

El análisis del balance de oferta y demanda de gas natural en Argentina, se realizó considerando tanto la producción local como el producto importado, tomado como fuente el reporte de IEA para el suministro del mercado interno y su uso en los diferentes sectores de consumo.

En cuanto a la oferta de gas natural para Argentina (*Figura 217*), se presentó una evolución creciente desde 1973 hasta el 2007 (con tasa promedio anual del 5,7%) desde donde disminuyó la participación hasta el 2010 con decrementos promedio anuales del 2%. Entre 1975 y 2016, la oferta aumentó de 7,9 MTEP a 45 MTEP, con una tasa promedio anual del 4,5%. Con respecto a la producción local, se observa que se mantuvo en estado creciente hasta 2006, cuando empezó a descender para luego ser compensada entre 2010-2011 por medio de incrementos en las importaciones, y finalmente, desde 2013 retomó su tendencia creciente.

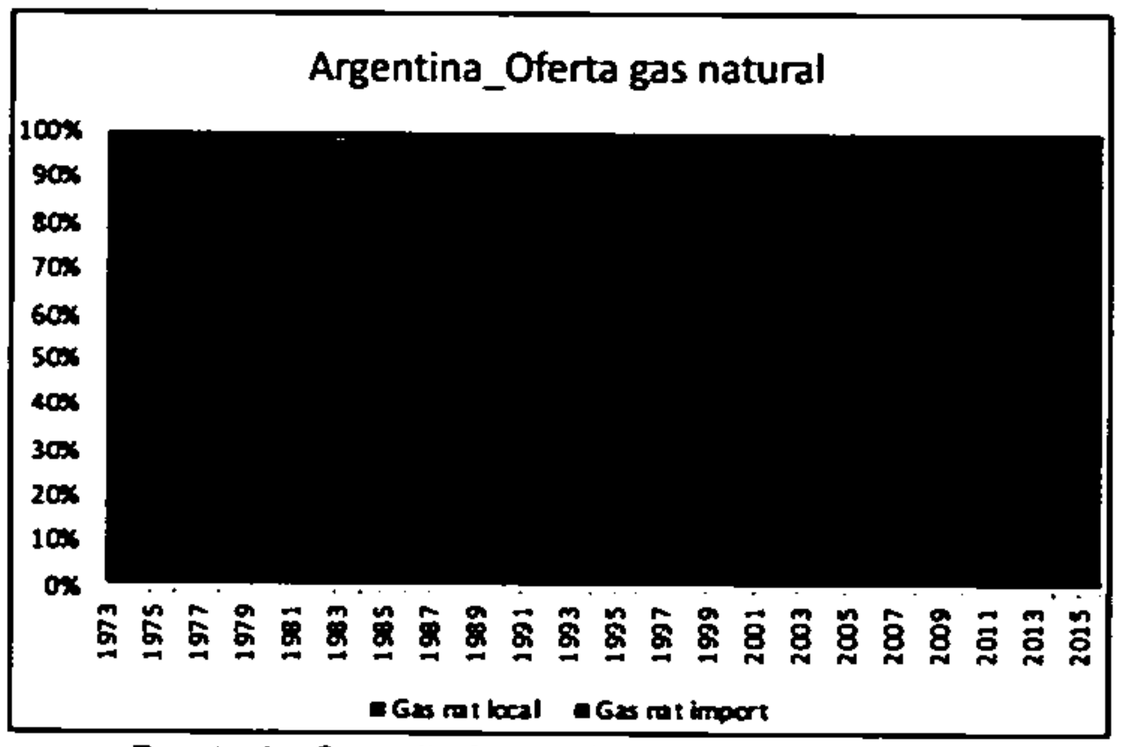
Figura 217: Oferta de gas natural en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En la *Figura 218* se evidencia como la oferta local de gas natural es mayoritaria con respecto al producto importado, y ha conservado la participación por encima del 77%.

Figura 218: Participación de la oferta de gas natural en Argentina entre 1975 y 2016.

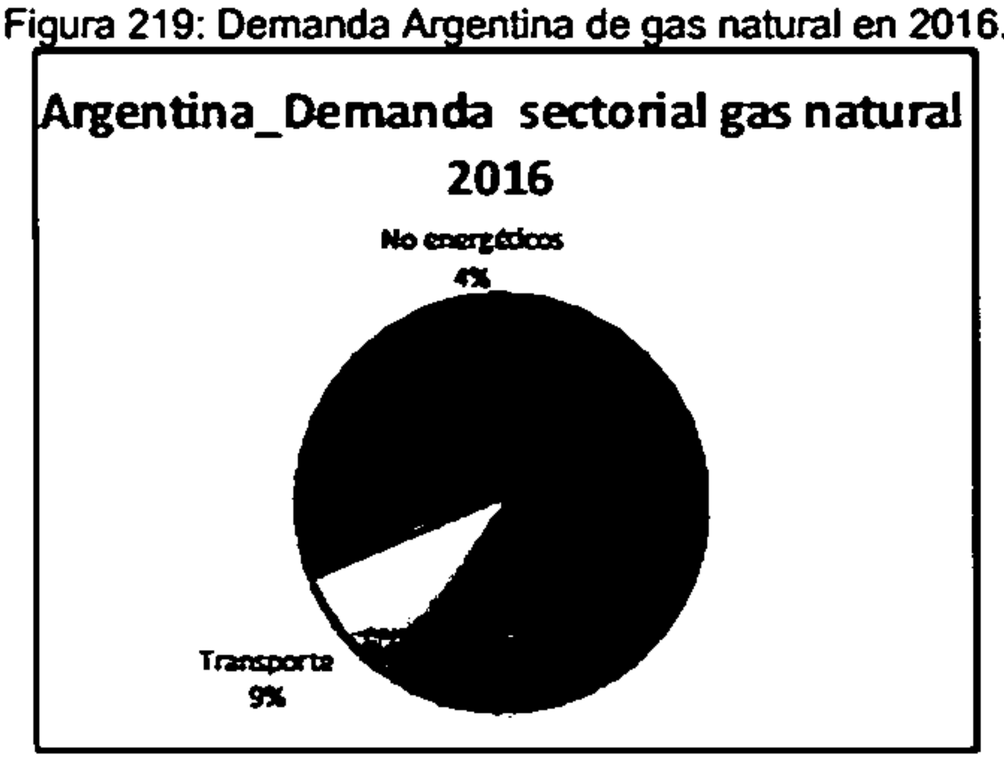


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Con respecto a la demanda, en la *Figura 219*, se observa la participación de la demanda sectorial de gas natural para el año 2016 y en la *Figura 220*, la evolución de esta demanda entre los años 1973 y 2016. La demanda total de gas natural en 1975 fue de 6,5 MTEP y en 2016 alcanzó los 17 MTEP. Particularmente, el sector Otros (residencial, comercial y otros) incrementó su participación

aumentando del 31% en 1975 al 42% en 2016. Contrariamente, el sector industria perdió ampliamente participación bajando del 57% al 15%. Por su parte, el sector transporte mantuvo su participación y el de usos diferentes al suministro de energía alcanzó el 1% en 2016.

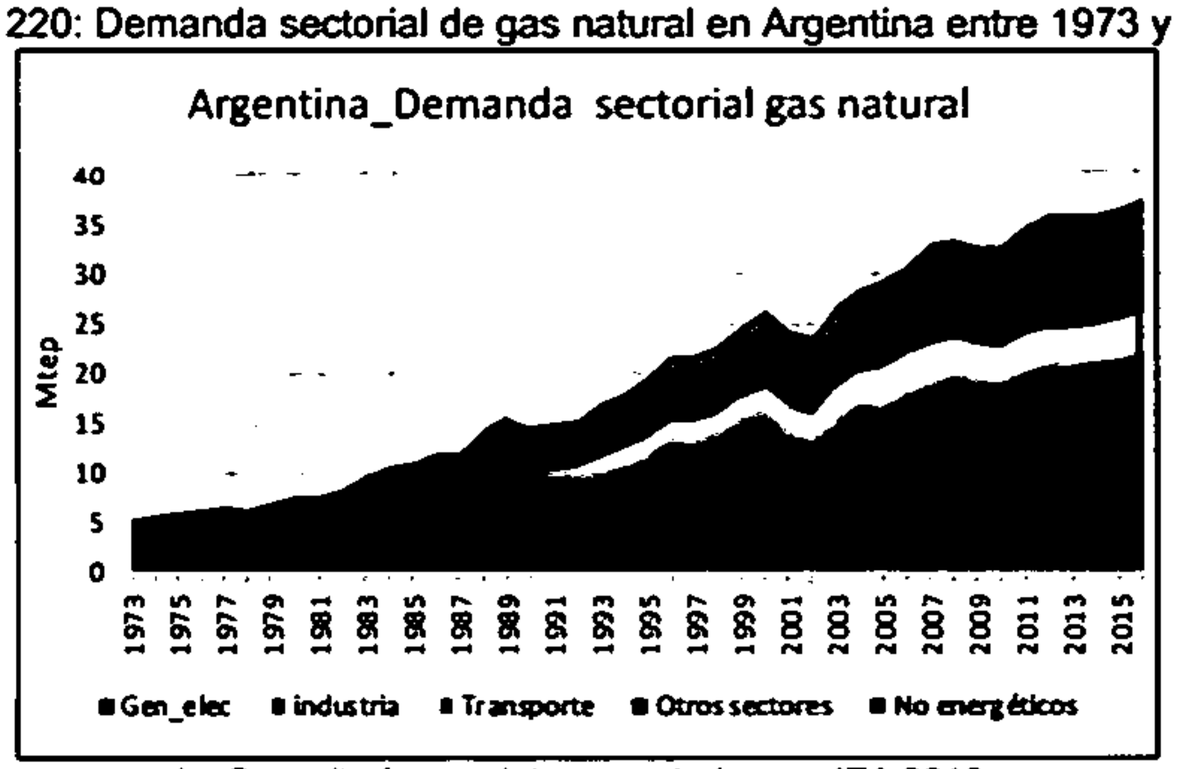
Figura 219: Demanda Argentina de gas natural en 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

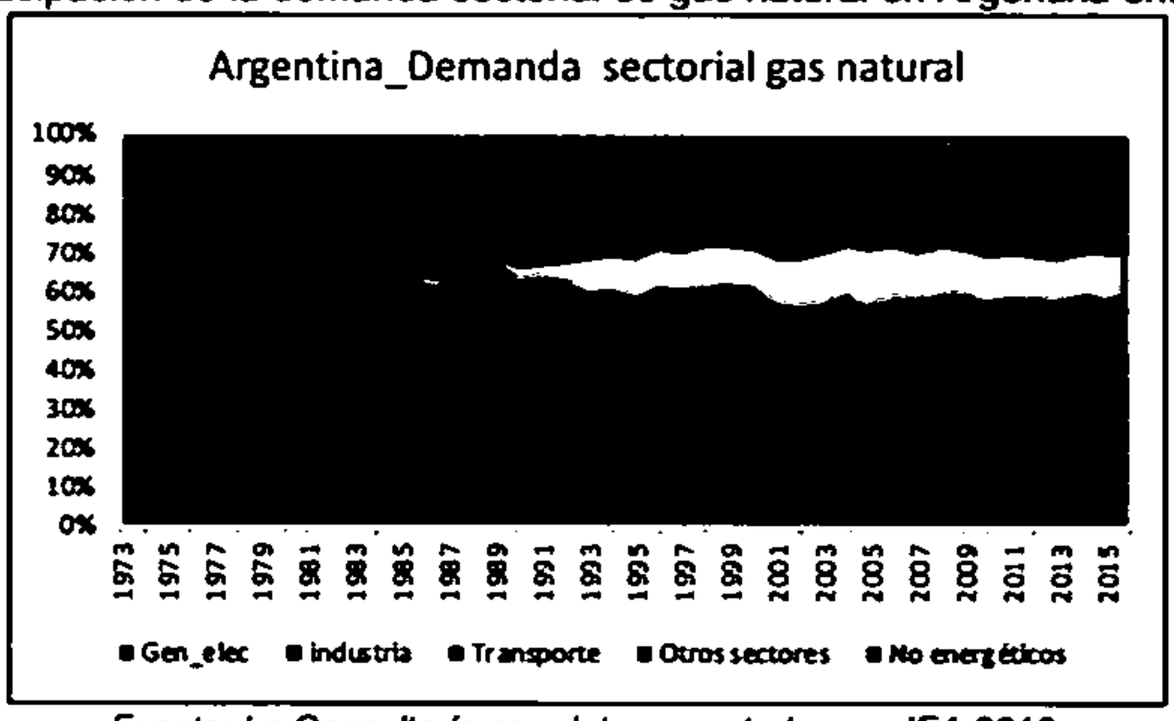
Analizando la demanda sectorial, se puede observar en la *Figura 220* como la generación aumentó el consumo energético de 1,98 MTEP en 1975 a 15,6 MTEP en 2016, la industria y el transporte incrementaron su consumo de 2,55 MTEP a 6,9 MTEP y de 0 MTEP a 3,4 MTEP respectivamente para el mismo período, y finalmente, el consumo de otros sectores se incrementó de 1,6 MTEP a 10,2 MTEP.

Figura 220: Demanda sectorial de gas natural en Argentina entre 1973 y 2016.



La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Figura 221: Participación de la demanda sectorial de gas natural en Argentina entre 1973 y 2016.

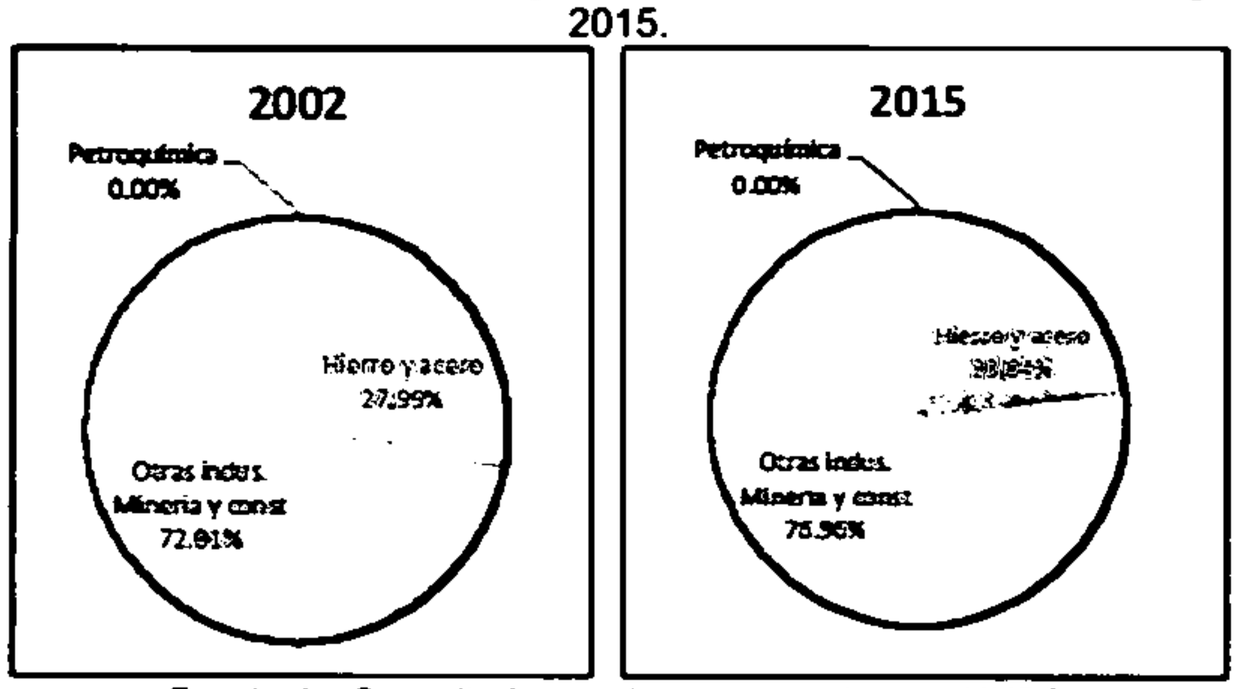


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA 2016.

Como complemento del análisis realizado con la información de la IEA, se procedió a trabajar con la base de datos energética de Naciones Unidas[119] para tener mayor nivel de detalle de los sectores y los resultados de este análisis se presentan a continuación:

La *Figura 222* muestra la evolución del sector industria entre 2002 y 2015 donde se incrementó la participación de otros sectores industriales en detrimento del sector hierro y acero, el cambio es de cerca de 5 puntos porcentuales.

Figura 222: Participación de la demanda de gas natural del sector industria en Argentina en 2002 y 2015.



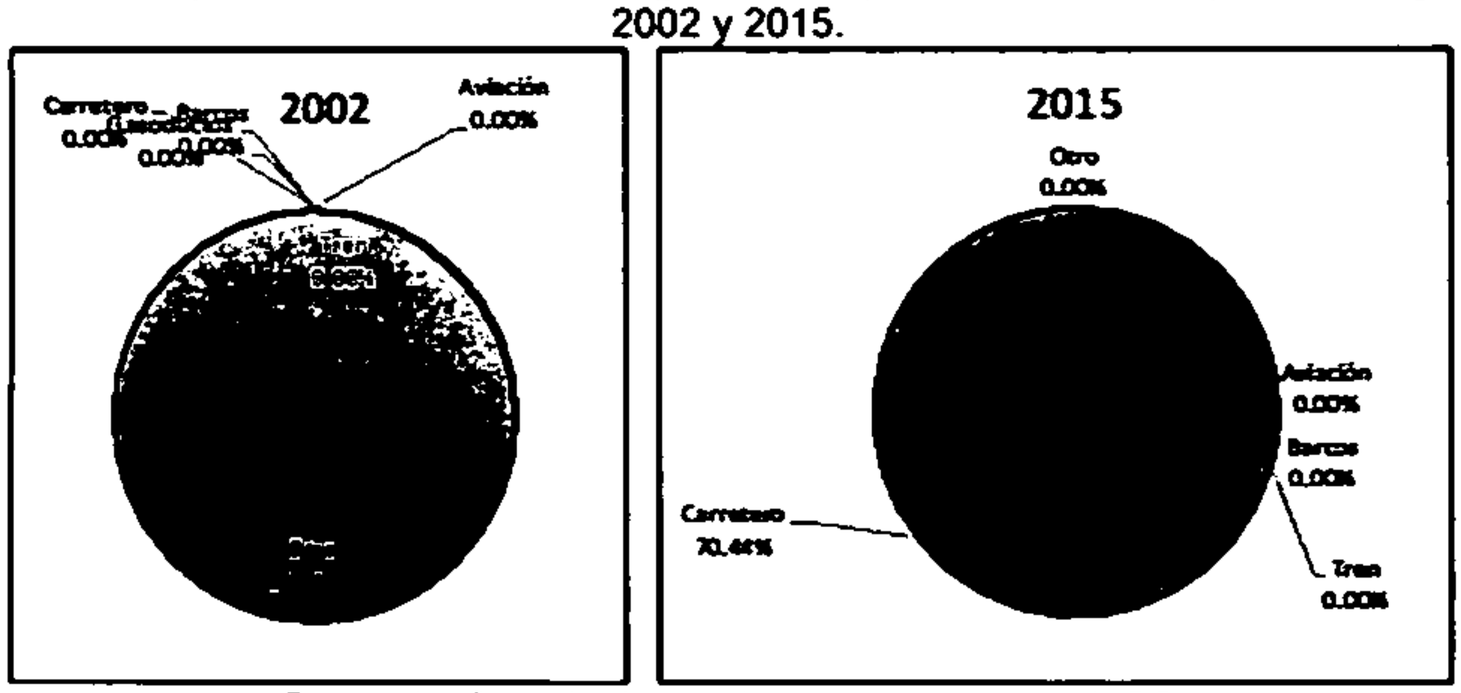
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

[119] Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, Gas natural: http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aNG

En Otros sectores industriales se cuenta con información de 2015 donde se señala que el mayor consumo lo tuvo la industria no especificada con 60%, le sigue el subsector de alimento y tabaco con 19%, minerales no metálicos con 13%, pulpa y papel con 3%; metales no ferrosos con 2,7% y textiles y cuero con 1,2%.

En el sector transporte, la *Figura* 223 muestra que en 2002 el uso exclusivo era para demanda no especificada. Sin embargo, en el 2007 se desagrega el sector en las categorías de carretero y gasoductos, obteniendo en el 2015 el 70,4% y 29,6% respectivamente.

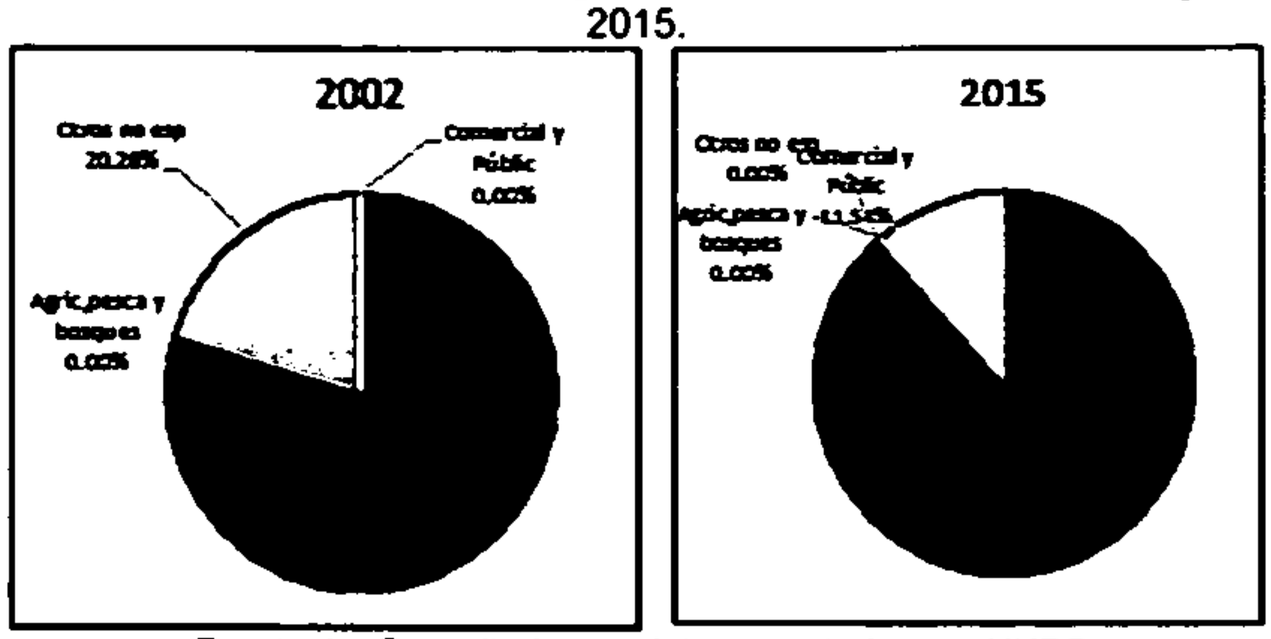
Figura 223: Participación de la demanda de gas natural para el sector transporte en Argentina en 2002 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En el sector Otros, la *Figura 224*, muestra que la demanda se concentró en el sector residencial con el 80% en 2002 y 88% en 2015.

Figura 224: Participación de la demanda de gas natural del sector Otros en Argentina en 2002 y 2015.



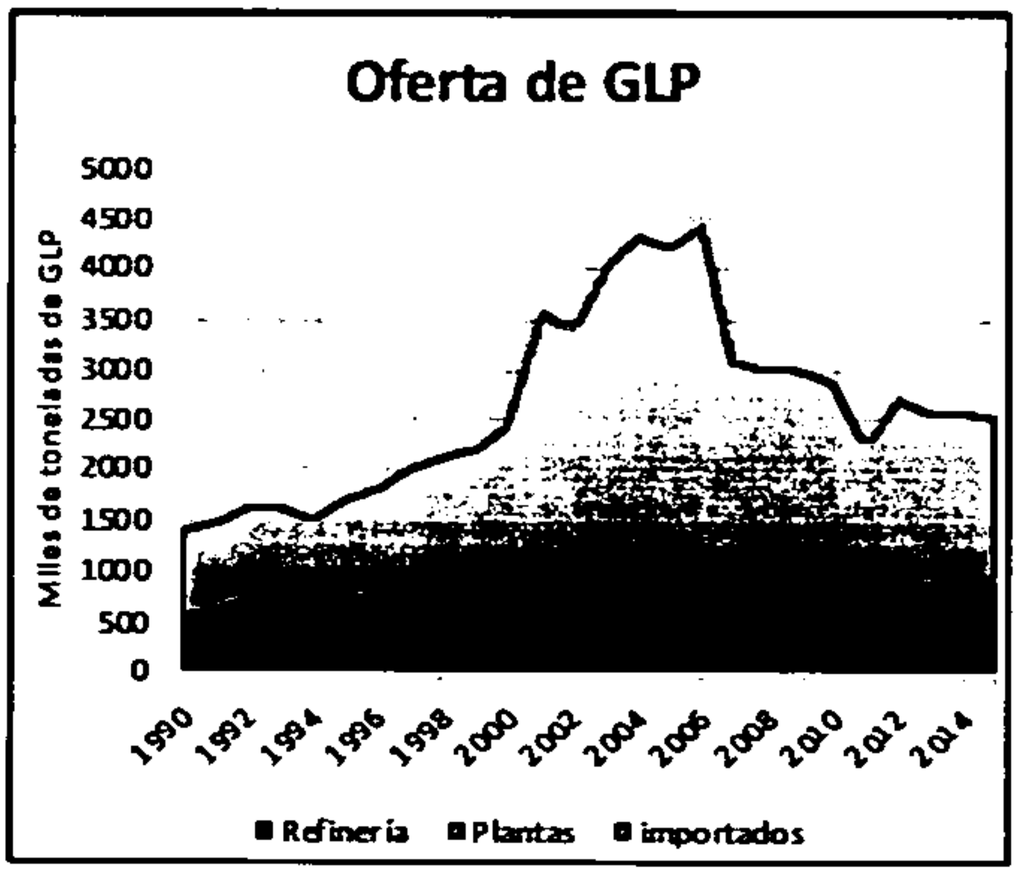
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS

Finalmente, al comparar oferta y demanda de gas en cuanto al porcentaje de gas ofertado que se emplea en los sectores de consumo citados, este se mantiene por encima del 70%, el resto de gas no reportado la información indica que se asignaba a autoconsumo de requerimientos propios de la actividad de hidrocarburos.

2.6.2.2 Gas licuado del petróleo.

En el caso de Argentina, se utilizó como referencia la base de Datos Energética de Naciones Unidas[120]. En la actualidad el país cuenta con una oferta cercana a los 2,5 millones de toneladas de GLP. Cabe resaltar que, en el intermedio del período de 2003 a 2006, la oferta de GLP superó los 4 millones de toneladas.

Figura 225: Oferta de GLP en Argentina entre 1990 y 2015.



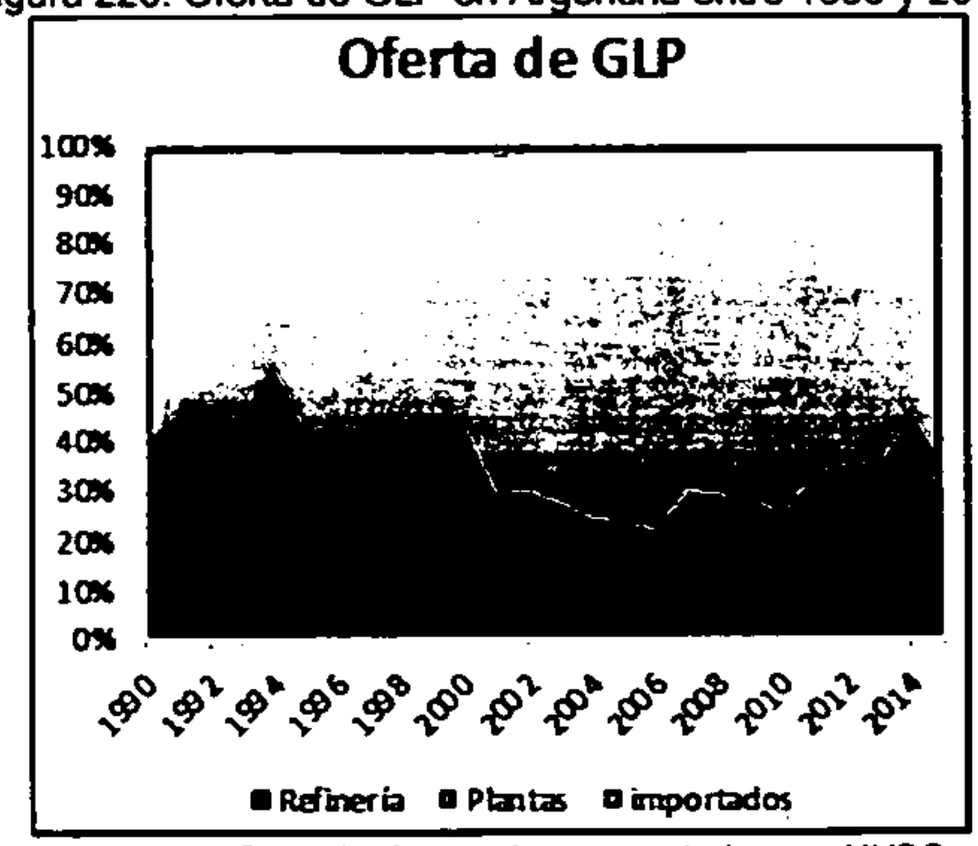
Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

La evolución presentada en la oferta de GLP, muestra que la producción es básicamente local con muy pequeñas importaciones entre los años 1997-2002. Es de resaltar, que la producción local se compone de la producción de refinerías y plantas de tratamiento, donde las plantas de representan el mayor porcentaje de la oferta (65% en 2015 y no menos del 40% dentro del período de análisis).

---

120 Naciones Unidas, División de estadística, UNDS, Energy Statistics Data Base, GLP http://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3aLP

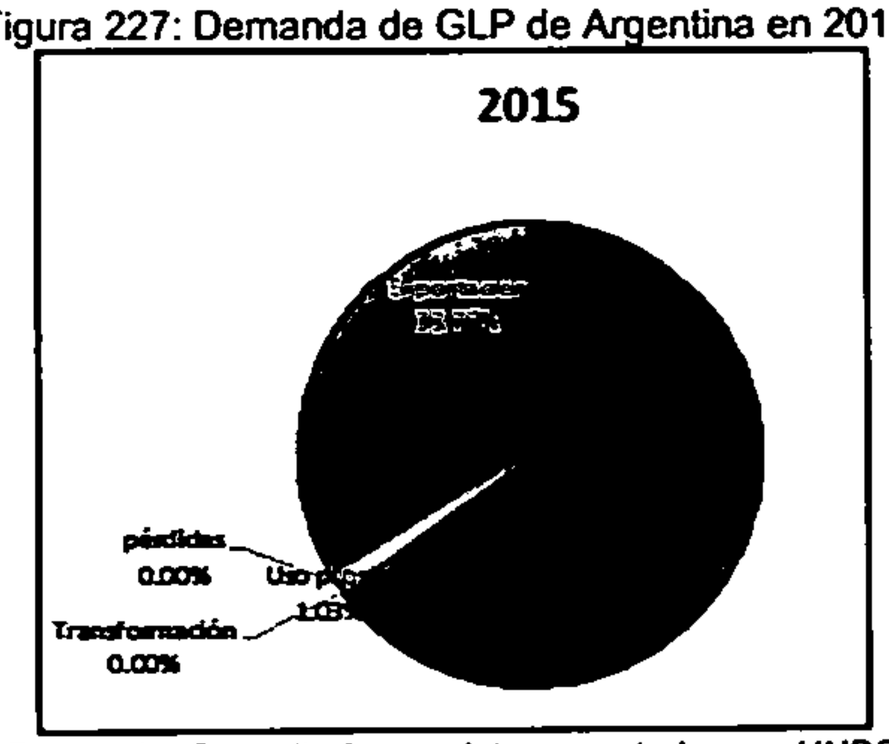
Figura 226: Oferta de GLP en Argentina entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En cuanto a la demanda, la base de datos de estadísticas energéticas de Naciones Unidas UNDS maneja el período de 1990 a 2015 y clasifica la información de consumos en: consumos finales transformación, uso propio, pérdidas y exportación. En la *Figura 227* se muestra la demanda en 2015 y en la *Figura 228* la evolución de la demanda entre 1990 y 2015.

Figura 227: Demanda de GLP de Argentina en 2015.

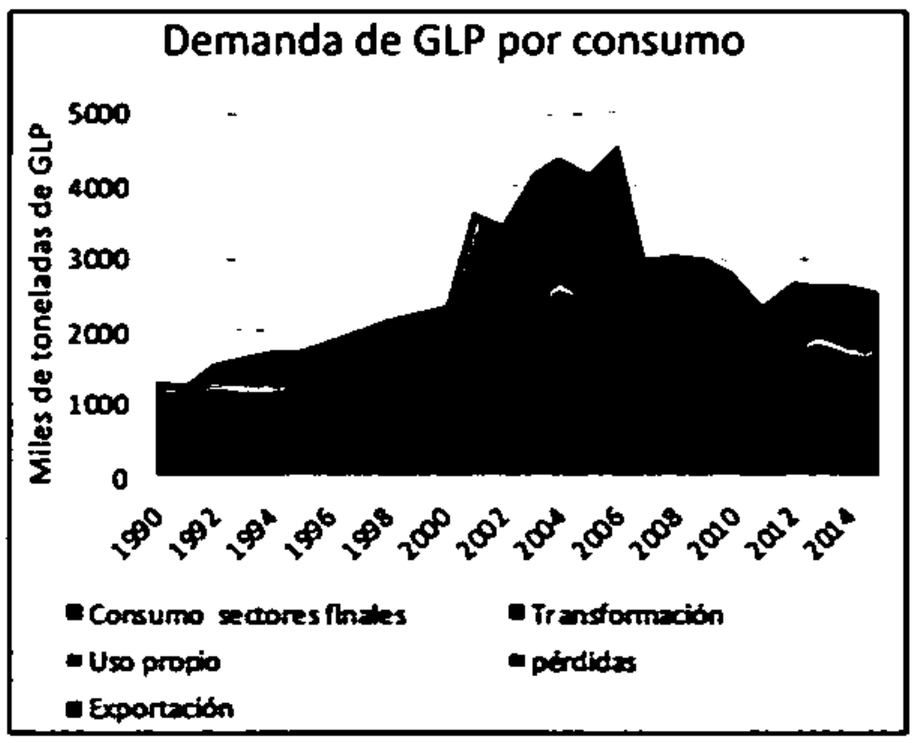


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Observando la demanda en 2015, se identifica que la mayor parte de esta fue para sectores de consumo final representando el 65%, seguido por la exportación con 34%, y el consumo propio de algo más del 1%.

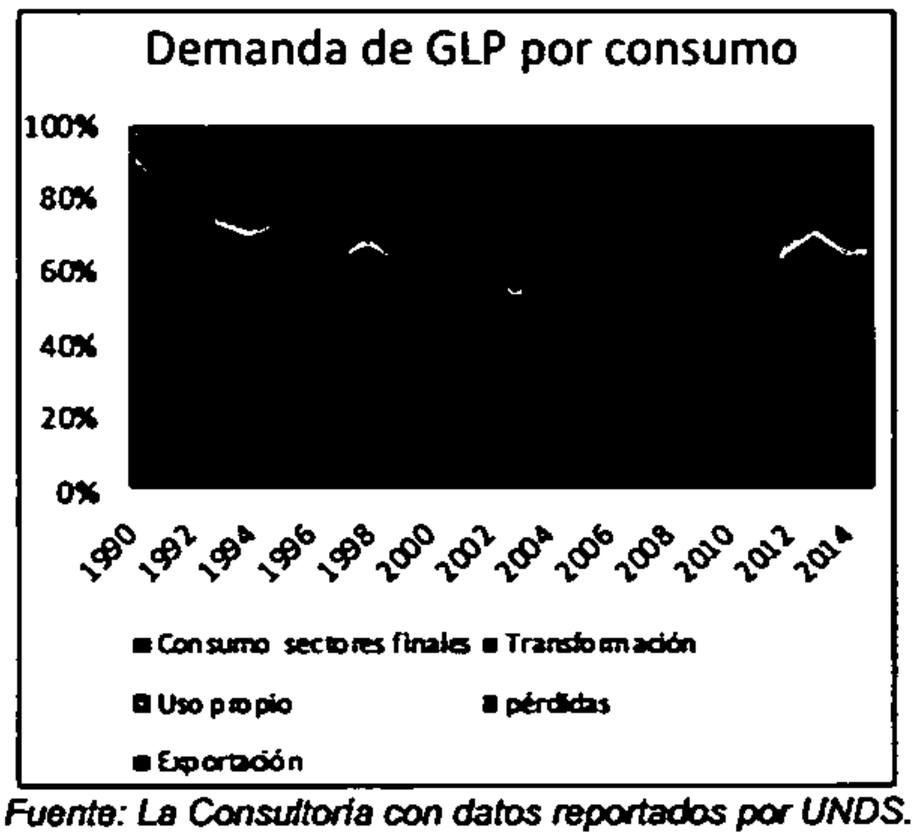
Analizando la evolución de la demanda de GLP (*Figura 228* y *Figura 229*), se observa que la atención de consumos sectoriales ha sido el principal destino del GLP. Sin embargo, las exportaciones superaron el 50% de la demanda entre 2006 y 2010.

Figura 228: Demanda de GLP en Argentina entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

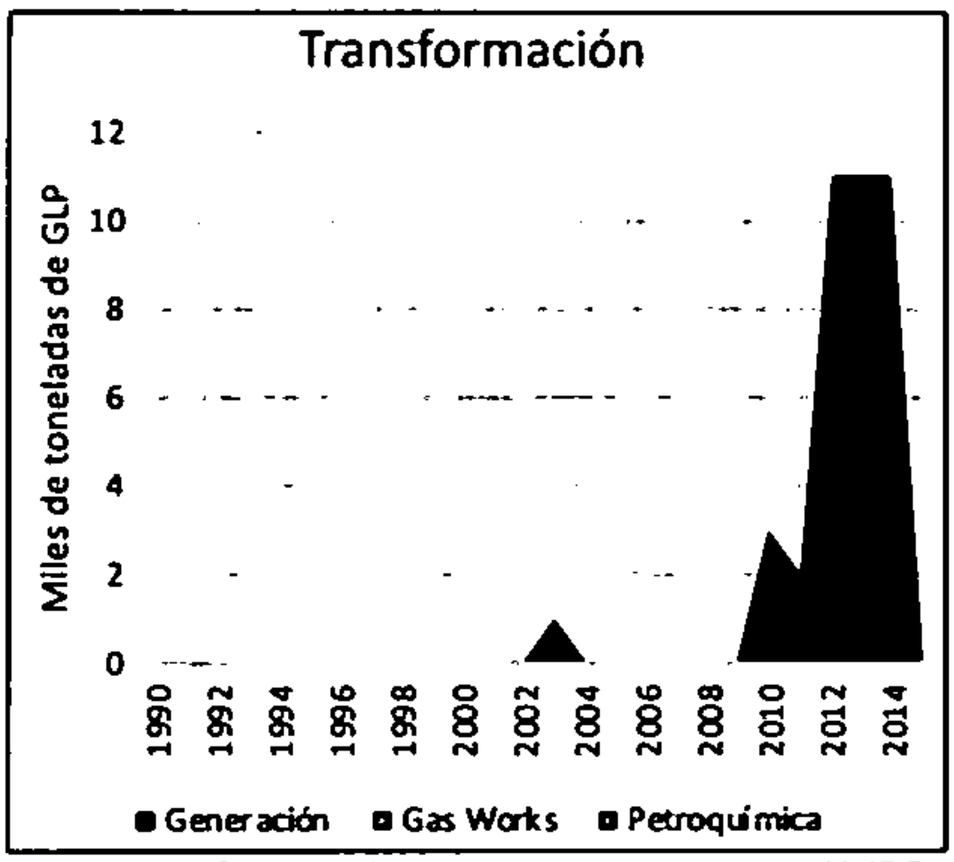
Figura 229: Participación de la demanda de GLP en Argentina entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Cabe aclarar que, el GLP reportado en transformación se ha enfocado en la industria de generación eléctrica, la cual ha llegado a consumir hasta 11 millones de toneladas de GLP entre 2010 y 2014.

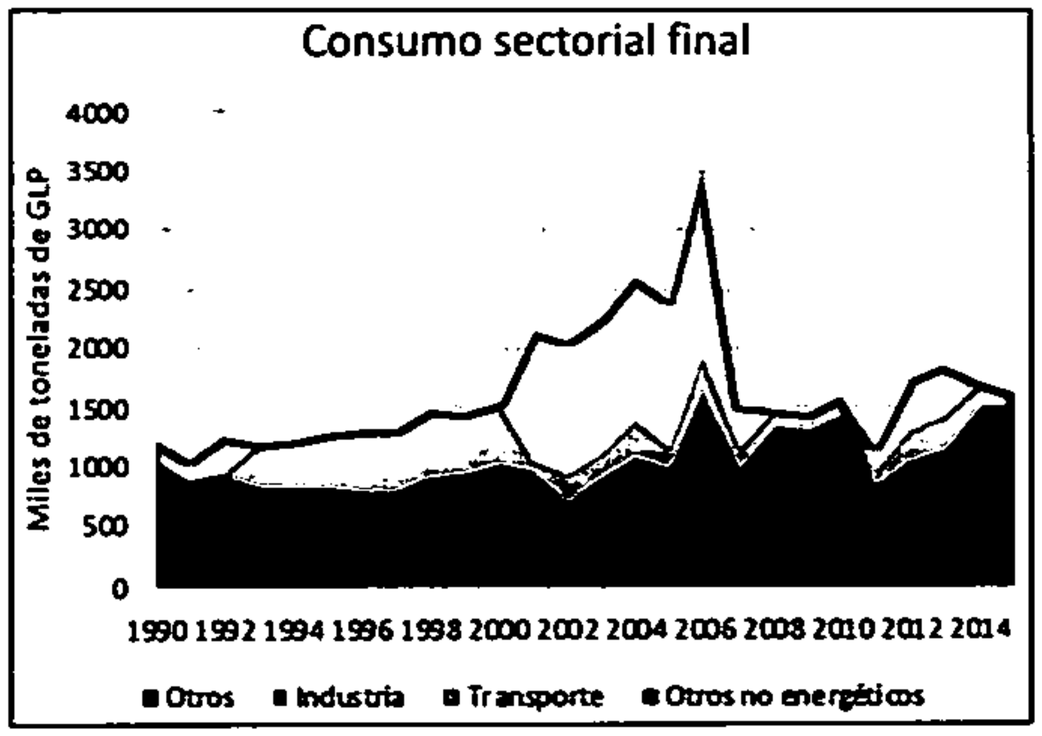
Figura 230: Participación de la demanda de GLP en transformación en Argentina entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

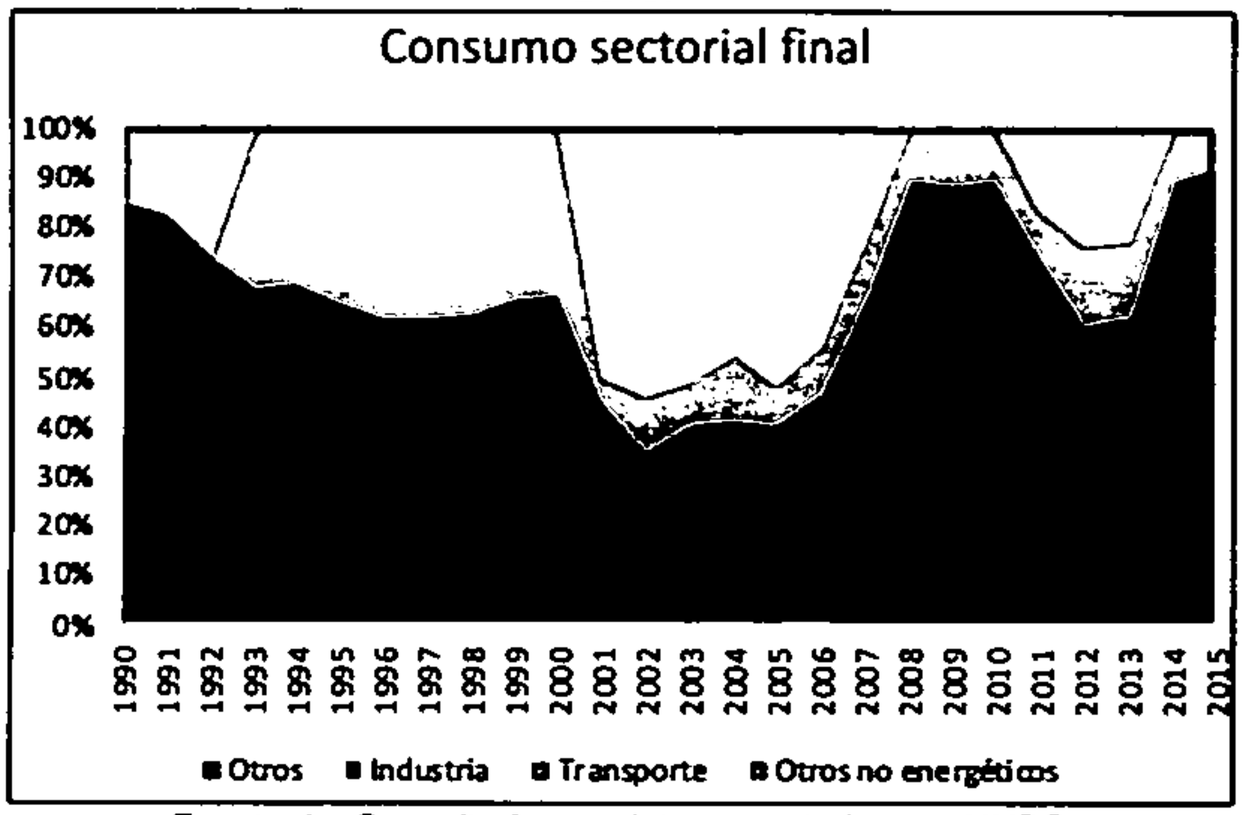
El consumo sectorial final está compuesto por: los subsectores industria, transporte, otros (residencial, agropecuario y comercial) y usos no energéticos. En general, este sector ha tenido un crecimiento promedio neto para el período 1990-2015 del 32%, con variaciones ocasionales en industria y usos no energéticos. (Ver *Figura 231* y *Figura 232*).

Figura 231: Demanda de sectores finales de GLP en Argentina entre 1990 y 2015.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

Figura 232: Participación de la demanda de sectores finales de GLP en Argentina entre 1990 y 2015.

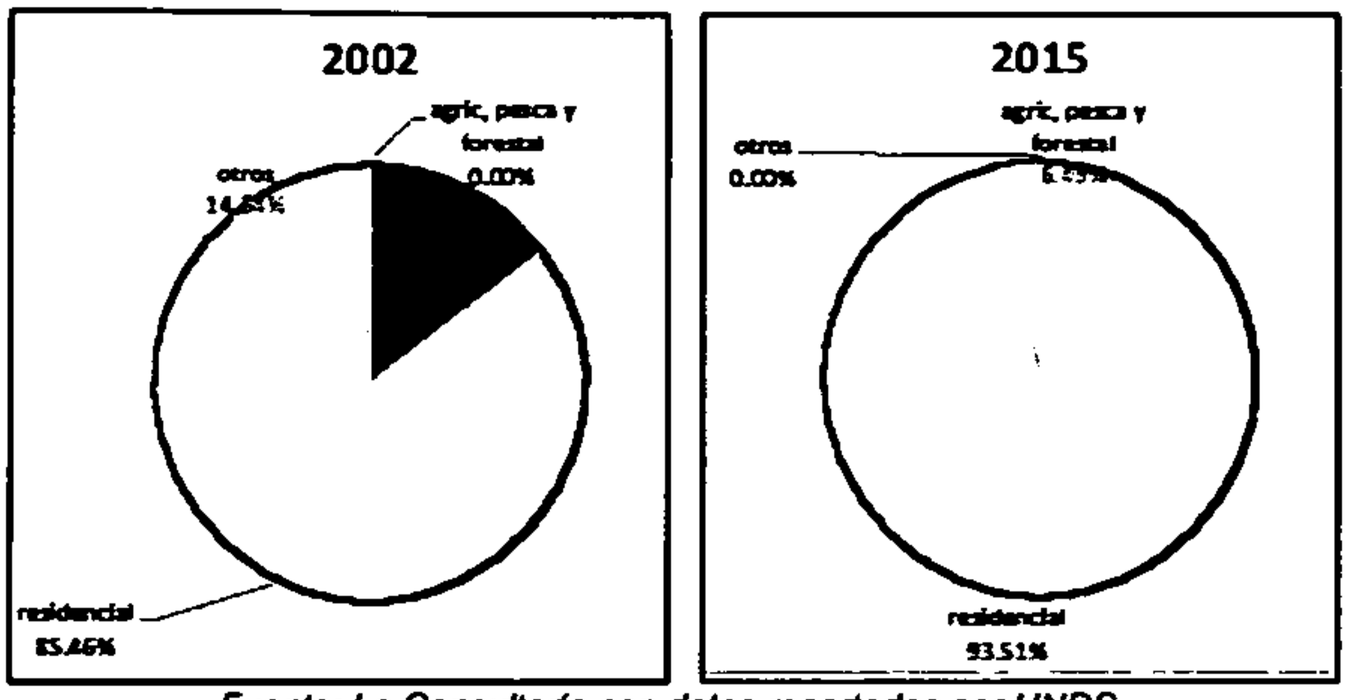


Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

En la *Figura 232*, se observa que el sector industria amplió su participación durante 1993 y 2000 para luego volver a decrecer y alcanzar el 8% en 2015. El detalle de los subsectores de consumo no aparece reportado. El sector Otros (residencial, comercial y otros) es el más estable y de mayor demanda con un 92% de participación en 2015. El sector transporte no reporta sus consumos.

Para el sector Otros, la *Figura 233* muestra que la demanda ha sido mayoritariamente residencial, con valores que oscilaron alrededor del 85 y el 93% entre 2002 y 2015

Figura 233: Participación de la demanda de GLP en el sector Otros en Argentina en 2002 y 2015



Fuente: La Consultoría con datos reportados por UNDS.

2.6.2.3 Biogás.

Para la Argentina no aparece reportada producción ni consumo de biogás dentro de la contabilidad energética.

Podemos observar con base en la información descrita a lo largo del presente numeral, en la matriz energética de Argentina, que predomina en su composición el gas natural con un nivel de participación importante de alrededor del 50,36%, constituyéndose éste como el energético de mayor demanda en el consumo del país. A su vez, esta demanda fue soportada en gran parte, por las reservas probadas de 0,3 trillones de metros cúbicos a finales del año 2017, según fuente BP Statical Review of World Energy 2018.

Igualmente importante, como columna vertebral de la autosuficiencia energética del país, es el aporte del crudo, con unas reservas probadas a final del año 2017 de 0,3 mil millones de toneladas a finales del año 2017 (según fuente BP Statical Review of World Energy 2018) que alcanzan a cubrir la demanda energética del país.

2.6.3 Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición.

La posición geográfica y sus características socioeconómicas hacen vulnerable a Argentina a los cambios climáticos y la variabilidad climática. Algunos estudios han demostrado que durante el período 1960-2010, se observó un aumento de la temperatura media en la mayor parte de la región de 0,5 grados centígrados, llegando a superar 1 grado centígrado en algunas zonas de la Patagonia, un aumento de los días con olas de calor y una reducción en el número de días con heladas. También se produjeron aumentos en las precipitaciones en el este del país, generando grandes inundaciones, y disminuciones en la zona cordillerana y en los caudales de los ríos Cuyanos.

Para el resto del siglo XXI, se ha proyectado un aumento en la temperatura media de entre 0,5 a 1 grados centígrados, en casi todo el país, a mediados de siglo.

Considerando que la actividad agropecuaria ocupa un lugar importante en las actividades económicas del país y, el papel que juega en la producción y previsión de alimentos a nivel mundial, el fenómeno del cambio climático cobra mayor relevancia.

El perfil de emisiones de GEI se caracteriza así:

- Alto consumo energético en transporte, considerando la extensión del país.
- Incremento del consumo de energía en el sector residencial, producto de la política de desarrollo con inclusión social en su eje de acceso universal en condiciones equitativas al servicio de energía y mejoramiento de la calidad de vida.
- Incremento en el consumo de energía en el sector productivo, generando desarrollo económico y empleos.
- Producción de alimentos para satisfacer las necesidades mundiales.

La Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina sobre cambio climático, estimó emisiones del orden de 429,4 MtCO2eq, distribuidos así:

- Cambio de uso del suelo y silvicultura: 21%.
- Residuos: 5%.
- Energía: 43%.
- Agricultura y Ganadería: 28%.
- Procesos Industriales: 3%.

Además de participar activamente en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNCC) y el Protocolo de Kyoto[121], la ciudad de Buenos Aires fue sede de dos conferencias de Partes: la COP4 de 1998 y la COP10 de 2004. Así mismo ha venido implementando medidas de adaptación y mitigación voluntaria y diseño la" Estrategia Nacional en Cambio Climático", y dentro de ese marco creó el "Comité Gubernamental en Cambio Climático", como órgano coordinador con representación del estado nacional y las provincias.

Por sectores, se han definido distintas políticas y programas, para el logro de los objetivos:

- En el sector energético se definieron dos ejes centrales: la diversificación de la matriz energética y la promoción del uso racional y eficiente de la energía. En tal sentido el país cuenta con una estructura normativa y con planes estratégicos a largo plazo que promueven, entre otras medidas, una mayor participación de fuentes renovables no convencionales, la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, la sustitución de combustibles fósiles por biocombustibles. Asimismo, se han establecido un conjunto de programas y acciones destinadas a la reducción de la intensidad energética del consumo.

- En transporte, se busca optimizar el sistema ferroviario, cobrando especial importancia la Ley No 27.132, la cual declara la reactivación de los ferrocarriles de carga y pasajeros, el mejoramiento de la infraestructura ferroviaria y la incorporación de nuevas tecnologías y servicios, como de interés nacional y prioritario para el país.

- En el sector de agricultura, silvicultura y otros usos del suelo, se dictó la Ley 26.331 de Protección Ambiental de los Bosques Nativos, en cuyo marco se creó el Fondo Nacional para el Enriquecimiento y la Conservación de Bosques Nativos, como una forma de implementar las compensaciones del sector privado para el manejo sustentable de estos bosques. En este sector se han adelantado iniciativas para la producción de alimentos con bajo impacto ambiental entre las que se encuentran la siembra directa, la disminución en la utilización de pesticidas, la siembra de precisión, el desarrollo de energías derivadas de la biomasa, entre otros.

- Se han establecido herramientas y espacios interinstitucionales como el Fideicomiso de Infraestructura Hídrica, el Inventario Nacional de Glaciares, la Estrategia Nacional de Biodiversidad, la Plataforma Nacional para la Reducción de Riesgos de Desastres y la Comisión

---

121 Protocolo De Kyoto De La Convención Marco De Las Naciones Unidas Sobre El Cambio Climático https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdfv

de Trabajo de Gestión del Riesgo. Como resultado de un proceso participativo que incluyó la visión, opiniones y propuestas de los sectores público, privado, científico-técnico y de la sociedad civil, se construyó la contribución nacional, con los siguientes elementos:

- Meta Incondicional: Propone una meta de reducción de sus emisiones de GEI del ***15%*** en el año 2030 con respecto a las emisiones proyectadas en su *"Business as usual" (BAU)* al mismo año. La meta incluye, entre otras, acciones vinculadas a promover el manejo sostenible de los bosques, la eficiencia energética, los biocombustibles, la energía nuclear, las energías renovables y el cambio modal en el transporte. Los criterios para seleccionar las acciones incluyeron el potencial para reducir/capturar emisiones de GEI y los co-beneficios asociados, así como la posibilidad de aplicar tecnologías desarrolladas nacionalmente.

- Meta Condicional: Podría lograr una ampliación en la meta de reducción si se dan las siguientes condiciones: a) financiamiento internacional adecuado y predecible; b) el apoyo a la transferencia, la innovación y el desarrollo de tecnologías; c) el apoyo a la creación de capacidades. En este caso, podría alcanzar una reducción de sus emisiones de GEI del ***30%*** en el año 2030 con respecto a las emisiones proyectadas en su BAU al mismo año.

- Tipo y Período de la Meta: Porcentaje de reducción de emisiones absoluta respecto de un escenario tendencial BAU en el año 2030.

- Línea de Base: El escenario de línea de base *"Business as usual" (BAU)* se construye de acuerdo a una proyección del crecimiento económico en ausencia de políticas de mitigación al cambio climático. La proyección inicia en el año 2005 y llega al 2030 con emisiones de GEI equivalentes a 670 MtCO2e.

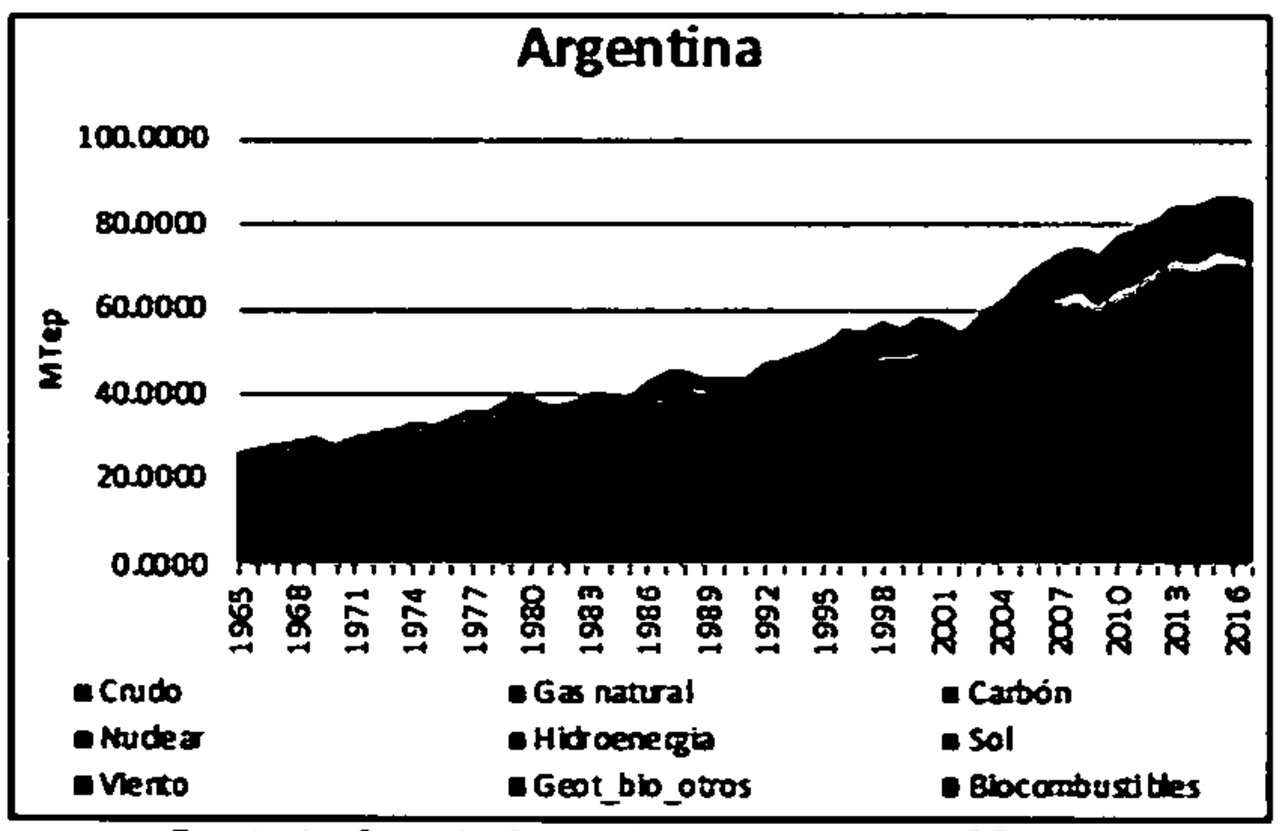
- En cuanto al alcance y cobertura, el escenario contempla los sectores de energía, agricultura, residuos, procesos industriales y cambios de usos del suelo y silvicultura. Contempla seis gases efecto invernadero: Dióxido de carbono (CO2); Metano (CH4); Óxido nitroso (N2O); Hidrofluorocarbonos (HFC); Perfluorocarbonos (PFC); y Hexafluoruro de azufre (SF6).

En el marco del resultado final de las negociaciones sobre cambio climático tendientes a adoptar un nuevo acuerdo en la COP 21, Argentina se reserva el derecho de presentar revisiones a esta contribución prevista y determinada a nivel nacional.

2.6.4 Esquema de transición energética existente.

La variación a través del tiempo de la distribución de la matriz energética de Argentina, que ha sido presentada en el numeral 2.6.1, se puede analizar a través de la *Figura 234*. En ella se observa un proceso de diversificación de la matriz en donde el gas natural se convirtió en el pilar de la matriz energética.

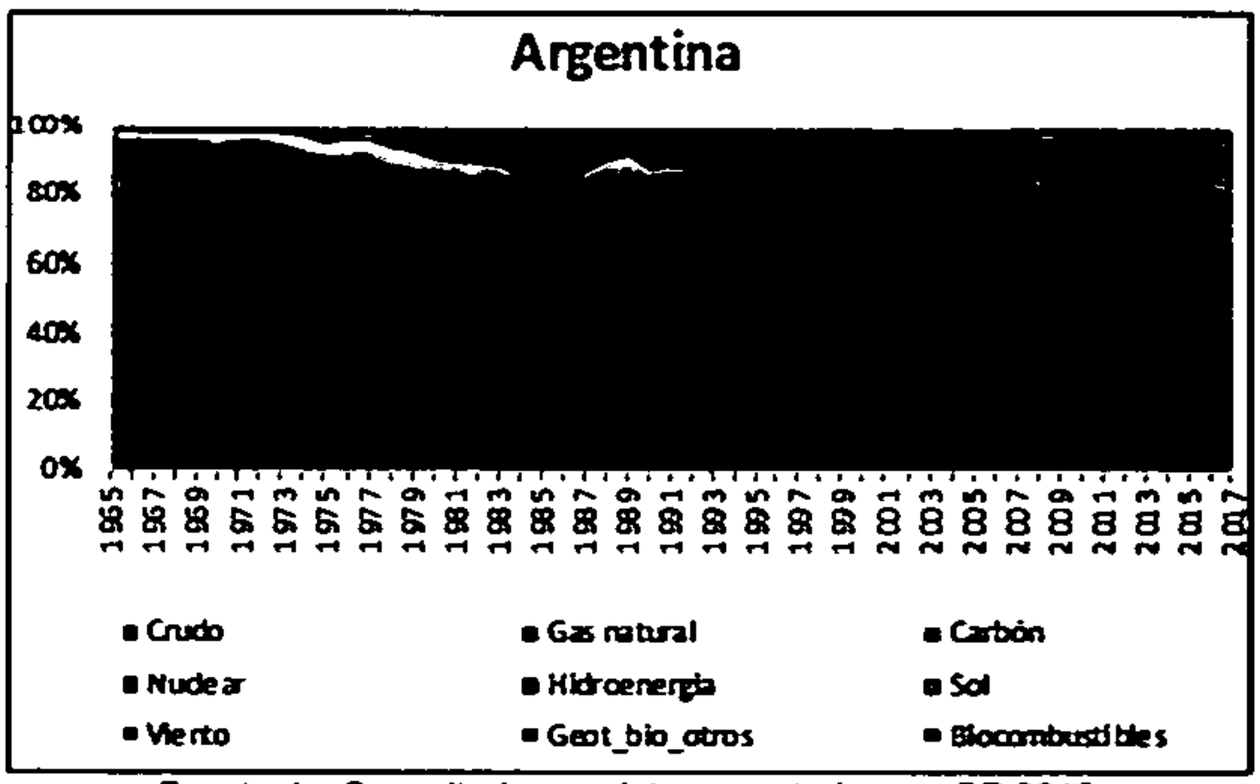
Figura 234: Matriz energética en Argentina entre 1965 y 2017.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

El crudo disminuyó drásticamente su participación del 69% en 1975 al 33% en 2017, cediendo mercado al gas natural, principalmente desde finales de los 70's. Desde la entrada del gas natural, su crecimiento fue mayor que el de los demás energéticos hasta el 2005, año en el que estabilizó su crecimiento dentro de la matriz energética y le permitió al crudo y refinados recuperar algo de participación.

Figura 235: Participación de la matriz energética en Argentina entre 1965 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por BP 2018.

2.6.5 Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición.

En esta sección, se comparan para Argentina los combustibles gaseosos gas natural y GLP debido a que la oferta de biogás, aunque existe, es aún muy pequeña[122_123_124].

Aunque el país posee yacimiento y producción de petróleo y gas, a partir del 2013 se notó un incremento en la producción y oferta de gas natural, debido al desarrollo de los proyectos de mega yacimientos oficializados en 2010, que debieron tardar tres años en su desarrollo y producción final y que actualmente aportan las mayores cantidades de gas al sistema argentino[125]. De esta manera, el país se encamina hacia la autosuficiencia con este combustible. El gas natural se ha destinado en gran medida a la generación eléctrica en donde no compite con el GLP, pero tampoco es complementario con el mismo, en este sector el gas natural se complementa principalmente con el crudo (Fuel Oil y ACPM). Además, con el gas natural se atienden los sectores industrial, residencial, comercial, público y GNC (Transporte)[126].

Con relación al sector "Otros sectores", que comprenden los subsectores residencial, comercial, público y agropecuario, el gas natural y el GLP compiten por mercados residenciales con volúmenes importantes de sus ofertas. Sin embargo, es el gas natural el que posee mayor oferta y dominio en este sector, pues al ver las figuras: *Figura 220*, *Figura 228* y *Figura 231*, se puede observar que para el gas natural está creciendo mientras que para el GLP ese mismo sector se encuentra en declive y con tendencia a desaparecer, y de acuerdo con los grandes porcentajes de participación, la competencia se presenta en el subsector residencial únicamente. *(Ver Figura 224 y Figura 233)*. Dentro de este mismo sector, se puede observar que ambos gases combustibles se complementan en la atención a clientes comerciales, públicos y agropecuarios, pues mientras con gas natural se atiende a los dos primeros, con GLP se atienden lo subsectores agropecuarios.

El sector de uso no energético de estos productos muestra que ha sido atendido tanto por el GLP como por el gas natural, ambos con pequeñas participaciones. Pero debido a que este sector usa los gases combustibles como materia prima para la producción de otros productos, el escenario que se crea es el de una atención complementaria a clientes diferentes que pueden necesitar uno o el otro combustible de acuerdo con sus composiciones características.

---

[122] Energías Renovables en Argentina, Antes del inicio de los proyectos del RenovAr. Griffa, Balbina. Documento académico. Universidad Nacional de San Martín, Centro de Investigación en Economía y Planeamiento Energético (CIEPE). 2017

[123] Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética - https://www.argentina.gob.ar/buscar/biogás

[124] CEAMSE, Tecnología Ecológica. - http://www.ceamse.gov.ar/?s=biog%C3%A1s

[125] Portal digital Ambito.com - http://www.ambito.com/557546-ypf-oficializo-hallazgo-de-megayacimiento-de-gas-en-la-provincia-de-neuquen

[126] Escenarios Energéticos 2030. Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación. - http://datos.minem.gob.ar/dataset/9e2a8087-1b49-446a-8e86-712b476122fb/resource/04dbee7f-0b6f-48d0-b460-8d7fa3b282c7/download/minem-documento-escenarios-energeticos-2030pub.pdf

El sector de industria se encuentra decreciendo en la demanda de ambos energéticos, sin embargo, existe competencia entre ambos gases. En este subsector, se nota una importante participación del gas natural que es el producto que se nota como ganando participación de acuerdo con los volúmenes y participaciones involucradas, especialmente en los subsectores de otras industrias, minería, construcción hierro y acero. (Ver *Figura 220*, *Figura 221*, *Figura 222*, *Figura 231* y *Figura 232*).

El sector transporte ha sido atendido tanto por el GLP[127] como por el gas natural y se presenta una ligera y creciente competencia debido a que ambos atienden el subsector carretero en Argentina. Según la organización de Internacional de Constructores de vehículos, en 2015 en Argentina existía un parque automotor total de 13.376.000 de unidades que consumen, en su mayoría combustibles fósiles, y que representan todo el consumo energético del país en el sector transporte. Además, durante el período de diez años (2005-2015), este parque automotor sólo creció en 6.731 unidades. (Se incluyen todos los vehículos comerciales, de carga y de pasajeros que circulan por carreteras. No se incluyen motos – Basado en datos publicados por Naciones Unidas)[128]. Del total del parque automotor, en el año 2017 había 1.790.872 vehículos funcionando con gas natural[129]. De otra parte, se desconoce la cantidad real de vehículos convertidos a GLP en el país. Sin embargo, El programa Autogas (GLP) inició solo desde 2010 y no tienen cifras claras oficiales sobre su demanda. De esta manera, se presenta la competencia entre ambos combustibles, pero la oferta del gas natural a este sector se presenta de manera creciente y es muy superior en participación a la oferta de GLP. *(Ver Figura 220 y Figura 231)*. Por otro lado, el gas natural atiende el subsector de gasoductos (Dentro del sector transporte) de manera exclusiva.

El GLP atiende exclusivamente el subsector de la transformación (Generación, gas Works y petroquímica), sin embargo, éste es un mercado extremadamente pequeño y al parecer, tiende a desaparecer de acuerdo con la *Figura 230*. Otros mercados pequeños y de atención exclusiva por parte del GLP son las exportaciones y el uso propio.

Para concluir, se puede decir que no sólo existe competencia en Argentina en casi todos los mercados, sino que, puede existir complementariedad en muchos de estos mercados (Sectores) dependiendo del tipo de zona (Rural, intermedia o urbana) o de la distribución geográfica. En la mayor parte del mercado intermedio o rural en donde no existen redes de distribución de gas natural, siempre existirá el GLP complemento.

2.6.6 Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial.

La evolución de los diversos sectores productivos en Argentina permitió analizar la variación en su consumo energético para identificar el nivel de transición del país. A continuación, se realiza el análisis de los diferentes sectores.

---

127 Portal digital autogas.net - https://auto-gas.net/?s=Argentina

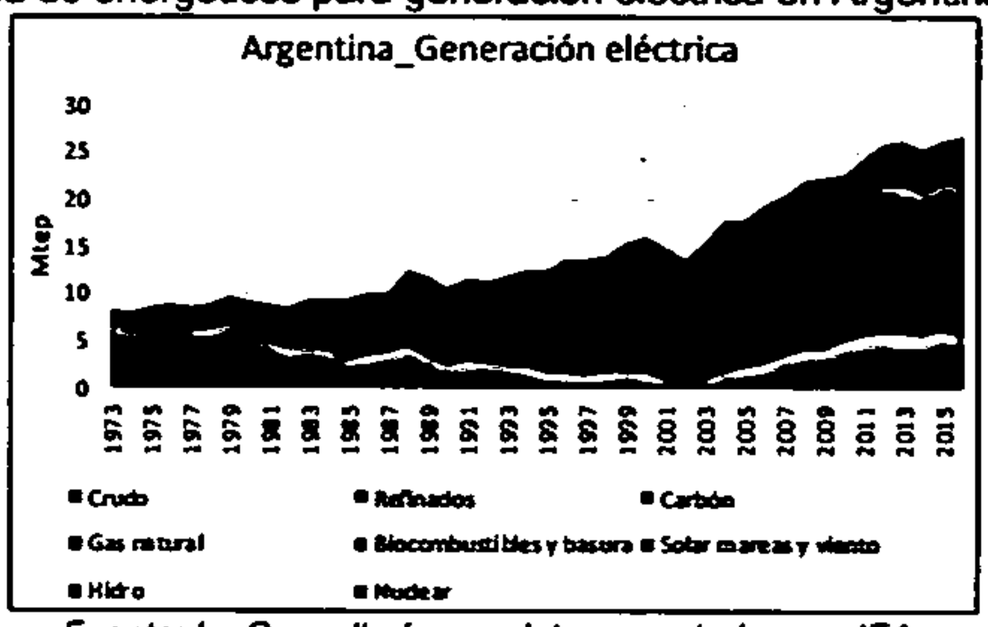
128 International Organization of Motor Vehicle Manufacturers - http://www.oica.net/category/vehicles-in-use/

129 Ente Nacional Regulador del Gas, ENARGAS - https://www.enargas.gob.ar/secciones/gas-natural-comprimido/estadisticas.php

2.6.6.1 Generación eléctrica.

La generación eléctrica presentó cambios en Argentina durante el período observado pasando de 8,7 MTEP en 1975 a 27 MTEP en 2016, lo que representa una tasa de crecimiento neto del período del 311%. *(Ver Figura 236).*

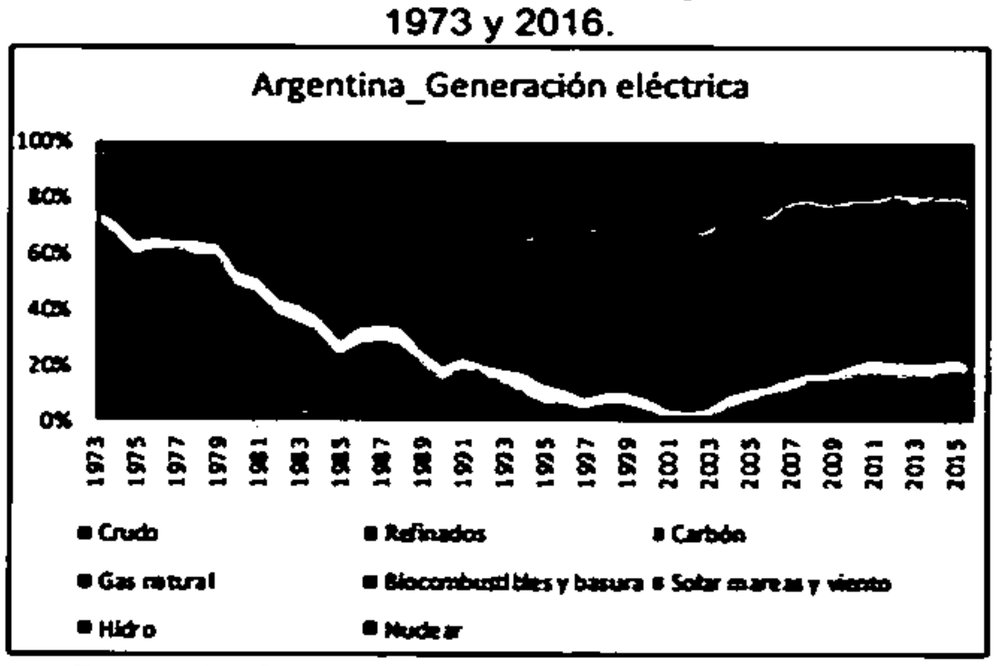
Figura 236: Demanda de energéticos para generación eléctrica en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

En este sector se puede observar la diversificación energética con el fortalecimiento del gas natural, como sustituto de los refinados. Sin embargo, el crudo y los refinados recuperaron levemente algo de participación en generación eléctrica a partir del 2002. Particularmente, el crudo y refinados bajaron del 60% en 1975 al 18% en 2015, mientras que el gas natural aumentó del 22% al 57% en el mismo período. Por su parte, el carbón se mantuvo entre el 2 y 3%. La energía nuclear alcanzó una participación del 12% en los 90´s, pero luego regresó al 7% (nivel de participación que tenía en 1975). En cuanto a las energías renovables, la mayor participación la tuvo la hidráulica.

Figura 237: Participación en demanda de energéticos para generación eléctrica en Argentina entre 1973 y 2016.



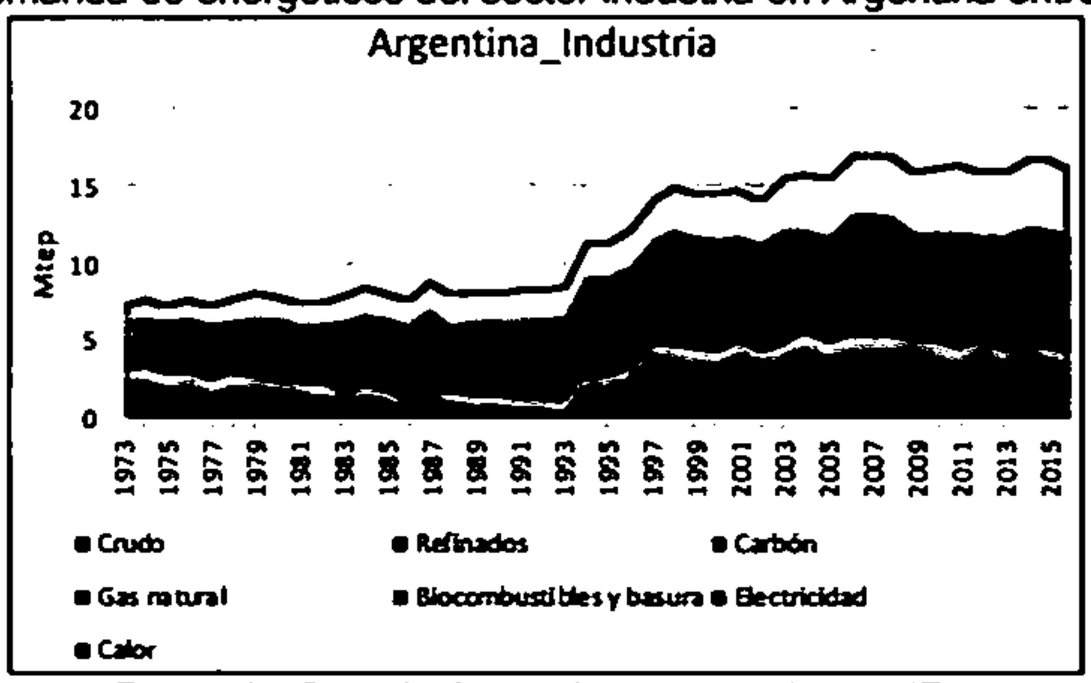
Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.6.6.2 Industria.

En la industria, la demanda de energía creció suavemente desde los 70' hasta 1993 (tasa promedio anual del 0,9%), para luego aumentar rápidamente con una tasa del 10% entre 1993 y 1998, y finalmente, mantener una tasa de crecimiento del 3% hasta 2015, logrando llegar a los 16 MTEP en ese último año.

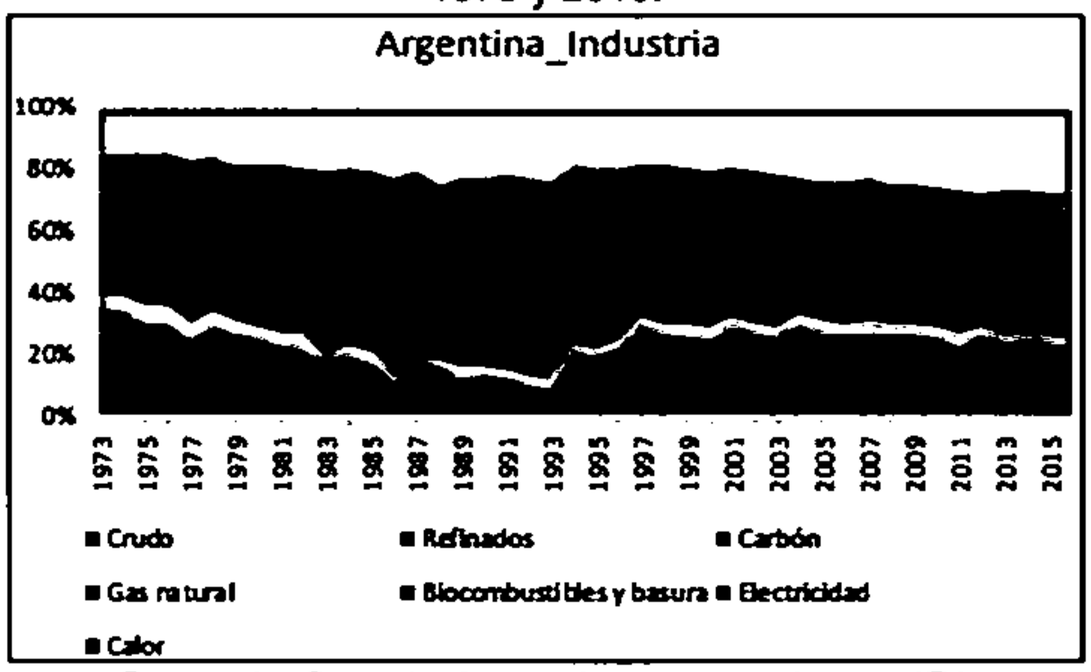
Cabe resaltar, que el pico de crecimiento del sector coincide con la recuperación de la participación de los refinados, que se encontraba saliendo de la matriz energética desde los 70's. Posterior al período de crecimiento en 2004, se observa que los biocombustibles redujeron su participación, mientras aumentó la de la electricidad.

Figura 238: Demanda de energéticos del sector industria en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 239: Participación de la demanda de energéticos del sector industria en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

2.6.6.3 Transporte.

El sector transporte es uno de los sectores involucrado en los planes de Eficiencia Energética del gobierno nacional argentino, entre los planteamientos del gobierno se encuentran el diseñar un Programa Nacional de Conducción Racional, dirigido a conductores de empresas del sistema de transporte automotor de pasajeros de ciudades, corta, media y larga distancia, así como al transporte de carga tanto de distribución de mercancías en áreas urbanas como de larga distancia.

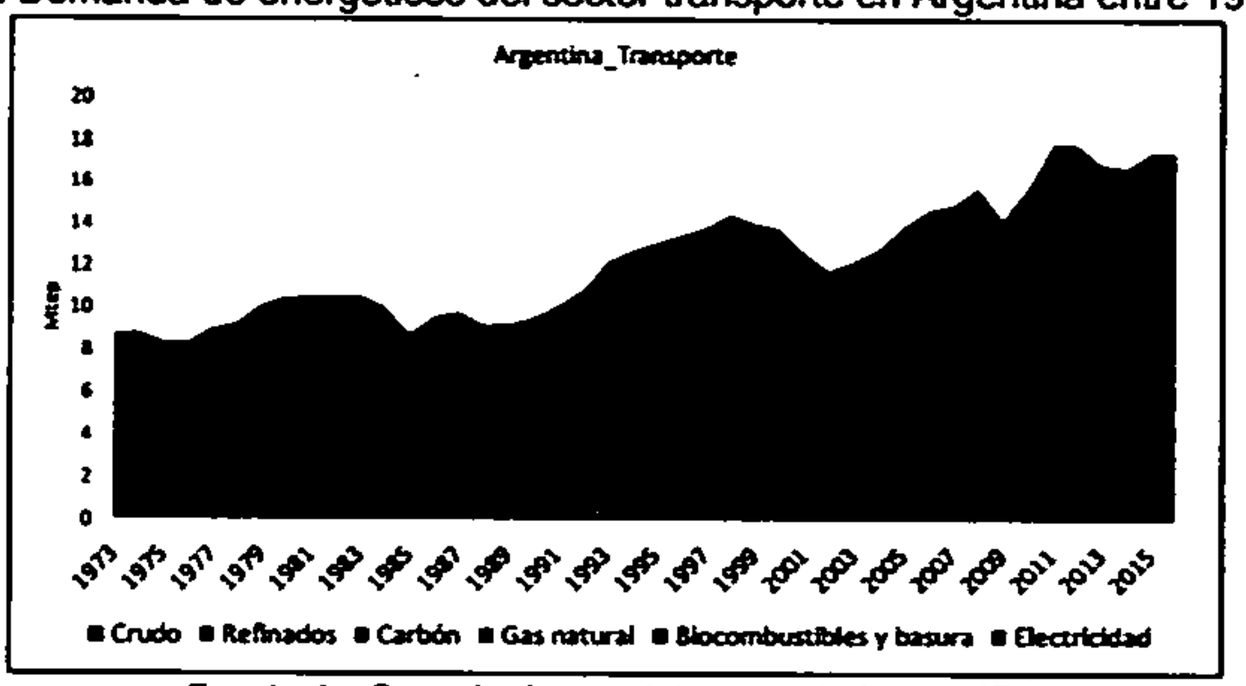
Adicionalmente, el gobierno argentino propone participar junto con autoridades del sector, en el diseño de un programa de etiquetado automotor que evalúe los actuales estándares de consumo del parque automotor con miras a acordar con las empresas de la industria automotriz, estándares mínimos a ser impuestos de acuerdo con un programa de implementación progresiva para unidades nuevas a ser incorporadas al mercado. Estos estándares de consumo estarán ligados a los esquemas de emisiones generadas para los distintos combustibles del parque automotor.

Con respecto a la actividad del sector transporte argentino frente a la canasta energética nacional, se observa un comportamiento constante durante el período 1993-2002, a partir de entonces, se advierte un aumento del indicador del orden del 20%.

Durante los últimos años de crecimiento económico y mayores niveles de ingreso, el sector aumentó de manera constante la producción automotriz, generando recambio del parque automotor. (Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2014).

El sector transporte es 1,07 veces la demanda de la industria en 2016 y llegó a 17,5 MTEP en 2016. Este sector presentó un crecimiento sostenido de 2% promedio anual de 1975 a 2016, lo que equivale duplicar la demanda del sector.

Figura 240: Demanda de energéticos del sector transporte en Argentina entre 1973 y 2016.

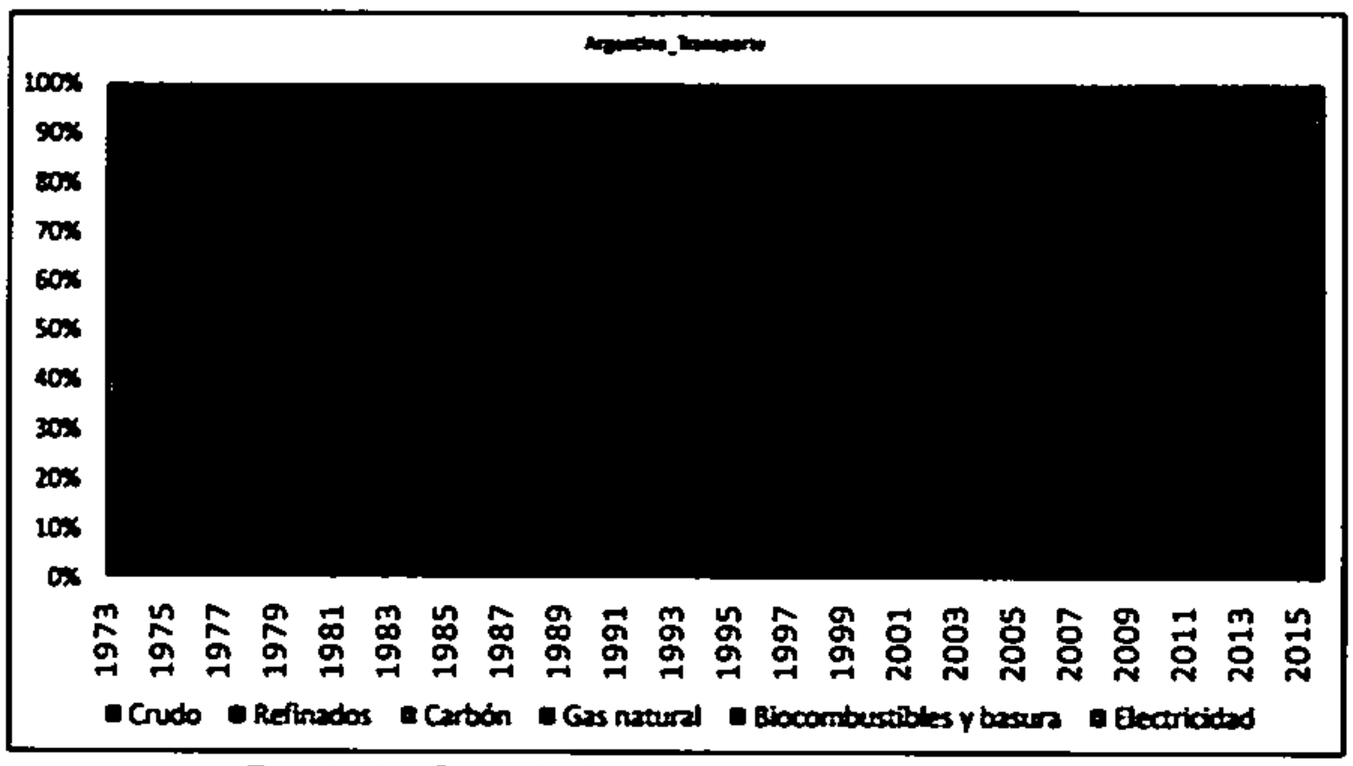


Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Cuando se revisa la participación de cada fuente de energía, es claro que los refinados dominan en el sector transporte, pero la entrada del gas natural a mediados de la década de los 90's y de los

biocombustibles alrededor del 2009, comenzaron a quitarle participación en el sector, alcanzando cerca de un 27% en 2016.

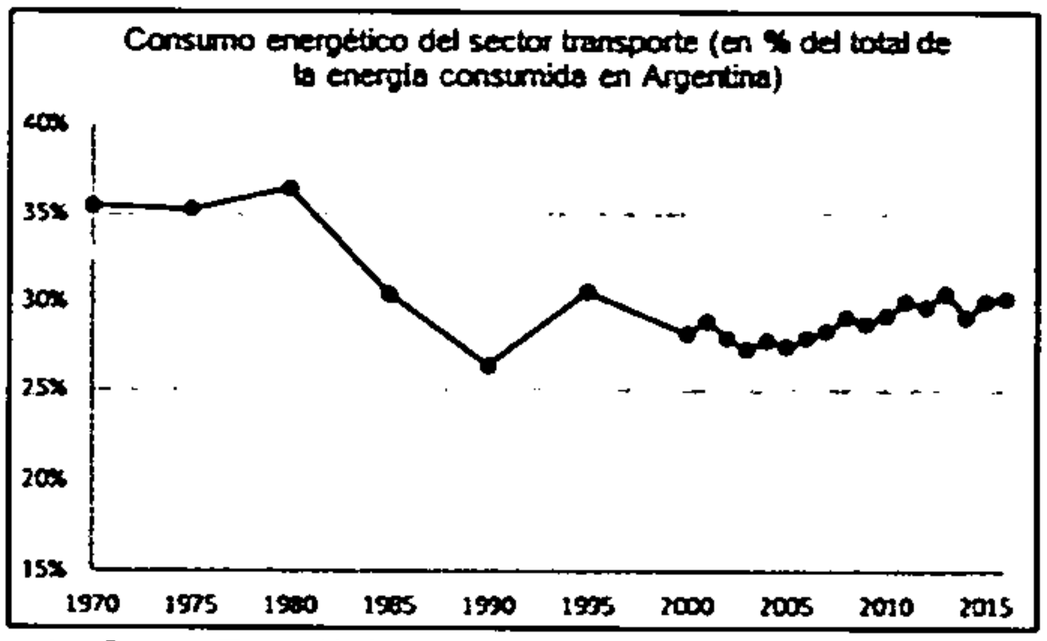
Figura 241: Participación en la demanda de energéticos del sector transporte en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

La participación del consumo en la canasta energética Argentina por parte del sector transporte a partir del año 1995, mantuvo en promedio una participación cercana al 29%, lo que puede observarse en la siguiente figura. Lo anterior ubica al transporte como un sector objetivo entre las diversas políticas de eficiencia energética y proyectos de aplicación de energías alternativas para mitigar la problemática ambiental alrededor de los GEI.

Figura 242: Consumo energético del sector transporte en Argentina entre 1970 y 2015.



Fuente: Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad Vial.

El parque automotor terrestre argentino, de acuerdo con el Observatorio Nacional de Datos del Transporte, cuenta con cerca de 14 millones de vehículos, entre los cuales, los automóviles y los vehículos utilitarios livianos suman alrededor del 94% del parque automotor, lo que hace lógica la creciente participación del gas natural vehicular y los biocombustibles como el metanol en la matriz de consumo energético del sector transporte.

Tabla 18: Caracterización del parque automotor terrestre en Argentina.

Modo de Transporte	Número de Vehículos	Particiación en el parque automotor
Automóviles	10.711.696	75,78%
Vehículos utilitarios livianos	2.657.562	18,80%
Vehículos de carga	680.284	4,81%
Ómnibus	85.023	0,60%
Total	**14.134.565**	**100%**

Fuente: Centro Tecnológico de Transporte, Tránsito y Seguridad Vial.

Argentina se caracteriza por ser uno de los pocos países de Sur América que cuenta con una red de trenes tanto de carga como de pasajeros, pese a muchos altibajos propios de la dinámica industrial y la política del siglo XX. En el 2003, Néstor Kirchner (presidente electo de Argentina) anunció cambios en los servicios ferroviarios. En el 2004, el Gobierno Nacional reasumió la prestación de los servicios interurbanos de pasajeros -que habían sido suprimidos en 1992- con el objetivo de recuperar y desarrollar el modo ferroviario para el transporte de pasajeros, preservar el medio ambiente y mejorar las condiciones socio ambientales en miras al *desarrollo sustentable y sostenido de la población.*

Tabla 19: Transporte ferroviario en Argentina en cifras.

TRANSPORTE FERROVIARIO ARGENTINA			
Red ferroviaria	km	18.181	a
Locomotoras totales	# locomotoras	294	
Densidad de trafico ferrovario	millones t-km/km	0,001	b
Carga ferroviaria -productividad	millones t-km	10.583	c
Carga ferroviaria total	ton	22.032.833	
Productividad anual por locomotora cabeza tren	t-km/año	35.996.462	

a.) Dato corresponde al año 2011, b.) Cálculo, c.) CNRT recolecta los datos de las empresas anualmente.

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo BID, 2015.

Respecto al transporte fluvial argentino, este sector se encuentra desde hace varias décadas, fuertemente especializado en función del tipo de carga atendido, tanto en lo que hace a los tipos de buques utilizados como desde el punto de vista de las instalaciones portuarias preparadas para recibirlos. Se distinguen, así, tres grandes grupos (de buques y puertos) que abarcan casi la totalidad

de la actividad a nivel mundial: a) las cargas líquidas a granel (donde ocupan una posición dominante el petróleo y sus derivados); b) las cargas sólidas a granel (con los grandes subgrupos de minerales y granos), y c) la carga en contenedores. El sistema portuario argentino refleja, naturalmente, la situación descripta.

Las exportaciones de productos agrícolas ocupan el lugar más destacado como generadoras de transporte por agua. Estos tráficos se han canalizado por un gran número de instalaciones especializadas, la gran mayoría de las cuales son de uso privado y de propiedad de los principales exportadores del sector.

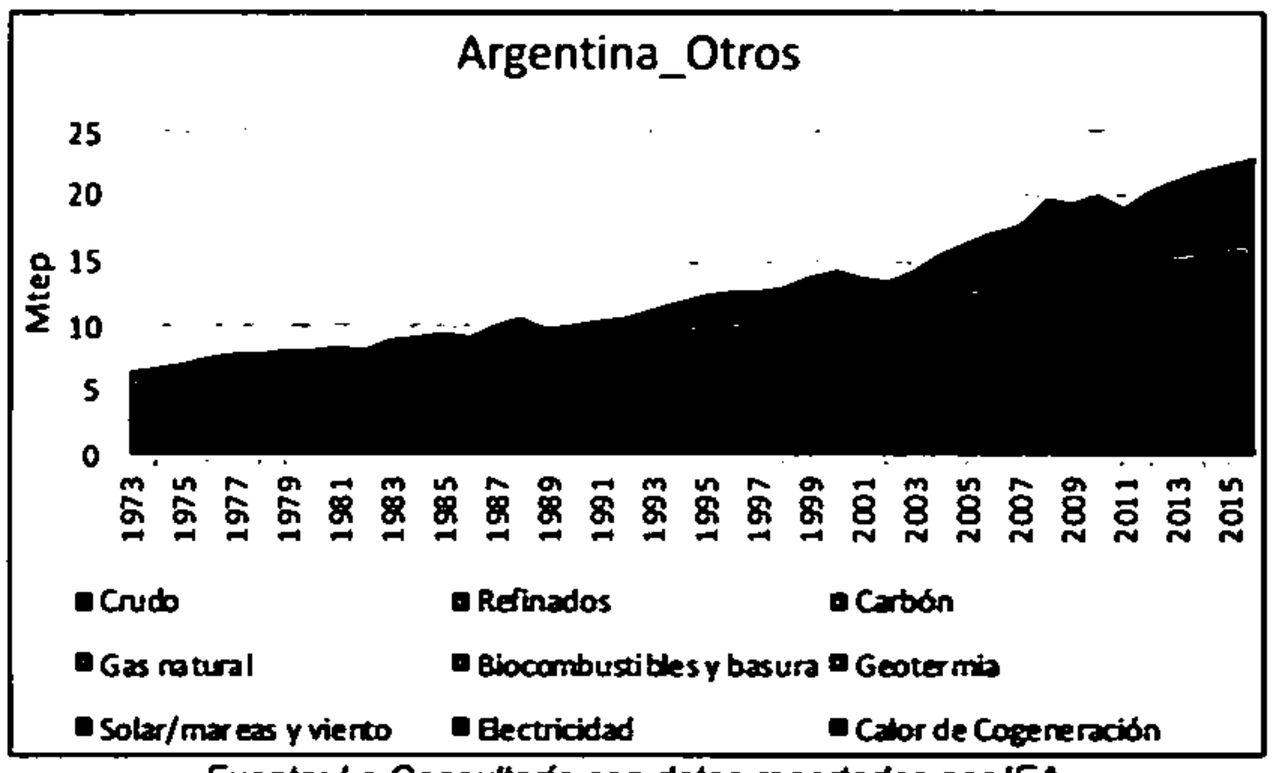
En el año 2010, se embarcaron por puertos argentinos casi 60 millones de toneladas de granos y subproductos sólidos, correspondientes a más del 80% del total a los puertos situados sobre el Río Paraná (básicamente concentrados en los complejos portuarios de Rosario y San Lorenzo, sobre una longitud de aproximadamente 60 km en la margen derecha del río). (Palomar, s.f.).

2.6.6.4 Otros sectores.

Otros sectores de consumo (residencial, comercial y agropecuario) de energía en Argentina pasaron de 7 MTEP a 23 MTEP (crecimiento neto del 226% entre 1973 y 2016).

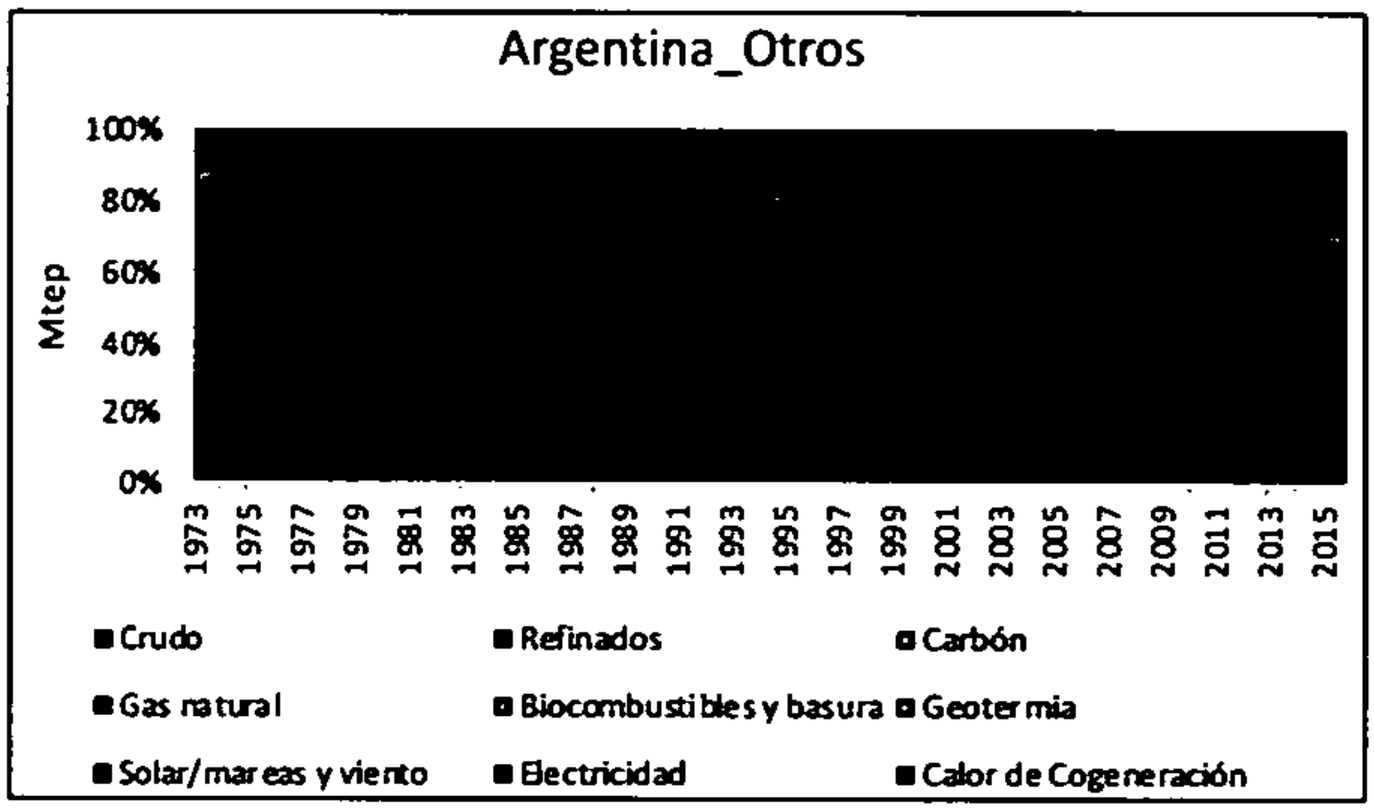
En cuanto a los energéticos, el crudo y refinados disminuyeron radicalmente su participación, pero a partir de 2003, estos crecieron levemente, coincidiendo con requerimientos más altos de demanda en el sector (superior al 7%). Por otra parte, la electricidad es el energético que mantuvo un crecimiento estable desde los 90's.

Figura 243: Evolución de la demanda de energéticos de Otros sectores en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

Figura 244: Participación de la demanda de energéticos de otros sectores en Argentina entre 1973 y 2016.



Fuente: La Consultoría con datos reportados por IEA.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO DEL CASO COLOMBIANO CON LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO SOBRE LOS PAÍSES SELECCIONADOS.

Colombia está ubicado en el extremo noroccidental de América del Sur, con una superficie de 1.141.748 km^2 y una población de 49.032.296 (febrero 2017). Colombia cuenta con costas en el Pacífico y en el Atlántico. Es atravesada por la cordillera de los Andes de Sur a Norte, cerca de la frontera meridional se dividen en tres ramales: cordilleras Occidental, Central y Oriental. Al Este de la cordillera Oriental, se encuentra la Orinoquía o los Llanos, y la Amazonía colombiana. Aparte de los Andes, se encuentran la Serranía del Baudó y Sierra Nevada de Santa Marta. Existen seis cumbres superiores a los 5.000 metros. Los valores de lluvia determinan los diferentes climas, de los que se distinguen dos:[130]

- Clima de las llanuras o tierras bajas: altitud por debajo de los 500 metros y temperaturas medias anuales de 25 grados centígrados.

- Clima de montaña o de las vertientes o valles: altitudes superiores a los 500 metros, clima muy húmedo, seco o muy seco.

Durante los tres primeros trimestres de 2014, los siguientes sectores de la economía crecieron por encima de la media: construcción (1,98%), agropecuario (0,2%), explotación de minas y canteras, que incluye el petróleo y el carbón (1,9%), electricidad, gas y agua (0,5%), los establecimientos financieros, seguros y servicios a las empresas (0,3%), y el sector comercio restauración y hoteles (0,8%). Por último, el sector de transporte y comunicaciones creció también al mismo ritmo que la media de la economía (1,2%)[131].

Para el 2017, el PIB absoluto fue de USD$ 309,19 miles de millones[132].

El análisis del desarrollo del sector gas combustible como energético de transición en China, EEUU, Japón, Alemania, Italia y Argentina ha permitido la estructuración dentro de este estudio de un contexto actual en el orden mundial para comparar el caso del sector gas en Colombia con las experiencias de esos países en cuanto al tránsito que están recorriendo hacia la meta de descarbonización de sus respectivas matrices energéticas.

La comparación del caso colombiano con los otros países tiene un primer plano de análisis que corresponde al de la evolución de la matriz energética del país entre 1975 y 2017, que permite ilustrar la forma en que ha evolucionado el uso de energéticos a nivel nacional durante el período seleccionado para revisión.

---

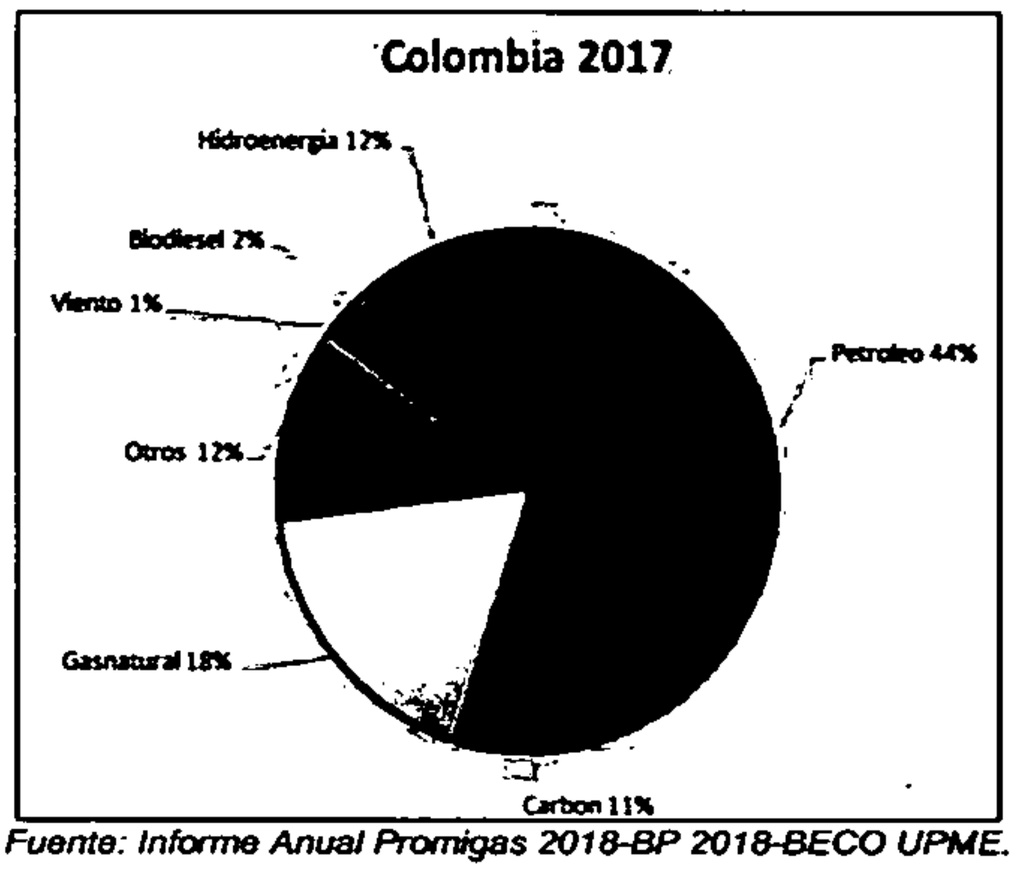
130 Ficha país Colombia. Disponible en: http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/COLOMBIA_FICHA%20PAIS.pdf

131 Idem.

132 PIB (US$ a precios actuales). Disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?locations=CO&view=chart

La *Figura 245* ilustra la distribución del consumo de energía por tipo de energéticos en Colombia para final de 2017 en la que el consumo de combustibles fósiles como petróleo, carbón y gas natural alcanzó un 73% del total demandado; se tuvo en el período un 12% de consumo de energía eléctrica con base hídrica, resultante del fortalecimiento de la generación eléctrica nacional a partir de centrales en las que se aprovecha el apreciable recurso disponible en la hidrografía del país al igual que otras fuentes que también alcanzaron el 12%. Las energías renovables tuvieron un incipiente aporte del 3% en 2017 en Colombia que, si bien parece poco significativo, resulta de enorme importancia en el marco del presente estudio por ser la clara muestra de los procesos de transición que empiezan a darse en el mercado interno de consumo de energía en el país que está incorporando fuentes como la eólica y el biodiesel.

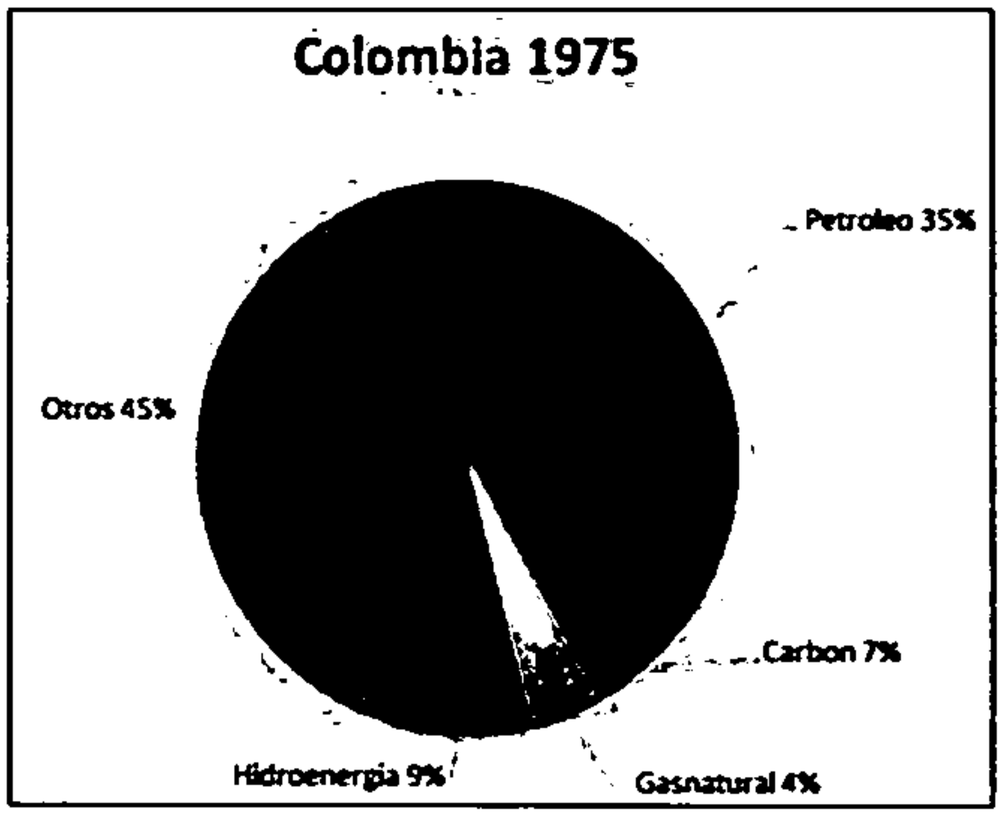
Figura 245: Matriz energética de Colombia en 2017.



Fuente: Informe Anual Promigas 2018-BP 2018-BECO UPME.

Al contrastar lo que ocurre actualmente con el consumo energético nacional frente a la forma en que se distribuía el consumo de energía en Colombia en 1975 (*Figura 246*), se puede ver que para esa época los combustibles fósiles para usos finales como el petróleo, el carbón y el gas natural tenían una demanda considerable y mayoritaria del 46%, complementada por un 9% de generación eléctrica con base hídrica, pero existía un segmento altamente representativo atendido por otras fuentes energéticas registradas por el Balance Energético Colombiano (BECO) como leña, bagazo y en general productos que son identificados como biomasa; se debe resaltar entonces que los efectos de la sustitución de la biomasa por otros energéticos entre 1975 y 2017, generó un aumento en la participación porcentual de los combustibles fósiles, que como ya se ha dicho han alcanzado actualmente un 73% del total de energía consumida en el país, pero señalando allí un positivo incremento porcentual de la demanda de gas natural (4% en 1975 vs. 18% en 2017) que implica que este hidrocarburo liviano con menor nivel de emisiones de carbono a la atmósfera, empezó a hacerse relevante para atender la demanda energética del país.

Figura 246: Matriz energética de Colombia en 1975.



Fuente: Balance Energético Colombiano-BECO de la UPME.

Aunque evidentemente la demanda total de energía en Colombia casi se ha triplicado durante el período (16,5 MTEP en 1975 a 43,1 MTEP en 2017) y por ello el análisis puede ser relativo, no resulta posible por ello ignorar la clara diversificación en las fuentes de suministro de energéticos primarios que ha tenido el país, que se ve reflejada en un claro aumento del uso de la hidroelectricidad y el gas natural además de la inclusión de renovables, lo que representa un gran impacto en la contribución hacia una matriz energética nacional con una menor huella de carbono a la atmosfera.

Para explicar los cambios ocurridos en Colombia con relación al uso de la energía, se pueden reseñar aquí algunos de los hitos más importantes durante el período considerado en este estudio.

En el marco de la crisis de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1974, se expidió el Decreto 2310 que suspendió las concesiones petroleras y dio origen a los contratos de asociación, vía por la que Colombia se convirtió en un país competitivo para atraer la inversión extranjera en actividades exploratorias y sobre la cual se lograron exitosos descubrimientos de hidrocarburos como el de Cusiana en los años 80s[133]; posteriormente, ante los tardíos ajustes requeridos en la materia varias de estas compañías migraron a países más atractivos como China, Libia, Rusia, Bolivia, Venezuela y Argentina.

Posteriormente, en 1994 se expidió la Ley 142 mediante la que el estado colombiano modificó el grado de intervención y asumió un papel más activo en la regulación de los servicios públicos, lo cual dio un cambio de rumbo sustancial al desarrollo del sector en el que se encuentran inscritas las

---

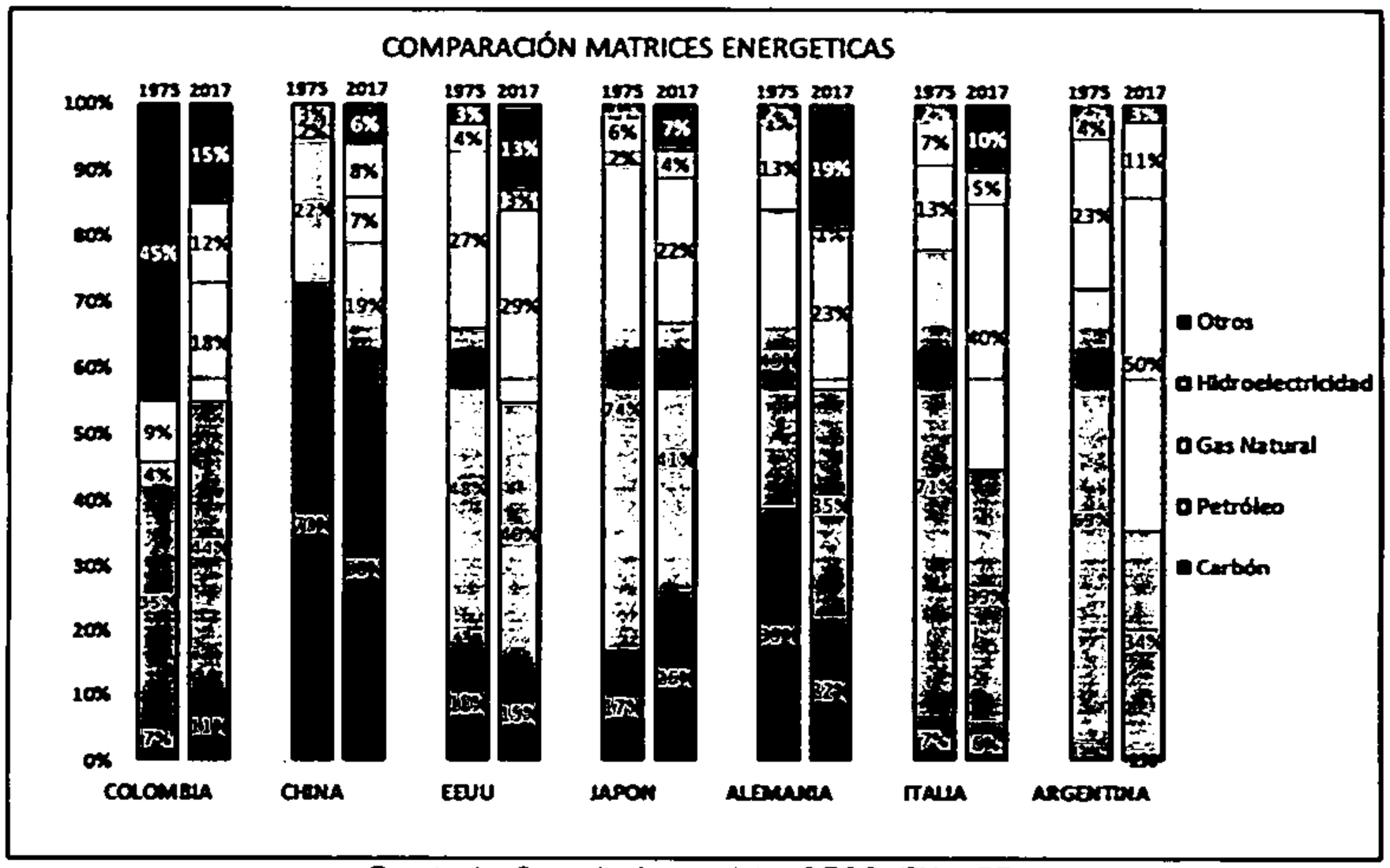
133 Citado por López, José H en "La Crisis Energética Mundial: Una oportunidad para Colombia".

cadenas de valor de la energía eléctrica y de los gases combustibles bajo la naturaleza de servicios públicos y actividades complementarias.

Un elemento claramente incidente en la evolución ocurrida en la matriz energética colombiana hasta 2017, tiene que ver con el cambio ocurrido en la composición demográfica del país que paso de tener una vocación agrícola y rural a tener un claro perfil urbano e industrial, en el que los usos energéticos del pasado no son posibles ni eficientes, entre ellos el alto consumo de leña para atender la demanda de energía del sector industrial, comercial y residencial.

Cuando se compara la evolución de la matriz energética colombiana con la evolución de las matrices energéticas de los países seleccionados para el estudio (*Figura 247*) desde 1975, se puede apreciar que en todos esos mercados el consumo de energía se ha diversificado por tipo de fuente y en todos han sido introducidas las energías renovables como opción de suministro.

Figura 247: Comparación del cambio en las matrices energéticas de los países del estudio.



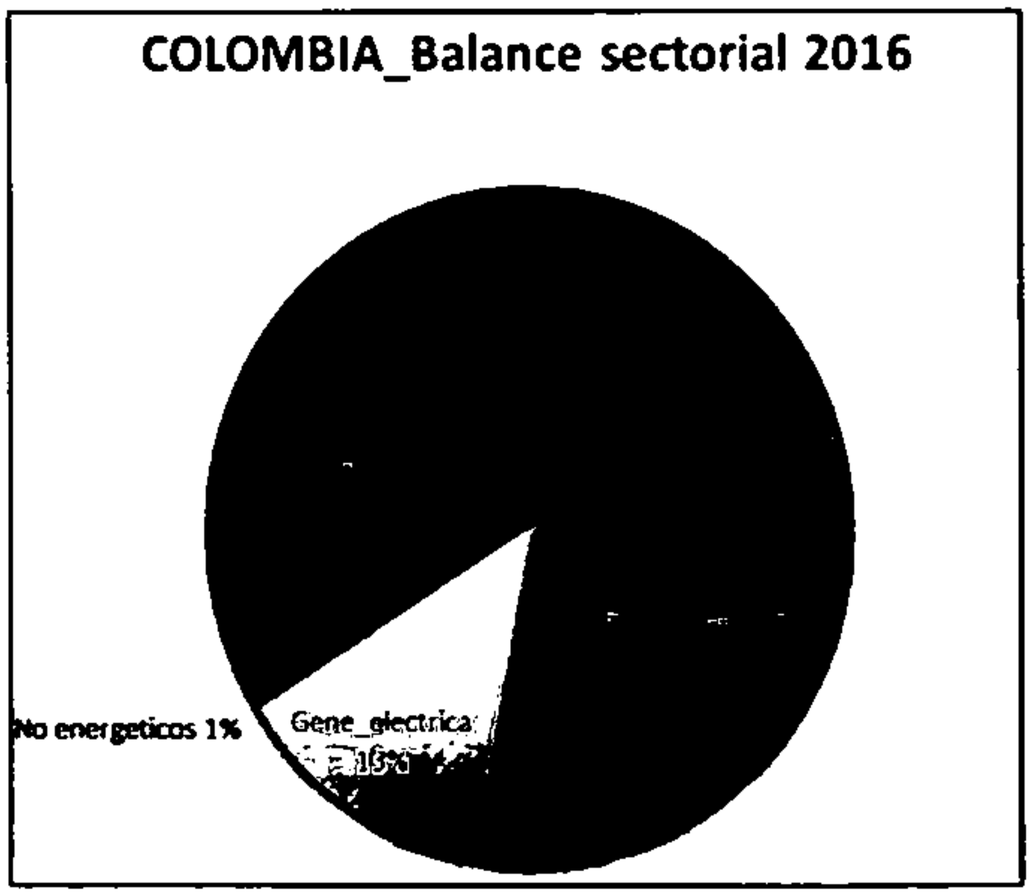
Fuente: La Consultoría con datos BECO, EIA y BP.

La dinámica de cambios que se ha tenido en los países analizados, muestra cómo el petróleo y el carbón se han reducido dentro de la participación porcentual del consumo y cómo existe un claro incremento de la participación del gas natural como energético primario dentro de las matrices nacionales, siendo los casos emblemáticos Italia y Argentina, que en 2017 alcanzaron un porcentaje de 40% y 50% respectivamente del uso del gas natural dentro de la demanda de energía en esos

países; también se puede ver cómo Alemania, EEUU y Japón, a pesar de seguir consumiendo intensivamente combustibles fósiles, han permitido la entrada de energías renovables en su matriz, resaltando el caso japonés cuyo consumo de gas natural en 2017 (22%), le ha permitido reducir el uso de hidrocarburos más pesados como el petróleo (41%) y el carbón (26%); el caso chino en su condición de primer productor mundial de carbón también es positivo, pues muestra que el uso del gas natural permite compensar la demanda del mineral como energía primaria y ha generado una reducción porcentual del 73% en 1975 a 60% en 2017.

El consumo de energía en Colombia por los diversos sectores ha tenido un cambio considerable desde 1975 (*Figura 248*), que ha puesto hoy en día al sector transporte a la cabeza de la demanda energética nacional (33%) entre todos los clústeres que conforman el mercado consumidor del país.

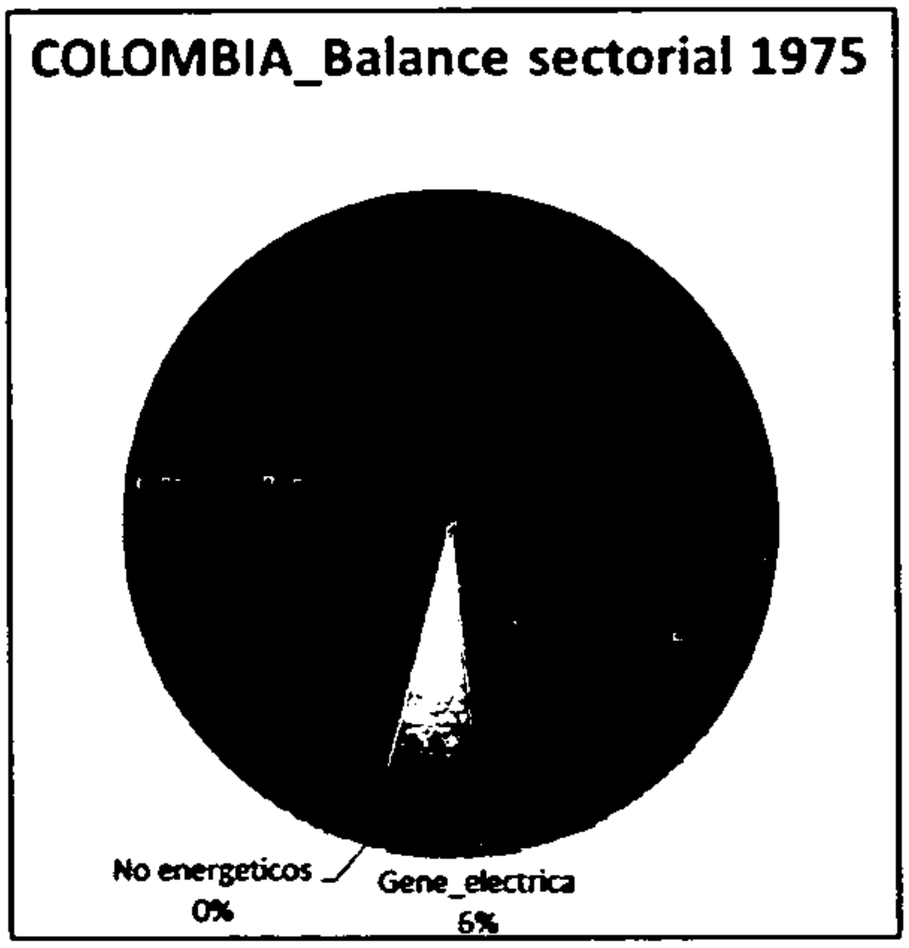
Figura 248: Matriz Energética Sectorial de Colombia en 2016.



Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

El desplazamiento en Colombia del consumo energético de sectores como el doméstico, el comercial y el de servicios hacia otros como la generación eléctrica y los usos no energéticos (Petroquímica), ha permitido abrir nuevas puertas en el desarrollo industrial del país por cuenta del cambio tecnológico, lo cual ha permitido implementar u optimizar aplicaciones de los energéticos que no existían o no eran eficientes en al siglo pasado. (Ver *Figura 249*).

Figura 249: Matriz energética sectorial de Colombia en 1975.



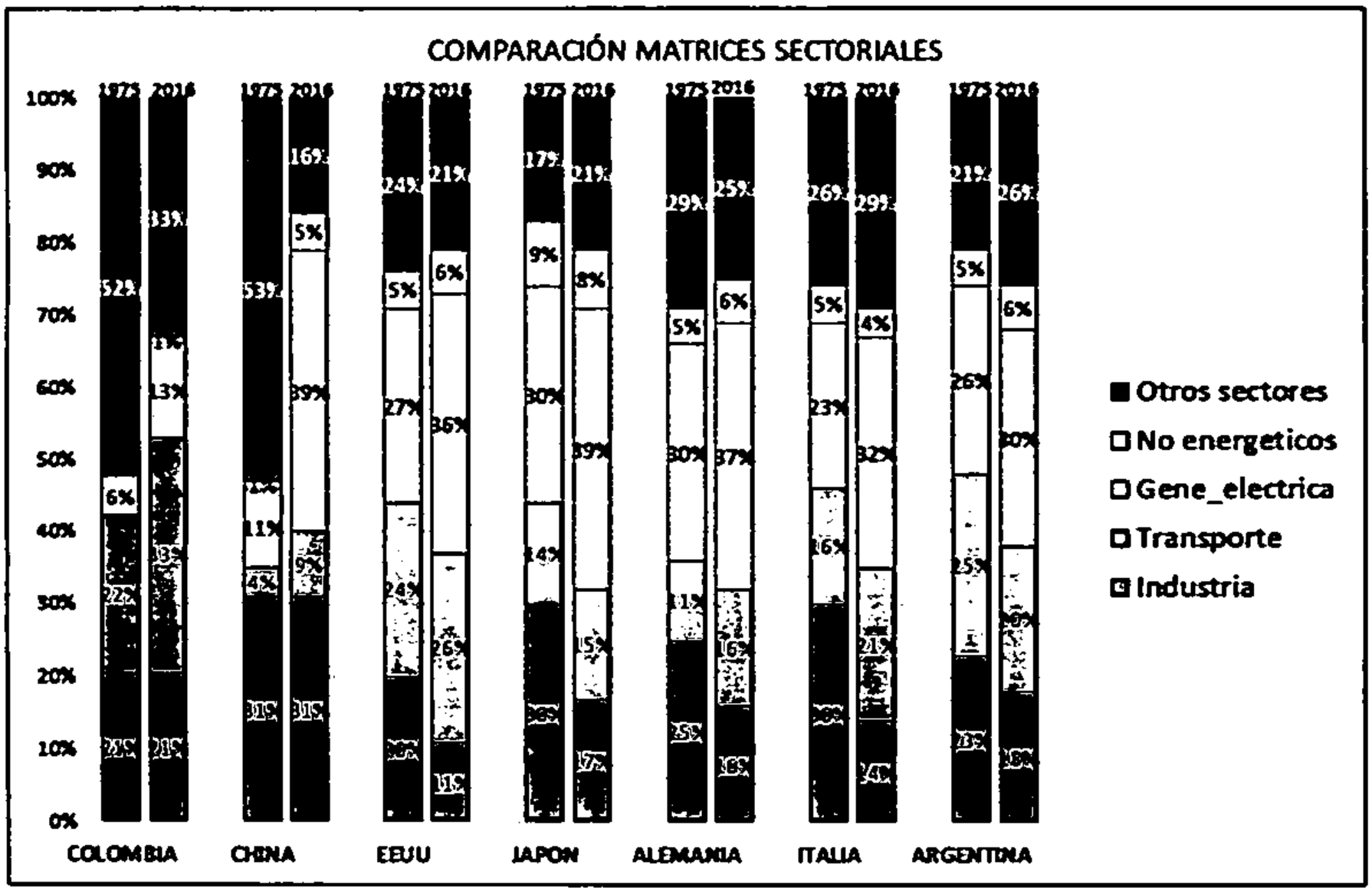
Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

Al comparar la transición energética de los países analizados (*Figura 250*), se puede ver un primer aspecto de interés y es que para 1975 con excepción de Colombia, en todos los casos ya se tenía destinada parte de la oferta de energéticos a usos diferentes del de generación de energía, tales como petroquímica o reinyección para la producción petrolera; la porción destinada a esos usos no energéticos, se ha mantenido constante y en países como Japón, representa un segmento de alto interés para el desarrollo económico nacional.

Es interesante observar también que Argentina y Colombia son los países que menor porcentaje de energéticos primarios vienen demandando para la generación eléctrica, lo que resulta lógico por su ubicación geográfica privilegiada que permite el desarrollo eficiente de plantas hidroeléctricas dada la abundancia del recurso hídrico en la región.

Finalmente, aparece como aspecto a resaltar que, entre todos los países considerados en el estudio, Colombia es el que más alta proporción de energía usa para el sector transporte (33% mientras que para le generación eléctrica utiliza tan sólo un 13%), que es el menor porcentaje en la comparación relativa entre todos los países analizados.

Figura 250: Comparativo de las matrices energéticas sectoriales de los países del estudio.

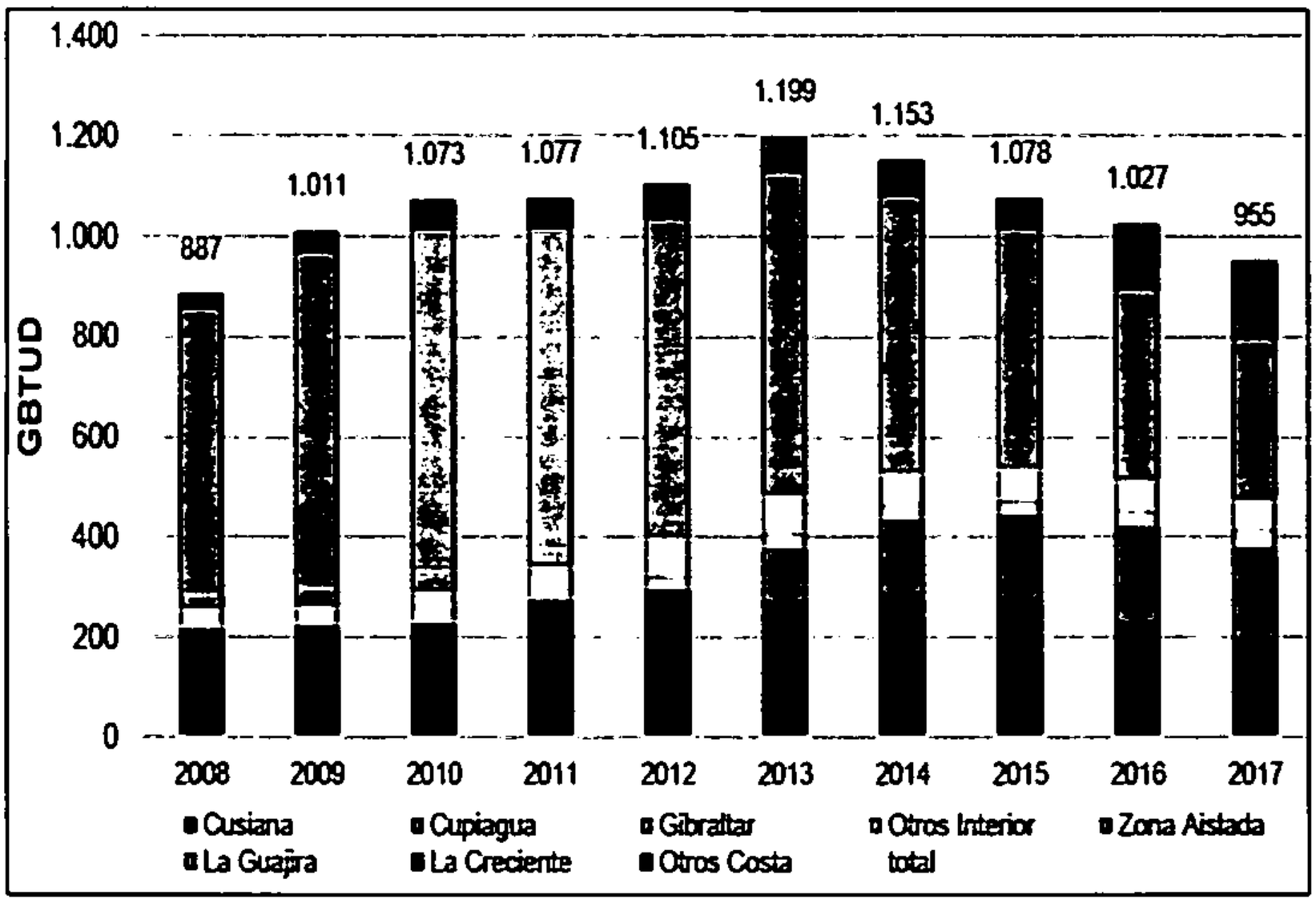


Fuente: La Consultoría con datos BECO, EIA y BP.

Balance de Gas Natural en Colombia.

La producción de gas natural en Colombia está integrada en la cadena de suministro bajo la naturaleza de actividad complementaria de los servicios públicos de transporte, distribución y comercialización; por lo anterior, la producción de gas natural no está regulada a nivel de precios o en otros aspectos por el Gobierno Nacional, pero los aspectos relacionados con la producción de las compañías para atender la demanda del país es seguida y controlada cuidadosamente por los organismos estatales para garantizar que el abastecimiento al mercado interno está asegurado aun para los periodos de escasez.

Figura 251: Producción de gas natural en Colombia por fuente 2008-2017. (GBTUD).

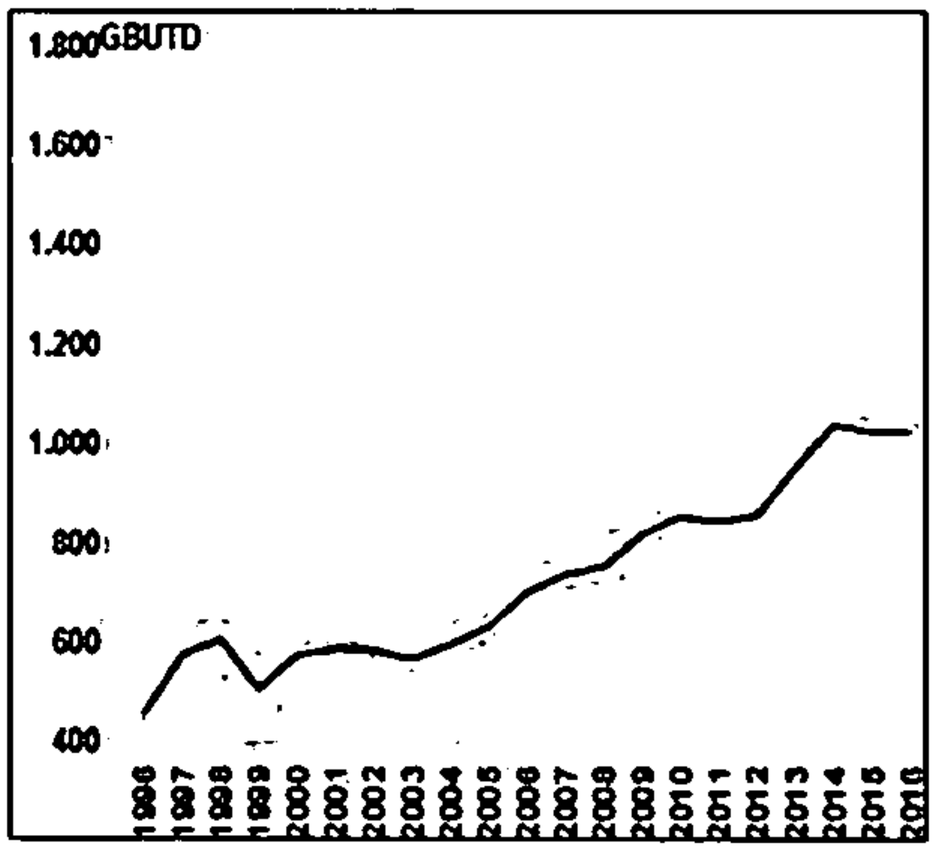


Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

La *Figura 251* muestra la evolución de la producción de gas natural en Colombia para el periodo entre 2008 y 2017, ilustrando de manera clara el soporte sustancial que han dado los campos productores de La Guajira y Cusiana a la oferta al mercado mayorista de la Nación; la oferta de gas desde los campos Cupiagua y Gibraltar que llegó al Sistema Nacional de Transporte de gas natural (SNT) en la misma época (2012-2013), ha resultado un magnífico complemento para el gas natural suministrado desde el Pie de Monte Llanero en un período en que ya aparecieron claramente las señales de declinación de los campos Cusiana y Guajira; el panorama de la producción ha tenido aportes desde la pasada década del campo La Creciente en el Magdalena Medio y se completa con otros campos menores distribuidos por todo el país.

Se debe resaltar que, la producción de todos los campos aislados como el de Floreña que abastecen mercados localizados, en ese caso las demandas de Casanare y otros municipios de esa zona; finalmente podemos mencionar que el pico de producción del período ocurrido en 2013, resultó de la suma de todas las demandas sectoriales del mercado interno más la cuota más alta de las exportaciones que se hicieron a Venezuela en el anterior lustro.

Figura 252: Demanda histórica de gas natural en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

La demanda de gas natural en Colombia (*Figura 252*), muestra para las últimas dos décadas (1996-2016) una tendencia sostenida de crecimiento, período en el que el país ha duplicado el consumo (menos de 500 *miles de pies cúbicos diarios* (Mpcd) en 1996 a 1.017 Mpcd en 2016) del combustible soportado en varias de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para promover el consumo de este energético.

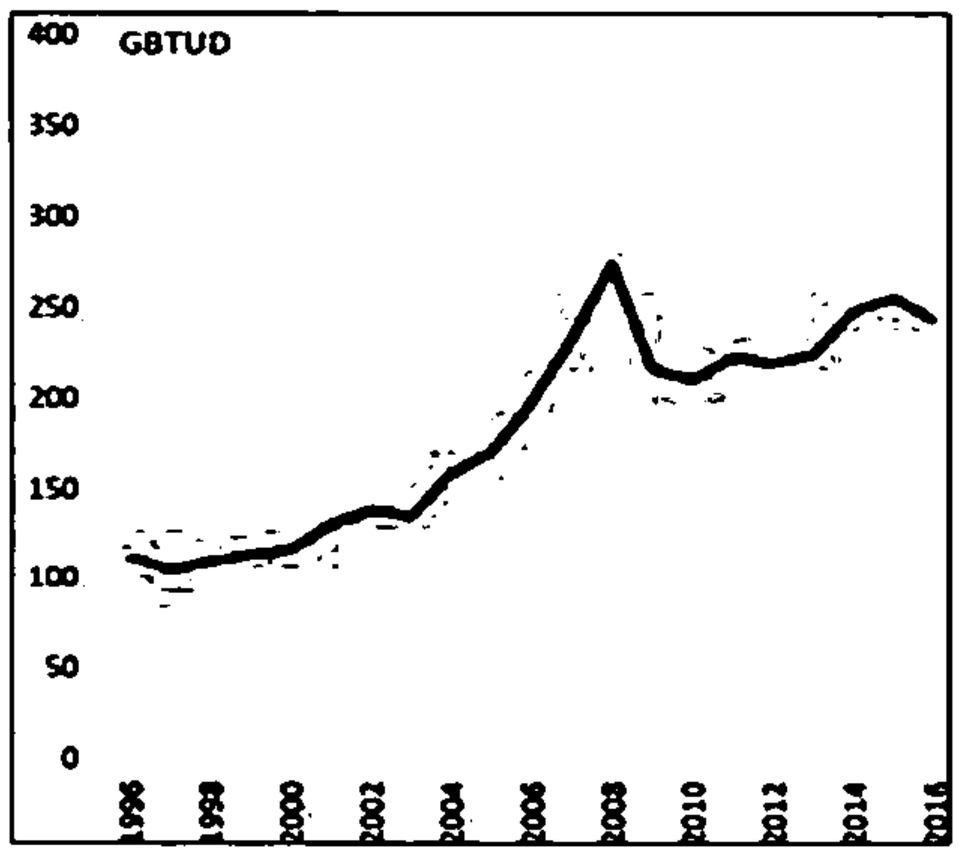
El primero de los hitos que se reseña para la demanda de gas natural durante el período evaluado, es la expedición en 1994 de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios que clasificó la cadena de valor del gas natural bajo la naturaleza de Servicio Público y actividades complementarias; pero la serie de medidas dispuestas por el Estado colombiano se extendió a otras disposiciones como la creación de las Comisiones de Regulación (entre ellas la CREG) y la creación de una Superintendencia de Servicios Públicos, con lo cual se dinamizó la estructura sectorial y se agilizaron y optimizaron los procesos de vinculación de nuevos consumidores de gas natural a esa cadena de suministro en el país.

Un segundo hito corresponde a los documentos CONPES 2571 de 1991 y 2646 de 1993, que crearon el marco estatal para la puesta en marcha del "Plan de Masificación de gas" instrumentado en su ejecución por Ecopetrol y cuyos pilares fundamentales fueron los siguientes[134]: i) estimular la oferta con mayor libertad de precios; ii) Adelantar, a través de Ecopetrol, la contratación del sistema de transporte de gas, incluyendo la troncal y los subsistemas regionales mediante esquemas BOMT (Modalidad de contrato suscrito para construir, operar, mantener y transferir un gasoducto de

[134] Documento CONPES 2646 de 1993.

transporte de gas natural) ; iii) perfeccionar contratos para los gasoductos a Medellín, Bucaramanga y Huila y iv) organizar, una empresa dedicada exclusivamente al transporte.

Figura 253: Demanda histórica de gas natural industrial en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

La demanda de gas natural en Colombia para usos industriales *(Figura 253)*, ha sido la base del consumo nacional desde los orígenes del desarrollo de ese sector[135] y bajo esa línea de acción sostenida por las medidas de promoción incluidas en el Plan de Masificación, se logró la conexión de un considerable número de plantas de producción en el país, que sustituyeron combustibles líquidos como Fueloil, Crudo de Castilla y también otros energéticos como el carbón, por un hidrocarburo más liviano y eficiente como el gas natural.

En el período entre 2008 (año en que se logró el pico de consumo de gas para el sector industrial) y el 2017, se ha tenido en el país un contracción del consumo de este combustible en las plantas de producción por cuenta de cambios en la competitividad del energético, lo que ha llevado a la desconexión de al menos 557[136] plantas del suministro de gas natural.

En los 90's, durante la primera etapa del Plan de Masificación los agentes de la cadena de suministro lograron convertir a gas natural un buen número de plantas industriales que usaban en esa época carbón para atender su demanda de energía, contando como gran argumento para el cambio el de poder reducir sus emisiones atmosféricas especialmente las de sólidos particulados; muy pronto varios industriales avanzaron un paso más en la transición energética y empezaron a hacer uso de

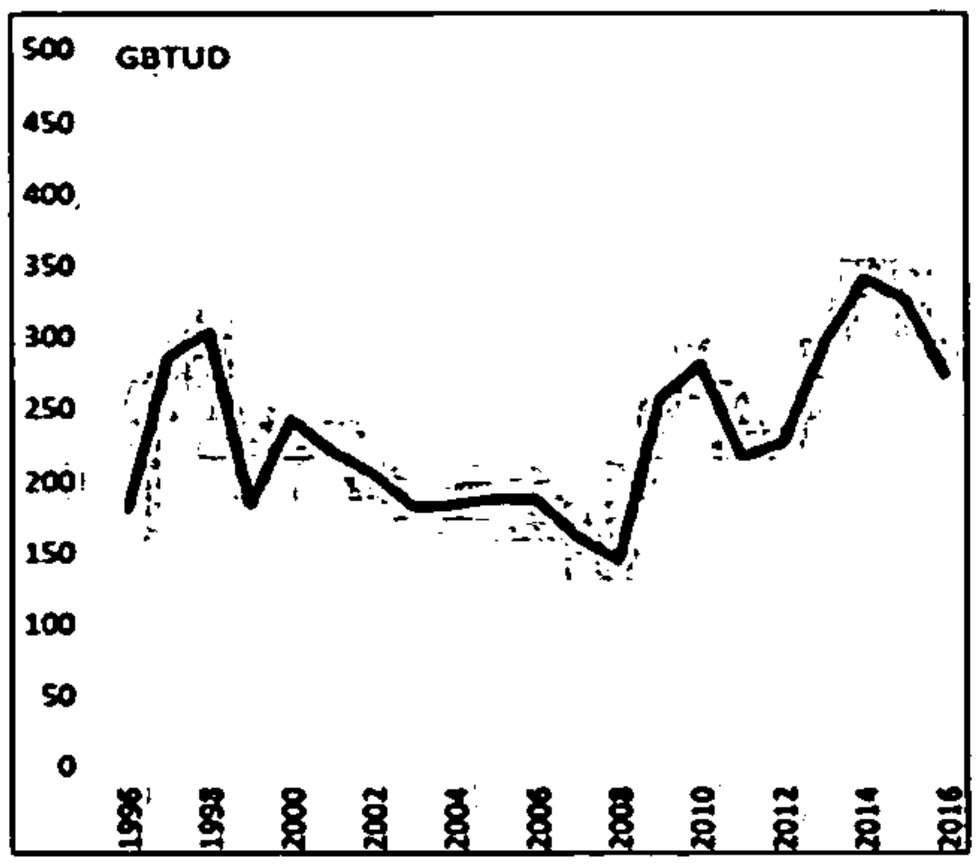
---

135 La Revolución del Gas Natural, Medio Siglo de Bienestar y Competitividad para los colombianos. Naturgas 2014.

136 Informe Anual de Promigas 2018.

los desechos de su proceso para reemplazar el consumo de gas natural, algunos ejemplos de ello son: la planta cervecera de Bavaria en Bucaramanga que ha aprovechado el biogás generado en su PTAR para reemplazar parte del gas natural que estaba consumiendo en su totalidad de la red urbana de Gasoriente, los ingenios en el Valle del Cauca que están usando el bagazo de la caña de azúcar para procesos de cogeneración y trigeneración, las plantas molineras dedicadas al procesamiento del arroz en el Meta, Huila y Tolima que han sustituido el gas natural por la cascarilla de arroz para la combustión de sus hornos.

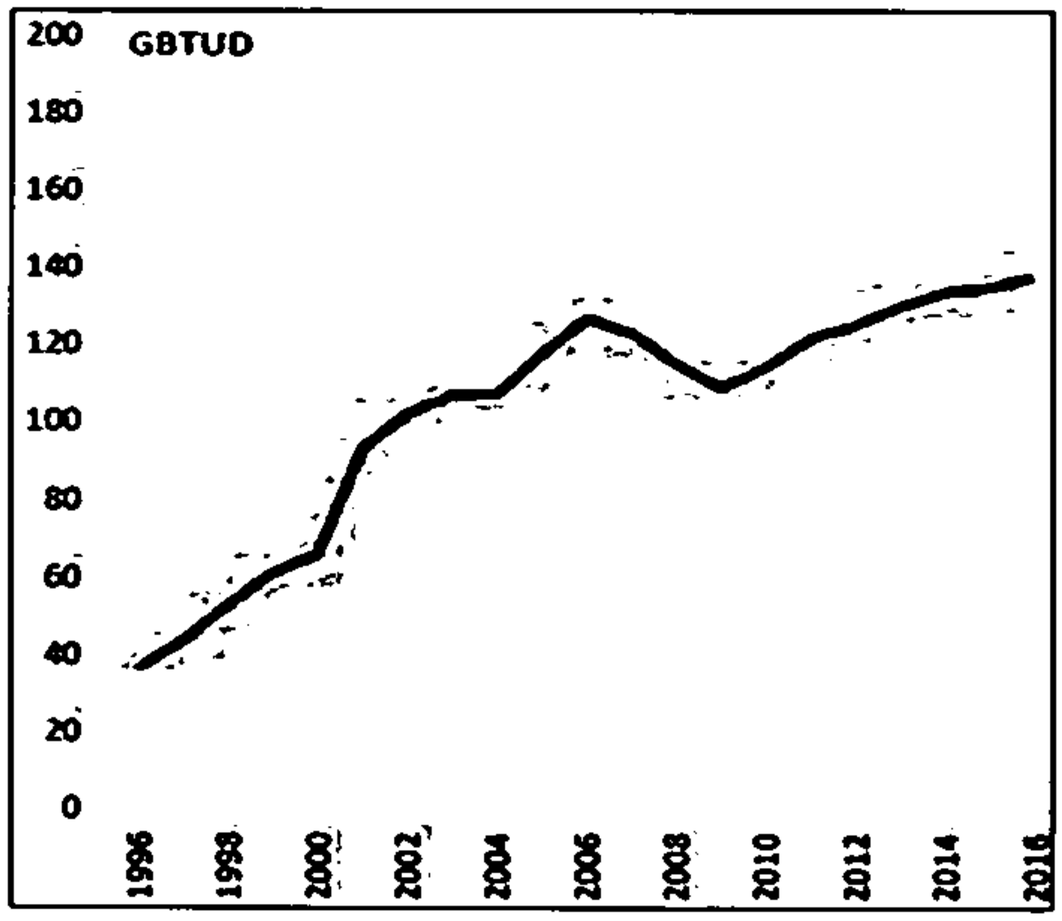
Figura 254: Demanda histórica de gas natural termoeléctrico en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

El nuevo esquema definido por la Ley 142 de 1994 para los Servicios Públicos Domiciliarios estuvo antecedido por un evento de racionamiento de energía eléctrica en Colombia en 1991 como consecuencia del fenómeno del niño, lo que produjo un impacto crítico al aparato productivo del país y dejó una experiencia dolorosa al estado y a los agentes del sector, que les llevó a realizar un fortalecimiento de las plantas de generación eléctrica, aumentando y fortaleciendo aquellas con base hídrica y agregando soporte en lugares estratégicos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con plantas dedicadas a la generación térmica, algunas de las cuales son dedicadas al consumo de gas natural. La estacionalidad de los fenómenos del niño y de la niña en las últimas dos décadas ha marcado la demanda termoeléctrica, como se ve en la *Figura 254*, que muestra la oscilación de los consumos del parque térmico del país con un ligero incremento en los últimos años.

Figura 255: Demanda histórica de gas natural residencial en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

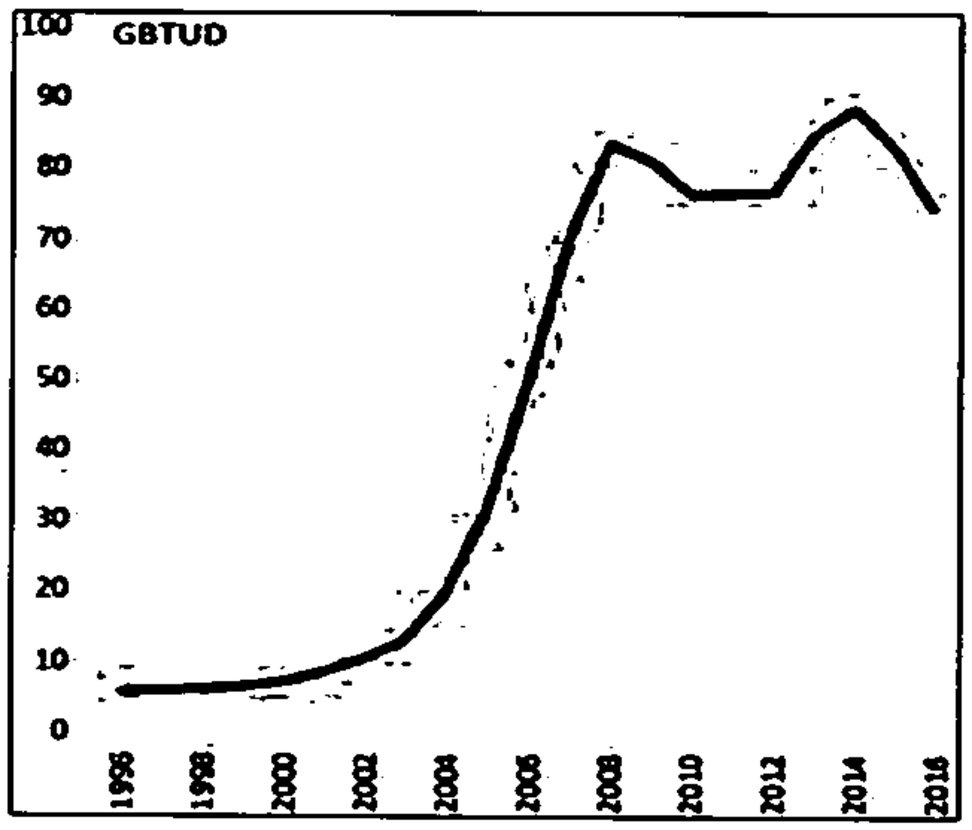
Con el Plan de Masificación el Gobierno Colombiano promovió desde los años 90's el uso del gas natural en los hogares con el fin de sustituir inicialmente energéticos como la gasolina o el cocinol cuya naturaleza los clasificaba como riesgosos para los usos domésticos de cocción, pero posteriormente, la cobertura del Servicio Público Domiciliario de gas por redes ha permitido la sustitución también del GLP y la electricidad en aplicaciones domésticas de cocción y calentamiento de agua, constituyéndose de esta forma en un energético imprescindible dentro de la canasta familiar del país. La *Figura 255* muestra una tendencia de crecimiento sostenido de la demanda residencial en los últimos veinte años y está claramente correlacionada con el acelerado aumento en el número de viviendas en Colombia que tienen conexión de gas natural domiciliario, lo que ha significado que al cierre de 2017, se tengan 9.046.946[137] hogares contando con suministro de gas natural cuando en 1994, menos de 500.000 viviendas tenían conexión de gas natural.

Uno de los éxitos en el crecimiento de la cobertura de gas natural en el sector doméstico en Colombia ha sido la creación de instrumentos estatales de promoción tales como el Fondo Especial Cuota de Fomento de gas natural (FECFGN) y el Sistema General de Regalías (SGR), que han sido diseñados por el Gobierno para apoyar la prestación del servicio de gas domiciliario a usuarios de menores

[137] Informe Anual de Promigas 2018.

ingresos, lo que ha permitido al país ponerse a la cabeza en Latinoamérica como la nación con mayor número de usuarios residenciales de gas natural[138].

Figura 256: Demanda histórica de gas natural vehicular (GNV) en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

Hacia principios de siglo y con la necesidad de mantener una ruta de suministro energético que permitiese al país mantener su autosuficiencia energética, el estado Colombiano diseñó un plan para impulsar el gas natural como carburante automotor que tuvo su hilo conductor en el documento CONPES 3190 de 2002 *"Balance y Estrategias a Seguir para Impulsar el Plan de Masificación de Gas"* en el que fueron considerados los mecanismos para el remplazo de combustibles líquidos por gas natural en el parque automotor.

La *Figura 256* muestra un claro aumento en la demanda nacional de gas natural vehicular (GNV), que aunque ya tenía ejecutorias antiguas en Colombia, principalmente en la costa Caribe y en el departamento del Huila, aún no había creado mercados masivos en otras regiones del país; en el período transcurrido desde la puesta en marcha del uso masivo del gas natural como combustible vehicular hacia el 2003, se ha construido una infraestructura representativa para atender la demanda creada por esa necesidad del sector transportador en Colombia.

---

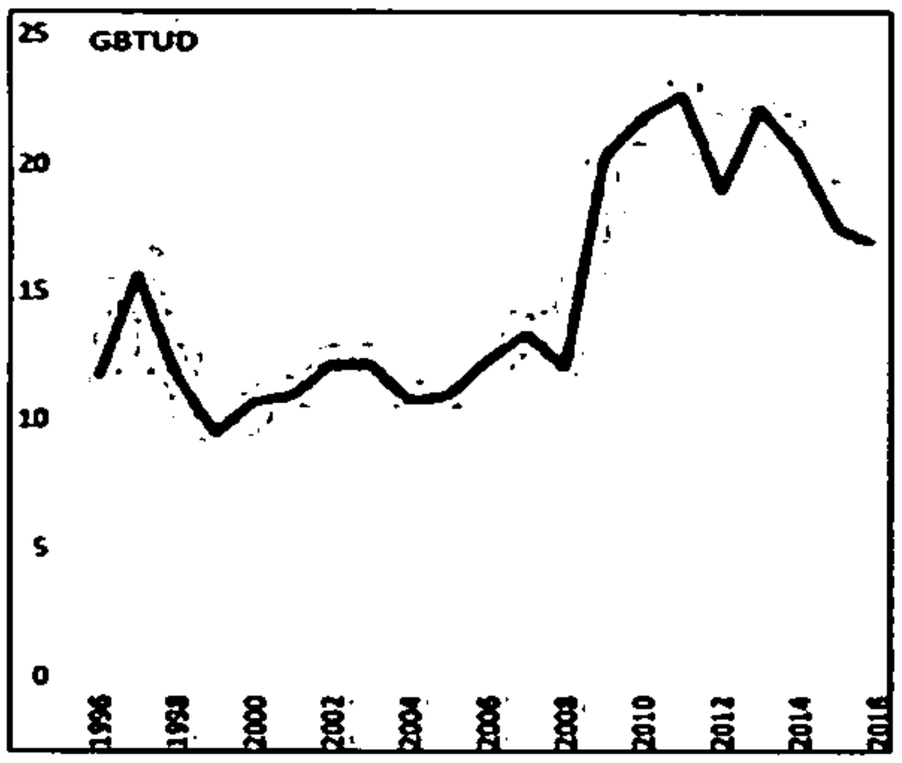
138 El sitio www.enargas.gob.ar informa que para final de 2016, se tenían 8.620.500 usuarios conectados a gas natural en Argentina con un crecimiento entre 1993 y 2016 del 81,9% correspondiente a 3,88 millones de usuarios. Para 2016 en Colombia el MME reportó un total de 8.627.949 usuarios de gas natural.

- Entre 2007 y 2017 se construyeron 419 Estaciones de Servicio (EDS), lo que representa más del 50% de las 813 que operan actualmente[139].

- Entre 2007 y 2017 se convirtieron 333.206 vehículos a GNV lo que representa un 58,6% del parque actual convertido, ubicando a Colombia como el 8° país con más vehículos funcionando a gas natural en el mundo[140].

La articulación estado-empresa privada resultó clave en la evolución del sector a través de mecanismos como los bonos incentivos para dueños de vehículos convertidos que fueron financiados entre productor, transportador y distribuidores de la mano de menores aranceles a equipamiento destinado a la cadena del GNV.

Figura 257: Demanda histórica de gas natural para Petroquímica en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

El sector petroquímico se ha desarrollado en Colombia principalmente con petroquímica de productos refinados y del petróleo más que con la petroquímica del gas natural; no obstante lo anterior, ese sector mantiene una demanda intermitente de gas de muy bajo volumen que le ha permitido mantenerla segmentada y aun en los últimos años, generar leves incrementos en el uso del gas natural como materia prima. Durante una buena parte del desarrollo industrial de la petroquímica en Colombia, el uso de gas natural como insumo para la producción de fertilizantes estuvo representado por el emprendimiento de Ecopetrol con Ferticol en Santander, pero las

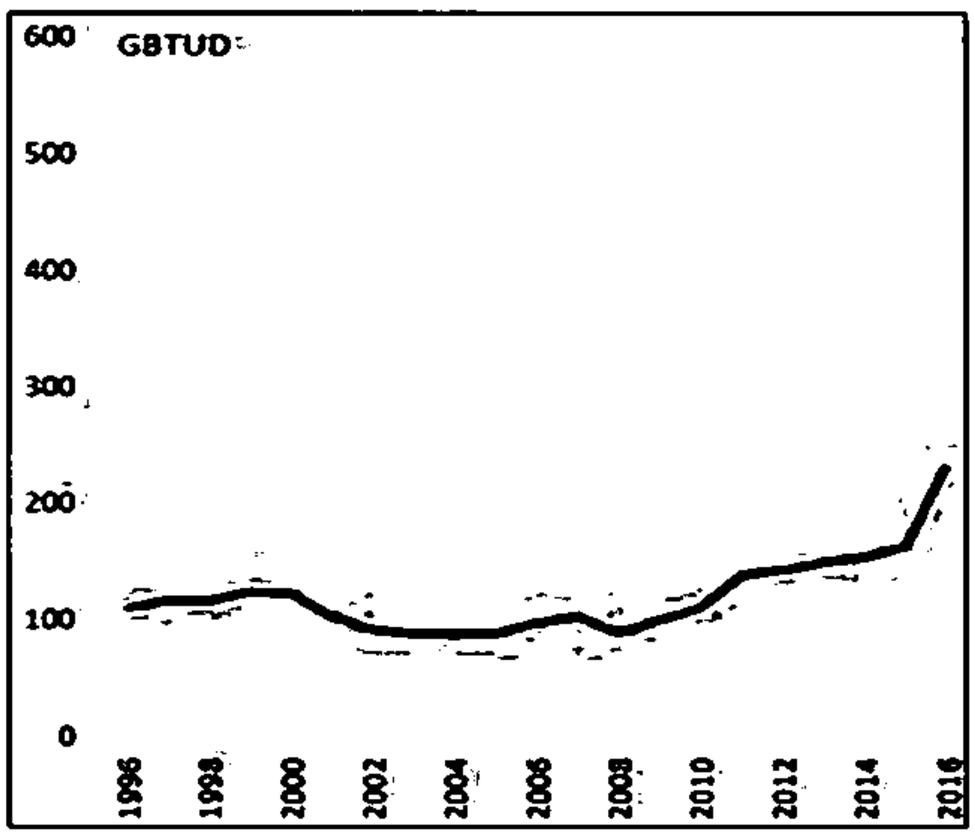
---

139 Ministerio de Minas y Energía https://www.minminas.gov.co/estaciones-de-servicio1

140 Ministerio de Minas y Energía, https://www.minminas.gov.co/estadisticas-conversiones1

experiencias más exitosas y regulares en la demanda están concentradas en la costa Caribe (también para la producción de fertilizantes) y son estas las que han creado el incremento de la demanda en los últimos años (Ver *Figura 257*).

Figura 258: Demanda histórica de gas natural sector petrolero en Colombia 1996-2016. (GBTUD).

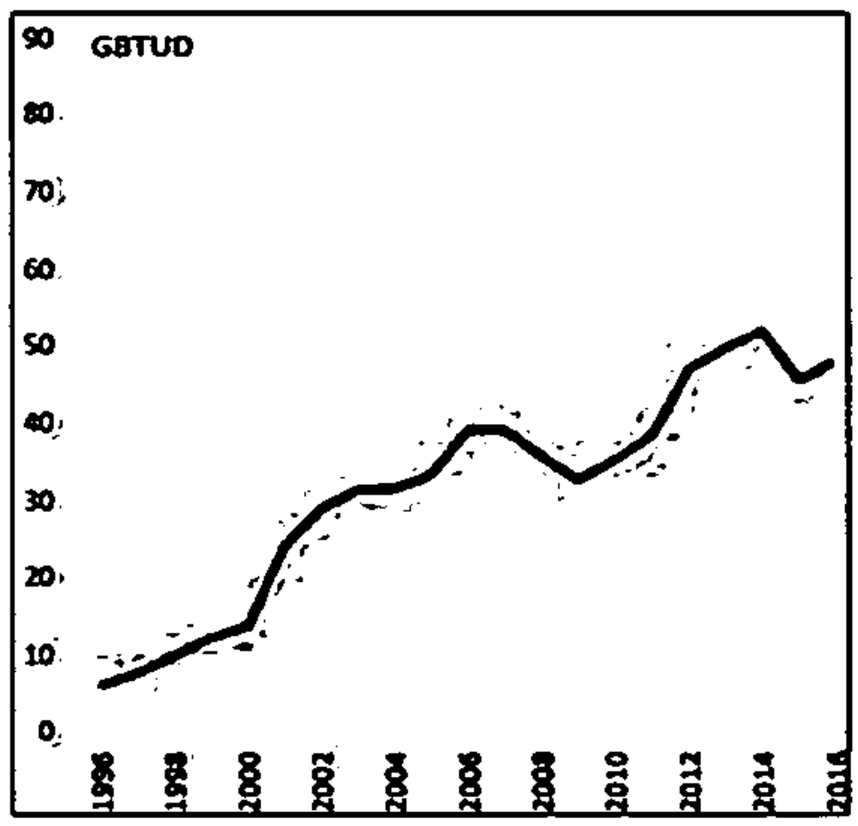


Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

Los usos de gas natural en Colombia para el sector petrolero tales como gas para calderas, gas para generación en los campos o aplicaciones en refrigeración e intercambio de calor para las refinerías han tenido una demanda constante y esta demanda viene incrementándose (*Figura 258*) a medida que el Sistema de Transporte de gas natural da cobertura a rutas de suministro hasta los campos productores de petróleo o a instalaciones asociadas a esas operaciones que demandan el suministro del hidrocarburo.

Aunque la no existencia de gasoductos hasta los campos petroleros es una barrera que limita la expansión de la demanda de gas natural en ese sector, en el país se vienen desarrollando nuevos consumos apoyados en tecnologías como el GNC, que habilitan el trasiego de un campo productor de gas a otro campo consumidor del mismo. Algunas de las experiencias exitosas de operaciones de suministro de gas natural a campos petroleros, se tienen en el pie de monte Llanero donde compañía como Geopark y Parex han firmado contratos de suministro de gas natural para la producción petrolera de campos ubicados en esta región.

Figura 259: Demanda histórica de gas natural sector Comercial en Colombia 1996-2016. (GBTUD).



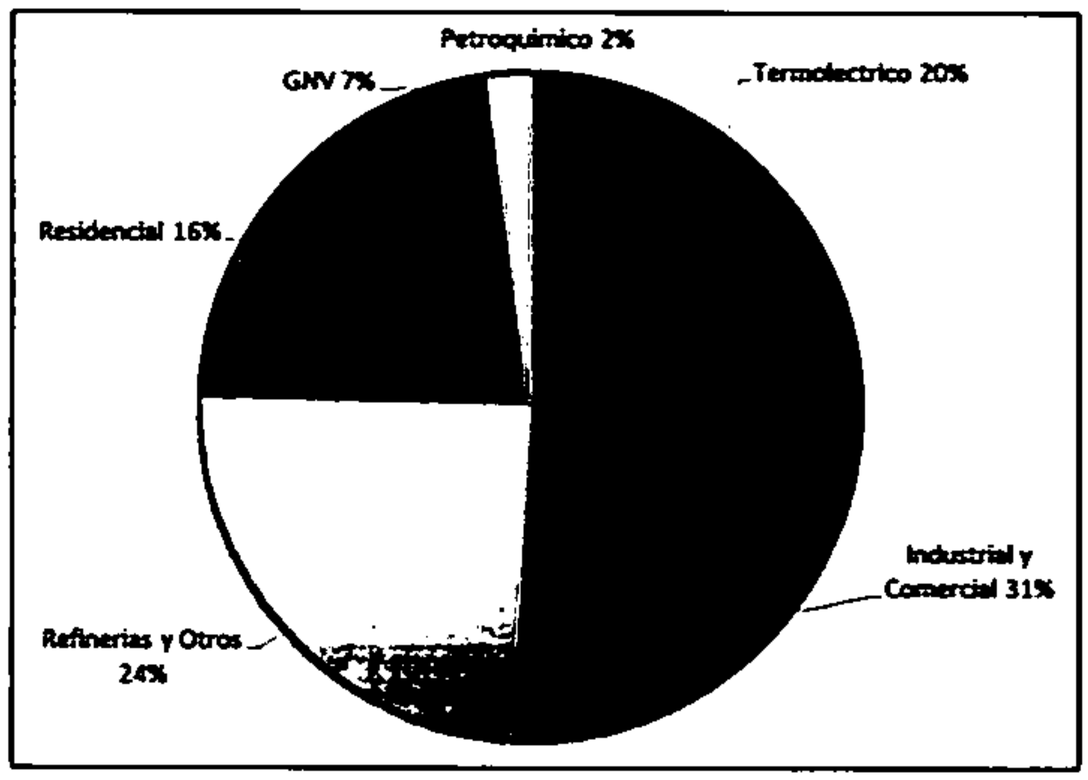
Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017.

El sector comercial colombiano ha sido un clúster que desde la primera etapa del Plan de Masificación acogió la conversión a gas natural de los procesos propios de sus diversas actividades y en tal condición, ha presentado una demanda creciente que, aunque no es la mayoritaria porcentualmente dentro del total de la demanda de gas natural en el país, ha sostenido una línea creciente para satisfacer su requerimiento energético.

Para los agentes que distribuyen y comercializan gas natural este sector, constituido principalmente por establecimientos como centros comerciales, cadenas hoteleras, restaurantes, panaderías, lavanderías, resulta de gran importancia debido a la regularidad de sus consumos y la baja migración a otros energéticos pues la confiabilidad en el suministro del gas los mantiene fidelizados al servicio.

En la *Figura 259* se observa que la curva de crecimiento del sector sufrió entre 2008 y 2010, una inflexión que es coincidente con la contracción de la economía del país para la época, pero fuera de ese evento el sector ha mantenido constante su tendencia creciente en la demanda de energía.

Figura 260: Distribución sectorial de la demanda de gas natural en Colombia en 2017. (GBTUD).



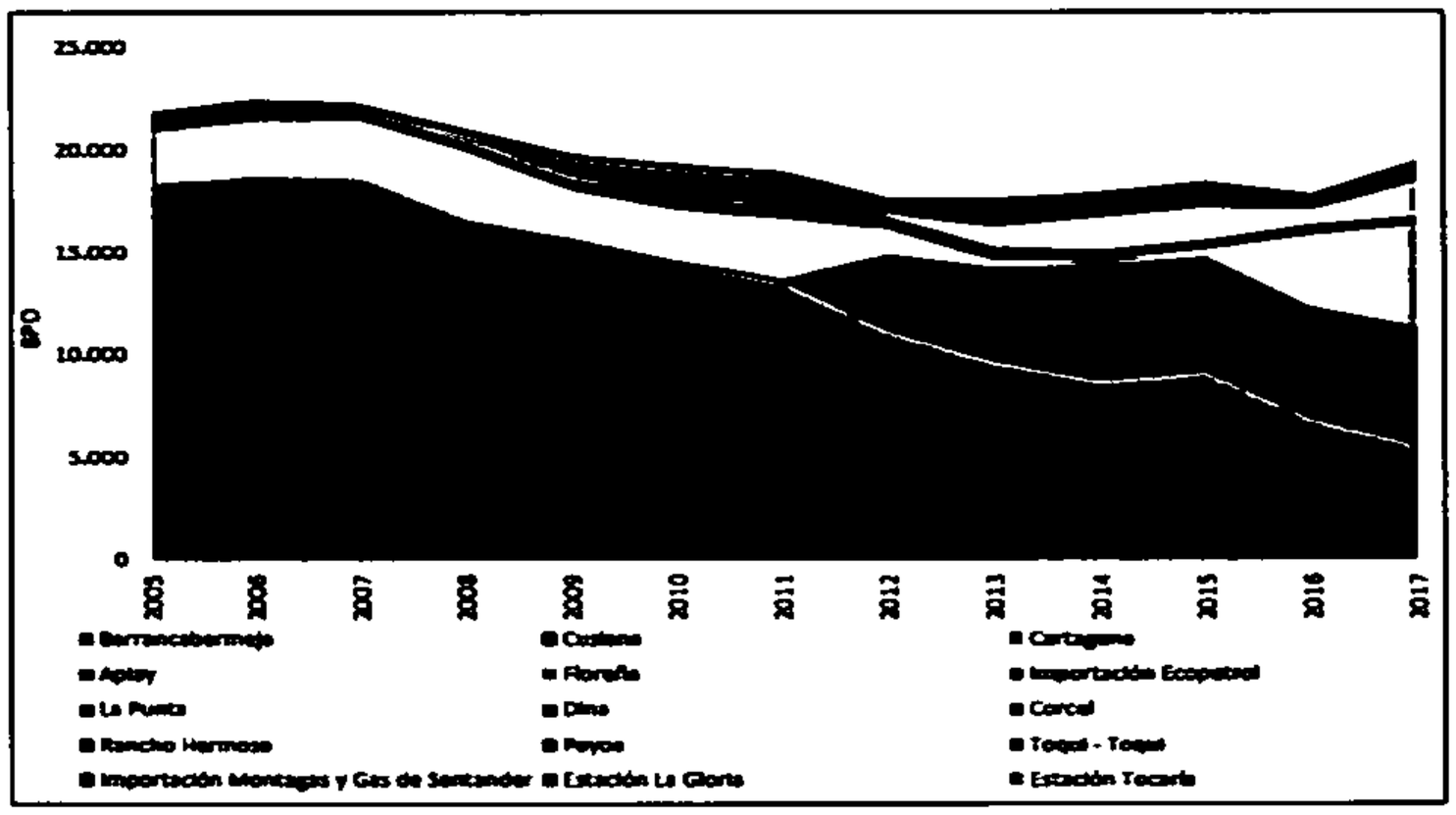
Fuente: La Consultoría con datos Informe anual de Promigas 2018-BECO UPME.

La *Figura 260* presenta el panorama para finales de 2017 en el sector gas natural en Colombia en cuanto a demanda y allí se ven como soportes sólidos y regulares a los sectores residencial, comercial e industrial, que suman casi la mitad del consumo nacional (46%); el sector de generación termoeléctrica representó para este periodo el 20% de la demanda total pero con la salvedad que esta demanda resulta fluctuante anualmente según se dan alternadamente los fenómenos de El niño y la niña; un sector que parece estancado corresponde al que demanda GNV para transporte con un 7% que parece un retroceso frente a los años anteriores; finalmente el sector de refinerías y otros usos en la industria petrolera parece abrir la puerta del crecimiento futuro del combustible en el mercado colombiano dado que ya alcanza el 24% de la demanda total.

Balance de GLP en Colombia.

La cadena de suministro del GLP al igual que la del gas natural está incluida en el marco legal de los Servicios Públicos definido por la Ley 142 de 1994, y en tal condición algunos eslabones de la cadena se encuentran regulados por la CREG y sus actividades vigiladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con el propósito de garantizar la prestación del servicio público de manera eficiente y continua, lo que equivale a decir que se garantiza la atención de la demanda del mercado interno.

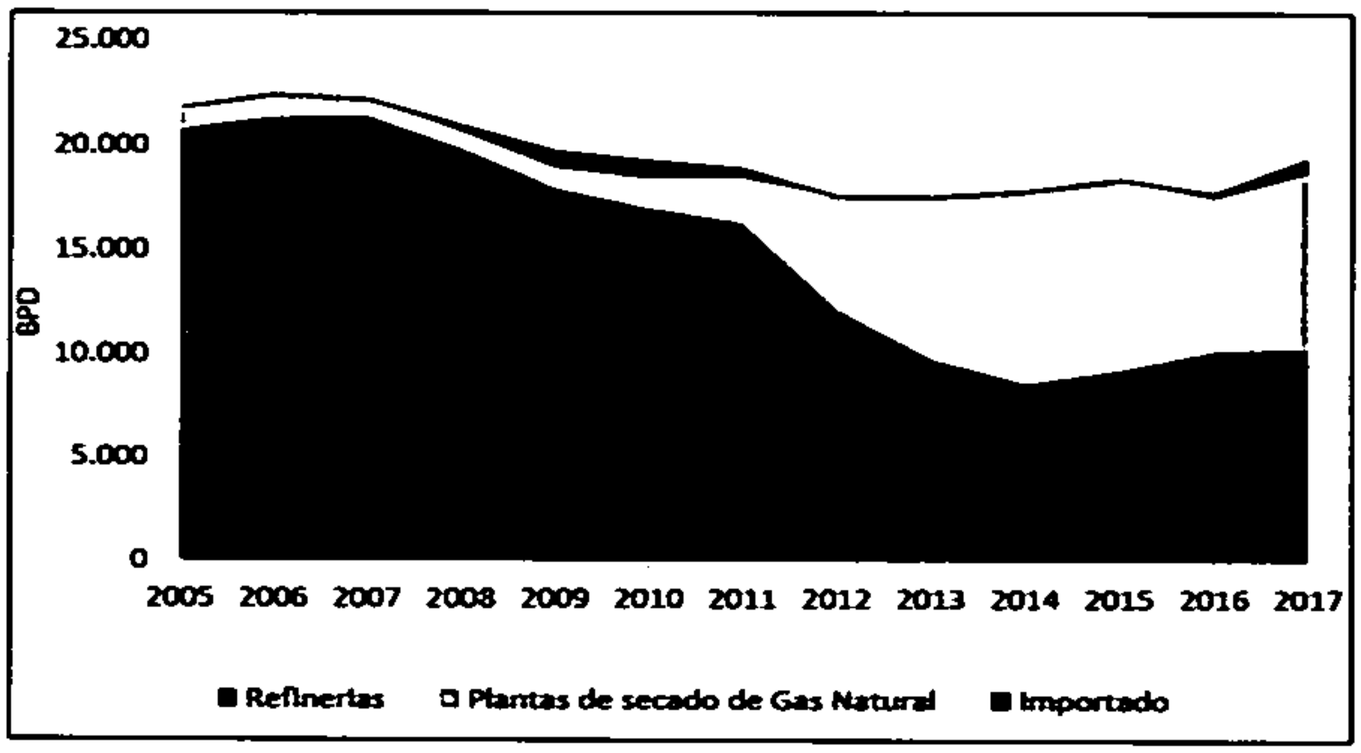
Figura 261: Oferta histórica de GLP en Colombia por fuente. (Barriles por día - BPD).



Fuente: Avance Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME.

La oferta histórica del GLP en Colombia siempre ha tenido como soporte principal el suministro del combustible desde la refinería de Barrancabermeja, de modo que en algún momento de la década pasada, esta instalación alcanzó a producir más del 80% de la demanda nacional con los únicos complementos para abastecer todo el consumo nacional de la producción de la refinería de Cartagena y de la planta de Apiay, además de importaciones ocasionales de Ecopetrol; más recientemente y coincidente con los cambios del marco regulatorio para la cadena del GLP, las fuentes de suministro con las que se consolida la oferta de este energético en el país se han diversificado (*Figura 261*), incluyéndose la producción de GLP desde Cusiana, Floreña, Corcel, La Punta, Rancho hermoso, etc., de forma que hoy en día todas ellas atienden la demanda nacional conjuntamente con Barrancabermeja, que sigue siendo el mayor productor además de Cartagena y Apiay; desde Diciembre de 2017, se ha sumado en la oferta el suministro de GLP importado por privados a través de una terminal de importación en Cartagena.

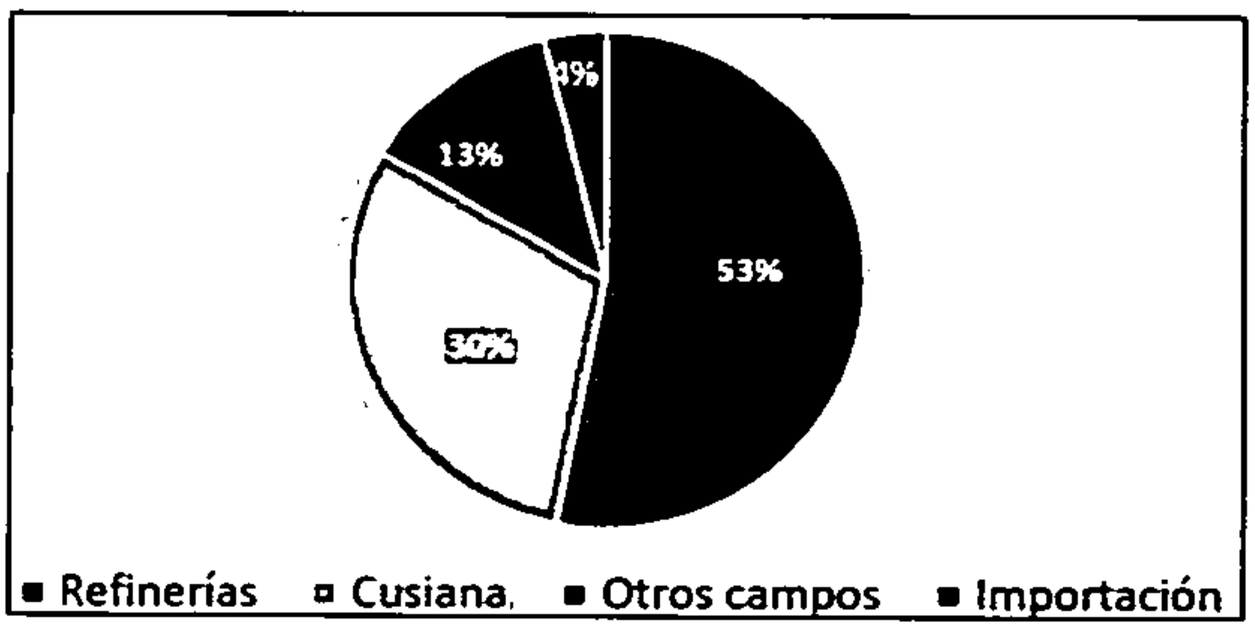
Figura 262: Composición de la oferta. (Barriles por día - BPD).



Fuente: Avance Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME.

El GLP consumido en Colombia fue durante mucho tiempo producido en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, complementado marginalmente con la producción obtenida en la planta de secado de Apiay; como se ve en la *Figura 262*, desde principios de esta década el suministro de GLP Cusiana se sumó al de las otras plantas de secado haciendo más homogénea la oferta por tipo de fuente de producción (Refinerías, secado gas natural), incluyendo una mínima porción de importación.

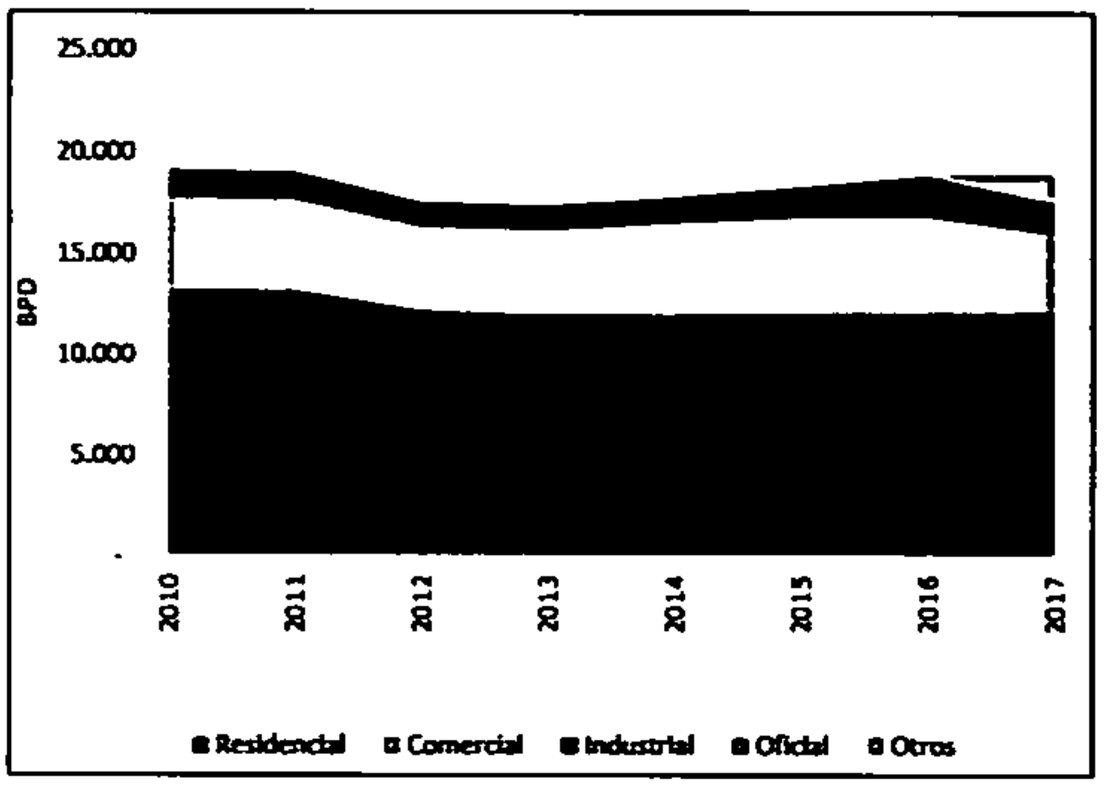
Figura 263: Composición porcentual de la oferta de GLP en el 2017. (Barriles por día - BPD).



Fuente: Avance Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME.

La *Figura 263* muestra cómo fue en 2017 la composición porcentual del suministro de GLP por tipo de fuente y allí se puede confirmar la casi igualitaria oferta que tuvo durante el año el gas de las refinerías y el gas desde otras fuentes; debe señalarse la importante participación del suministro de Cusiana y la incipiente entrada de GLP importado.

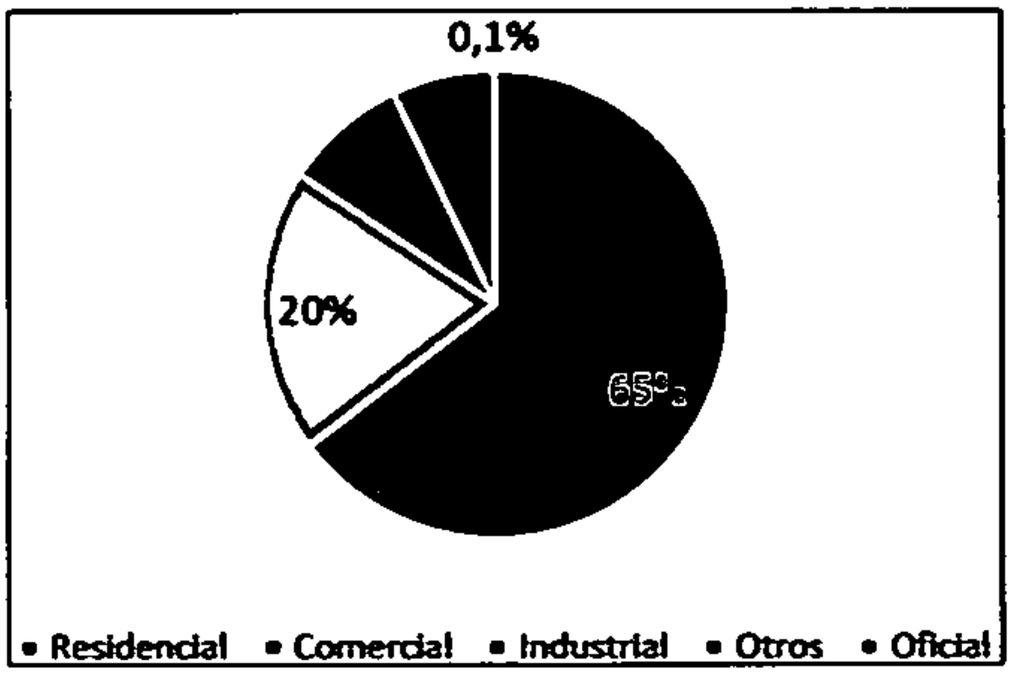
Figura 264: Demanda histórica de GLP en Colombia por sectores. (BPD)



Fuente: Avance Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME.

Como ocurre en casi todos los mercados consumidores de GLP en el mundo, la *Figura 264* muestra que en Colombia la demanda del combustible tiene una estable y regular base, conformada por el segmento residencial cuyo complemento principal correspondiente a los consumidores comerciales, les hace una mayoría de más del 80% del mercado interno del país; los segmentos de industria, oficial y la reciente aparición de otros usos rurales apenas resultan marginales en un sector que se encuentra a la espera de las señales que permitan el desarrollo de usos importante como el GLP vehicular (Autogas) y la generación eléctrica para poder con ello consolidar nuevas demandas que jalonen la oferta nacional.

Figura 265: Composición porcentual del consumo de GLP en el 2017. (BPD).



Fuente: Avance Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME.

Durante el 2017, la distribución de la demanda sectorial del GLP fue como se ve en la *Figura 265*, con una considerable mayoría del consumo en el sector residencial y un complemento importante en aplicaciones del sector comercial para una suma conjunta del 85% dejando la participación de los otros sectores como marginal.

Biogás en Colombia.

La producción de biogás en Colombia hasta la fecha ha resultado más de tipo experimental, o casos de estudio aislados que no arrojan experiencias de producción de volúmenes masivos, al punto que en el (Balance Energético Colombiano) BECO de la UPME no se reportan cifras de la producción nacional de este energético.

No obstante lo anterior, el interés por crear proyectos de producción de Biogás a partir de procesos industrializados no es inexistente y se tienen referencias de rellenos sanitarios en los que se viene trabajando en desarrollos para la producción del recurso, tal es el caso de "Biogás Doña Juana" que desde 2010[141] busca poner en el mercado de consumo de los gases combustibles un suministro generado a partir del relleno sanitario localizado en Bogotá D.C.

El interés de compañías privadas por desarrollar un proyecto comercial de biogás, ha estado acompañado de las correspondientes acciones gubernamentales, que en cabeza de la CREG, han dado pasos para la regulación[142] de la actividad.

---

[141] En el sitio https://biogas.com.co/ se encuentran reseñadas las principales características de este proyecto.

[142] **La resolución CREG 240 de 2016, contiene regulación para la comercialización del biogás como combustible alterno en el país.**

Análisis de la complementariedad de los gases en Colombia.

Teniendo como marco de referencia el análisis de complementariedad de los gases combustibles para cada uno de los países seleccionados en el estudio, a continuación, se realiza un análisis comparativo que nos permite ver las semejanzas y diferencias existentes en el sector gas entre estos mercados nacionales. En la *Tabla 20* se muestra en MTEP la cantidad de energía suministrada en forma de gases combustibles en el año 2015[143] en cada país.

Tabla 20: Consumo de gases combustibles a finales de 2015.

	Consumo de Gases Combustibles a Finales del 2015				
	PAÍS	GN (Mtep)	GLP (Mtep)	BIOGAS (Mtep)	TOTAL (MTep)
1	EE.UU.	700	59	4	764
2	CHINA	160	38	9	207
3	JAPÓN	104	14	0	118
4	ALEMANIA	92	3	8	103
5	ITALIA	56	3	2	61
6	ARGENTINA	43	2	0	45
7	COLOMBIA	10	1	0	10

Fuente: La Consultoría con datos BECO, EIA, FMI y BP.

Debido a su crecimiento, EEUU ha mantenido también una oferta importante de estos gases durante los últimos años, donde no sólo continúa creciendo la producción de gas natural, sino que, de manera exponencial ha crecido la oferta de GLP de las plantas de producción propias. Comparando lo anterior con China, en pleno crecimiento económico, su oferta se presenta de similar manera que la de EEUU. La diferencia se encuentra en la elevada producción propia de gas natural que poseen los EEUU y que su origen se debe al desarrollo y gran crecimiento que tuvo este país, en el sector petrolero, durante la primera década de este siglo y que los volvió autosuficientes (en petróleo y gas) por un importante periodo de tiempo.

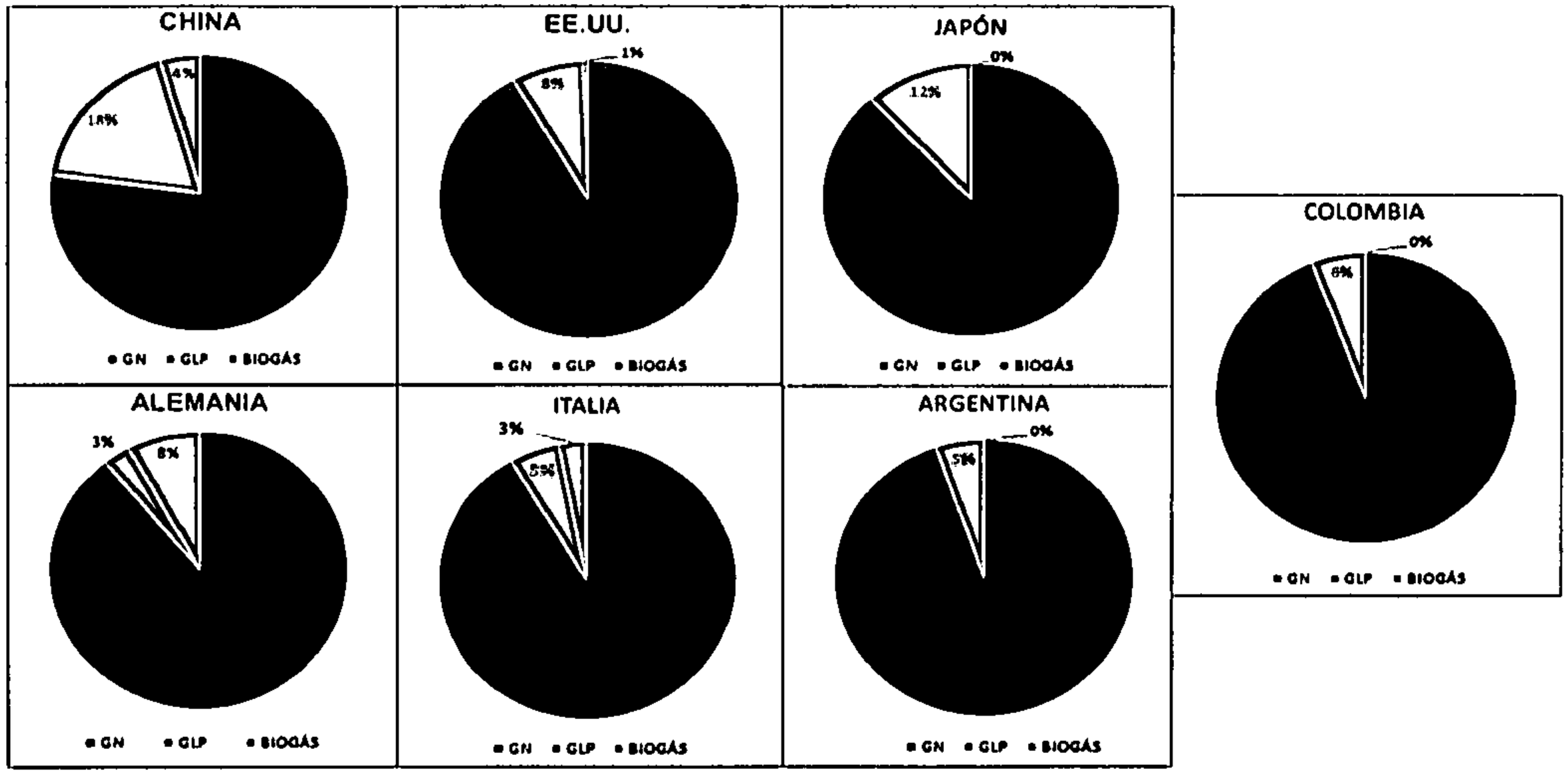
Cuatro de los países presentan volúmenes ofertados de biogás, pero la realidad es que tanto Japón, como Argentina y Colombia, poseen producción de este energético, aunque los reportes no informan sobre su oferta. En Japón y Argentina se identificaron fácilmente programas de incentivos propuestos por sus gobiernos que se encuentran dentro de los programas para incentivar las energías renovables. En Colombia, estos desarrollos se han dado especialmente en el sector industrial y una porción, aún más pequeña en áreas rurales.

La *Figura 266* muestra una imagen comparativa de la complementariedad de los gases combustibles en cada uno de los 7 países en forma de distribución porcentual de la demanda para el 2015.

---

[143] El año más reciente para los reportes nacionales de GLP y biogás.

Figura 266: Distribución de la oferta de gases combustibles en los 7 países.



Fuente: La Consultoría con datos BECO, EIA y BP

En cuanto al biogás y aunque China ha sido pionero en el desarrollo de estas tecnologías, es Alemania – en este grupo de países –, no sólo el líder del grupo sino el líder a nivel mundial en el desarrollo actual e implementación de producción y sus del biogás. Italia, como otros países europeos, también se encuentra en pleno desarrollo e implementación del producto. Tanto en Alemania como en Italia, se encuentran comprometidos desde sus gobiernos para el desarrollo de este mercado, no sólo a nivel rural, sino a nivel industrial, comercial y residencial. China y EE.UU. han ido creciendo en este sector de una manera más lenta, pero se nota un buen arranque. Del resto de países sin cifras oficiales, Japón se destaca por iniciar el mismo camino de los europeos. Argentina también inició el desarrollo de este sector, pero aun sus cifras son pequeñas. En Colombia este sector se ha desarrollado fundamentalmente a nivel rural e industrial y un poco en el sector público.

El transporte también resulta ser otro sector que es atendido especialmente con gas natural y GLP, pero también en una muy pequeña escala con biogás. Con relación al número de vehículos convertidos, es China quien tiene la mayor cantidad de unidades, pero con relación a la penetración de mercado esta nación se encuentra muy atrás en la lista. Resulta interesante observar que tanto en Argentina cómo en Italia, existen ya mercados de GNV muy maduros y con una tasa de penetración importante, en estos dos países el gas natural se consume en cantidades importantes en el sector transporte. Ambos países poseen flotas importantes de vehículos de pasajeros y comerciales (Públicos y particulares) y completas redes de servicio de talleres y llenado del combustible. Colombia por su parte, avanza en este sector transporte. Colombia superó la mitad del millón de conversiones y se estima que también posee un mercado con una red importante de talleres y estaciones de llenado. En Estados Unidos, se está iniciando y el mercado va en aumento, aunque poseen una cifra pequeña de gas natural dedicado al transporte. Por último, se encuentra Alemania, que es un mercado maduro, pero no posee tantos vehículos convertidos a gas natural. En todos los países, menos en Colombia (Sólo atiende transporte con gas natural), el gas natural compite con el GLP en el mercado del transporte, pero el líder dominante en todos los países es el gas natural. Sólo en Alemania existe una triple competencia donde el biogás atiende más que todas flotas privadas de vehículos comerciales.

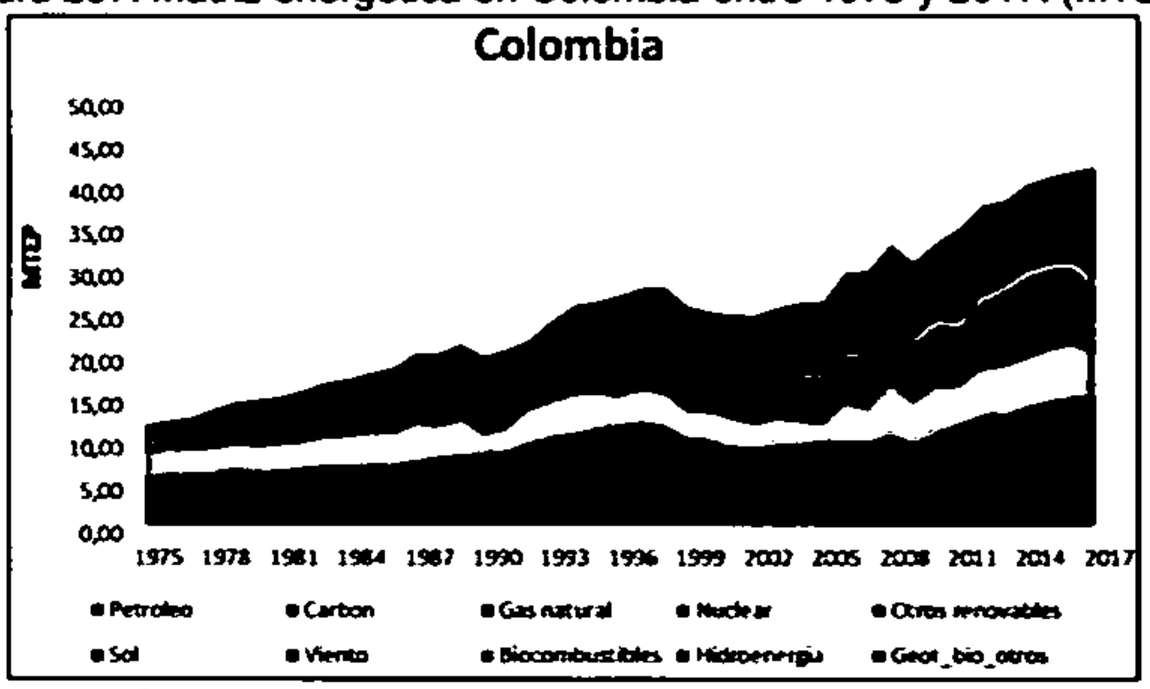
En todos los países analizados, el gas natural representa una cifra importante atendiendo el sector de Otros, allí, compiten con el GLP para atender este sector y sus subsectores. En todas las naciones es el gas natural el líder atendiendo mercados de los subsectores especialmente residencial y comercial. El agro, residencial y comercial rural y de zonas intermedias son los sectores donde se ha notado fuerte el GLP en todos los países.

En cuanto al mercado dedicado a la generación eléctrica con gas natural, Colombia se comporta más como China y Alemania, en donde no se dedica más del 25% a este sector. Por otro lado, Argentina se parece más a los consumos que para este sector, representa el gas natural, todos por encima del 40%, pero en especial, es Japón quien posee una gran participación de su oferta de gas natural dirigida a la generación, más del 70%.

Esquema de la transición energética existente.

La dinámica de consumo de energía en Colombia ha llevado a que la demanda del país se haya incrementado en una relación del 2,6 veces entre 1975 y 2017 pasando de 16,5 MTEP a 43,1 MTEP durante ese período.

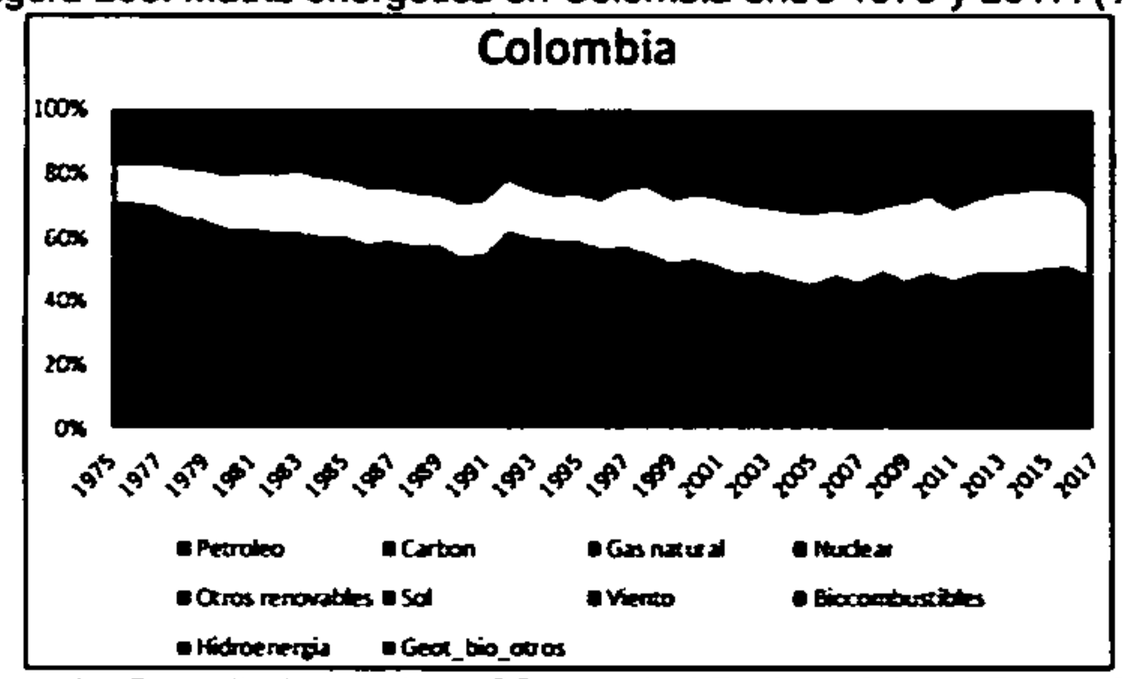
Figura 267: Matriz energética en Colombia entre 1975 y 2017. (MTEP).



Fuente: La Consultoría con datos BP statistical Review of World Energy 2018.

La distribución por tipo de energético en Colombia durante el período que es mostrada en la *Figura 267* da cuenta de un consumo regular de combustibles fósiles y un complemento importante de energía eléctrica con base hídrica que constituyen la demanda mayoritaria de energía del mercado nacional, anotando que desde principio de siglo aparece una tenue franja que identifica el consumo de renovables.

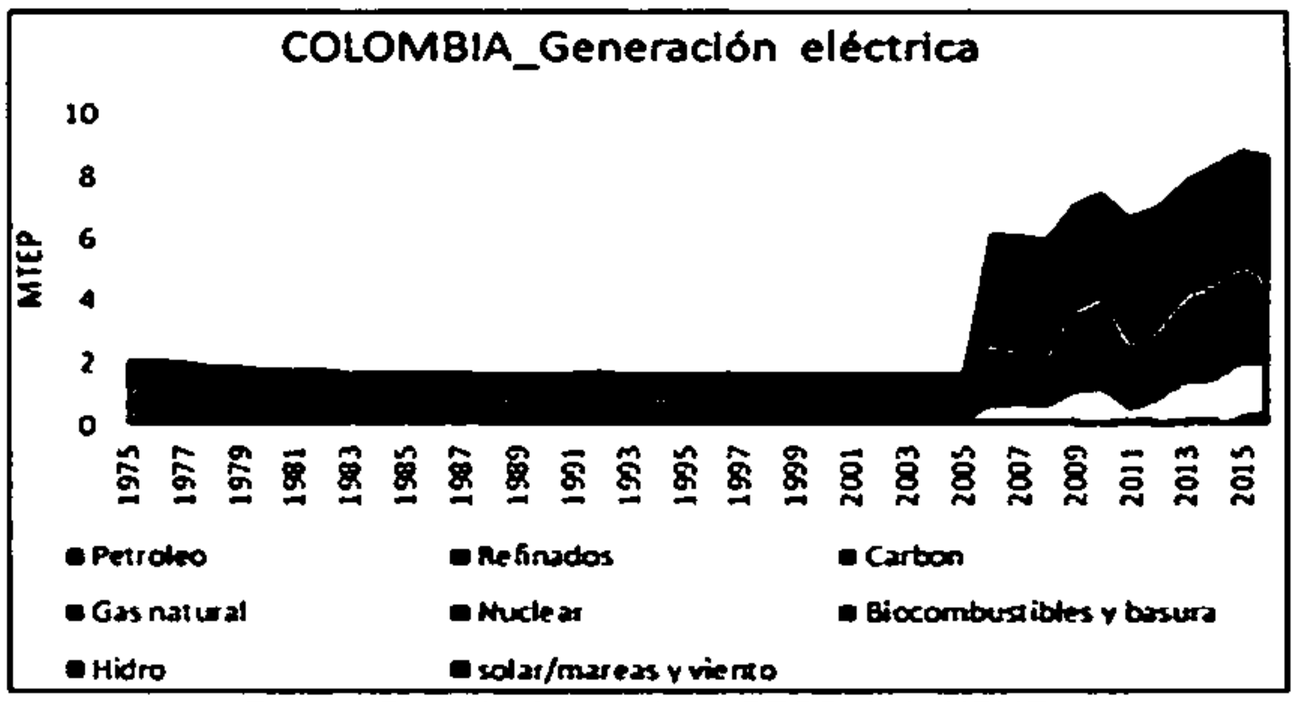
Figura 268: Matriz energética en Colombia entre 1975 y 2017. (%).



Fuente: La Consultoría con datos BP statistical Review of World Energy 2018.

Aunque la atención de la demanda energética en Colombia prácticamente sigue siendo atendida por combustibles fósiles, se puede ver en la *Figura 268*, cómo el consumo de un hidrocarburo más liviano como el gas natural ha venido desplazando los consumos de hidrocarburos más pesados como el carbón y el petróleo, al punto que su participación en la matriz energética ya alcanzó un apreciable 18% en el 2017.

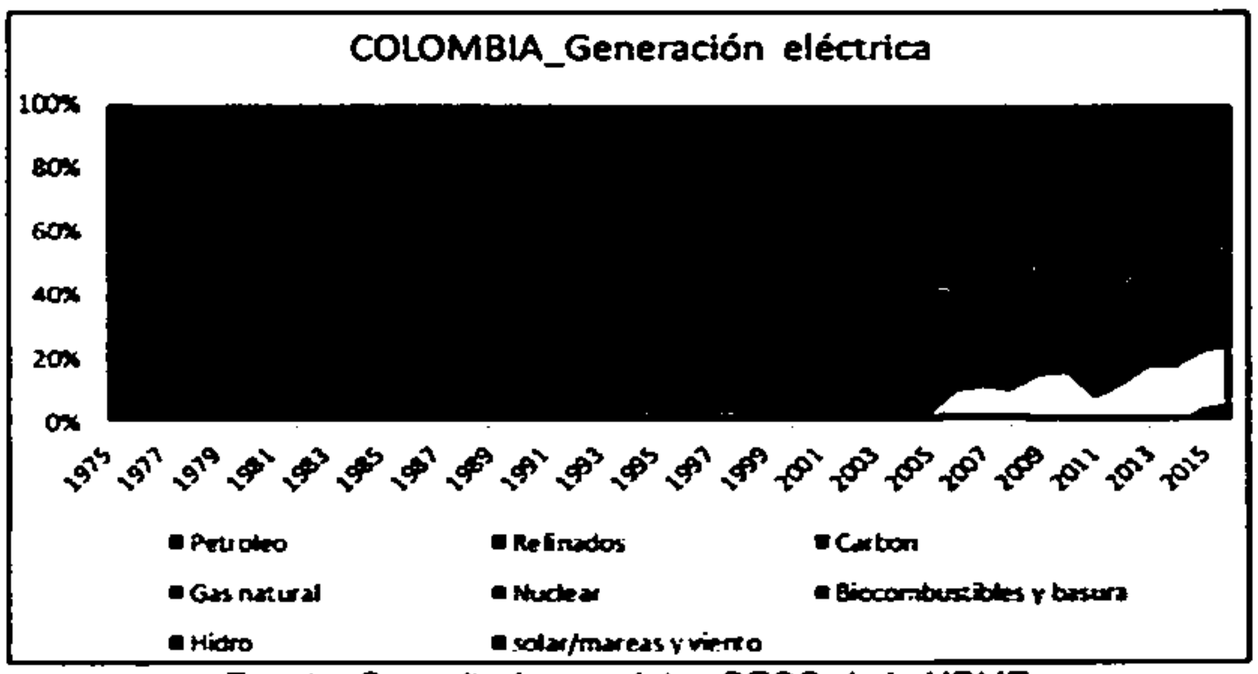
Figura 269: Demanda de energéticos para Termogeneración en Colombia 1975-2016. (MTEP).



Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

El consumo de energéticos primarios para la generación eléctrica como porcentaje dentro del suministro total a plantas térmicas ha presentado una base importante de gas natural. (*Figura 269*).

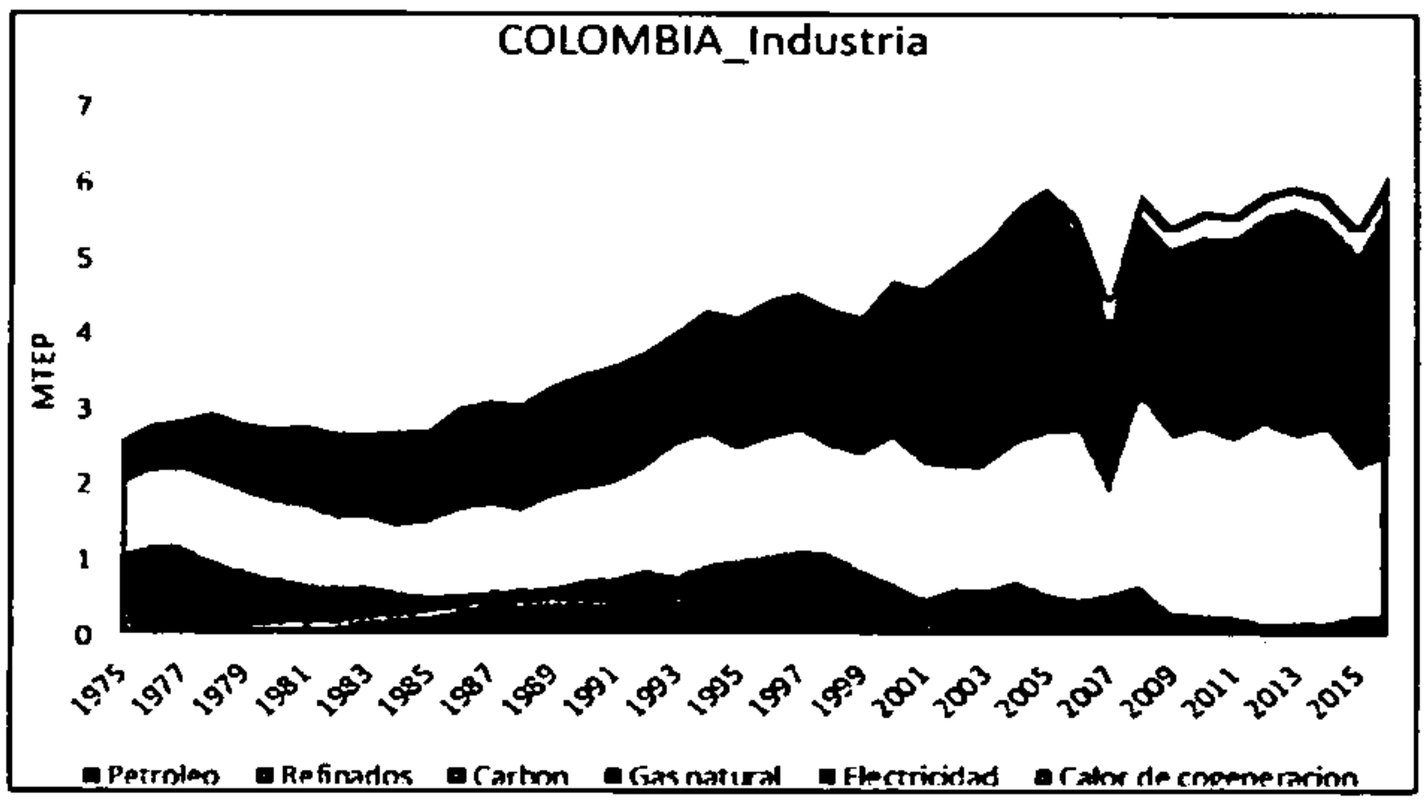
Figura 270: Participación de la demanda de energéticos para Termogeneración en Colombia 1975-2016. (%).



Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

Durante el presente siglo el fortalecimiento del parque térmico ha sido clave para complementar la oferta de generación con base hídrica ante la acentuada irregularidad que presentan los fenómenos de El Niño y La Niña como consecuencias del cambio climático global.

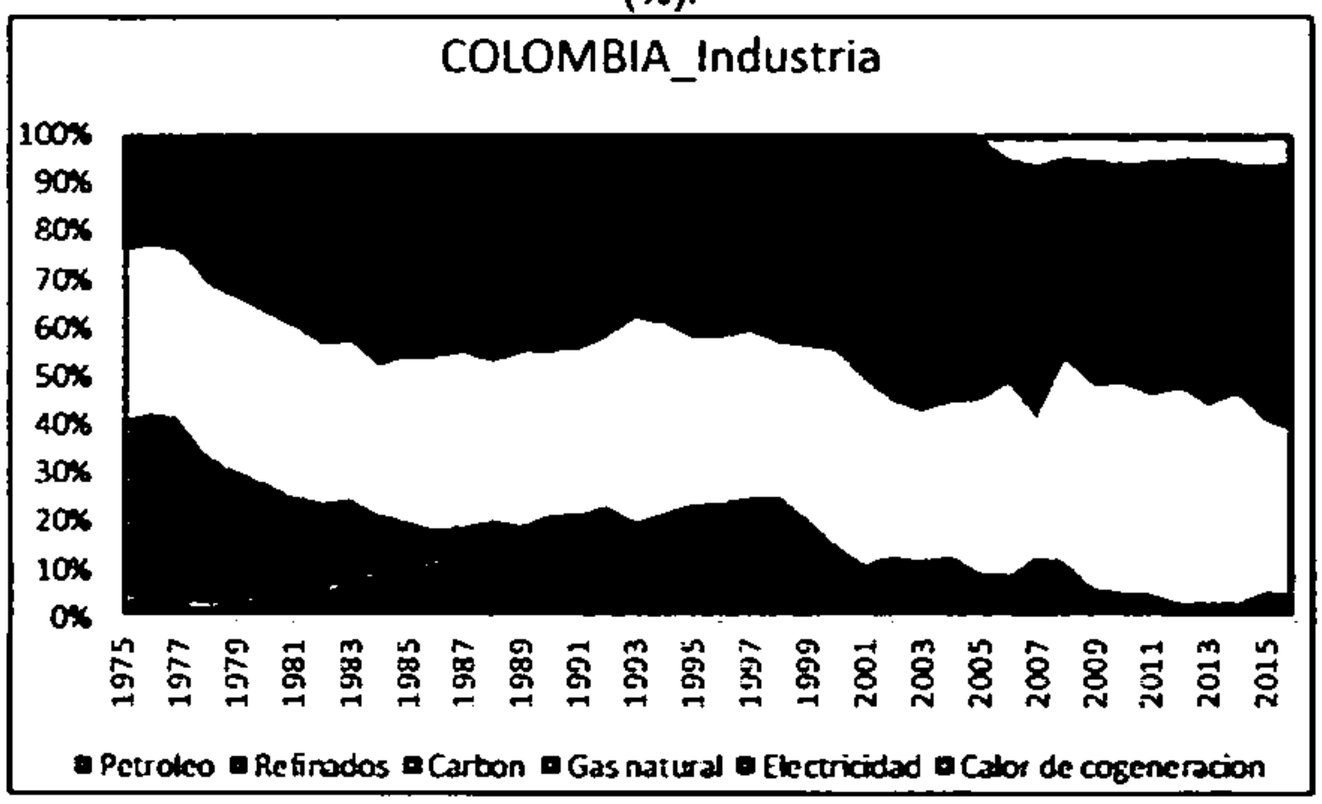
Figura 271: Demanda de energéticos en la industria en Colombia 1975-2016. (MTEP).



Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

La demanda industrial de energéticos en Colombia por muchos años ha tenido un marcado consumo de combustibles fósiles, complementado con energía eléctrica generada térmica o hídricamente (*Figura 271*); durante un buen período del siglo pasado, el consumo energético de las plantas fabriles del país estuvo soportado sobre una base de refinados que aun hoy en día conserva un nicho de consumidores significativo. El consumo de petróleo en la industria tuvo su momento más importante en los años 90's con gran aporte para atender esa demanda de los crudos Castilla y Rubiales que fueron muy apreciados por su competitividad económica en procesos que soportaban la quema de crudos pesados; los aportes del Plan de Masificación de gas natural a la oferta energética del país abrieron la puerta de energías menos contaminantes y aplicaciones como la cogeneración a partir de residuos y biomasa que hoy en día son porción importante del suministro a la industria con grandes beneficios al medio ambiente y alta eficiencia económica.

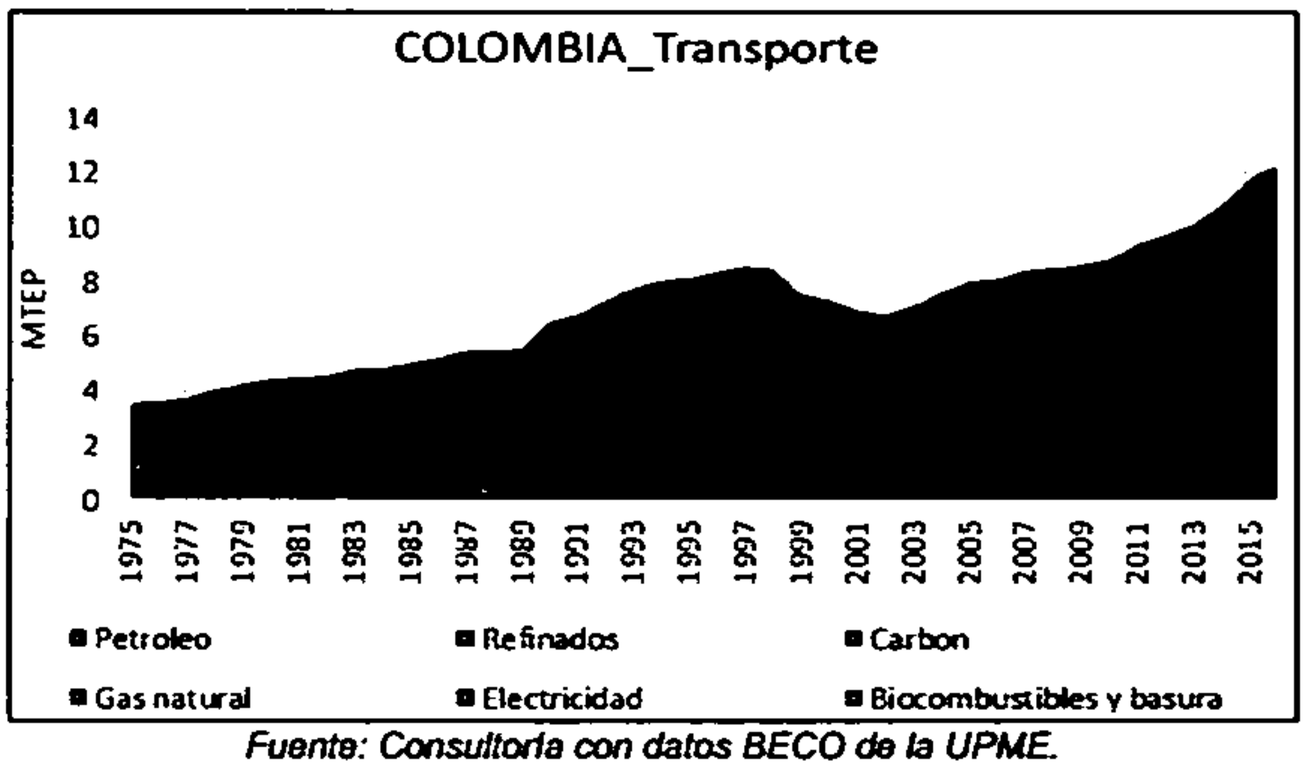
Figura 272: Participación de la demanda de energéticos en la industria en Colombia 1975-2016. (%).



Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

La *Figura 272* permite ver la importancia que tienen la cogeneración y el gas natural para el suministro energético a la industria durante los últimos años del período evaluado en este análisis, en los que este tipo de fuentes han desplazado el consumo de hidrocarburos pesados como el petróleo y el carbón, que son altamente contaminantes no sólo por la emisión de GEI, sino también por la emisión de sólidos particulados y NOx, que son incidentes en la ocurrencia de lluvias ácidas.

Figura 273: Demanda de energéticos para el sector transporte en Colombia 1975-2016. (MTEP).

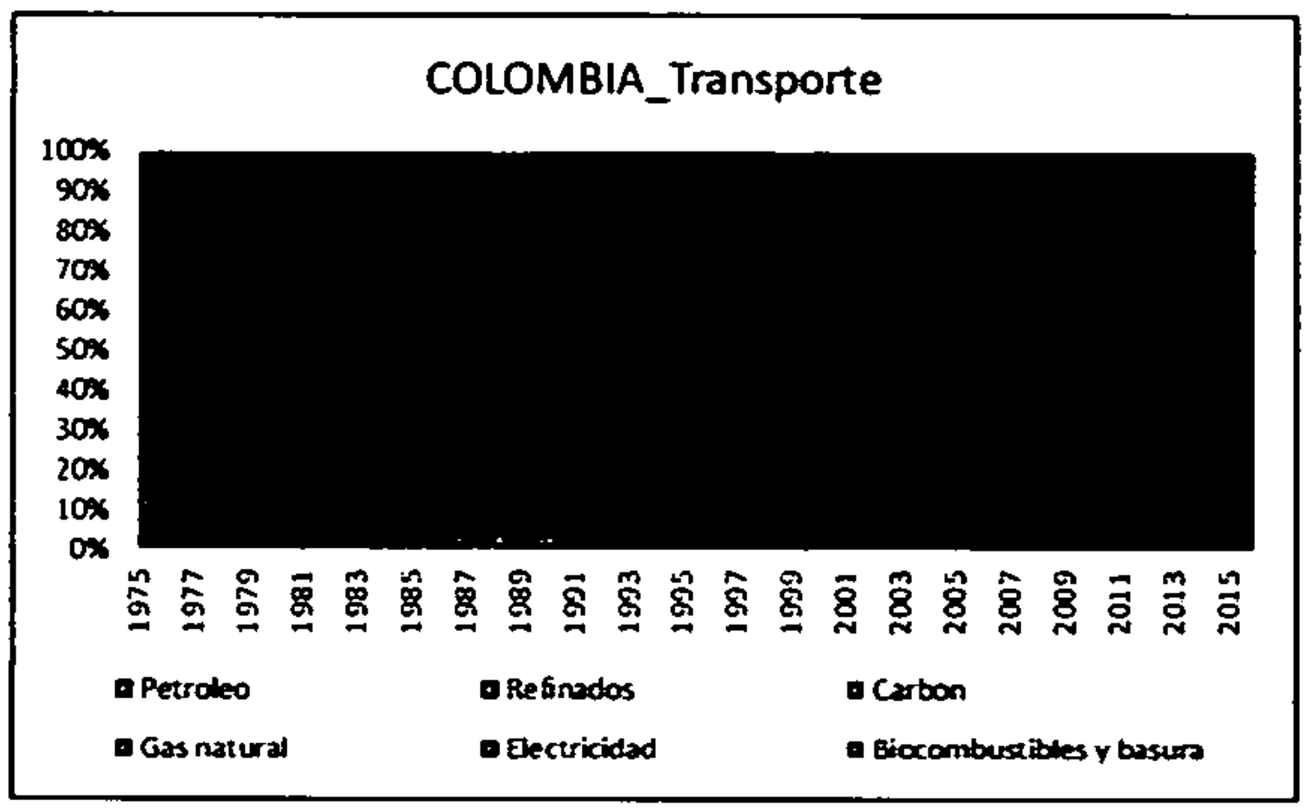


Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

El sector transporte en Colombia, se caracterizó durante largo tiempo, por ser monouso en cuanto al tipo de energéticos demandado para su funcionamiento, de forma tal que independientemente del tipo de combustible y el tipo de transporte que se estuviese evaluando, el denominador común era el uso de algún refinado del petróleo; con la transformación del país y la evolución de las tecnologías para transporte durante el presente siglo, se incluyeron en la demanda de energía del sector, energéticos diversos que han amortiguado el efecto del crecimiento del parque transportador del país en las emisiones de GEI.

En la *Figura 273* se observa desde 2003, la aparición de un segmento de energía diferente a los refinados que representa la demanda de gas natural para transporte del parque vehicular convertido y/o fabricado para funcionar con este combustible.

Figura 274: Participación de la demanda de energéticos para el sector transporte en Colombia 1975-2016. (%)



Fuente: Consultoría con datos BECO de la UPME.

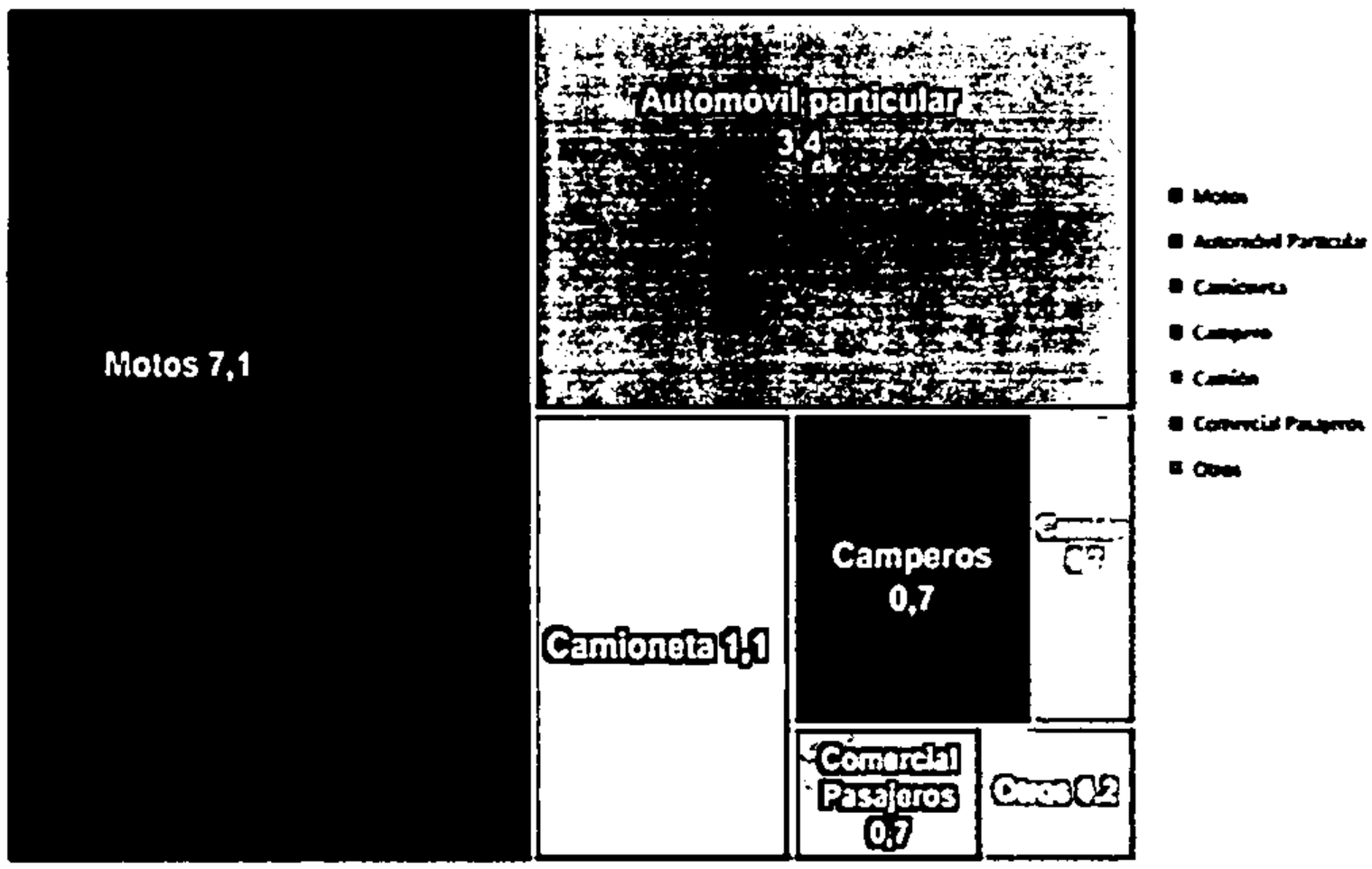
Según los datos reportados por el BECO (*Figura 274*), los energéticos primarios que atienden los requerimientos significativos del sector transporte aún siguen siendo combustibles fósiles, pero la clara participación del GNV como fuente de atención de la demanda sectorial de energía muestra que el proceso de transición hacia energéticos menos contaminantes ya ha dado su primer paso para la transportación en el país.

Adicionalmente desde el año 2005, en el país ha incursionado una nueva fuente de energía para el sector transporte como lo son los biocombustibles. Actualmente, Colombia tiene mezclas de E10 (10% Etanol Anhidro + 90% Gasolina) a lo largo de todo el territorio nacional para la totalidad del parque automotor y mezcla B10 (10% Biodiesel + 90% Diésel) para atender la totalidad de los

vehículos con motores diésel en el país. Lo anterior ha sido promovido por políticas del gobierno nacional, así como la agroindustria azucarera en el caso del etanol y palmera en el caso del aceite de palma para la elaboración del biodiesel. Lo anterior ubica al país entre los pioneros en la región en el uso de biocombustibles.

Actualmente Colombia cuenta con un parque automotor compuesto por cerca de 13 millones de vehículos automotores, de los cuales 7,1 Millones son Motocicletas y 5,9 Millones son automóviles.

Figura 275: Parque automotor colombiano (Millones de unidades).



Fuente: (BBVA, 2018).

Como se ve en la *Figura 275*, sólo 1,8 millones de vehículos corresponden a camiones y/o camionetas, y destinados como comerciales de pasajeros sólo el 10,8% del parque automotor.

En la actualidad, Colombia ha venido adelantando estudios de factibilidad sobre el uso de energéticos alternativos a los ya empleados en el sector transporte, es el caso del GLP que por el momento está limitado a montacargas o camionetas relacionadas con la distribución del mismo a nivel domiciliario o industrial; pero aunque ya se han hecho estudios con respecto a la capacidad de producción del GLP, la calidad del gas en cada una de las diversas fuentes distribuidas por el país, es el tema de la logística de transporte y distribución del gas, la poca llegada al país de forma masiva de las tecnologías de conversión y la pendiente reglamentación legal, lo que ha impedido la masificación de este energético como combustible vehicular.

Sólo en algunos de los sistemas de transporte masivo presentes en el país se han implementado buses articulados y alimentadores con motores dedicados a GNV, es el caso del sistema de transporte masivo de la ciudad de Cartagena al norte del territorio nacional.

La motorización eléctrica es un tema que hasta ahora comienza a promoverse en Colombia, pero su instalación masiva como un actor de alta participación en el sector transporte colombiano se espera para un fututo. En la actualidad, el país sólo cuenta con pocas unidades en vehículos livianos de uso particular, así como repartidores de última milla correspondientes a empresas de paqueteo y/o gaseosas. (Consumo final energía ALC 2015 - Sector Transporte).

4. DIAGNÓSTICO DE LOS MECANISMOS IMPLEMENTADOS PARA EL ASEGURAMIENTO DE SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA.

4.1 CHINA.

Los resultados que busca el Gobierno chino indican que para 2020, se debe llegar a reducir entre un 40% y un 45% la emisión de CO2 por unidad de PIB. Para alcanzar esta meta, se requiere de estrategias como el uso de energías renovables y la implementación de un proceso de transición donde se utilicen hidrocarburos livianos (gases combustibles) en lugar de hidrocarburos pesados (combustibles líquidos y el carbón), con el objetivo de lograr progresión hacia una matriz energética basada en energías limpias.

En 2017, la National Development and Reform Commission (NDRC) y 15 Ministerios de manera conjunta emitieron una "Opinión sobre la Aceleración del Uso del Gas Natural", que señala en su parte general y declarativa la importancia central del gas natural en la estrategia de desarrollo energético, y de prevención y control de la contaminación del aire. La declaración de la NDRC y los Ministerios señala:[144]

> "Acelerar la utilización de gas natural y aumentar la proporción de gas natural en el consumo de energía primaria **es la única manera en que China puede promover de manera permanente hacia el futuro la revolución de consumo de energía**, para construir un sistema de energía moderna limpia y de bajas emisiones de carbono, segura y eficiente, y **es la opción realista para controlar la contaminación del aire y afrontar activamente los problemas del ambiente ecológico tales como el cambio climático.**".

Los objetivos planteados en la declaración conjunta de la NDCR y los ministerios son los siguientes:

- Desarrollar el gas natural como una de las principales fuentes de suministro de un sistema energético moderno y limpio.
- Para 2020, alcanzar un 10% de gas natural en la estructura de consumo primario de energía, y el almacenamiento subterráneo deberá disponer de una capacidad operativa neta de 14,8 billosnes de metros cúbicos (bcm).
- Para 2030, la proporción de gas natural en la matriz de consumo de energía primaria alcanzará un 15%, con un almacenamiento subterráneo con capacidad operativa neta de 35 billones de metros cúbicos (bcm).

Se plantean además las siguientes grandes líneas de acción para la aceleración del uso del gas natural:

---

144 https://chinaenergyportal.org/en/opinions-accelerating-use-natural-gas/. Original en chino, traducción automática con adaptaciones.

- Proyecto de masificación de gas en ciudades:

  i) Masificar rápidamente el suministro de gas en los grandes centros urbanos, en especial en la zona norte del país, en remplazo de combustibles contaminantes utilizados para calefacción durante el invierno.
  ii) Llevar el gas natural a las zonas rurales mediante gasoductos, y mediante sistemas de almacenamiento para abastecer la última milla a través de estaciones de abastecimiento con tanques para GNC, GNL y GLP.
  iii) Promover en donde sea posible el bio-gas natural.

- Proyecto de generación eléctrica con gas natural (plantas peak shaving y soporte de renovables):

  i) Promover la generación distribuida con gas natural, en especial en consumidores de energía eléctrica medianos y grandes.
  ii) Promover el uso de distritos térmicos para optimizar el uso del gas natural en la producción de calor y frío.
  iii) Generación distribuida con base en GNL en zonas no cubiertas con gasoductos.
  iv) Uso de plantas de generación a gas natural para generar en los picos de demanda (peak-shavink), y en combinación con generación solar y eólica para aumentar la estabilidad de su generación.

- Proyecto de mejoramiento de uso de gas a nivel industrial:

  i) Remplazo de otros combustibles contaminantes por gas natural en calderas y hornos industriales.
  ii) Promoción del uso de gas natural en industrias de vidrio, cerámica, materiales de construcción, electromecánica y textiles.

- Proyecto de mejoramiento del uso de gas en transporte:

  i) Aumentar la participación del gas natural en trasporte público y de carga, incluyendo transporte por carretera y por barcos.
  ii) Enfoque inicial en buses de transporte de pasajeros y camiones de carga en largas distancias.
  iii) Remplazo de vehículos de trabajo pesado con diésel por vehículos con GNV, con énfasis en el corredor de alta contaminación Beijing-Tianjin-Hebei.
  iv) Acelerar la construcción de estaciones de recarga de GNC, GNL, y duales gasolina-gas, en autopistas, áreas de minería, y áreas de concentración de servicios logísticos y de turismo.

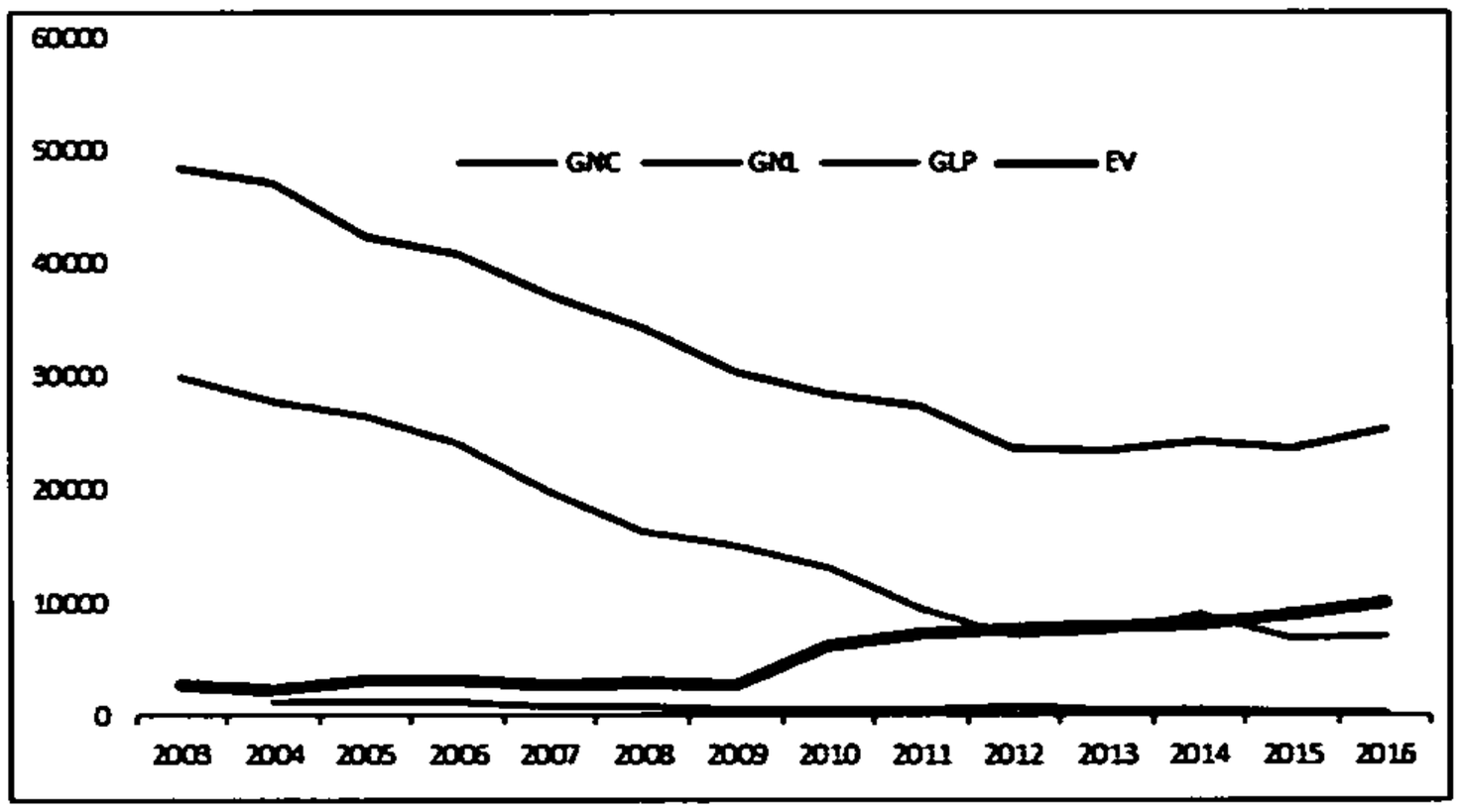
La política de aceleración del uso de gas natural en China es demasiado reciente como para poder observar y evaluar sus resultados. El objetivo del 13° FYP 2016- 2020 de llevar la participación del consumo del gas natural del 6,4% al 10% de la matriz energética es destacable, en la medida en que supone un consumo adicional anual de 0,162 billones de toneladas equivalente de carbón BTCE.

4.2 EEUU.

4.2.1 Leyes e incentivos al uso de gases combustibles.

De acuerdo con las cifras de la EIA, existen en la actualidad cerca de 160.000 vehículos a gas natural en los EEUU, de un total de 15,2 millones de vehículos a nivel mundial, y de cerca de 260 millones de vehículos en los EEUU[145]. El reducido número de vehículos con GNC o GNL indica que los mismos son utilizados en especial en flotas de transporte y buses administradas centralmente para recorridos a largas distancias y con alto millaje.

Figura 276: Evolución de la flota de vehículos a gas vs vehículos eléctricos.



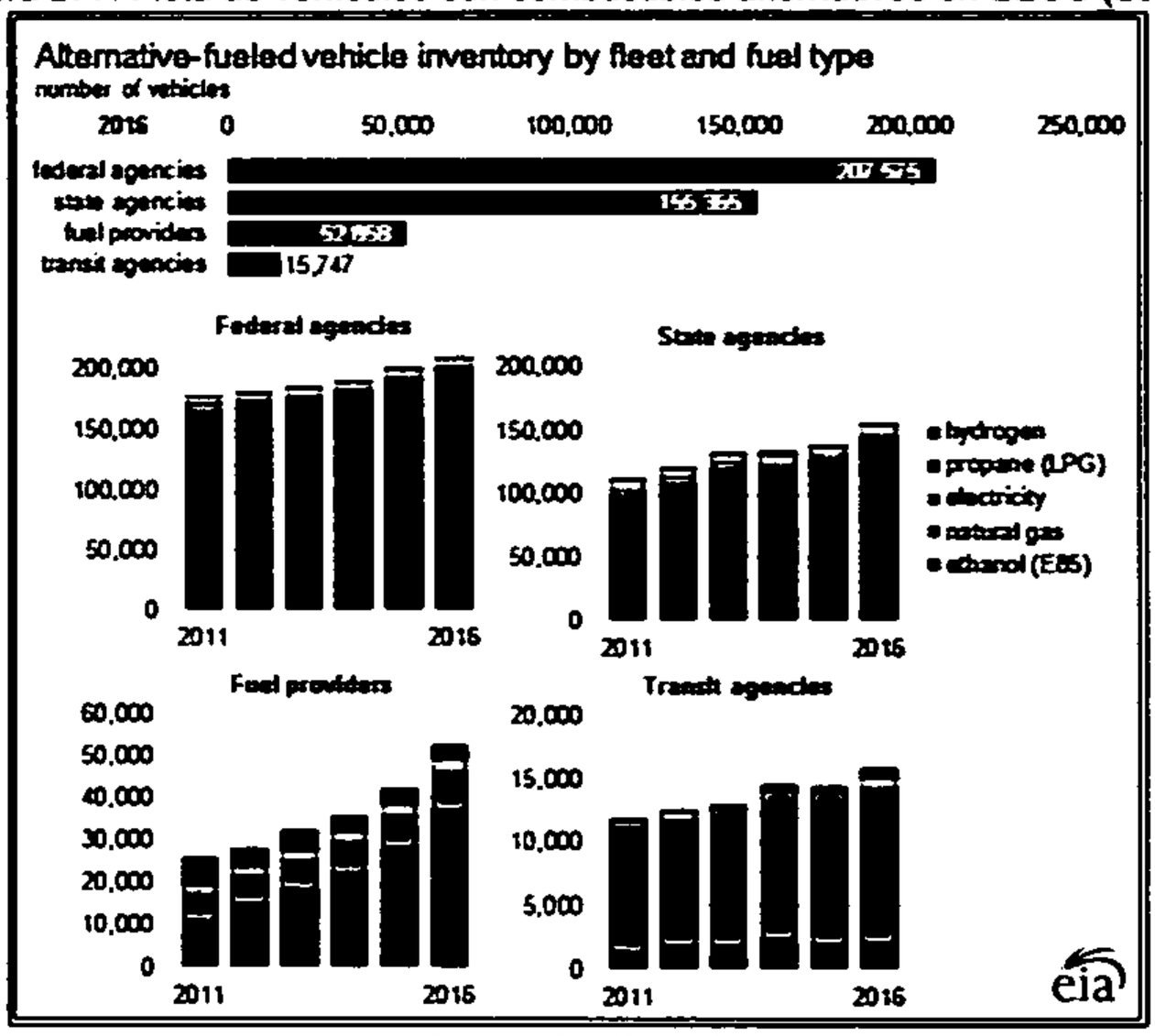
Fuente: Consultoría con base en datos EIA.

Los datos de vehículos con combustibles alternativos (AFV), sin incluir vehículos eléctricos, muestran en efecto una mayor participación de combustibles como el etanol, y que este tipo de vehículos se concentra en el sector oficial, tanto a nivel federal como estatal (*Figura 277*). Los vehículos a gas natural están concentrados en las agencias de tránsito y transporte, posiblemente como respuesta a los planes y programas establecidos para remplazar vehículos diésel.

---

145 US Departament of Transportation, Bureau of Transportation Statistics.

Figura 277: Flota de vehículos con combustibles alternativos en EEUU (2016).



Fuente: EIA (2018b).

Tabla 21: Programas, normas e incentivos a nivel federal para vehículos a gas natural y gas propano.

PROGRAMAS:

Nombre del Programa	Descripción	Beneficios
Iniciativa de Puertos.	Remplazo de motores diésel por nuevas tecnologías.	Financiamiento para remplazo de motores diésel en puertos.
Voluntary Airport Low Emission (VALE).	Incentivo a reducción de emisiones en servicios comerciales en tierra de aeropuertos en zonas que incumplen estándares de ozono y monóxido de carbono.	Recursos para compra de vehículos de bajas emisiones, desarrollo de estaciones de recarga de combustibles alternativos y electrificación.
Congestion Mitigation and Air Quality (CMAQ) Improvement Program.	Apoyo a gobiernos locales y agencias regionales de transporte en cumplimiento de la Clean Air Act.	Fondos para proyectos de reducción de emisiones incluyendo compra de vehículos con combustibles alternativos que demuestren reducción de emisiones.
Clean School Bus.	Conversión o remplazo de buses escolares a diésel.	Fondos para conversión o remplazo de buses escolares a diésel.
Clean Cities.	Apoyo a iniciativas locales para reducir el uso de combustibles fósiles.	Alianza público privadas para promover el uso de combustibles alternativos y de bajas emisiones.

LEYES Y REGULACIÓN:

Norma Federal	Agencia	Descripción
Alternative Fuel Definition.	U.S. Department of Energy.	Definición de combustibles alternativos para efectos de la Energy Policy Act (EPAct) de 1992.
Alternative Fuel Labeling Requirements.	Federal Trade Commission.	Obligación para vendedores de vehículos con combustibles alternativos (AFV) de etiquetar información sobre el combustible.
National Alternative Fuels Corridors.	U.S. Department of Transportation.	Definición de corredores en sitios estratégicos a lo largo de las principales autopistas para mejorar la movilidad en vehículos con combustibles alternativos.
Alternative Fuel Excise Tax	U.S. Internal Revenue Service.	Impuesto al consumo de GLP y GNC de $0,183 por galón equivalente de gasolina (GGE). Para GNL el impuesto es de $0.243 por galón equivalente de diésel (DGE).
Alternative Fuel Definition - Internal Revenue Code.	U.S. Internal Revenue Service.	Definición de combustibles alternativos para efectos fiscales, incluye propano, gas natural, hidrogeno líquido, combustible líquido derivado del carbón, hidrocarburos líquidos derivados de biomasa, y combustibles Serie P.
Aftermarket Alternative Fuel Vehicle (AFV) Conversions.	EPA.	Certificación de cumplimiento de estándares ambientales para vehículos convertidos a GLP, GNC, GNL, metano, etanol y otros.
Vehicle Acquisition and Fuel Use Requirements for State and Alternative Fuel Provider Fleets.	EPA.	Obligación para entidades estatales de adquirir un porcentaje de vehículos con combustible alternativos bajo la EPA Act de 1992 en sus compras anuales, para flotas que operen, arrienden o controlen 50 o más vehículos.
Vehicle Acquisition and Fuel Use Requirements for Federal Fleets.	U.S. Department of Energy.	75% de las compras de nuevos vehículos de carga ligera por entidades federales deben ser de AFVs, incluyendo vehículos eléctricos híbridos, y de celdas de combustibles.
High Occupancy Vehicle (HOV) Lane Exemption.	EPA U.S. Department of Transportation.	Exenciones a nivel estatal para AFV certificados sobre requerimientos de alta ocupación para el uso de carriles reservados dentro de cada estado. Los AFVs elegibles incluyen gas natural y GLP. Los estados pueden además establecer programas para pago de peajes para el uso de carriles (High-Occupancy Vehicle) HOV, para vehículos de bajas o cero emisiones. Los vehículos deben estar certificados por EPA y debidamente etiquetados.

INCENTIVOS:

Incentivo	Agencia	Descripción
Exención de peso máximo para Vehículos a Gas Natural (GNV).	U.S. Department of Transportation.	GNV pueden exceder el límite federal de peso máximo bruto por la diferencia entre el peso del tanque y la carga con gas natural, y el peso del tanque y la carga con diésel para un vehículo comparable, sin exceder 82.000 libras.
Financiación de investigación, demostración y desarrollo de proyectos de vehículos de transporte público de bajas o cero emisiones.	U.S. Department of Transportation.	Recursos financieros para entidades gubernamentales a nivel local, estatal y federal, entidades del sector educativo, y de transporte público, para investigación, demostración y desarrollo de proyectos de vehículos de transporte público de bajas o cero emisiones.
Garantías para créditos en proyectos de mejora tecnológica en energía.	U.S. Department of Energy.	Fondo de garantías con hasta 100% de garantías para préstamos en proyectos elegibles en reducción de emisiones de GEI y promoción de AFVs. Los proyectos elegibles pueden incluir infraestructura de recarga, no incluye financiamiento para investigación y desarrollo.
Alternative Fuel Tax Exemption.	U.S. Internal Revenue Service.	Exención de impuestos federales sobre combustibles para usos de combustibles alternativos definidos por el Internal Revenue Service, tales como: usos agrícolas, buses de transporte local e interurbanos, buses escolares, buses de uso exclusivo de entidades educativas sin ánimo de lucro, o de entidades públicas estatales o subestatales, o del Distrito de Columbia.

Fuente: Consultoría con base en datos EIA.

4.2.2 Política de exportaciones de gas en los EEUU.

La realidad actual sobre la creciente abundancia de la producción de gas natural y petróleo en EEUU ha propiciado el análisis de parte de diferentes organizaciones y organismos de cara a una regulación mucho más ajustada a esta realidad, ya que estas fuentes de energía, junto con el carbón, la energía nuclear y las energías renovables, pueden proporcionar a la nación los beneficios de un portafolio de oferta de energía diversa, abundante y de bajo costo en las próximas décadas.

Esta nueva perspectiva obliga a la revisión de políticas federales que se han soportado en la situación prevalente de escasez de energía y el consecuente aumento de las importaciones, en un escenario de búsqueda de la autosuficiencia y la seguridad energética. En este escenario se ha venido discutiendo la necesidad de flexibilizar la política y los procedimientos en materia de exportaciones de gas natural. Es de anotar que el Departamento de Energía (DOE) ejerce jurisdicción sobre el producto en sí (gas natural), mientras que otras agencias federales, como la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), los organismos estatales y locales tienen jurisdicción sobre las instalaciones utilizadas para exportar el producto.

La autoridad del DOE se deriva de la Ley de Gas Natural (Natural Gas Policy Act de 1978), que le asigna la competencia en materia de importación y exportación y establece el estándar para la revisión de la mayoría de las solicitudes de exportación de GNL, las cuales se conceden a países con los que Estados Unidos tiene un Acuerdo de Libre Comercio (TLC) vigente.

La abundancia doméstica del combustible se suma a que el precio en muchos mercados extranjeros es superior que, en los EEUU, lo que hace rentable la exportación incluso considerando los costos de transporte.

No obstante, existe resistencia en este sentido por parte de los grandes consumidores industriales, la industria del gas natural y los generadores de energía con gas natural, agremiados en la Industrial Energy Consumers of America (IECA), debido al temor de que los altos volúmenes de gas comprometidos para exportación a 20 y 30 años, pueda conducir a incrementos de precios del gas en el mercado doméstico y por tanto, la pérdida de ventajas competitivas para la economía norteamericana.

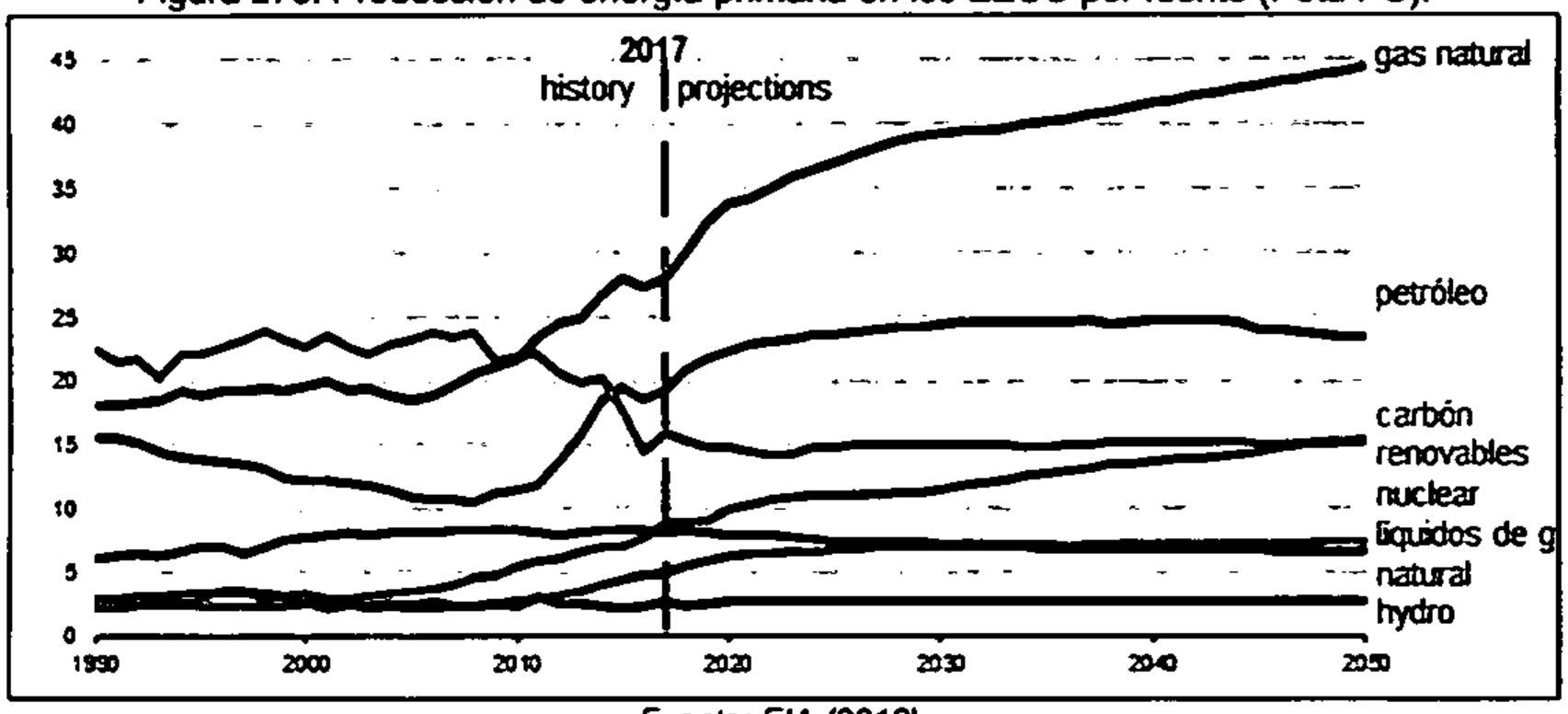
> "As large manufacturing consumers of natural gas, natural gas feedstock, and natural gas-fired electricity generation, we remain alarmed at the volume of LNG exports that have been approved for periods of 20-30 years..."

De acuerdo con Annual Energy Outlook (AEO) 2018 de la EIA, el gas natural será la principal fuente de energía primaria y la de mayor crecimiento entre 2002 y 2050, alcanzando cerca de 45 PPC[146] a 2050. Dado que la misma EIA estima un volumen de exportaciones de 12 PPC a 2050, parece existir suficiente espacio para que se amplíen las exportaciones de gas natural desde los EEUU al resto del mundo, jugando un papel especial en la geopolítica de la energía tanto en la Unión Europea como en India y China.

---

[146] Peta pies cúbicos. 1 PPC = $1x10^{15}$ pc.

Figura 278: Producción de energía primaria en los EEUU por fuente (Peta PC).



Fuente: EIA (2018).

Un estudio encomendado a la firma NERA, concluye que incluso en escenarios extremos de exportaciones ilimitadas de gas natural, el bienestar económico de los EEUU aumenta constantemente a medida que aumenta el volumen de las exportaciones de gas natural. Esto se debe a que un 80% del incremento en las exportaciones de GNL se soportan en incrementos en la producción interna, con efectos positivos en empleo, ingresos, producción y utilidades en el sector de gas natural en el país. Por otra parte, mayores precios internacionales del gas mejoran los términos de intercambio de la economía norteamericana, lo que implica una transferencia de riqueza del resto del mundo hacia los EEUU igual al aumento de precios multiplicado por la cantidad exportada[147].

En junio de 2018, el DOE actualizó la política en cuanto a las autorizaciones de largo plazo para exportar gas natural a los países que no cuentan con acuerdos de libre comercio. En esta se establece el compromiso en la durabilidad y estabilidad de las autorizaciones futuras, considerando los beneficios económicos a la economía estadounidense y, la seguridad energética y los beneficios ambientales a la comunidad global (incluidas las economías emergentes que dependen actualmente de energéticos contaminantes).

En cuanto a la facultad que tiene el DOE para revocar (en todo o en parte) dicha autorización, ha manifestado que no es posible determinar con precisión en qué casos se tomaría tal decisión, pero se daría en circunstancias imprevistas que tengan consecuencias significativas al poner el interés público en riesgo. En la declaración el DOE manifiesta que el gobierno de los Estados Unidos toma muy en serio las expectativas de inversión con respaldo de los particulares sometidos a su jurisdicción, y en particular entiende los compromisos de suministro asociados con estas autorizaciones y su término, que puede afectar tanto los intereses nacionales como internacionales.

147 NERA (2018).

4.3 JAPÓN.

En un reciente White Paper del Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)[148], se señalaron los nuevos desarrollos de la estrategia a 2017, los cuales incluyen de manera particular aspectos relacionados con el papel del gas natural en el aseguramiento el suministro energético, entre otros:

- El fortalecimiento en 2016 de la Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) para ampliar su función de proveer incentivos de capital de riesgo a compañías nacionales de desarrollo en el upstream, dada la debilidad internacional de las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas.
- Como principal actor del mercado de GNL, desarrollar acciones para la creación de un mercado internacional de alta flexibilidad, para reducir la dependencia de contratos de largo plazo atados al precio del petróleo y con cláusulas que impiden la reventa. En abril de 2017 se abrió un nuevo mercado spot de GNL en la Tokyo Commodity Exchange para mejorar la confiabilidad y transparencia de los índices de precios del gas.
- En abril de 2017, se revisó la Ley de Feed-in-Tariffs, para eliminar de su cobro proyectos no comisionados, señalar nuevas reglas de desarrollo de proyectos, establecer un mecanismo de subastas para proyectos solares a gran escala, y definir metas de precios de mediano y largo plazo.
- Energía del hidrogeno para el futuro: Japón está desarrollando este proceso en tres fases, i) expandir el uso de vehículos de celdas de hidrógeno, estaciones de carga de hidrogeno, y Ene-Farms (en desarrollo); ii) introducir generación eléctrica a gran escala con base en hidrógeno (2030); y iii) establecer un sistema de suministro de hidrógeno libre de emisiones de CO2 (2040).
- Liberalización de los mercados de energía eléctrica y gas:
  - La Electricity Market Surveillance Commission está desarrollando el marco regulatorio que incluye comercializadores minoristas, competencia desleal en el mercado mayorista, y el futuro esquema de cargos de transmisión y transmisión punto a punto o "Wheeling".
  - A partir de 2022 se llevará a cabo la separación vertical de las redes de gasoductos regionales, y la liberalización total del mercado minorista para clientes de menos de 100.000 m^3, que estarán en posibilidad de elegir libremente su compañía suministradora de gas.

En 2017 se constituye la compañía JERA, con inversión conjunta de las eléctricas TEPCO Fuel & Power y Chubu Electric Power. Para 2019, será la compañía más grande a nivel mundial en comercialización de GNL y generación térmica a gas y carbón. En generación térmica alcanzaría un tamaño similar al de empresas como ENGIE y ENEL.

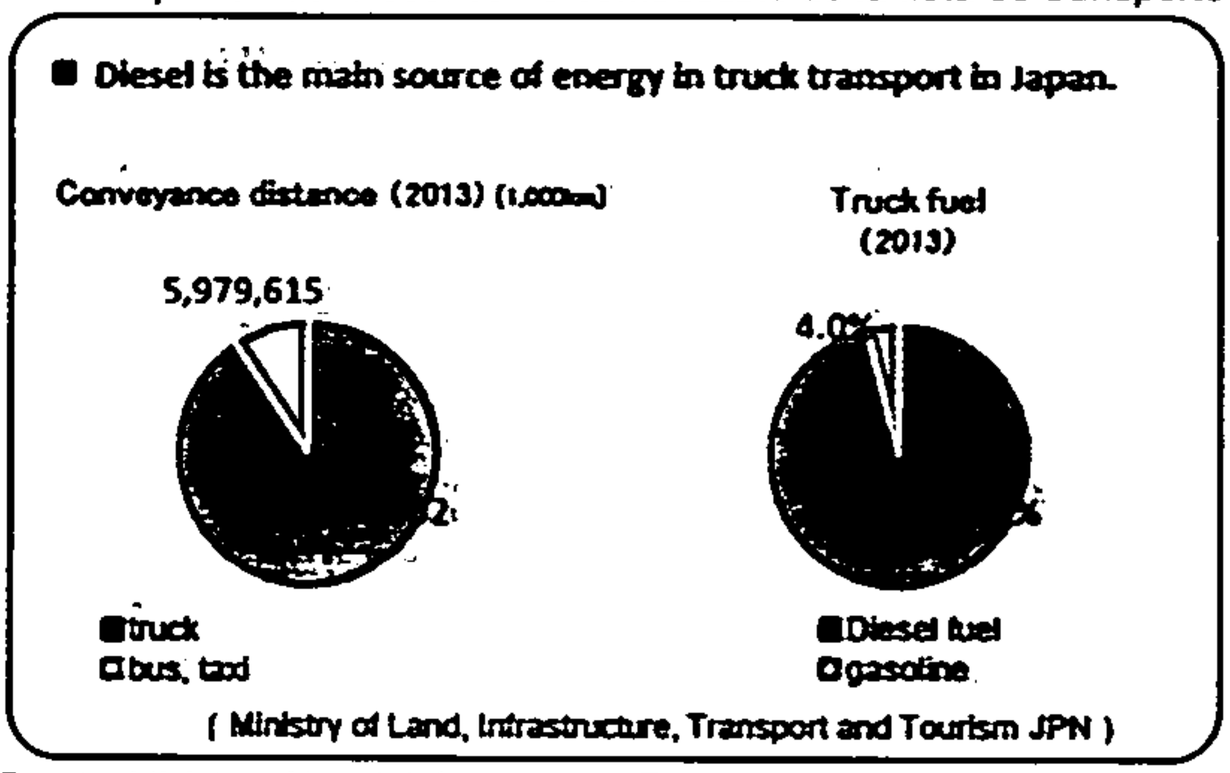
Política de transición en vehículos a gas.

Una de las líneas estratégicas de la transición energética en Japón, es la promoción del uso eficiente en transporte, así como de vehículos de nueva generación. A 2013, un 96% de la flota de vehículos de transporte pesado funcionaba con diésel (*Figura 279*).

---

[148] METI (2018). http://www.meti.go.jp/english/report/data/gIT2018maine.html

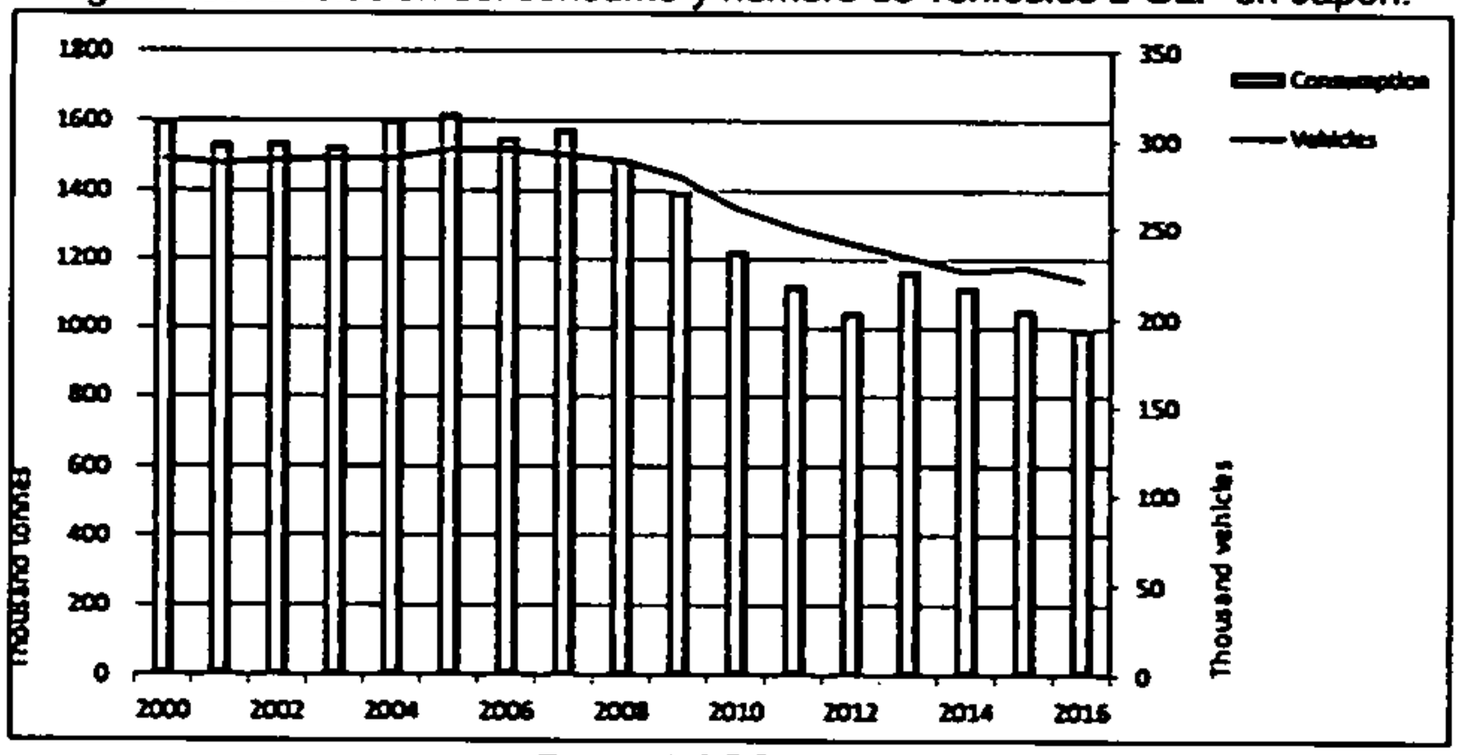
Figura 279: Participación del diésel como combustible de la flota de transporte en Japón.



Fuente: Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism - MLIT (2015).

En cuanto al GLP, como en otros países, su uso dentro del parque vehicular es reducido, y viene en descenso desde 2008 (*Figura 280*). A 2016, según las cifras de las WLPGA, los vehículos a GLP representaban un 0,3% del parque automotor en Japón, pasando de algo menos de 300.000 vehículos en 2006 a 221.064 in 2016, debido al aumento de vehículos diésel. Un 90% de los taxis utilizaban Autogas, lo que representa el grueso de la flota, con el resto en vehículos de transporte de trabajo liviano y pesado, y minibuses[149].

Figura 280: Evolución del consumo y número de vehículos a GLP en Japón.



Fuente: WLPGA (2017).

[149] WLPGA (2017), p. 82.

Con el fin de incrementar la proporción de vehículos de nueva generación en las ventas de nuevos vehículos a GNC entre un 50% y un 70% a 2030, de acuerdo con el plan de reconstrucción Japan Revitalization Strategy (2013), se establecieron incentivos consistentes en la eliminación de impuestos y reducción del precio de adquisición para vehículos pesados y buses a gas natural comprimido e híbridos, tanto de fábrica como convertidos.

Así, se definió un subsidio a la compra de camiones y buses del 50% de la diferencia entre el precio del vehículo nuevo a GNC o híbrido, con respecto al vehículo regular a diésel, en caso de compra junto con la chatarrización del vehículo antiguo; o de una tercera parte de la diferencia, en caso sólo de compra. Y un subsidio de la tercera parte de los costos de conversión a GNC, en caso de remodelación de vehículos a diésel.

Así mismo, se estableció un sistema de incentivos a vehículos de bajas emisiones, consistente en la exención del impuesto inicial de compra, y del impuesto de certificación anual (weight tax) para vehículos a gas natural y eléctricos. Estos beneficios fiscales se aplicaron hasta marzo y abril de 2017.

El Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism (MLIT) viene estudiando además en conjunto con los fabricantes de equipos (OEM), medidas para incentivar el uso de vehículos de carga pesada con GNL por sus ventajas de mayor densidad energética y mayor autonomía, además de la posibilidad de utilizar los motores de GNC con GNL. Un punto en desarrollo es la expedición de normas y estándares para limitar el boil-of-gas en los tanques de GNL y las emisiones al ambiente de gas metano[150].

4.4 ALEMANIA.

El papel del gas natural en la transición energética:

El gas natural ocupa un papel preponderante en el consumo de energía primaria en Alemania, con un 23,7% en 2017, sólo después del petróleo (34,6%), y casi igual al de las dos fuentes de carbón utilizadas en el país, la hulla y el lignito.

Su papel como combustible de transición ha sido señalado en varias oportunidades por el gobierno, como sucedió recientemente en la cumbre del G20 en Bariloche, Argentina. El gobierno alemán lo ha incluido expresamente en el Climate Action Plan 2050 como combustible de bajas emisiones necesario para su uso como respaldo de las energías renovables, y como fuente de cogeneración para incrementar la eficiencia energética en procesos industriales.

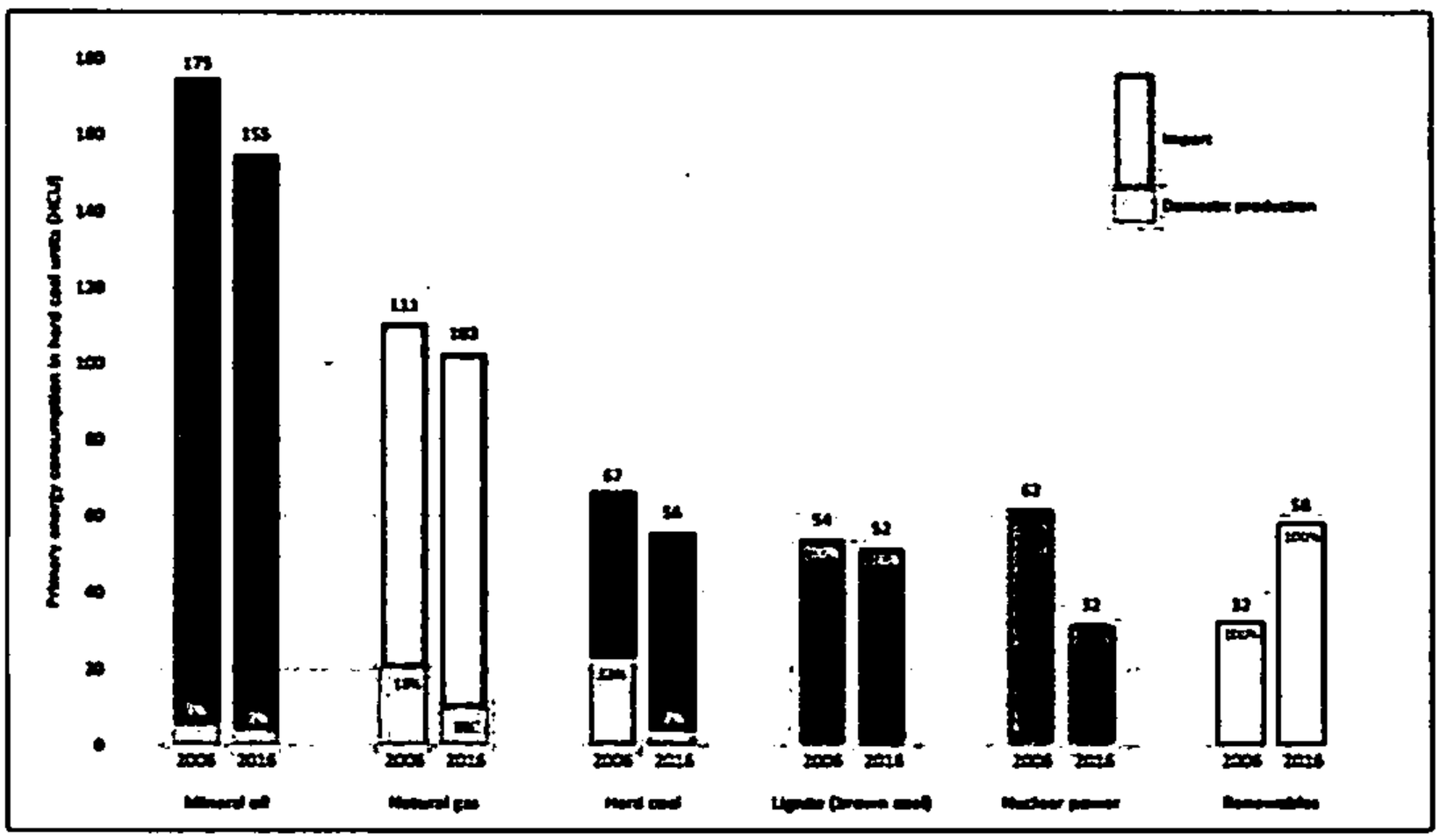
No obstante, la enorme importancia del gas natural, la asignación de una función clave en la transición energética alemana enfrenta duras controversias en el pais debido a varios factores:

---

[150] Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism - MILT (2015).

- En primer término, Alemania es altamente dependiente del gas importado desde Holanda, Noruega y Rusia. El gas de Holanda, de bajo contenido calórico, está comenzando a declinar en su producción, en tanto que la posibilidad de aumentar las importaciones desde Rusia a través de una nueva conexión directa con el gasoducto Nord Stream 2, es vista como un riesgo geopolítico importante. La *Figura 281* muestra la dependencia energética de Alemania con respecto a las importaciones entre 2006 y 2016, por tipo de combustible.

Figura 281: Dependencia energética de Alemania con respecto a importaciones (2006-2016).

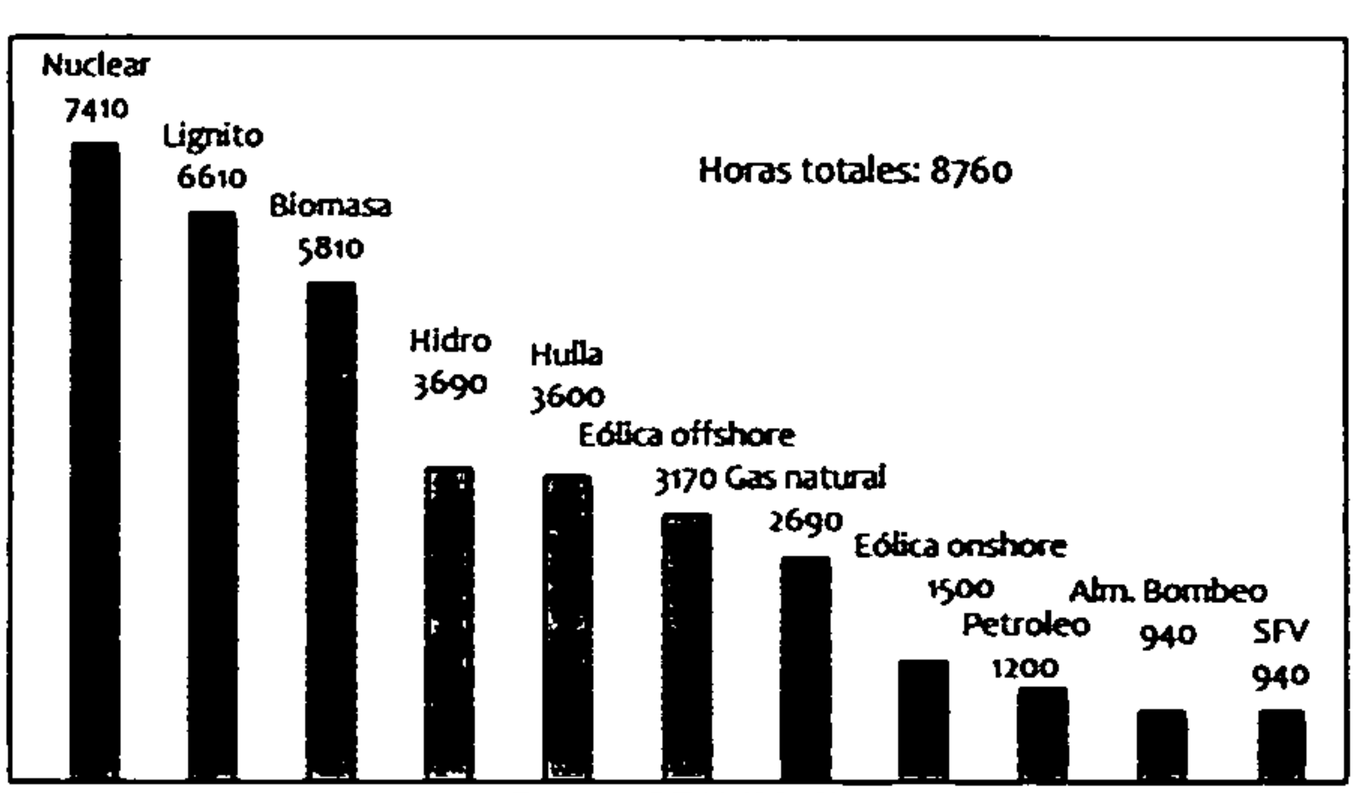


Fuente: CleanEnergyWire (2018).

- En segundo lugar, quienes apoyan desde el gobierno la transición energética con la meta de descarbonización total del sector eléctrico en 2050, critican la estrategia del gas natural como combustible de transición en la medida en que la promoción de nueva infraestructura posiblemente todavía estaría en operación para esa fecha, y haría más difícil alcanzar las metas durante la transición. Si bien las emisiones de CO2 del gas natural son un 50% de las emisiones en la generación eléctrica a carbón, siguen siendo importantes y, según los críticos, existe además el riesgo de fugas al ambiente de metano, otro GEI.

- Un tercer aspecto que dificulta la posibilidad de un papel más amplio del gas natural en la transición energética, es el hecho de que el precio del gas es superior al del carbón y al de la energía nuclear para efectos de la generación eléctrica. Si bien la generación a carbón y la energía nuclear deben ser retirados de operación a mediano plazo, esta situación debilita a la industria de generación a gas natural.

Figura 282: Horas de generación anual por tecnología



Fuente: GTAI (2018).

Un estudio contratado por la Asociación de Empresas de Transporte de Gas en 2017, evaluó varios escenarios de oferta energética en Alemania a 2030, considerando sólo electricidad, electricidad más almacenamiento de gas sintético producido a partir de energías renovables, y almacenado para producir de nuevo energía eléctrica (Power-to-gas-to-power - P2G2P), y electricidad más almacenamiento de gas sintético y transporte por las redes de transmisión y distribución hasta el domicilio de los usuarios, para usos en calentamiento. La conclusión ha sido que el último escenario produciría un beneficio neto de €12 billones al año, relacionados especialmente con menores costos de equipos de uso final de los usuarios (como calentadores o bombas de calor a gas) y en menores costos de ampliación de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, los fabricantes de vehículos aún ven un futuro importante en el desarrollo de vehículos a gas, que pueden ser incorporados más rápidamente y a menores costos que los vehículos eléctricos, con un impacto mucho más fuerte a corto plazo en reducción de las emisiones de CO2. Volkswagen lanzó en 2017 una iniciativa en conjunto con las empessas de infraestructura de tranporte de gas, para promover la mobilidad basada en gas natural comprimido, con una meta de un millón de vehículos a 2025.

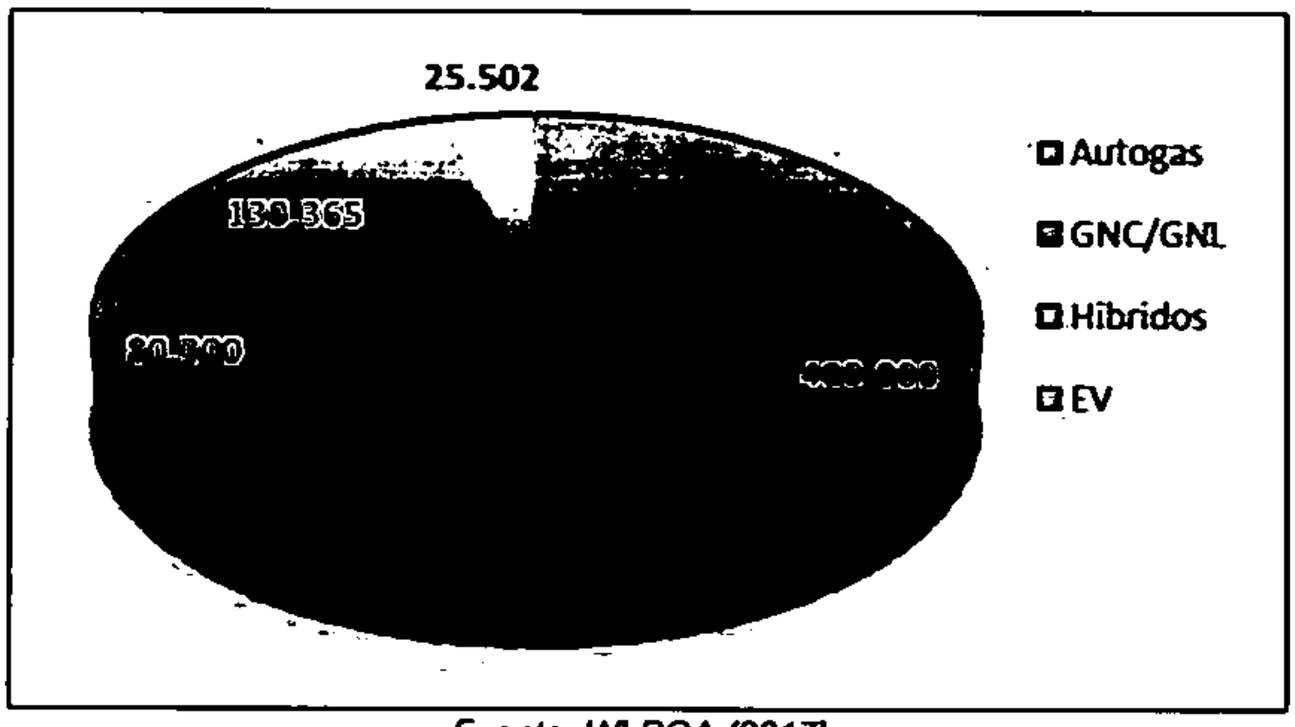
El sector de transporte con Autogas[151].

A 2016, el inventario de vehículos a GLP en Alemania era cercano a 400.000, un **1%** del total de la flota vehicular en el país, superior a otras flotas de vehículos con combustibles alternativos (*Figura 283*).

---

[151] WLPGA (2017).

Figura 283: Composición de la flota de combustibles alternativos en Alemania en 2016.



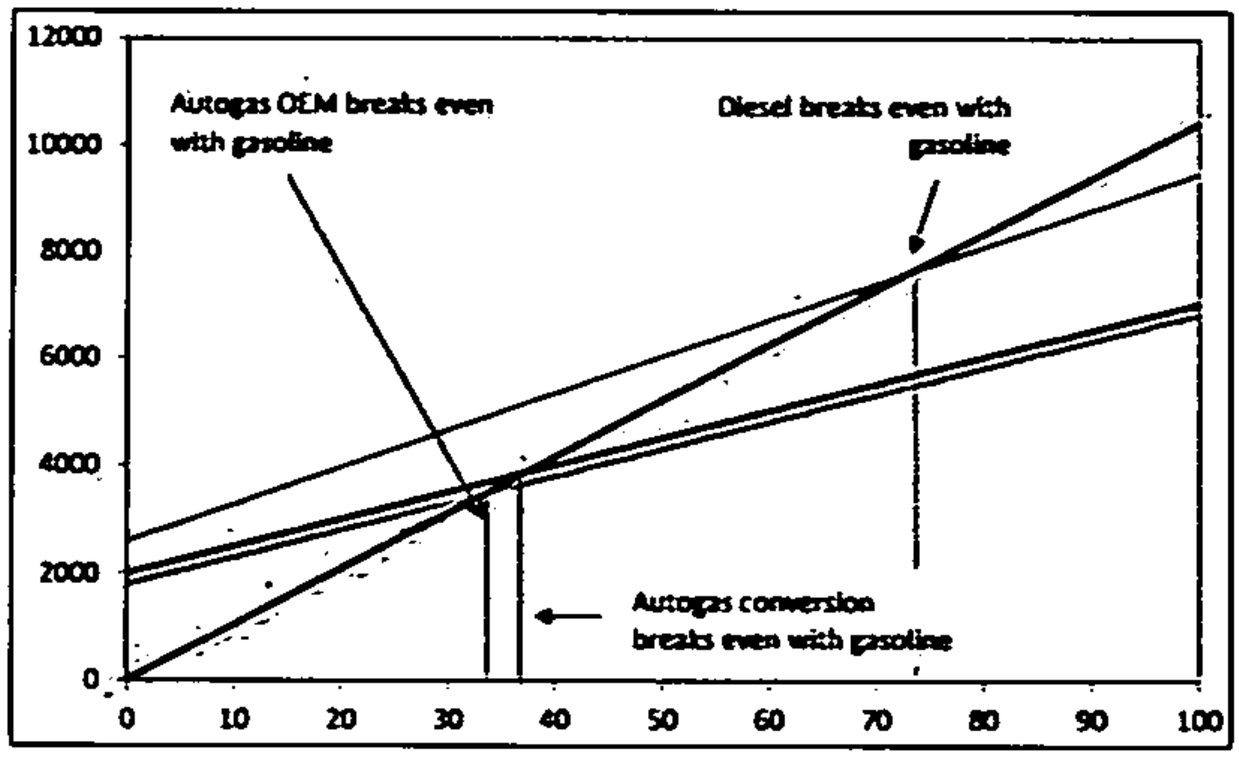
Fuente: WLPGA (2017).

Sin embargo, desde 2014 se viene reduciendo el número de nuevos vehículos registrados con Autogas, debido a la incertidumbre sobre las políticas de apoyo al combustible, en particular con respecto a impuestos a los combustibles, y a las mejoras en eficiencia en los combustibles en general.

No existen ventajas fiscales o de otro tipo con respecto a los vehículos, en comparación con el énfasis en vehículos eléctricos, con subsidios de € 3.000 para híbridos enchufables (A plug-in hybrid electric vehicle - PHEV) y €4.000 para vehículos eléctricos a batería en vehículos nuevos. En impuestos a los combustibles, en Autogas es un 20% del impuesto al diésel, y un 14% del impuesto a la gasolina. Como resultado, el precio del Autogas en estación es un 39% del precio de la gasolina, y un 46% del precio del diésel. En junio de 2017, el Comité Financiero del Bundestag aprobó extender las ventajas en impuesto al combustible para el Autogas hasta 2022, aunque con un incremento anual del impuesto del 20%. Una decisión reciente de la UE ordena adoptar dentro de la normatividad de cada país la consideración del Autogas y el bio-GLP como fuentes renovables de energía, en reconocimiento de sus bajas emisiones de CO2.

La figura siguiente muestra los cálculos de competitividad de la WLPGA de distintos tipos de vehículos en función de la distancia recorrida, en el caso de Alemania, con una ventaja evidente de los vehículos a GLP (convertidos y originales de fábrica) frente a gasolina y diésel, para recorridos superiores a unos 35.000 km, lo que indica los beneficios en costos y ambientales en el caso de vehículos de transporte y buses.

Figura 284: Competitividad de vehículos con GLP frente al diésel y gasolina.



Fuente: WLPGA (2017).

4.5 ITALIA.

El papel del gas natural en la transición energética.

El gas natural es la principal fuente de consumo primario de energía en Italia, con cerca del 40% del consumo energético primario en Italia a 2017, apenas superior al petróleo, con un 39%. La totalidad del gas que se consume (62 bcm) es importado, con un 86% por gasoductos y el resto a través de terminales de importación de GNL[152]. En este sentido, al igual que en otros países con estructuras de consumo similares, la seguridad energética es un asunto estratégico esencial, en especial por la inestabilidad política en los países proveedores en Medio Oriente y África.

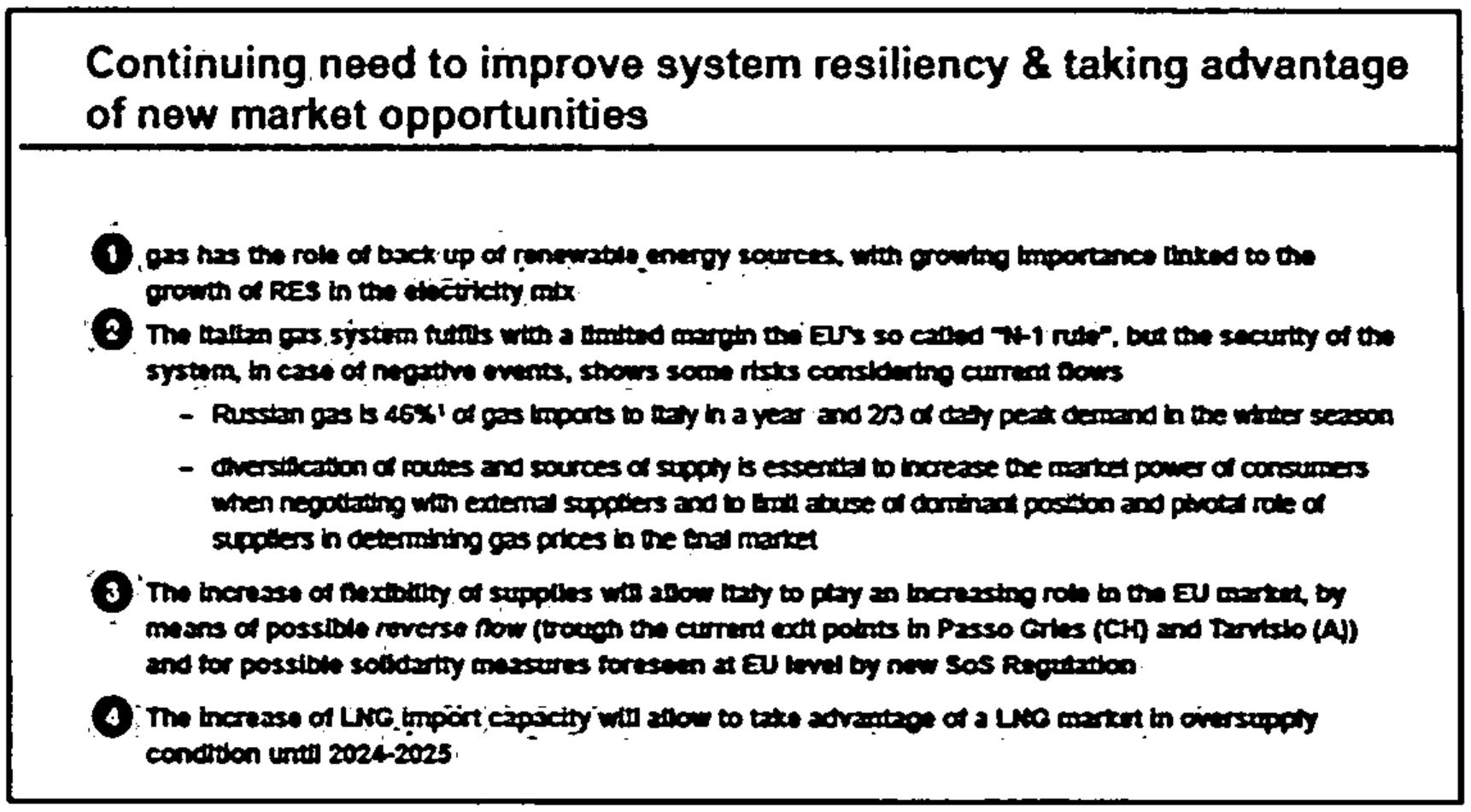
Las estrategias centrales de la Estrategia Nacional de Energía (NES) en Italia con respecto al papel del gas natural, están relacionadas con la gestión de los picos de demanda de gas como soporte de las energías renovables, la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, y una mayor integración con el mercado europeo.

Los argumentos que plantea el gobierno italiano a través del Ministerio de Desarrollo Económico, son que se requiere reforzar la infraestructura de importación y transporte de gas natural en el país, con el fin de fortalecer la independencia energética, la confiabilidad frente a posibles eventos externos, y el fortalecimiento de la capacidad negociadora del país como consumidor frente a

[152] BP (2018).

proveedor de alto peso, como Rusia, así como la posibilidad de que Italia juegue un papel importante como abastecedor del mercado interior europeo, aprovechando el escenario de sobreabastecimiento mundial de GNL existente al menos hasta 2024, y utilizando la infraestructura de transporte en condición de flujos invertidos[153].

Figura 285: Objetivos estratégicos para el sector gas en Italia.

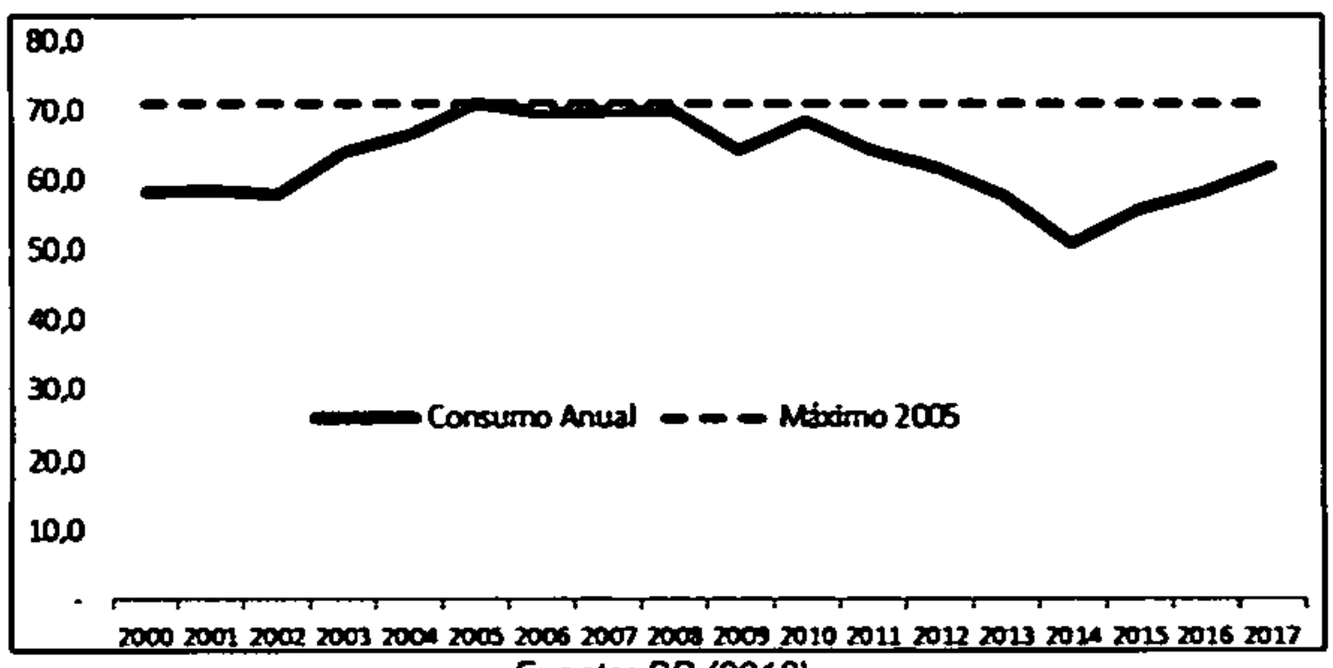


Fuente: Ministero dello Sviluppo Economico (2018).

Los escenarios y estrategias en materia de crecimiento de la demanda de gas contenidas en la NES 2017, han sido cuestionados y debatidas recientemente[154]. En primer término, debido a la tendencia decreciente del consumo de gas natural en el país, que alcanzó su nivel máximo en 2005 (72 bcm) y desde entonces se ha mantenido por debajo de ese nivel, en parte debido a la crisis económica de 2008, a las medidas de eficiencia económica en línea con las directrices de la Unión Europea, y a la penetración de la generación con energías renovables.

153 Ministero dello Sviluppo Economico (2018).
154 Ver Prognos (2017), p. 179.

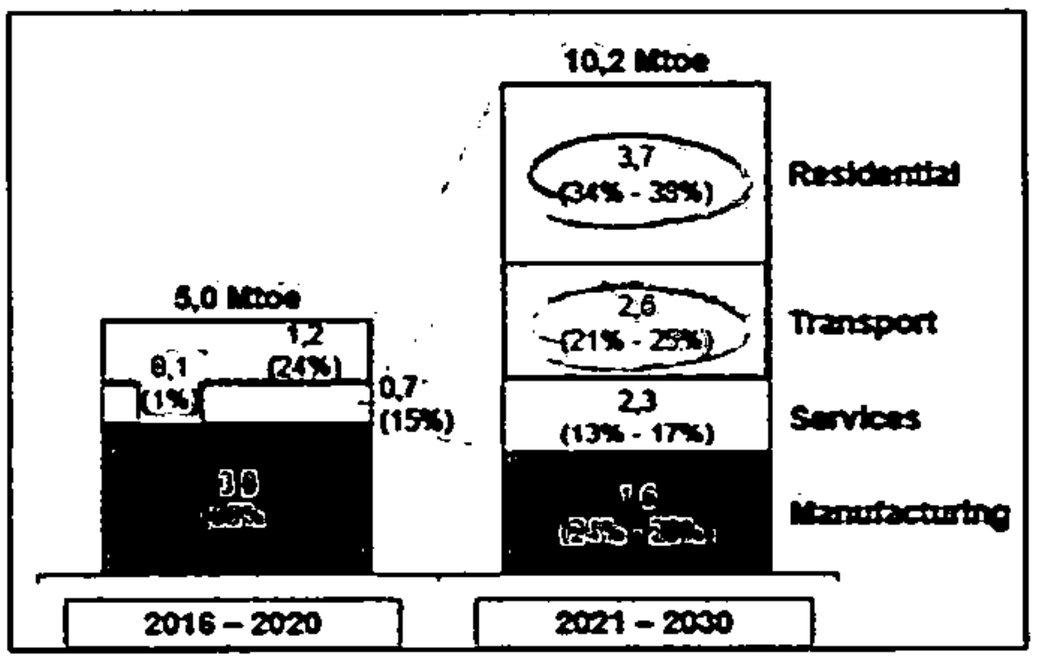
Figura 286: Evolución del consumo de gas natural en Italia (2000-2017).



Fuente: BP (2018).

La *Figura 287* muestra las proyecciones de ahorro de energía por sectores que soportan la meta de reducción de 10 MTOE de consumo primario a 2030.

Figura 287: Aportes sectoriales a la meta de reducción del consumo total de energía en Italia.

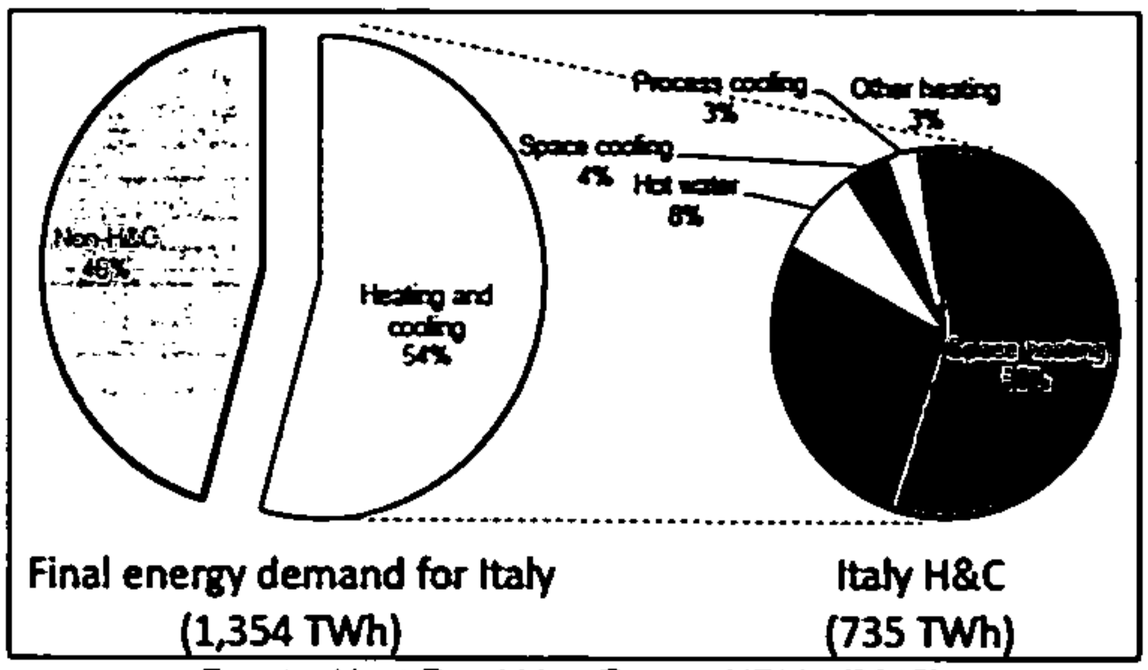


Fuente: Ministero dello Sviluppo Economico (2018).

Buena parte de los aportes en reducción de consumo de gas provendrían del sector residencial con un 36%. Dado que cerca de un 50% de la demanda final de energía en Italia se destina a calentamiento ambiental y procesos industriales que utilizan calor, y que de este porcentaje, un 52% utiliza gas natural como combustible (*Figura 288* y *Figura 289*)[155], es probable entonces que la demanda de gas en el país continúe reduciéndose.

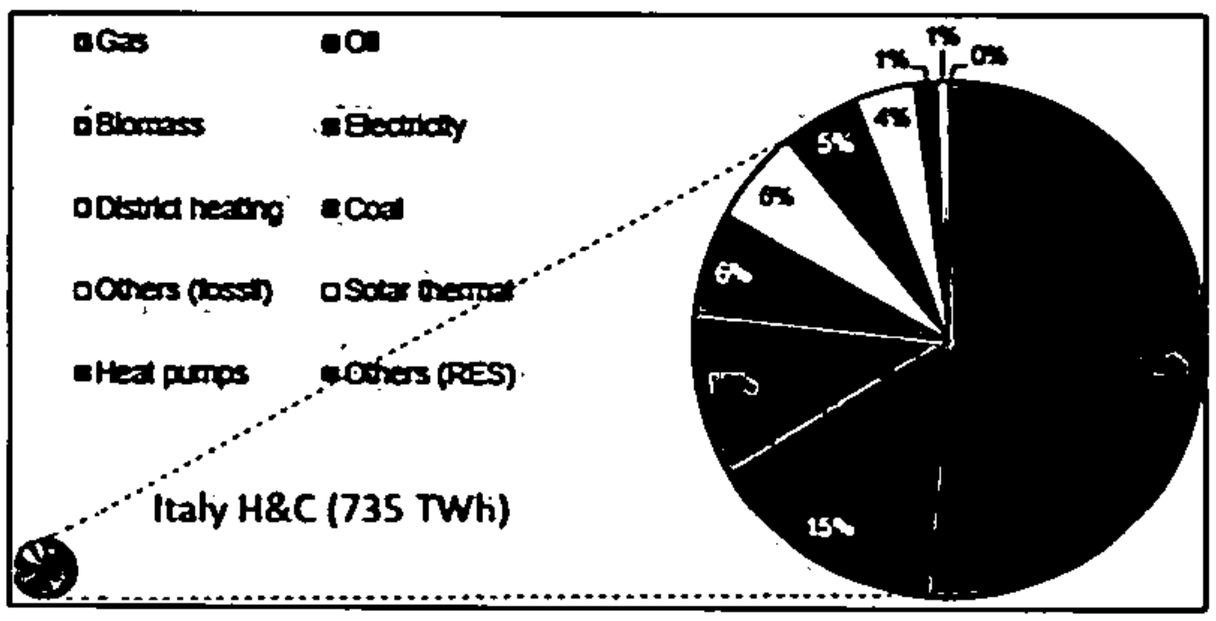
[155] De acuerdo con las cifras a 2015 del proyecto Heat Road Map Europe 2015 para Italia (HRM4 (2017)), financiado con recursos de la Comisión Europea.

Figura 288: Participación de las demandas de calentamiento y calor en la demanda total de energía a 2015 (TWh).



Fuente: Heat Road Map Europe HRM4 (2017).

Figura 289: Participación por combustible en las demandas de calentamiento y calor.



Fuente: Heat Road Map Europe HRM4 (2017).

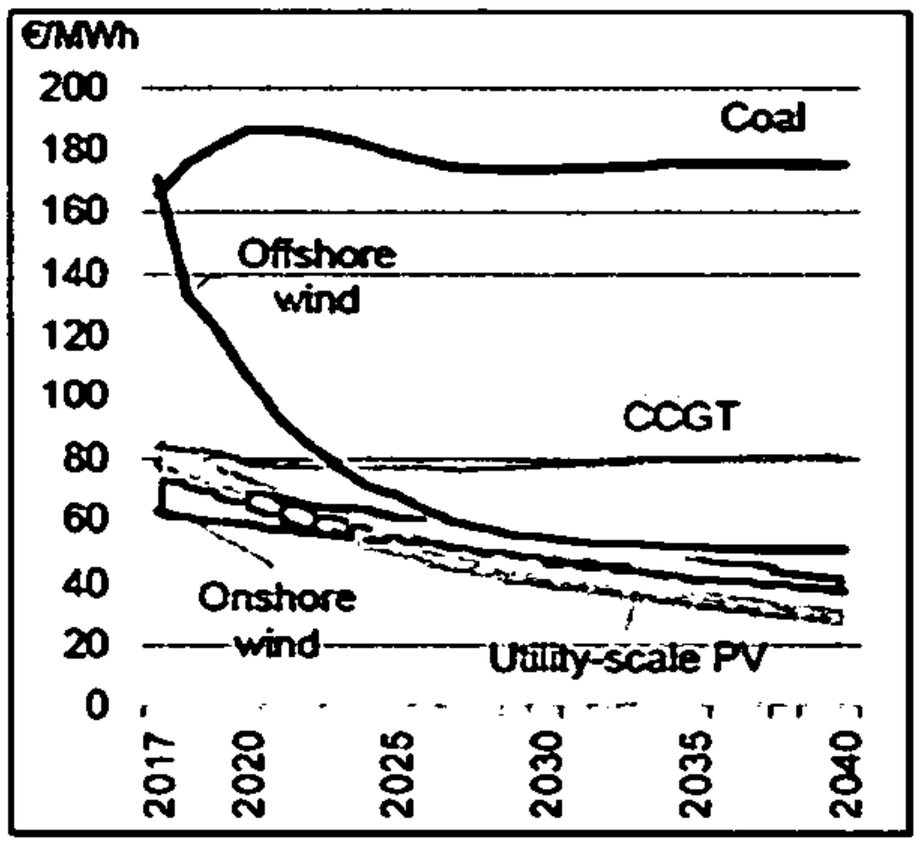
Por otra parte, los estudios realizados por el proyecto Heat Road Map Europe (HRM4) indican que existe un alto potencial de instalaciones industriales con excesos de producción de calor, que podrían ser aprovechados en cogeneración con gas (Combined Heat and Power - CHP) y en distritos térmicos, y remplazar procesos de enfriamiento de aire que utilizan energía eléctrica. Análisis realizados por el Italian Energy Efficiency Action Plan (EEAP) 2017[156], indican que los potenciales efectivos para cogeneración y distritos térmicos alcanzarían los 1,5 MTOE en CHP, y 0,3 MTOE en distritos térmicos.

[156] EEAP (2017).

El gobierno ha establecido incentivos para la cogeneración de alta eficiencia, tanto a los certificados definidos en el Decreto No. 20 de 2007, como a los certificados blancos. Los beneficios del decreto de 2007, modificado en 2001 incluyen prioridad en el despacho eléctrico, en comparación con fuentes convencionales, la posibilidad de acceder al beneficio de medición neta, con lo cual los excedentes se remuneran a tarifa de uso final (para plantas con capacidad superior a 200 kW), condiciones simplificadas de conexión a la red, y beneficios tarifarios en caso de utilizar energías renovables (Fee-in-Tariffs), así como el reconocimiento de tarifas subsidiadas por la componente variable del sistema general de cargos de distribución aplicables a auto y cogeneradores, bajo la clasificación SEU o SEESEU (systems recognized as efficient uso, o "equivalent to efficient use") .

En cuanto al futuro del uso del gas en generación eléctrica, es también previsible que continúe reduciéndose a medida que se expande la generación con fuentes renovables. Al igual que en Alemania, a mediano plazo la generación con ciclos combinados a gas seguirá siendo clave para mantener la seguridad en el suministro eléctrico, para hacer frente al decomisionamiento de la generación a carbón previsto para 2025, junto con el cierre de plantas nucleares. Sin embargo, la disminución del costo de generación con energías renovables hace prever que muchas de las tecnologías con plantas térmicas puedan terminar anticipadamente su vida útil (*Figura 290*). El desarrollo de otras tecnologías como el almacenamiento de energía, o el Carbon Capture and Storage (CCS), pueden terminar por compensar las ventajas de la flexibilidad de los ciclos combinados.

Figura 290: Proyección de costos normalizados de generación.



Fuente: Enel (2018).

Con respecto al sector transporte, Italia lidera de lejos en el sector de vehículos con GNC y GLP en Europa. En 2017, de cada cuatro vehículos a GNC/GLP vendidos en Europa, uno correspondió a Italia (un 25%, contra un 12% de Gran Bretaña, Alemania y Francia). Un 78,7% del total de vehículos a GNC/GLP en Europa se encuentra en Italia. La razón se debe a la amplia disponibilidad de infraestructura desarrollada por décadas, tanto en reconversión como en estaciones de reabastecimiento, y bajos precios de combustibles debido a las políticas de incentivos con respecto a los vehículos a gasolina y diésel.

En GLP, Italia es el segundo mayor mercado europeo después de Polonia, y el quinto a nivel mundial. Después de caer entre 2000 y 2007, el consumo de Autogas se disparó en 2016, gracias a incentivos tributarios, incentivos para la compra y conversión de vehículos, y medidas para incentivar los vehículos eco-amigables. El Autogas representa un 47% del total de consumo de GLP, y cerca de un 5% del total de la demanda de combustibles para vehículos, de acuerdo con cifras de la WLPGA[157].

Las políticas de incentivo al Autogas se asocian actualmente a los objetivos de política de reducción de emisiones. En materia de impuestos al combustible, el Autogas cuenta con una ventaja de €58 centavos/litro con respecto a la gasolina, y €47 centavos/litro respecto al diésel. Existen además, incentivos a la compra de vehículos con combustibles alternativos, incluyendo el gas natural y el GLP, aunque su monto se ha reducido considerablemente a partir de 2016. Otros beneficios incluyen exenciones de la prohibición de circular en períodos de alta contaminación, acceso gratuito a zonas de alta congestión sujetas a peajes, y sitios de parqueo.

Estrategia Energética Nacional (SEN 2017)

El SEN 2017 establece un horizonte de acciones a alcanzar en 2030. Un camino que es también consistente con el escenario a largo plazo de 2050 establecido por la Hoja de ruta lo que proporciona al menos un 80% de reducción de emisiones en comparación con 1990[158]

Los objetivos de 2030 en línea con el Plan de la Unión de la Energía:[159]

- Mejorar la competitividad del país, continuar reduciendo la brecha de precios del costo energético en comparación con Europa, en un contexto de precios internacionales.

- Aumentar y superar los objetivos medioambientales de forma sostenible, en línea con el futuro de metas establecidas en COP21; mejorando la seguridad de suministro y la flexibilidad de Sistemas energéticos e infraestructuras.

---

157 WLPGA (2017).

158 *SEN 2017 Strategia Energetica Nazionale, http://www.minambiente.it/sites/default/files/archivio/allegati/testo-integrale-sen-2017.pdf*

159 Idem.

Respecto a la competitividad de las empresas intensivas en energía, asumido el aumento en los precios del combustible como neutral, debe abordarse a los efectos del aumento del precio del CO2 con instrumentos, previsto en las normas de la Unión Europea, referente tanto a la fuga de carbono directa como a la indirecta.[160]

En este escenario, se logra una reducción de las emisiones de GEI en el sector ETS de alrededor del 43% en comparación con 2005 en línea con el objetivo medio europeo.

Figura 291: Resultados escenario nacional Base: emisiones GEI por sectores (MtCO2eq).

Settore							
industria	50	41	42	34	30	30	-40%
civile	88	89	73	74	71	69	-21%
agricoltura trattori	9	8	8	8	7	7	-23%
trasporti	125	112	103	102	100	100	-20%
agricoltura allevamenti	33	31	30	31	31	31	-6%
rifiuti	25	22	19	15	13	12	-51%
totale ESD/ESR(*)	329	303	275	263	252	249	-24%
Totale ETS(*)	248	200	158	161	153	140	-43%

Fuente: SEN 2017 Strategia Energetica Nazionale.

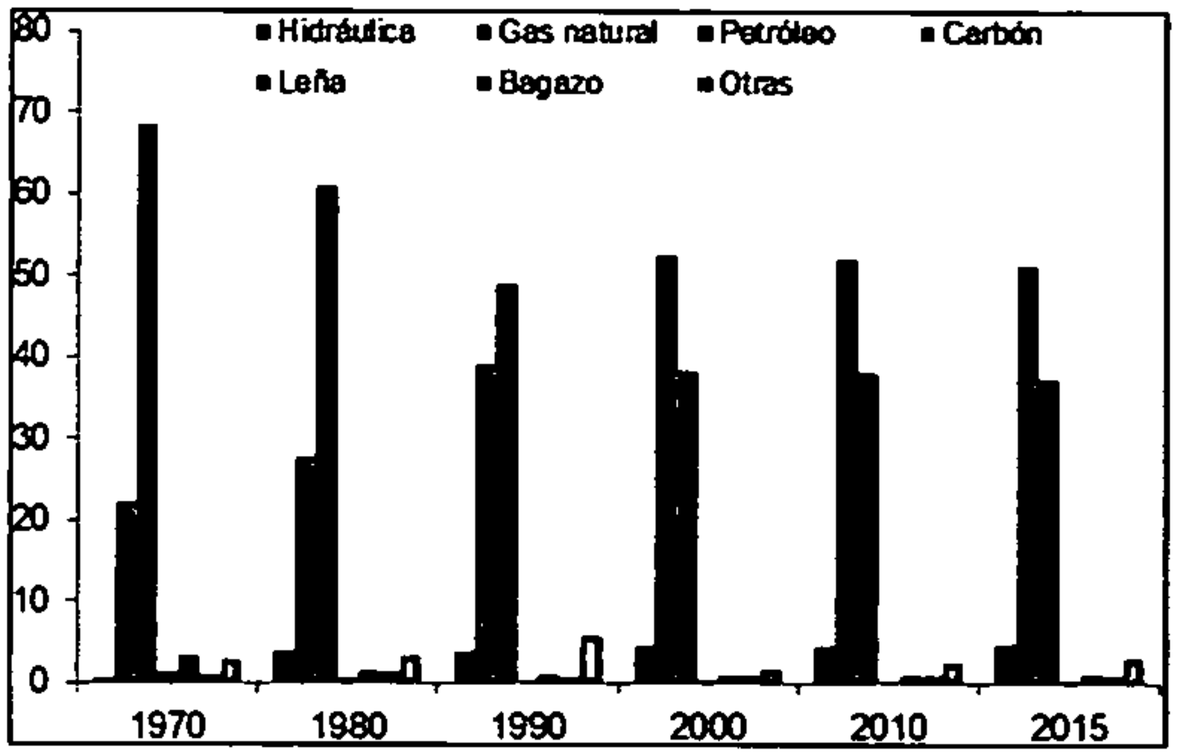
4.6 ARGENTINA.

Argentina es un país altamente dependiente de combustibles fósiles en su matriz de producción y consumo de energía, con cerca de un 90% representado en petróleo y gas natural, por encima de los promedios mundiales. Más del 50% del total es aportado por el gas natural, cuya participación en la oferta ha venido aumentando a lo largo de los últimos 50 años, pasando de un 23% en 1970, a un 54% en 2015 (*Figura 292*), en tanto que el petróleo ha pasado del 70% al 29% en el mismo período.

---

[160] Idem.

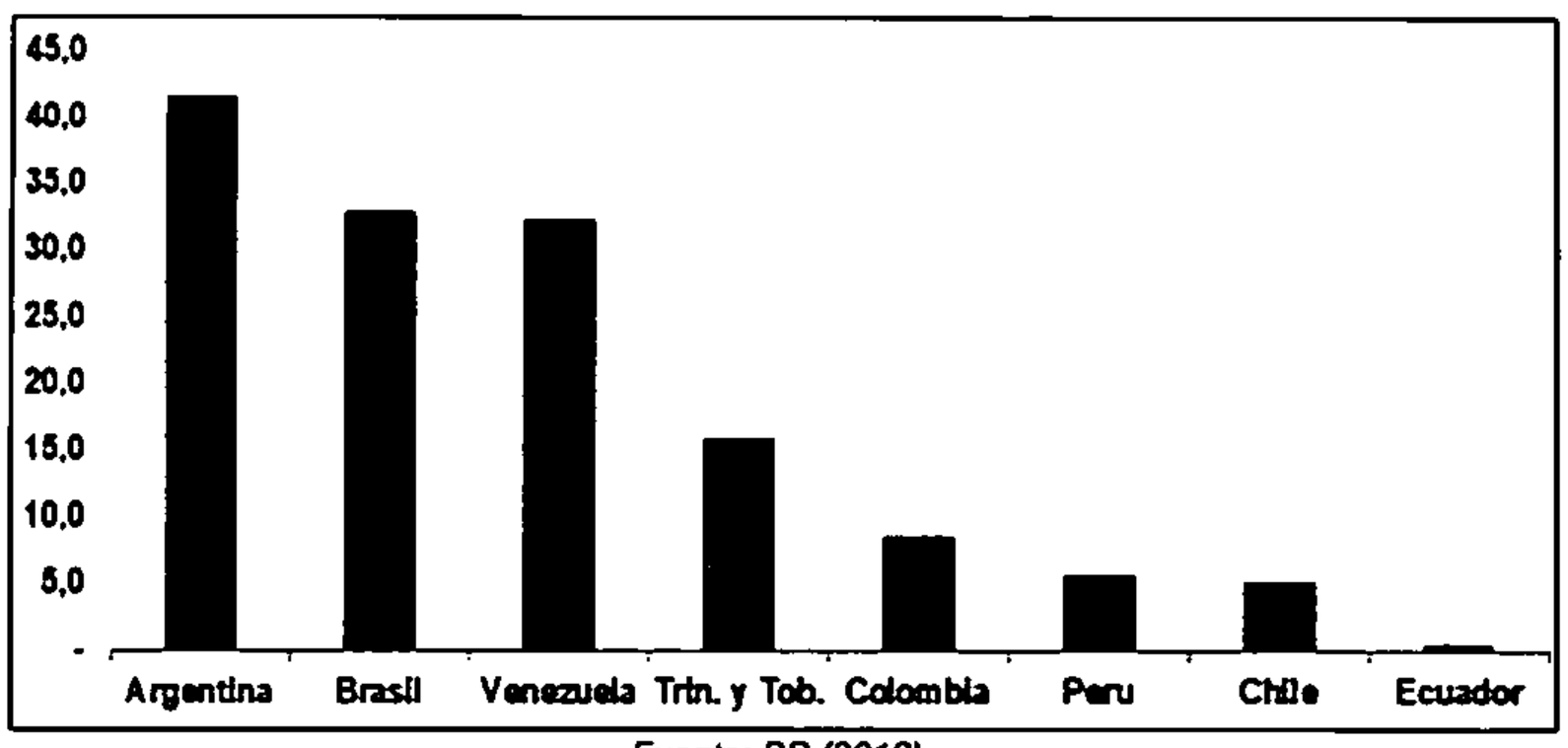
Figura 292: Evolución de la matriz energética 1970 – 2015 (MTOE).



Fuente: Ceppi (2017).

El crecimiento en la participación del gas natural, se explica por la abundancia del recurso que permitió la masificación del servicio apoyada en subsidios de precios de la empresa estatal productora, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), a la también estatal Gas del Estado, que a su vez lo distribuía a los usuarios a precios accesibles. Así, Argentina es el principal consumidor de gas natural en Suramérica, incluso por encima de Brasil.

Figura 293: Consumo de gas natural en Suramérica 2017 (MTOE).



Fuente: BP (2018).

Las Leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica de 1989 otorgaron al Poder Ejecutivo facultades para la reestructuración y transformación del área pública, que fue orientado por principios generales de retiro del Estado de las actividades productivas, desregulación del funcionamiento de los mercados, privatización y/o concesión de las empresas públicas.

En 1992, se expidió la Ley 24076 que establece el nuevo marco regulatorio para el gas natural basado en los principios de promoción de la competencia, impulso de las inversiones y la mejora de la eficiencia en el transporte, distribución y uso del gas natural. Estas condiciones cambian en el año 2004, cuando el crecimiento económico trajo consigo altos niveles de demanda de energía, en un entorno de bajos niveles de productividad de los yacimientos hidrocarburíferos y altos volúmenes de exportación de gas natural, lo que trajo como consecuencia la reducción de los niveles de actividad en los períodos de falta de abastecimiento, cortes y caídas de la calidad del servicio e impactos sobre la balanza de pagos por el incremento de las importaciones.

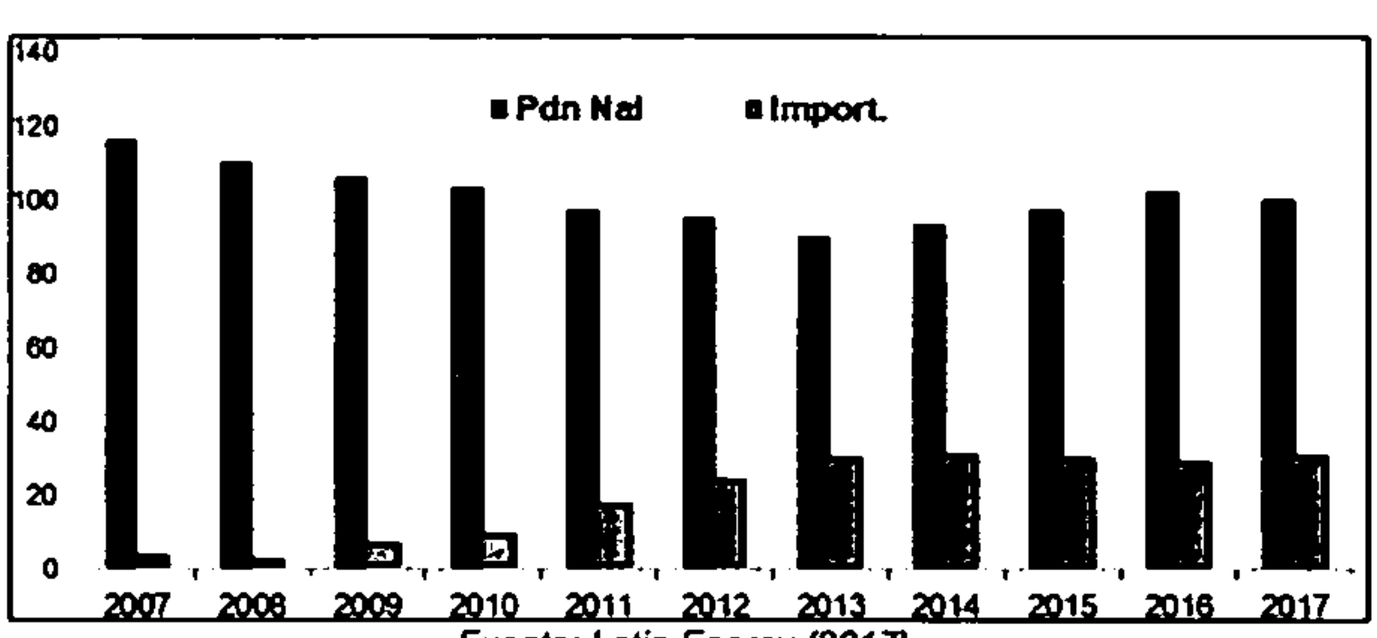
En el período 1999 a 2003, la relación reservas/producción disminuyó de 10,5 a 9,8 años en el caso del petróleo y la del gas natural de 17,6 a 12,1, lo cual, con una matriz principalmente gasífera, contribuyó a generar graves problemas de abastecimiento. Esta situación obligó a Argentina a limitar inicialmente sus exportaciones de gas a Brasil, Uruguay y especialmente a Chile (lo que dio lugar a la crisis del gas con este país), a suscribir contratos de importación de gas con Bolivia, para atender sus necesidades internas, y a desarrollar la infraestructura de importación de GNL que comenzó a operar a partir de 2008.

Desde 2008, el país se convirtió en importador neto de gas natural, suministrado por Bolivia o de cargamentos de GNL importado a través de las terminales de Bahía Blanca y Escobar, bajo las decisiones de ENARGAS.

En el año 2012, el gobierno argentino declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación del 51% de las acciones de Repsol-YPF, del cual una parte mayoritaria (51%), iría a manos del gobierno nacional y otra parte pasaría al control de las diez provincias productoras de hidrocarburos. El principal argumento del gobierno para dicha nacionalización fue la responsabilidad de esta empresa en el déficit energético, que llevó a Argentina a importar gas y petróleo.

En ese contexto, entre 2004 y 2014, la brecha entre la demanda y la oferta (sumando gas nacional más importaciones desde Bolivia) se multiplicó por seis, alcanzando un máximo de 34,5 millones m^3/día en el año 2014. Para disminuir dicha brecha, el sector generación eléctrica utilizó en el período cantidades crecientes de otros combustibles (fuel oil, diésel) y se requirió la importación de GNL que aumentó desde 2008 año tras año su importancia en la oferta de gas al mercado. A pesar de la sustitución de gas por combustibles líquidos en el sector generación, y de las importaciones crecientes en el período, fueron necesarios cortes de gas al sector industrial, los cuales en el período 2008-2014 fueron un 12% de la demanda de dicho sector.

Figura 294: Producción e importaciones de Gas Natural (2007-2017). Mm³ día.



Fuente: Latin Energy (2017).

El constante crecimiento de las importaciones produjo un fuerte aumento de los gastos y un déficit creciente en la balanza comercial energética durante los mandatos de Cristina Fernández. En el caso del gas natural, en 2010 el saldo negativo fue por USD $81,7 millones, en tanto que en 2015, ascendió a USD$1.338 millones.

Otras medidas importantes en el período 2004 – 2014, encaminadas a ordenar el escenario energético y fiscal, tuvieron que ver con la creación de Fondos Fiduciarios para el desarrollo de infraestructura energética (2006); el Programa Energía Total (2007) y los Programas Petróleo Plus y Gas Plus (2008). Otras medidas de mayor significado y profundidad son la creación de Energía Argentina S.A. (ENARSA) en 2004 y la expropiación del 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A. en 2012.

Esta situación, en mayor medida que el tema climático, incentivó las políticas de promoción de las Fuentes No Convencionales (FNCE), y de los biocombustibles, con una mayor injerencia del estado en las decisiones de expansión.

Estrategia de desarrollo de renovables:

En octubre de 2015, se expidió la Ley 27.191 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con el objeto de incrementar a un 8% la participación de las energías renovables en la generación y consumo de energía eléctrica a 2018, y a un 20% para 2025, lo que representa agregar 10.000 MW de generación con fuentes renovables, en un período de 10 años. La ley establece en el caso de los grandes usuarios con demanda máximas iguales o superiores a 300 kW contratada, que estos deben dar cumplimiento de manera individual a los objetivos de la ley, para lo cual podrán negociar directamente con los generadores, autogenerar o bien comprar energía de fuentes renovables a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), el operador del mercado eléctrico. Aunque la reglamentación se encuentra en discusión, se prevén multas para las empresas que no cumplan con la norma, equivalentes al costo de la energía

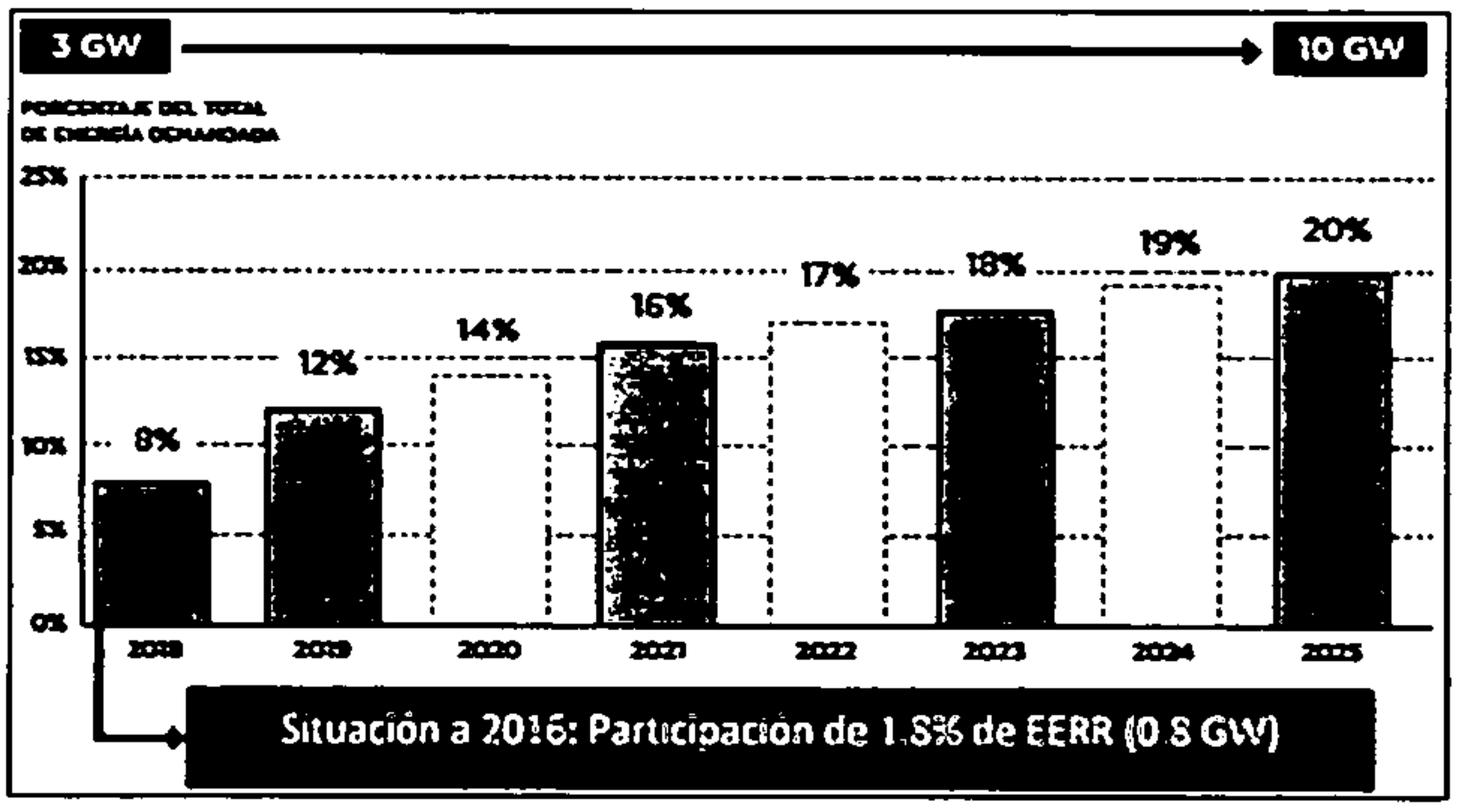
generada con diésel importado por megavatio hora (unos 200USD), que se cobrarían sin previo aviso.

Se establecieron además incentivos a la inversión en energías renovables, a saber:

- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Amortización acelerada.
- Devolución anticipada de IVA.
- Exención del Impuesto a las ganancias mínimas presuntas.
- Exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura.
- Deducción de la carga financiera en el impuesto a las ganancias.
- Certificado fiscal sujeto a acreditación de componente nacional.
- Prioridad de acceso a financiamiento vía Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías - Renovables ($12.000.000.000 a ser destinados en 2016 al FODER).
- Certificado fiscal por el 20% de la integración nacional con un mínimo de un 30%.
- Incentivos a los proveedores locales. Exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes, componentes y materias primas.

La siguiente figura muestra las metas en materia de integración de energías renovables:

Figura 295: Metas de integración de energías renovables.



Fuente: RenovAr (2017).

En 2016, se reglamentó la Ley 27.191 mediante el Decreto 531 de ese año, y con las Resoluciones 71 y 72 del Ministerio de Energía y Minería. En julio de 2016, se lanzó la Ronda 1 del programa RenovAr, con una primera subasta por 1000 MW distribuidos por tecnología en 600 MW para eólica, 300 MW para solar fotovoltaica, y 100 MW distribuidos en 65 para biomasa, 15 para biogás y 20 para Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (PAH). Se recibieron ofertas por más de 6.300 MW en 123 proyectos, y se presentaron valores de adjudicación de un 40% por debajo del precio de corte máximo. La oferta eólica presentó el 60% del total de las propuestas y el precio promedio se ubicó en US$ 69/MW, mientras que para la solar fotovoltaica (FV), el precio medio ofertado fue de US$ 76 MW[161].

La Ronda 1 adjudicó 29 proyectos con 1.143 MW de potencia, y un precio medio de adjudicación de 63 US$/MWh. Nuevos cupos para eólica y solar se abrieron para una nueva ronda de ofertas que se denominó la Ronda 1.5. Se recibieron un total de 45 proyectos con oferta económica, con 2.449 MW de potencia y con precio mínimo en Eólica de 46 US$/MWh y 48 US$/MWh para solar FV, para una media total de 54,87 US$/MWh, más bajo que en la Ronda 1.

Desarrollo del shale gas en Argentina

Vaca Muerta es una formación rocosa de 30 kilómetros cuadrados en el desierto neuquino, en el centro occidente del país. Hoy día representa la mayor reserva de esquistos (shale gas y sale oil) en Argentina y una de las más importante del mundo, cuya operación contribuirá al cambio de la tendencia bajista de la producción hidrocarburífera de Argentina. YPF estima que si se pone en producción sólo el 15% de las reservas de esta formación (de propiedad nacional), se cubriría el déficit energético nacional.

El 2017 registró una caída en la producción de gas (-2% vs 2016), luego del aumento generado a partir de 2013, básicamente por el cambio de gobierno y su decisión de finalizar el Plan Gas (que pagaba un precio fijo de 7,50 UDS/MMBTU por todo el volumen producido de manera adicional al año base 2012), que se mantiene de manera puntual para la provincia neuquina.

En los próximos años, se espera que la tendencia de crecimiento continúe y se acentúe por el impulso de los recursos no convencionales, especialmente en la provincia neuquina, a medida que el desarrollo de nuevos yacimientos entre en operación. Se espera un repunte productivo para la segunda mitad del 2018 y un crecimiento definitivo a partir del 2019.

Por otra parte, las importaciones de gas han jugado un papel central en la oferta desde 2008. Actualmente se cuenta con tres fuentes de suministro:

- **GNL**: Se ha llegado ya al límite de capacidad de importación, y de estabilización en la importación de este producto.

---

[161] Gil et. Al. (2017).

- **Bolivia**: El 2017 ha marcado un récord en los volúmenes importados del país limítrofe, y dadas las perspectivas de mayor disponibilidad para Bolivia, sumado al bajo precio, y a la necesidad argentina ante su merma productiva, se espera una inyección igual o ligeramente inferior (- 0,5 MMm^3/día) para los años siguientes.

- **Chile**: Constituye una alternativa de sustitución económica frente a las importaciones de diésel y el GLP, se supone una futura inyección al 2017.

En cuanto a la demanda, el sector residencial tiene la prioridad de abastecimiento y una alta dependencia al comportamiento del clima en los inviernos. El año 2016 registró un invierno muy frío, con consumos récord. Este mismo año se anunció un aumento de tarifas.

El sector industrial por su parte, aunque depende de la disponibilidad de gas, tanto por limitaciones de oferta como por el consumo del sector prioritario, lógicamente también se ve marcado por la actividad industrial que el caso argentino en 2016, presentó uno de los valores más bajos en los últimos tiempos.

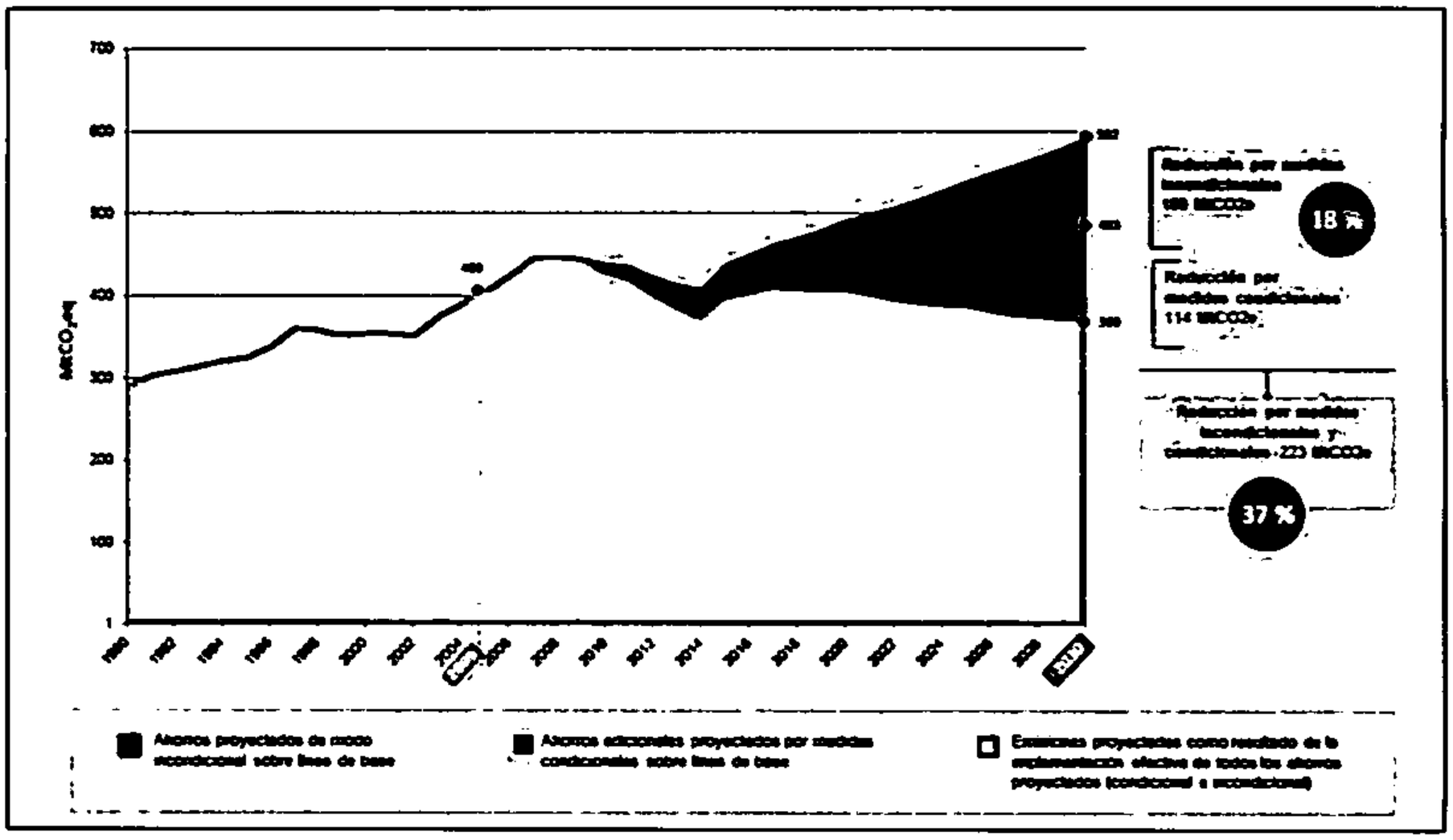
En el sector de generación eléctrica el combustible es la materia prima más importante de su actividad, y el gas natural es el más barato en la canasta de combustibles disponibles, por esa razón cada molécula que pueda utilizar abarata los costos frente al fuel oil o al diésel.

En el año 2017, se dio un aumento en las tarifas de transporte y distribución, y en el costo del gas boca de pozo, se continuó con el desmonte de subsidios, que tiene establecido un precio meta a 2019 de 6,78 UDS/MMBTU (precio de GNL con regasificación).

Mejoras a las metas planteadas en 2015.

Luego de la revisión de la Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (INDC) presentada en 2015, Argentina mejora las metas en materia de reducción de emisiones planteadas para 2030, proponiendo bajar de 570 a 483 millones de tCO_2eq. Esta diferencia de 87 millones tCO_2eq entre la anterior y la nueva meta, se soporta en: i) el cambio a metodología Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006 que permite evitar la sobreestimación de las emisiones agrícolas (resultando en una diferencia de 79 millones tCO_2eq) y ii) la revisión de cerca 50 medidas incondicionales y la incorporación de medidas más ambiciosas (contribuyendo con 8 millones tCO_2eq de reducción adicionales). Ver en la *Figura 296*, los escenarios de reducción de emisiones que surgen como resultado de las medidas condicionales e incondicionales propuestas.

Figura 296: Trayectoria de emisiones de CO2 en los escenarios Business as Usual, incondicional y con medidas condicionales en Argentina en 2016.



Fuente: Compromisos Argentina COP 21-NDC Registry.

5. CONDICIONES DE CONFIABILIDAD Y ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO EN LOS ESLABONES DE LA CADENA DE GAS EN COLOMBIA.

El aseguramiento en el suministro de los gases combustibles en Colombia y la confiabilidad de los sistemas para el abastecimiento de los mismos en el país, ha venido evolucionando hacia escenarios en los que el uso final de energéticos como el gas natural, el GLP y aun el biogás, se optimiza y los hace competitivos, pues el objetivo de la planificación nacional es que su oferta se dirija hacia los nichos naturales de consumo de cada uno, con lo que se logra mejorar su complementariedad y también se amplía el alcance en la atención a la demanda de gas combustible como energía primaria.

Para los fines establecidos en este "Contexto de Transición" del estudio es necesario ilustrar los mecanismos que se tienen establecidos en el sector gas combustible en Colombia para garantizar el suministro a los mercados que los consumen.

Sector Gas Natural.

El aseguramiento del suministro de gas natural en el mercado consumidor ha sido edificado en Colombia con mecanismos que atienden la política pública nacional, con lo cual se logra articular en varios escenarios la demanda interna del país con las posibilidades de suministro que pueden ofrecer los diferentes agentes.

Dentro de las medidas adoptadas por el país en cuanto a las reservas de gas natural, desde el año 2003 con le expedición del Decreto 1760, se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), lo que le dio al país una Unidad Administrativa Especial que incluye dentro de sus funciones la de *"Diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos y divulgarlas de acuerdo con las mejores prácticas internacionales."*[162]; en cumplimiento de las labores propias de su naturaleza, la ANH ha realizado campañas exploratorias cuyo objetivo es el de ampliar los volúmenes de gas disponibles para producción en el país y consecuentemente el horizonte de suficiencia en la oferta para atender la demanda del mercado interno.

Los resultados más llamativos de las actividades exploratorias en el país han sido anunciados en 2017 y 2018 por Ecopetrol en torno a la posibilidad de contar en un futuro próximo con una mayor oferta de gas natural de los campos de producción off-shore de Orca, Gorgon, Kronos y Purple Angel sobre los cuales la compañía realiza trabajos en el mar Caribe Colombiano.

La oferta de gas natural al mercado mayorista de gas del país está siendo completada por medio de algunas ejecutorias del pasado reciente, que habían sido planificadas en las diferentes revisiones del Plan de abastecimiento de gas natural de la UPME, como es el caso de la importación de GNL a través de la planta de regasificación del Caribe que entro en operación en diciembre de 2016.

---

[162] Descrita dentro del numeral 5.4 del artículo 5° del Decreto 1760 de 2003.

La oferta de gas importado se verá complementada con el GNL que se reciba a través de la segunda planta de regasificación a construirse en la bahía de Buenaventura en el mar Pacifico a principios de la próxima década, cuya oferta está destinada a atender mercados actualmente deficitarios en el occidente colombiano.

El Balance de gas natural de 2017 de la UPME presenta para mediano plazo un complemento a la oferta de gas natural por medio de gas producido mediante recursos no convencionales como Shale gas, que sería producido después de 2030 en una cantidad aproximada entre 0,5 y 1,1 Terapies Cúbicos desde las Cuencas Cordillera Oriental y Magdalena Medio; el mismo modelo UPME contempla un aporte después del 2028 de gas Metano asociado a los mantos de carbono producido en los proyectos de "Drumond" y "El Cerrejón".

En el transporte de gas natural, Colombia tiene definido un plan de ampliación de capàcidad y expansión de cobertura de los gasoductos interconectados en el Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural cuyo seguimiento y actualización cuenta con el apoyo permanente del CNOgas como órgano asesor del Ministerio de Minas y la CREG.

Las medidas previstas para el corto plazo sobre los gasoductos del SNT están contenidas en la resolución MME 40006 de 2017[163] y contemplan lo siguiente: i) Construcción de un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo para conectar el suministro del GNL de importación que se reciba a través de la planta de regasificación del Pacífico, ii) Adecuación y montaje de la infraestructura requerida para habilitar la bidireccionalidad del gasoducto Mariquita-Cali, iii) Construcción de un Loop de 10" en el gasoducto mariquita-Gualanday, iv) Adecuación y montaje de la infraestructura requerida para habilitar la bidireccionalidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, v) Adecuación y montaje de la infraestructura requerida para habilitar la bidireccionalidad del gasoducto Ballena-Barranquilla y vi) Construcción de una instalación compresora en el gasoducto a Jamundí en un punto aguas abajo del nodo pradera.

Aunque no se encuentra como planes inmediatos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía en el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural, aun no se han desechado proyectos de respaldo al transporte evaluados en el pasado, como son los de las plantas de Peak Shaving para Back-up en la confiabilidad de los Sistemas Regionales de Transporte (SRT) de gas natural hacia Bogotá y Cali.

En torno a la prestación del Servicio de gas domiciliario como Servicio Público, la principal transformación ocurrida con los cambios definidos por la Ley 142 de 1994 a la cadena de suministro, se concentró en la obligación de mantener la continuidad y eficiencia del servicio prestado, lo que ha significado a los agentes de distribución que además de contar con contratos que den cobertura a un suministro y transporte permanente del gas natural, se garanticen las inversiones requeridas para tener total confiabilidad de los sistemas de distribución de gas por redes.

El marco regulatorio para la prestación del Servicio Público de distribución de gas ha armonizado una serie de disposiciones técnicas, operativas y comerciales (Código de Distribución contenido en

---

163 La resolución 40006 se encuentra a la espera de una actualización cuyos detalles se encuentran publicados para consulta desde Julio de 2008 por el MME en un proyecto de resolución modificatoria.

la resolución CREG 067/1995) con las disposiciones de los marcos tarifarios que han regulado económicamente la actividad (resoluciones CREG 057/1996, 011/2003 y 202/2013), siempre con la mira puesta en garantizar la continuidad del servicio público de distribución de gas por redes.

Un aspecto relevante que no se puede dejar de mencionar en cuanto a la distribución de gas natural en Colombia, es el relativo al notable éxito en la expansión de la cobertura del servicio en todo el país que ha sido catapultado por una notable coordinación de los sectores público y privado a través de mecanismos que promocionan el uso del gas a través de la cofinanciación estatal de redes de distribución y subsidios a conexiones a los segmentos menos favorecidos de la población, manteniendo de esta forma la viabilidad financiera de las compañía distribuidoras.

El primero de los mecanismos para ampliar la cobertura de la prestación del servicio de gas natural en Colombia corresponde al Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN), que fue creado por el artículo 15 de la Ley 401 de 1997 y modificado por las Leyes 887 de 2004, 1151 de 2007 y la Ley 1450 de 2011; el administrador del fondo es el Ministerio de Minas y Energía y a través de él, se canalizan los recursos que han sido recaudados por las firmas transportadoras de una cuota que corresponde al 3% sobre el valor de la tarifa que se cobre por el gas objeto del transporte, efectivamente realizado; el dinero que se encuentra en el fondo es periódicamente priorizado en su asignación a proyectos que han sido presentados con destino a ampliar la prestación del servicio público de distribución a los estratos bajos en todo el país.

Complementario al FECFGN, el Sistema General de Regalías (SGR) también permite obtener aportes para la promoción del uso del gas natural mediante proyectos de distribución por redes.

Los resultados del uso de mecanismos dispuestos por el Gobierno Colombiano para fomentar el uso del gas natural son evidentes y como ya se ha mencionado han impulsado al país a ser en 2016 el de mayor número de usuarios conectados al gas natural en Latinoamérica (*Figura 297*) con una cobertura del 82.13% sobre el potencial total de población[164].

Sector GLP.

Teniendo como referencia la revisión realizada a la balanza oferta-demanda del GLP en Colombia y la participación minoritaria de este energético dentro del mercado nacional de los gases combustibles que se puede ver en el análisis de complementariedad realizado en este estudio, resulta importante identificar los mecanismos que ha dispuesto el país para asegurar su suministro y dar confiabilidad a los eslabones de la cadena que atienden la demanda del mercado interno.

En cuanto a la oferta de GLP que históricamente atendió la demanda nacional soportada en unas pocas fuentes de producción como Barrancabermeja, Cartagena y Apiay en instalaciones todas ellas exclusivas de Ecopetrol, se puede afirmar que los cambios del mercado a principio de esta década y los ajustes regulatorios definidos por la CREG dieron las señales necesarias para diversificar las opciones de suministro, incentivando con ello a inversionistas a generar producción privada desde varias otras fuentes. A pesar de las medidas definidas por la CREG para jalonar la oferta de GLP y

164 Informe Anual de Promigas 2018.

dinamizar el mercado, ha sido la regulación del precio Ecopetrol la medida de mayor atractivo a los productores para incrementar su oferta de forma que pueda atender satisfactoriamente la demanda del mercado.

Más recientemente, desde 2017, se han visto algunas medidas dirigidas a presentar una mayor oferta en el mercado del GLP, siendo la más clara y evidente, la construcción de una terminal de recibo en Cartagena con la que el llamado Consorcio G5, constituido por empresas de naturaleza privada, que aporta GLP de importación para atender la demanda nacional.

En cuanto al transporte, la creación de Cenit desde el 2012, centralizó la operación de la mayor parte de los poliductos del país en esta filial de Ecopetrol, de manera que con la separación de activos como poliductos de su compañía matriz, se estableció una más clara posibilidad de optimizar la infraestructura para el transporte del GLP en el país cuya red está referida en la *Tabla 22* con los datos promedio para el primer semestre de 2018.

Tabla 22: Infraestructura actual para el transporte de GLP en Colombia.

SISTEMA	Capacidad de transporte solicitada por tramo kBD	Capacidad de transporte disponible por tramo kBD	Total capacidad
GALAN-B/MANGA	1.6	0.7	2.3
GALAN-SALGAR	4.0	8.0	12
SALGAR-YUMBO	1.3	5.7	7
SALGAR-MANSILLA	0.0	12.0	12

Fuente: Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME.

Teniendo en cuenta las proyecciones actuales de los agentes para el uso de la red de transporte, en el Plan Indicativo de abastecimiento de GLP, la UPME ha calculado que sólo se necesitaría una ampliación de la capacidad en el tramo Galán–Sebastopol a partir del año 2032; también señala la UPME en su plan, el poco uso actual de los Poliductos y Propanoductos para el transporte de GLP, además de la necesidad de revisar las tarifas a través del sistema para hacerlas más competitivas con el transporte por carretera mediante flotillas.

En cuanto a la distribución y comercialización minorista, la resolución CREG 023 de 2008 (modificada por la resolución CREG 165 de 2008) estableció las medidas requeridas para atraer inversionistas interesados en modernizar y formalizar estos eslabones de la cadena de suministro de GLP a través de la adquisición de cilindros propios y la implementación de una red virtual con esos cilindros, capaz de abastecer con altos estándares de calidad en el servicio los segmentos de consumos residencial, comercial e industrial del país; como respuesta a los incentivos, varias empresas privadas nacionales y extranjeras realizaron inversiones por más de USD$ 300M que permitieron la construcción de la infraestructura de distribución y comercialización minorista que hoy día soporta el negocio en el país.

6. CASOS DE ÉXITO Y LECCIONES APRENDIDAS DE LAS POLÍTICAS DE PROMOCIÓN DEL USO DEL GAS APLICABLES EN LA PLANEACIÓN DEL SECTOR EN COLOMBIA.

La experiencia internacional analizada a partir de los países de la muestra permitió identificar elementos específicos que pueden tomarse en cuenta durante el diseño de medidas de promoción de los gases combustibles como elementos de transición hacia el uso de energías renovables en la ruta de descarbonización energética en Colombia; los aspectos identificados para cada país están referidos al análisis de los siguientes tópicos en cada país:

- Matriz energética actual para cada uno de los países seleccionados, en el marco del contexto internacional.
- Políticas para la promoción del uso del gas como combustible de transición, en el marco del contexto internacional.
- Esquema de transición energética existente, en el marco del contexto internacional.
- Distribución y complementariedad de gases combustibles en la canasta energética del país y su rol en el proceso de transición, en el marco del contexto internacional.
- Nivel de transición energética en los sectores de transporte, industria, comercio y residencial, en el marco del contexto internacional.
- Análisis comparativo del caso colombiano con los resultados del análisis realizado sobre los países seleccionados.
- Diagnóstico de los mecanismos implementados para el aseguramiento de suministro y confiabilidad del sistema.

En la *Tabla 23* se relacionan los elementos relevantes de cada país analizado, con el fin de que la experiencia en el contexto internacional revisado, al igual que las lecciones aprendidas del caso colombiano, se tomen como entradas del análisis de las políticas, planeación e incentivos que puede usar el país para la definición de medidas de promoción de los gases combustibles a futuro.

Tabla 23: Síntesis de elementos relevantes de la experiencia internacional analizada para la promoción del uso de gases combustibles.

PAÍS	*TIPO GAS*	*SECTOR*	*ELEMENTO APLICABLE DE LA EXPERIENCIA PAÍS*
CHINA	Gas Natural	Residencial	Proyectos de masificación con gas natural en zonas rurales mediante gasoductos y mediante sistemas de almacenamiento para abastecer la última milla a través de estaciones de abastecimiento con tanques para GNC, GNL y GLP.
	Gas Natural y GLP		Eficiencia energética para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes mediante la sustitución directa de carbón y petróleo por gas natural y/o GLP.
	Gas Natural	Residencial	Ampliación del uso de tecnologías más eficientes como las bombas de calor en edificaciones para remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.
	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización del gas natural como activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
	Gas Natural		Uso de plantas de generación a gas natural para atender los picos de demanda (peak-shaving), y en combinación con generación solar y eólica, para aumentar la estabilidad de su generación.
EE.UU	Gas Natural y GLP	Todos los Sectores	Alianza público privadas para promover el uso de combustibles alternativos y de bajas emisiones.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Obligación para vendedores de vehículos con combustibles alternativos (AFV) de etiquetar información sobre el combustible.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Recursos financieros para entidades gubernamentales a nivel local, estatal y federal, entidades del sector educativo, y de transporte público, para investigación, demostración y desarrollo de proyectos de vehículos de transporte público de bajas o cero emisiones.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Certificación de cumplimiento de estándares ambientales para vehículos convertidos a GLP, GNC, GNL, metano, etanol y otros.
	Gas Natural y GLP	Transporte	Definición de corredores en sitios estratégicos a lo largo de las principales autopistas para mejorar la movilidad en vehículos con combustibles alternativos.
JAPÓN	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización de gas natural como un activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
	Gas Natural y GLP		Fortalecimiento en 2018 de la Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) para ampliar su función de proveer incentivos de capital de riesgo a compañías nacionales de desarrollo en el upstream.
		Todos los Sectores	Energía del hidrógeno para el futuro: I) Expandir el uso de vehículos de celdas de hidrógeno, estaciones de carga de hidrógeno, y Ene-Farms (en desarrollo); II) Introducir generación eléctrica a gran escala con base en hidrógeno (2030); y III) Establecer un sistema de suministro de hidrógeno libre de emisiones de CO2 (2040).
	Gas Natural	Transporte	Incentivos consistentes en la eliminación de impuestos y reducción del precio de adquisición para vehículos pesados y buses a gas natural comprimido e híbridos, tanto de fábrica como convertidos.
	Gas Natural	Transporte	Estudio por parte de MLIT sobre medidas para incentivar el uso de vehículos de carga pesada con GNL por sus ventajas de mayor densidad energética y mayor autonomía, además de la posibilidad de utilizar los motores de GNC con GNL.
ALEMANIA	Gas Natural y GLP		Eficiencia energética para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes, mediante la sustitución directa de carbón y petróleo por gas natural y/o GLP.
	Gas Natural	Residencial	Ampliación del uso de tecnologías más eficientes, como las bombas de calor en edificaciones, para remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.
	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización del gas natural como un activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
ITALIA	Gas Natural y GLP		Eficiencia energética para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes, mediante la sustitución directa de carbón y petróleo por gas natural y/o GLP.
	Gas Natural	Todos los Sectores	Utilización del gas natural como un activo estratégico para soportar los procesos de seguridad y confiabilidad energética.
	Gas Natural	Residencial	Ampliación del uso de tecnologías más eficientes como las bombas de calor en edificaciones, para remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.
	GLP	Transporte	Italia es el segundo mayor mercado europeo de GLP y el quinto a nivel mundial. El consumo de Autogas se disparó hacia 2016 gracias a incentivos tributarios, incentivos para la compra y conversión de vehículos, y medidas para incentivar los vehículos eco-amigables.
ARGENTINA	Biogas	Generación Eléctrica	Ley 27.191 de octubre de 2015 para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con el objeto de incrementar a un 8% la participación de las energías renovables en la generación y consumo de energía eléctrica a 2018, y a un 20% para 2025, lo que representa agregar 10.000 MW de generación con fuentes renovables, en un período de 10 años.
	Biogas	Generación Eléctrica	Ley 27.191 mediante el Decreto 531 de 2016 y Resoluciones 71 y 72 del Ministerio de Energía y Minería. En julio de 2016, se lanzó la Ronda 1 del programa RenovAr, con una primera subasta por 1000 MW distribuidos por tecnología en: 600 MW para eólica, 300 MW para solar fotovoltaica, y 100 MW distribuidos en 65 para biomasa, 15 para biogás y 20 para Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (PAH).

Fuente: La consultoría.

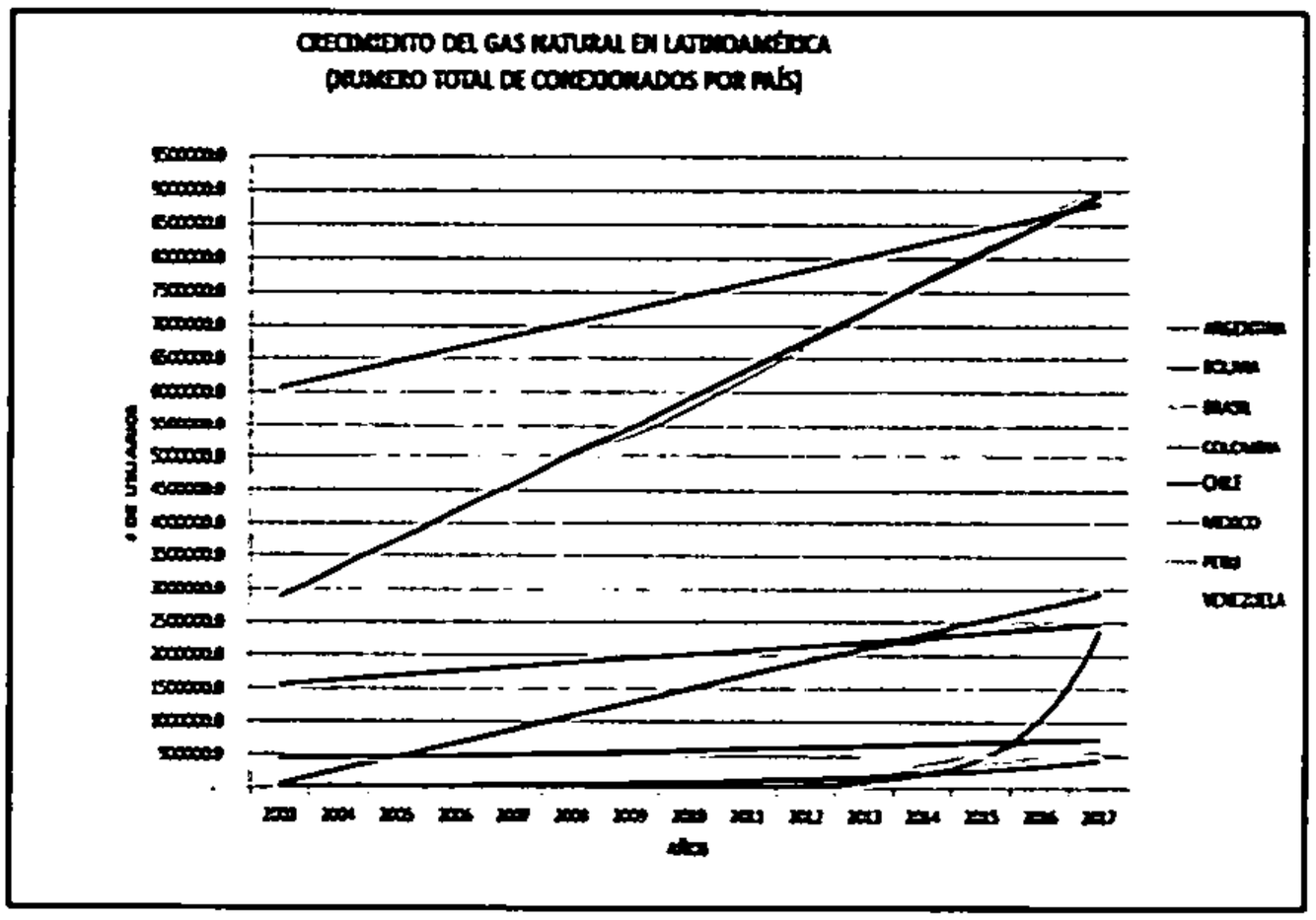
En desarrollo del *Producto 2* se describirán las recomendaciones de Política Pública y Regulación para la promoción y desarrollo de la demanda del gas como combustible de transición, en las cuales no sólo se considerará el resultado del análisis del contexto internacional, sino que también serán insumo importante los resultados del Taller de Prospectiva realizado con los agentes de la cadena, el análisis de las políticas y planes gubernamentales actuales en la materia, aunados al estudio del Caso Colombiano en contexto por parte del *equipo consultor*.

A continuación, se refieren los casos de éxito identificados en el entorno colombiano que se pueden sumar a los elementos de la experiencia internacional, como datos de entrada para el análisis a efectuar en el estudio.

Casos de éxito del sector gas natural en Colombia.

El hito alcanzado por Colombia en 2016 al convertirse en el país de Latinoamérica con mayor número de usuarios atendido por las redes de gas natural (*Figura 297*) es indiscutible y resulta de una clara visión de cómo armonizar la Política Publica con la gestión privada en procesos de cofinanciación en infraestructura y aplicación de subsidios.

Figura 297: Crecimiento de usuarios atendidos por país en Latinoamérica.



Fuente: La Consultoría con datos MME, OSINERG, AGN, Enargas, ANH Bolivia.

Esta experiencia soportada en cifras muy satisfactorias de los resultados logrados por el sector gas en Colombia, ha sido referente en todo orden para países vecinos y ha permitido que las compañías

del país sean recibidas con los brazos abiertos como inversionistas en los Planes de Masificación de gas natural que se desarrollan en la región.

Otro segmento de consumo en el que la Política Publica aplicada por Colombia ha tenido una magnifica ejecutoria es en el uso de GNV, que ha permitido mitigar la demanda de combustibles líquidos y convertir un importante parque vehicular al uso del gas natural aportando grandes beneficios económicos a los consumidores del combustible y creando gran número de puestos de trabajo en una actividad productiva que antes de 2003 era prácticamente inexistente.

Los 568 mil vehículos y las más de 800 Estaciones de Servicio que están operando en el país han creado una demanda de gas natural que tiene una dinámica irreversible y que posiciona a Colombia como uno de los primeros diez países a nivel mundial en la industria del GNV, aportando con ello el indiscutible beneficio que significa disminuir la huella de carbono en las emisiones a la atmosfera.

Casos de éxito del sector GLP en Colombia.

El cambio del marco regulatorio para la cadena del GLP en Colombia aún tiene efectos en el mercado interno de energía del país y se podría afirmar que, todavía se encuentran en etapa de evaluación; sin embargo, no es prematuro afirmar que la transformación de la actividad en un negocio totalmente formal cuyo desarrollo futuro esta signado por la planificación y control actual del recurso energético, es la primera ganancia de un país que estuvo por décadas sujeto a medidas provisorias y emergentes para balancear la oferta y la demanda del energético.

Un beneficio adicional que se ha tenido con la formalización de las actividades en la cadena de suministro del GLP en el país, ha sido la generación de nuevos puestos de trabajo requeridos para el desarrollo tecnificado del sector; lo anterior es especialmente importante debido a su efecto en el cumplimiento de más altos estándares en la calidad de la prestación del servicio a la población beneficiada.

Como caso de estudio, se debe registrar el inusitado éxito que viene teniendo la ampliación de la cobertura del servicio del GLP por redes en áreas del país con nulo o difícil acceso a gasoductos de gas natural, experiencia que según las cifras del Ministerio de Minas para el segundo trimestre de 2018 ya suma un total de 92.642 usuarios conectados en más de 100 municipios.

Al igual que con los otros gases combustibles, resulta de enorme valor la contribución que el uso del GLP aporta a las metas de Colombia en la disminución de contaminantes por la sustitución de otros combustibles fósiles.

ANEXO

EQUIVALENCIA DE UNIDADES DEL DOCUMENTO

ÍTEM	SECTOR	UNIDAD	SIGLA	EQUIVALENCIA EN ENERGÍA DEL SI (MTEP)
1	GAS NATURAL	Giga BTU/día	GBTUD	$2.5x10^{-5}$
		Millón de pies cúbicos/día	MMPCD	$2.6x10^{-5}$
2	GLP	Miles de Toneladas de GLP	MT de GLP	$8.33x10^{-4}$
		Barril por día	BPD	$9.68x10^{-8}$
3	ENERGÉTICOS.	Millón Tonelada Equivalente Petróleo.	MTEP-MTOE	1
		Giga m^3	Gm^3	$4.5x10^{-1}$
		Terajulio	Tj	$2.38x10^{-5}$

Para las conversiones de esta tabla se usan los mismos factores del BECO y poderes caloríficos de 18.000 BTU/m^3 para el biogás y 960 BTU/pie^3 para el gas natural.

BIBLIOGRAFÍA

- Agora Energiewende (2018): "The Energy Transition in the Power Sector: State of Affairs in 2017". Berlin, january 2018. Disponible en: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Jahresauswertung2017/Energiewende2017-StateofAffairs.pdf>. Accesado el 13-10-2018.

- Banco Interamericano de Desarrollo BID. (2015). Anuario estadístico de transporte de carga y logística.

- Basso, Larissa y Eduardo Viola (2014): "Chinese energy policy progress and challenges in the transition to low carbon development, 2006-2013". Revista Brasileira de Política Internacional. Rev. bras. polít. int. vol.57 no.spe Brasília 2014. Rev. bras. polít. int. vol.57 no. spe Brasília 2014. Disponible en: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-73292014000300174. Accesado el 03-10-2018.

- BMU (2016): Climate Action Plan 2050 Principles and goals of the German government's climate policy. November 2016. Disponible en: https://www.bmu.de/fileadmin/DatenBMU/Pools/Broschueren/klimaschutzplan2050enbf.pdf. Accesado el 13-10-2018.

- BMWI – BMU: Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply. 28. September 2010. Disponible en: https://cleanenergyaction.files.wordpress.com/2012/10/german-federal-governments-energy-concept1.pdf. Accesado el 13-10-2018.

- BP (2018). BP Statistical Review of World Energy June 2018.

- Brookings (2018). "US gas to China positive energy for bilateral relations". Disponible en: https://www.brookings.edu/2018/05/31/u-s-gas-to-china-positive-energy-for-bilateral-relations/.

- Ceppi (2018): "Política energética argentina: un balance del período 2003-2015". Revista Problemas del Desarrollo, 192 (49), enero-marzo 2018, http://probdes.iiec.unam.mx. Disponible en: <http://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v49n192/0301-7036-prode-49-192-37.pdf>. Accesado el 18-10-2018.

- CleanEnergyWire (2018): The role of gas in Germany's energy transition. Disponible en: https://www.cleanenergywire.org/dossiers/role-gas-germanys-energy-transition>. Accesado el 13-10-2014.

- CMNUCC – INDC (2018). INDC as communicated by parties. Disponible en: < http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Submission%20Pages/submissions.aspx>.

- Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2014). Informe nacional de monitoreo de la eficiencia energética de la República Argentina.

- Deloiite (2017): Gradual Reform across the Value Chain. China Oil & Gas Reform Series I. November 2017. Disponible en: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/energy-resources/deloitte-er-gradual-reform-across-the-value-chain-en-171213.pdf. Accesado el 08-10-2018.

- EEAP (2017): Italian Energy Efficiency Action Plan, Junio 2017. Disponible en: < https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/itneeap2017en.pdf>. Accesado el 17-10-2018.

- EIA (2017): Natural Gas Annual 2017. U.S. DOE, Washington D.C. Disponible en: < https://www.eia.gov/naturalgas/annual/pdf/nga17.pdf>. Accesado el 09-10-2018.

- EIA (2018a): U.S. Energy-Related Carbon Dioxide Emissions, 2017. Septiembre 2018. Disponible en: https://www.eia.gov/environment/emissions/carbon/pdf/2017co2analysis.pdf. Accesado el 09-10-2018.

- EIA (2018b): Alternative Fueled Vehicle Data 2016. Disponible en: https://www.eia.gov/renewable/afv/. Accesado el 09-10-2018. Accesado el 10-10-2018.

- EIA (2018c): Annual Energy Outlook 2018. Disponible en: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/. Accesado el 10-10-2018.

- ERC - CNREC (2017): "China´s Renewable Energy Outlook 2017". November 10, 2017. Energy Research Institute of Academy of Macroeconomic Research/NDRC y China National Renewable Energy Center. Disponible en: http://boostre.cnrec.org.cn/wp-content/uploads/2017/10/CREO-2017-EN-20171113-1.pdf. Accesado el 03-10-2018.

- ERC - CNREC (2016): "China´s Renewable Energy Outlook 2016". Energy Research Institute of Academy of Macroeconomic Research/NDRC y China National Renewable Energy Center. Disponible en: http://boostre.cnrec.org.cn/wp-content/uploads/2016/10/China-Renewable-Energy-Outlook-2016-EN.pdf. Accesado el 03-10-2018.

- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany. (2017). Development of Renewable Energy Sources in Germany.

- Gu, Lei, Zhang, Yi-Xin, Wang, Jian-Zhou, Chen, Gina and Battye, Hugh (2016) Where is the future of China's biogas? Review, forecast, and policy implications. Petroleum Science. ISSN 1672-5107.

- IEEE. (2010). ITS – Intelligent Transportation Systems – Part 1, Introduction.

- Institute for Energy Economics and Financial Analysis. (2017.). Japan: Greater Energy Security Through Renewables - Electricity Transformation in a Post-Nuclear Economy. I. EEFA Org.

- Italian National Agency for Energy Efficiency - ENEA. (2018). Analysys and Results of Energy Efficiency Policies in Italy - Annual Report.

- Japan Fact Sheet. (s.f.). ENERGÍA Y RECURSOS. Obtenido de www.web-japan.org.

- Jian JIANG, Y. N. (2011). Effect Analysis of Transport Sector Energy Consumption in Japan Based on the Method of Decomposition Analysis. Journal of the Eastern Asia Society for Transportation Studies, Vol.9.

- Jiang, Quinyung (2017): "China´s Energy Transition". Energy Research Institute, National Development and Reform Commission. Sept. 2017. Disponible en: http://www.keei.re.kr/keei/download/seminar/170911/II170911_a02.pdf. Accesado el 04-10-2018.

- Jiaqi, Lu and Ye, Qi (2018): "U.S. gas to China: Positive energy for bilateral relations". Brookings, Series: China´s Energy Transition, May 31, 2018. Disponible en: https://www.brookings.edu/2018/05/31/u-s-gas-to-china-positive-energy-for-bilateral-relations/. Accesado el 03-10-2018.

- Munawar, A. (2007). Pidato Pengembangan Transportasi yang Berkelanjutan.

- NDRC et al. (2017): Opinions on accelerating the use of natural gas, Junio 23, 2017. Disponible en: https://chinaenergyportal.org/en/opinions-accelerating-use-natural-gas/. Accesado el 04-10-2018.

- Oak Ridge National Laboratory National Transportation Research Center. (2018). Transportation Energy Data Book EDITION 36.2. Oak Ridge, Tennessee.

- Palomar, A. (s.f.). El transporte por agua en la Argentina, . Obtenido de Voces en el Fenix: http://www.vocesenelfenix.com/content/el-transporte-por-agua-en-la-argentina

- Peter Wong. (2018). Political Science Student Papers and Posters Political Science Spring 2018. Japan National Energy Strategy: Energy Politics - POSC 370 - Chapman University.

- Phillip Y. Lipscy, L. S. (2012). Energy efficiency in the Japanese transport sector. Energy Policy.

- State Council (2012): China´s Energy Policy 2012 White Paper. The State Council, The People´s Republic of China. Information Office of the State Council, October 2012, Beijing. Disponible en: http://english.gov.cn/archive/white_paper/2014/09/09/content_281474986284499.htm. Accesado el 03-10-2018.

- Sören Amelang, P. H. (6 de Aug de 2018). Cargo transport and the energy transition, How Germany is greening its growing freight sector to meet climate targets. Obtenido de https://www.cleanenergywire.org/dossiers/cargo-transport-and-energy-transition

- United States Department of Transportation. (2017). Transportation Statistics Annual Report (TSAR) 2017. Washington, DC.

- World and European LPG Association. (2017). Autogas Incentive Policies. Brussels: Belgium.

- Xu, Y. (2014). El sector de transporte altamente eficiente en energía de Japón: ¿Es posible que los Estados Unidos se repliquen? Obtenido de Revisión de la política de Chicago.

- Yang, Guang (2017): "The Role of Natural Gas on China´s Energy Revolution", Septiembre 2017. Energy Research Institute/NDRC. Disponible en: http://www.keei.re.kr/keei/download/seminar/170911/II170911_c02.pdf. Accesado el 04-10-2018.

- Ye, Qui; Stern, N. et al. (2018): "China´s peaking emmissions and the future of global climate policy". Brookings-Tsinghua Centre for Public Studies, Chinese Energy in Transition Series. Disponible en: https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2018/09/Chinas-Peaking-Emissions-and-the-Future-of-Global-Climate-Policy.pdf. Accesado el 03-10-2018.

PRODUCTO 2:

"DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA"

1. INTRODUCCIÓN.

El "Desarrollo de la Nueva Demanda" es la segunda fase del estudio para "IDENTIFICAR LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD" y sus objetivos son los siguientes:

- Establecer escenarios de demanda de gas que incorporen el desarrollo de nueva demanda, a partir de otros usos, entre los cuales se deben incluir:

  - Cambio tecnológico en los sistemas de transporte público colectivo urbano de pasajeros.
  - Cambio tecnológico en el transporte de carga, con énfasis en el uso de GNL para transporte de carga terrestre, fluvial y férrea.
  - Cambio tecnológico en la generación eléctrica.
  - Usos en la industria.
  - Usos en el servicio público domiciliario.

- Analizar las condiciones bajo las cuales sería posible desarrollar los escenarios establecidos previamente, realizando una valoración económica, que tenga en cuenta infraestructura, esquemas comerciales, los efectos ambientales y de salud relacionados, y demás aspectos que sean relevantes en el análisis.

- Proponer la composición de la demanda que resulte de mayor beneficio al usar gas como combustible de transición, incluyendo el diseño de una hoja de ruta con los pasos a seguir para el desarrollo de la demanda, presentando recomendaciones de política pública y regulación para la promoción de ésta. Esta hoja de ruta deberá considerar mecanismos de coordinación con el sector privado para incorporar medidas de gestión sostenible en las cadenas de suministro y mejorar los niveles de consumo de combustibles.

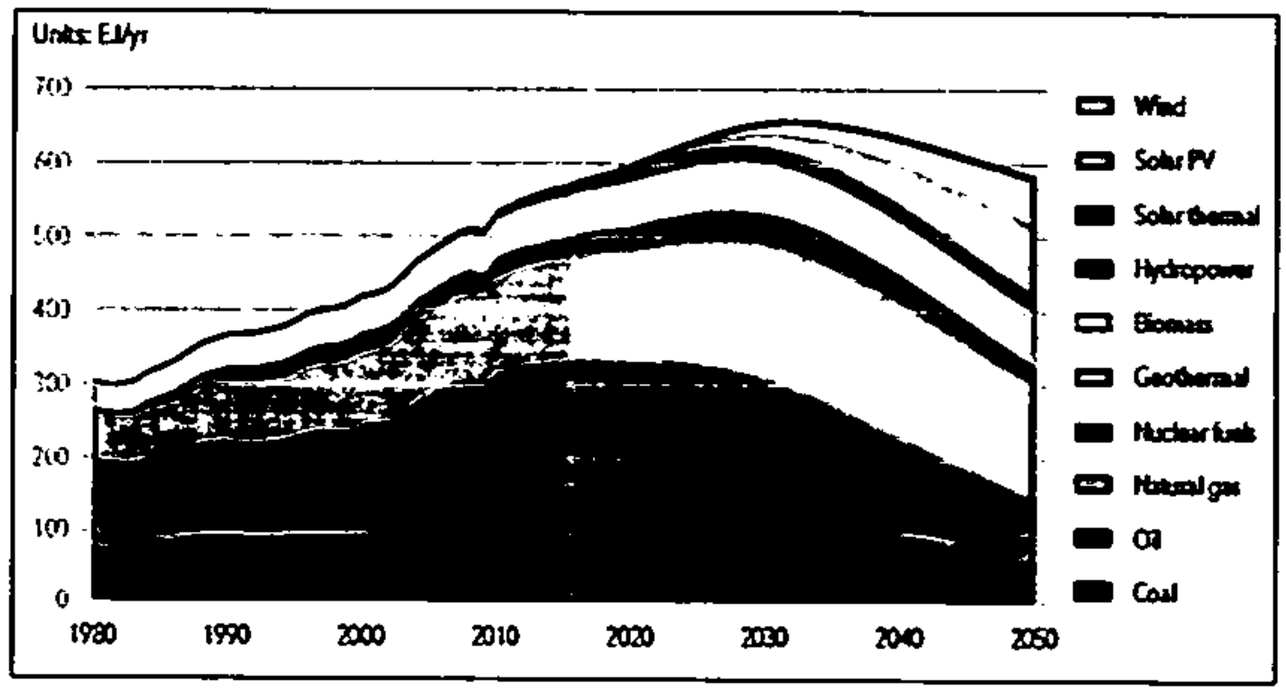
Para la proyección de la demanda de gases combustibles prevista en el estudio, se recibieron de manera formal a través del DNP, las bases de cálculo actualizadas, que la UPME tiene desarrolladas, para gas natural y GLP, correspondientes al "Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural" publicado en julio de 2018 y al "Plan indicativo de abastecimiento de GLP" publicado en octubre de este año.

De conformidad con el plan de trabajo de la consultoría, el día 24 de octubre de 2018, fue realizado un taller de prospectiva de la demanda de gas combustible que contó con la participación de los principales agentes de la cadena de suministro del gas natural y de la cadena de suministro del GLP. Los resultados que se obtuvieron en el taller (Anexo) fueron usados para el análisis de sensibilidad de las cifras de proyección de la UPME y bajo este análisis, se plantearon los escenarios de corto, mediano y largo plazo de la demanda de gas combustible en Colombia que se encuentran en este informe.

Los escenarios de tiempo definidos para el análisis, se establecieron siguiendo los resultados obtenidos en el panel de expertos del taller y sobre ellos, se realizó la revisión de cifras UPME, incorporando las notas y/o ajustes surgidos del análisis del *equipo consultor*.

Para los escenarios de corto y largo plazo, se identificaron los principales hitos del sector gas en esos períodos, con énfasis en la demanda en el sector transportador de GNL, GLP y GNV. Para los escenarios de largo plazo, se planteó un ajuste a todas las proyecciones sectoriales, considerando la visión de descarbonización de la matriz energética y el análisis de investigadores que predicen a nivel mundial, el decrecimiento del uso de combustibles fósiles durante un período que abarca hasta el 2050.

Figura 298: Proyección de la demanda mundial de energía primaria por tipo de fuente al 2050.



Fuente: Energy Transition Outlook, DNV [165]2018.

La *Figura 298*, propuesta por DNV como su visión futura de la demanda energética mundial, ilustra lo que está definido como el convencimiento de que *"Hay muchas señales de que la industria de la energía está al borde de un profundo cambio"*, perspectiva que no puede ser ignorada por nuestro país en la mirada prospectiva del sector.

---

[165] Det Norske Veritas (DNV) es una sociedad de clasificación de ámbito mundial con sede en Noruega fundada en 1864 que desarrolla trabajos de investigación sobre la evolución del consumo energético mundial; en 2018 publicaron el Energy Transition Outlook 2018 - A global and regional forecast to 2050.

2. RESULTADOS DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.

El Producto 1 de la Consultoría *"CONTEXTO DE TRANSICIÓN"*, incluyó para el análisis las experiencias internacionales de los siguientes países: China, Estados Unidos, Japón, Alemania, Italia y Argentina, seleccionados y analizados sobre los capítulos referidos a continuación ampliamente desarrollados:

- Capítulo 2: Análisis de los Países Seleccionados para el Contexto de Transición.
- Capítulo 3: Análisis Comparativo del Caso colombiano con los Resultados del Análisis Realizado sobre los Países Seleccionados.
- Capítulo 4: Diagnóstico de dos Mecanismos Implementados para el Aseguramiento de Suministro y Confiabilidad del Sistema.
- Capítulo 6: Casos de Éxito y Lecciones Aprendidas de las Políticas de Promoción del Uso del Gas Aplicables en la Planeación del Sector en Colombia. En este capítulo particularmente, se condensa en una matriz la "Síntesis de elementos relevantes de la Experiencia Internacional analizada para la promoción del uso de gases combustibles" discriminada por:
  - País.
  - Tipo de Gas.
  - Sector.
  - Elemento aplicable a la Experiencia País.

En el desarrollo del presente Producto "*DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA*", se contemplaron estos elementos relevantes que pueden aplicarse al caso colombiano para fortalecer las políticas sectoriales con el objetivo de contribuir de manera decidida con la disminución de emisiones de CO_2 en la matriz energética actual de Colombia.
A continuación, se mencionan en detalle las políticas relevantes incluidas en la matriz, para la promoción del uso del gas como combustible de transición de mayor relevancia para el objeto del estudio:

2.1 CHINA.

En 2017, la National Development and Reform Commission (NDRC) y 15 Ministerios de manera conjunta emitieron una "Opinión sobre la Aceleración del Uso del Gas Natural", que señala en su parte general y declarativa, la importancia central del gas natural en la estrategia de desarrollo energético, y de prevención y control de la contaminación del aire. La declaración de la NDRC y los Ministerios señala:

"Acelerar la utilización de gas natural y aumentar la proporción de gas natural en el consumo de energía primaria es la única manera en que China puede promover de manera permanente hacia el futuro la revolución de consumo de energía, para construir un sistema de energía moderna limpia y de bajas emisiones de carbono, segura y eficiente, y es la opción realista para controlar la contaminación del aire y afrontar activamente los problemas del ambiente ecológico tales como el cambio climático."

Las grandes líneas de acción para la aceleración del uso del gas natural:

- Proyecto de masificación de gas en ciudades.
- Proyecto de generación eléctrica con gas natural (plantas peak shaving y soporte de renovables).
- Proyecto de mejoramiento de uso de gas a nivel industrial.

2.2 ESTADOS UNIDOS.

Estados Unidos, ha establecido diversos Programas, Normas e Incentivos encaminados a lograr el objetivo de contribución a la reducción de emisiones, entre los más relevantes mencionamos:

Programas:
Clean Cities
Apoyo a Iniciativas Locales para Reducir el Uso de Combustibles Fósiles: Alianza público-privadas para promover el uso de combustibles alternativos y de bajas emisiones.

Normas Federales:
Alternative Fuel Labeling Requirements (Federal Trade Commission).
Obligación para vendedores de vehículos con combustibles alternativos (AFV) de etiquetar información sobre el combustible.

Aftermarket Alternative Fuel Vehicle (AFV) Conversions. EPA.
Certificación de cumplimiento de estándares ambientales para vehículos convertidos a GLP, GNC, GNL, metano, etanol y otros.

National Alternative Fuels Corridors (U.S. Department of Transportation).
Definición de corredores en sitios estratégicos a lo largo de las principales autopistas para mejorar la movilidad en vehículos con combustibles alternativos.

Incentivos:
Financiación de Investigación, Demostración y Desarrollo de Proyectos de Vehículos de Transporte Público de Bajas o Cero Emisiones (U.S. Department of Transportation).
Recursos financieros para entidades gubernamentales a nivel local, estatal y federal, entidades del sector educativo, y de transporte público, para investigación, demostración y desarrollo de proyectos de vehículos de transporte público de bajas o cero emisiones.

2.3 JAPÓN.

White Paper del Ministry of Economy, Trade and Industry (METI): en el cual se señalan los nuevos desarrollos de la estrategia a 2017, que incluyen de manera particular aspectos relacionados con el papel del gas natural en el aseguramiento el suministro energético, entre otros:

- El fortalecimiento en 2016 de la Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) para ampliar su función de proveer incentivos de capital de riesgo a compañías nacionales de desarrollo en el upstream, dada la debilidad internacional de las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas.

- Energía del hidrógeno para el futuro: Japón está desarrollando este proceso en tres fases: i) expandir el uso de vehículos de celdas de hidrógeno, estaciones de carga de hidrógeno, y Ene-Farms (en desarrollo), ii) introducir generación eléctrica a gran escala con base en hidrógeno (2030) y iii) establecer un sistema de suministro de hidrógeno libre de emisiones de CO2 (2040).

Plan de reconstrucción Japan Revitalization Strategy (2013): en el cual se establecieron incentivos consistentes en la eliminación de impuestos y reducción del precio de adquisición para vehículos pesados y buses a gas natural comprimido e híbridos, tanto de fábrica como convertidos.

Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism (MLIT): en conjunto con los fabricantes de equipos (OEM), han realizado estudios y han analizado medidas para incentivar el uso de vehículos de carga pesada con GNL por sus ventajas de mayor densidad energética y mayor autonomía, además de la posibilidad de utilizar los motores de GNC con GNL. Un punto en desarrollo es la expedición de normas y estándares para limitar el boil-of-gas en los tanques de GNL y las emisiones al ambiente de gas metano.

2.4 ALEMANIA.

La implementación de la transición energética o "*Energiewende*" en Alemania, está basada en el Energy Concept 2050, desarrollado por la Renewable Energy Research Association para el Ministerio de Ambiente del Gobierno Federal en junio de 2010, las leyes del Parlamento (el Bundestag), y las normas de la Unión Europea en materia de mercados de energía y gas y de esquemas de negociación de emisiones de carbono.

El gobierno alemán ha incluido al gas natural como combustible de bajas emisiones necesario para su uso como respaldo de las energías renovables, y como fuente de cogeneración para incrementar la eficiencia energética en procesos industriales.

El éxito de la Energiewende depende de un significativo y permanente incremento de la eficiencia energética. En diciembre de 2014, el gobierno alemán presentó el *National Action Plan on Energy Efficiency (NAPE)*, con un paquete amplio de medidas, algunas de las cuales ya han sido adoptadas. Las principales medidas tienen que ver con el incremento en el uso de las energías renovables, la cogeneración, y las previsiones contenidas en la Ley del Mercado Eléctrico en cuanto al

decomisionamiento de las plantas de generación a carbón mineral (lignito). Un aspecto central de la estrategia a nivel europeo es el sistema de negociación de emisiones (Emissions Trading System - ETS).

2.5 ITALIA.

Las premisas centrales de la *Estrategia Nacional de Energía (NES)* en Italia, con respecto al papel del gas natural, están relacionadas con la gestión de los picos de demanda de gas como soporte de las energías renovables, la diversificación de las fuentes de aprovisionamiento, y una mayor integración con el mercado europeo.

Los argumentos que plantea el gobierno italiano a través del Ministerio de Desarrollo Económico, son que se requiere reforzar la infraestructura de importación y transporte de gas natural en el país, con el fin de fortalecer la independencia energética, la confiabilidad frente a posibles eventos externos, y el fortalecimiento de la capacidad negociadora del país como consumidor frente a proveedor de alto peso, como Rusia, así como la posibilidad de que Italia juegue un papel importante como abastecedor del mercado interior europeo, aprovechando el escenario de sobreabastecimiento mundial de GNL existente al menos hasta 2024, y utilizando la infraestructura de transporte en condición de flujos invertidos.

En GLP, Italia es el segundo mayor mercado europeo después de Polonia, y el quinto a nivel mundial. Después de caer entre 2000 y 2007, el consumo de Autogas se disparó en 2016, gracias a incentivos tributarios, incentivos para la compra y conversión de vehículos, y medidas para incentivar los vehículos eco-amigables. El Autogas representa un 47% del total de consumo de GLP, y cerca de un 5% del total de la demanda de combustibles para vehículos, de acuerdo con cifras de la WLPGA.

Las políticas de incentivo al Autogas se asocian actualmente a los objetivos de política de reducción de emisiones. En materia de impuestos al combustible, el Autogas cuenta con una ventaja de €58 centavos/litro con respecto a la gasolina, y €47 centavos/litro respecto al diésel. Existen además, incentivos a la compra de vehículos con combustibles alternativos, incluyendo el gas natural y el GLP, aunque su monto se ha reducido considerablemente a partir de 2016. Otros beneficios incluyen exenciones de la prohibición de circular en períodos de alta contaminación, acceso gratuito a zonas de alta congestión sujetas a peajes, y sitios de parqueo.

2.6 ARGENTINA.

Ley 27.191 de octubre de 2015: para el fomento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con el objeto de incrementar a un 8% la participación de las energías renovables en la generación y consumo de energía eléctrica a 2018, y a un 20% para 2025, lo que representa agregar 10.000 MW de generación con fuentes renovables, en un período de 10 años.

Se establecieron además incentivos a la inversión en energías renovables, a saber:

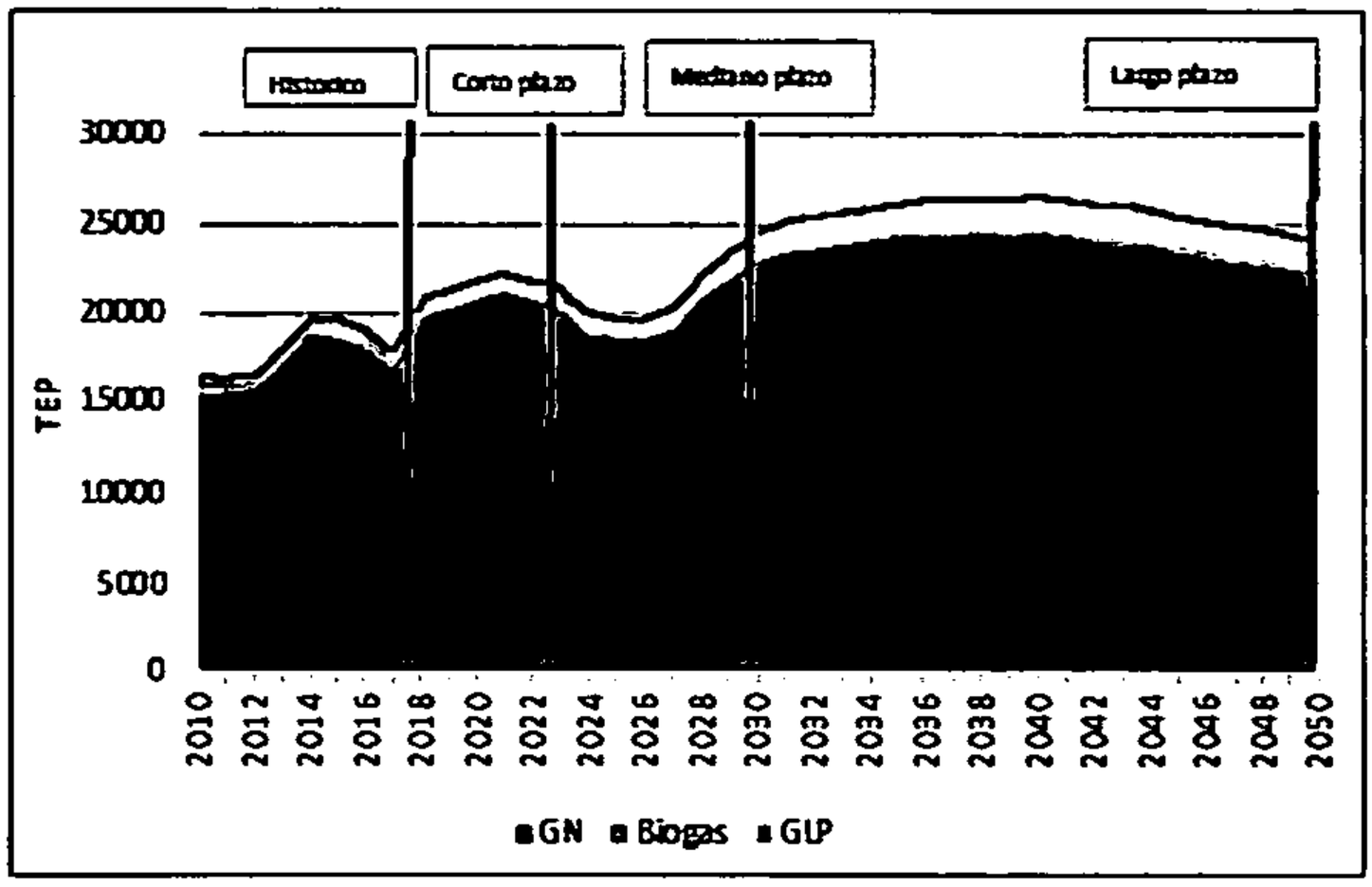
- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Amortización acelerada.
- Devolución anticipada de IVA.
- Exención del Impuesto a las ganancias mínimas presuntas.
- Exención del Impuesto a los Dividendos ante la reinversión en infraestructura.
- Deducción de la carga financiera en el impuesto a las ganancias.
- Certificado fiscal sujeto a acreditación de componente nacional.
- Prioridad de acceso a financiamiento vía Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables ($12.000.000.000 a ser destinados en 2016 al FODER).
- Certificado fiscal por el 20% de la integración nacional con un mínimo de un 30%.
- Incentivos a los proveedores locales. Exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes, componentes y materias primas.

Ley 27.191 de 2016: mediante el Decreto 531, y con las Resoluciones 71 y 72 del Ministerio de Energía y Minería. En julio de 2016, se lanzó la Ronda 1 del programa RenovAr, con una primera subasta por 1000 MW distribuidos por tecnología en 600 MW para eólica, 300 MW para solar fotovoltáica, y 100 MW distribuidos en 65 para biomasa, 15 para biogás y 20 para Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (PAH).

3. ESCENARIOS DE DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050.

En el marco de este estudio, se desarrolló una proyección de la nueva demanda de gases combustibles en Colombia a 2050 (*Figura 299*), considerando como tendencia para el corto plazo los datos históricos del sector registrados por la UPME, para el mediano plazo las proyecciones de la misma entidad en los planes de desarrollo sectoriales (gas natural y GLP), conectados con un largo plazo que recoge una mirada prospectiva de la demanda para esa época bajo los supuestos de descarbonización de la matriz energética que han sido planteados por investigadores, como los de DNV en sus trabajos más recientes.

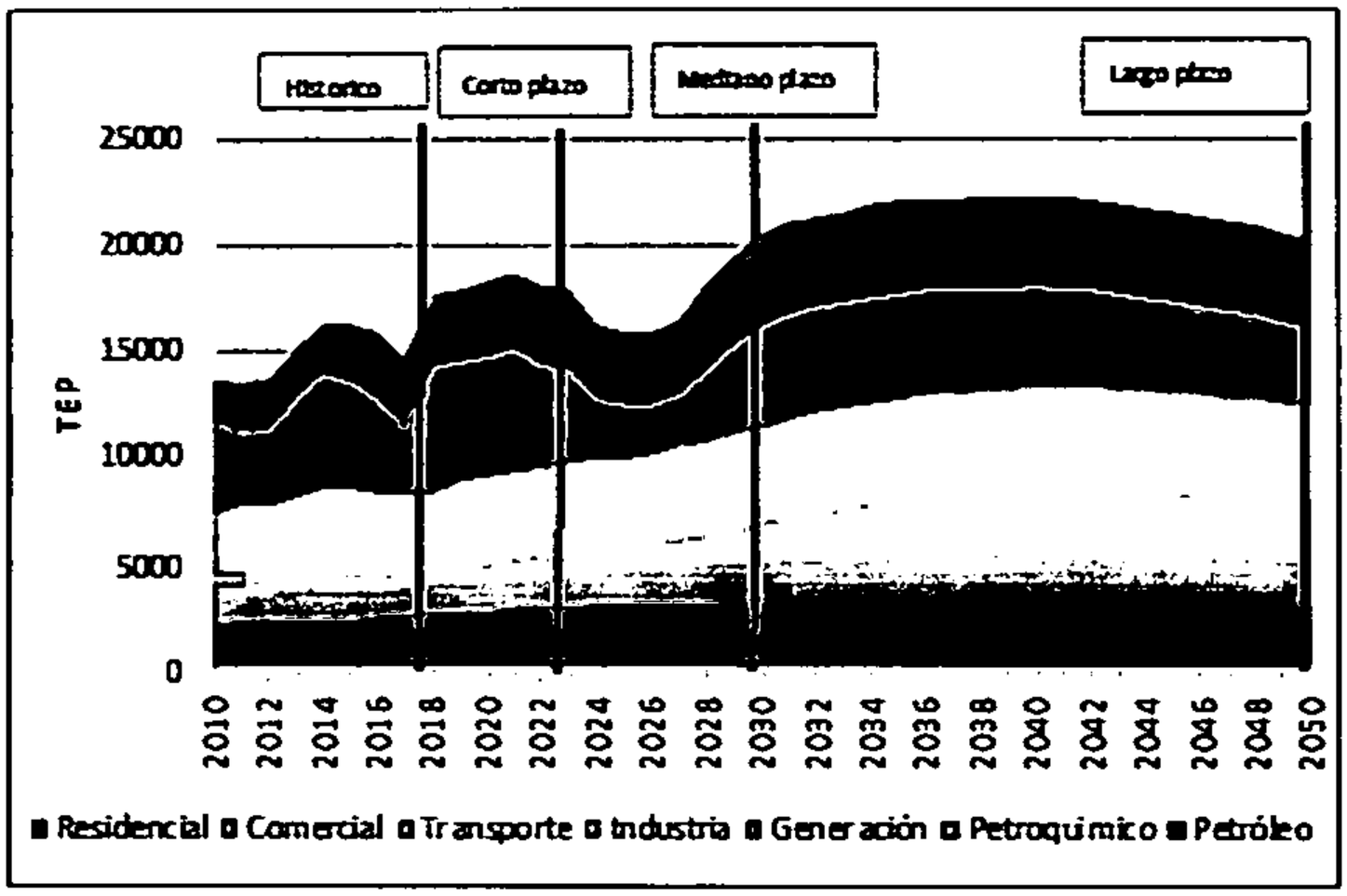
Figura 299: Proyección de la demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos UPME.

La proyección de la demanda ha considerado como supuestos que (más adelante explicados por sector), entre 2018 y 2023 el consumo de gases combustibles crece un promedio anual del 3,13%; en el período posterior al 2023, crece a una tasa promedio de 1,87% y en el largo plazo (2030- 2050), se contrae a -0,09% en promedio anual.

Figura 300: Proyección de la demanda sectorial de gases combustibles 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos UPME.

También se desarrolló la proyección de la demanda clasificada por sectores productivos que consumen gases combustibles en sus procesos (*Figura 300*). Los resultados obtenidos plantean que la cadena del gas natural suplirá una demanda con un crecimiento promedio anual del 3,25% entre el 2018 y el 2023. Para el período entre 2023 y 2030, esta demanda proyectada crecerá un 1,25% anual y entre 2030 y 2050, decrecerá con una tasa promedio anual del -0,17%. En cuanto a la demanda calculada de GLP, se prevén crecimiento promedio anuales del 1,47%, 3,45% y 0,16% para los períodos del 2018 al 2023, 2023 al y 2030 al 2050 respectivamente.

Para llegar a esta proyección, se tomaron en cuenta diversos factores como: el propósito de la proyección, la información disponible para desarrollar las técnicas de pronóstico existentes y el conocimiento experto sobre el comportamiento del mercado de gas. En tal sentido, como se mencionó anteriormente, se analizaron las proyecciones vigentes del ente planeador de Colombia, quien en este caso es la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, los estudios de caracterización del consumo energético realizados por la UPME para los sectores de estudio, el comportamiento histórico del consumo de gases combustibles, así como también, se identificó la disponibilidad de nuevos "drivers" o indicadores que señalaran el comportamiento del consumo energético en cada sector final.

De acuerdo con los factores anteriormente mencionados, se optó por revisar el comportamiento de la proyección planteada por la UPME, haciendo validaciones sobre sus tendencias con los drivers identificados, realizando ajustes en las tendencias en los sectores donde el Equipo Consultor

encontró viables comportamientos alternativos (mencionados en particular para cada sector en los respectivos apartes) para luego llevar la proyección al horizonte de tiempo definido

Una vez obtenida una proyección al 2050, se procedió con criterio experto en un modelo de corte analítico, empleando combinaciones de técnicas de forma muy similar a las metodologías empleadas por reconocidos programas como LEAP (the Long-range Energy Alternatives Planning System) y otros en cuanto a proyectar vía drivers y/o ENPEP (Energy and Power Evaluation program), a proyectar vía una función logística que parametrice las condiciones de mercado, una sensibilidad al cambio y tiempo de respuesta de los usuarios y así, plasmar consideraciones sobre cómo puede ser el aporte del consumo en cada sector para la reducción de emisiones.

El escenario obtenido tras estas consideraciones parametrizadas vía la función logística, es el seleccionado por presentar el menor consumo y por ende, la menor cantidad de emisiones.

A continuación, se desarrolla para cada sector de consumo un escenario ajustado a 2050, con visión corto, mediano y largo plazo, que presenta unas emisiones totales para la nueva demanda desde el 2018 a 2050 de 492.090.872 toneladas de CO2 y un escenario con consideraciones de reducción de emisiones o escenario de descarbonización con las mismas visiones de corto, mediano y largo plazo, cuyas emisiones totales (2018-2050) son de 414.336.095 toneladas de CO2 en la demanda nueva.

En el archivo de Excel *Anexo* en este entregable, se incluyen los soportes para el estimativo de la demanda considerando la proyección de partida, la proyección ajustada y la proyección seleccionada con los estimativos de emisiones y valoración de las mismas.

3.1 DEMANDA DEL SECTOR RESIDENCIAL.

Para la obtención del escenario de demanda residencial de descarbonización, se trabajaron tres escenarios, con tres visiones: corto, mediano y largo plazo. Para obtenerlos, se comenzó con el análisis de datos históricos y de la proyección de demanda más reciente desarrollada por parte de la UPME (escenario de base). También se trabajó con la información de cobertura publicada por el Ministerio de Minas y Energía, donde se puede estimar el potencial de instalaciones en gas natural por cubrir, el que combinado con el consumo específico por regiones, nos permite estimar que faltaría cerca de 32 GBTUD en consumo por nuevos usuarios.

Dentro del análisis, se encontró que si a la demanda actual (cercana a los 150 GBTUD) se le adicionara el potencial estimado, se obtendría un valor ligeramente por debajo de la proyección de la UPME al 2030. Consecuentemente, el Equipo Consultor estimó que es sensato alcanzar para esa fecha, el potencial establecido en la información del Ministerio de Minas y Energía y algunas poblaciones con desarrollos tecnológicos en gasoductos virtuales y los mecanismos de financiación del Fondo Especial Cuota de Fomento. Bajo las anteriores consideraciones, en el corto y mediano plazo, 2018 -2022 y 2022-2030, se decidió trabajar con la proyección establecida por la UPME.

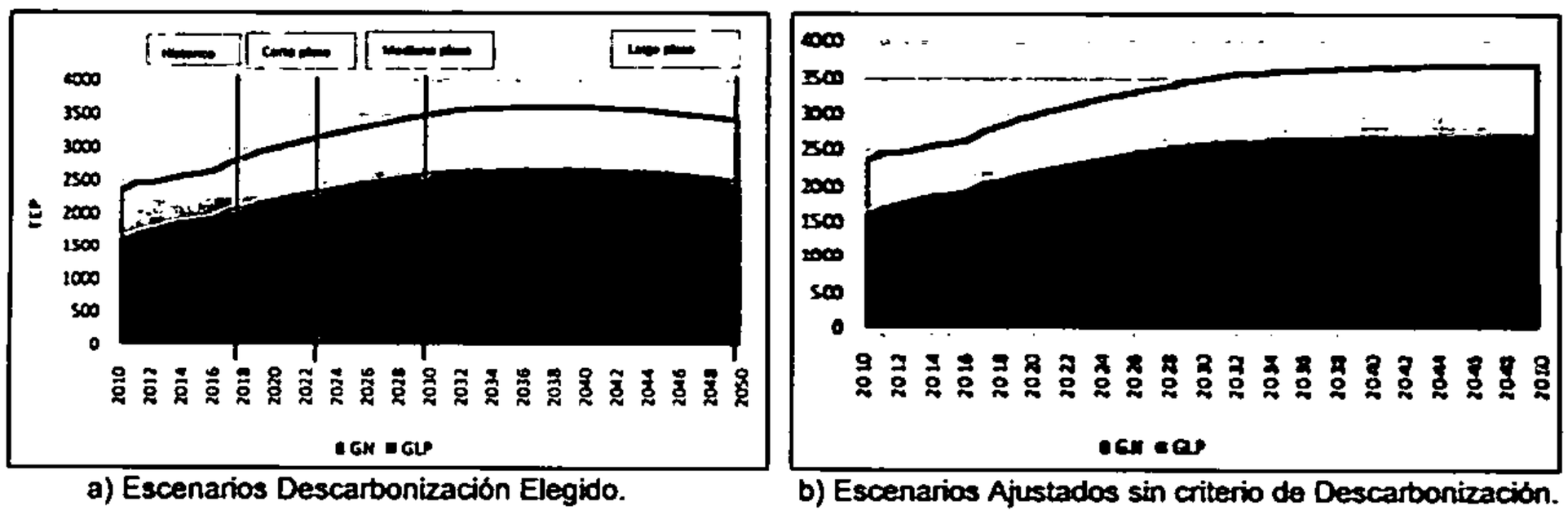
Con respecto a la proyección UPME posterior al 2030, la demanda continúa creciendo y por ello el Equipo Consultor consideró que, al lograr el mercado potencial se alcanzaría la saturación de la

demanda pasando a crecimientos atados a la población. Revisando la información disponible, se encontró que el CENSO 2018 muestra un crecimiento poblacional menor al esperado en las proyecciones vigentes del DANE, razón por la cual, se revisó la información disponible en conjunto de las organizaciones CEPAL y DANE, donde se encontró un ejercicio de estimación poblacional a 2100 (más reciente que la de la proyección DANE vigente). Por lo anterior, el Equipo Consultor decidió tomar estas tasas de crecimiento para continuar la proyección de demanda residencial, con esto se asumió que al alcanzar el potencial de usuarios, el crecimiento se toma vegetativo para el sector residencial después del 2030, este escenario sería el escenario 2 o ajustado de proyección. Esta proyección ajustada disminuye el crecimiento después del 2030 con respecto a la formulada por la UPME.

Con el propósito de la descarbonización de la matriz energética, se analizó la contribución en términos de potencial realizable de reducción de consumos, considerando los usos de los gases combustibles, según los estudios de caracterización del sector realizados por la UPME, y simulando la reducción por uso y energético a través de la función logística parametrizable mencionada anteriormente, que está basada en una adaptación de la función de mercado que emplea el modelo balance de ENPEP (Energy and Power Evaluation Program).

Para el escenario final o de descarbonización de la demanda de gas, se parametrizó tomando el criterio experto del equipo de trabajo y teniendo en cuenta las mejoras en eficiencia, sustituciones y otras consideraciones descritas en la sección de largo plazo.

Figura 301: Proyección de la demanda de gases combustibles en el sector residencial en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios Descarbonización Elegido. b) Escenarios Ajustados sin criterio de Descarbonización.

Fuente: Cálculos de la Consultoría con datos UPME.

La *Figura 301a* presenta la proyección de demanda con el criterio de reducción de emisiones y escenarios seleccionados y la *Figura 301b*, los escenarios con ajustes de proyección considerando la saturación del mercado al 2030. Estas gráficas incluyen la demanda consolidada de gases combustibles (gas natural y GLP) en el sector residencial con proyección hasta el 2050 en Colombia.

La investigación y el análisis realizados para este estudio, permitió el planteamiento de tres escenarios de proyección de demanda: Corto plazo (2018-2023), Mediano plazo (2018-2030) y Largo plazo (2018-2050), los cuales se detallan a continuación:

3.1.1 Escenario de corto plazo.

La demanda de gases combustibles para el próximo lustro en el sector residencial en Colombia continuará la tendencia de crecimiento marcada desde principio de siglo por los consumos definidos en aplicaciones tradicionales de uso doméstico, como cocción de alimentos y calentamiento de agua; se prevé que el aumento en los volúmenes consumidos de gases combustibles tenga como factor determinante, el aumento en la cobertura sobre el potencial de hogares del país.

Actualmente, las principales herramientas usadas por los agentes de las cadenas de suministro de gas natural y GLP en Colombia para promover la expansión en la cobertura del servicio público de gas domiciliario por redes, son la cofinanciación a sistemas de distribución y el subsidio a conexiones desde el FECFGN[166] y el SGR[167], mecanismos que han permitido el crecimiento sostenido de la demanda residencial de gas combustible en el país.

Por otro lado, se mantiene el subsidio al consumo de GLP en cilindros con una ampliación realizada en 2014 a todos los municipios y usuarios de Caquetá, Nariño y Putumayo. Así mismo, se incluyeron en este subsidio todos los usuarios del archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Este mismo subsidio fue ampliado en 2016 a las comunidades indígenas y a usuarios de estratos 1 y 2 de las zonas rurales del departamento del Cauca, que hacen parte de las áreas protegidas del sistema de Parques Nacionales del Macizo Colombiano[168].

Al cierre de 2017, los usuarios residenciales atendidos con gas natural por red eran 9,06 millones, con GLP por red fueron 101.697 y con GLP por cilindros aproximadamente 2,12 millones[169] para una cobertura total de 11,28 millones usuarios, correspondientes al 79,4% del total nacional estimado en 14,2 millones de hogares en el segmento residencial, que componían el mercado potencial de la demanda de gases combustibles para uso doméstico.

Dado que existe un importante porcentaje de hogares (20,6%) del pais sin ninguna modalidad de servicio público de gas combustible, y debido a los resultados del análisis de complementariedad del

---

166 El Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FECFGN) fue creado por el artículo 15 de la Ley 401 de 1997 y modificado por las Leyes 887 de 2004 y la Ley 1450 de 2011; es un fondo especial, sin personería jurídica, administrado y manejado por el Ministerio de Minas y Energía con el fin de promover el uso del gas natural en el país.

167 El Sistema General de Regalías (SGR) es un esquema de coordinación entre las entidades territoriales y el Gobierno Nacional a través del cual se determina el uso eficiente y destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables del país; el acuerdo 45 de 2017 y los que lo adicionan y modifican de la Comisión Rectora del SGR definen las condiciones de viabilizarían de recursos de ese órgano para gasificación.

168 Datos del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible 2017 (PIECGC) de la UPME y Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP. Minminas & UPME 2018. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP_19102018.pdf

169 El Sistema General de Regalías (SGR) es un esquema de coordinación entre las entidades territoriales y el Gobierno Nacional a través del cual se determina el uso eficiente y destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables del país; el acuerdo 45 de 2017 y los que lo adicionan y modifican de la Comisión Rectora del SGR definen las condiciones de viabilizarían de recursos de ese órgano para gasificación.

gas natural y el GLP en el sector residencial, se prevé que la tendencia observada para la demanda de gases combustibles al cierre de 2017, se mantengan para el próximo lustro, con una demanda creciente del gas natural con tasa promedio anual del 2,2% y demanda creciente del GLP con tasa promedio anual del 2,4%.

La metodología de proyección de escenarios, tanto de gas natural como de GLP, contempló el empleo de modelos econométricos de tipo VAR que emplean tarifas, usuarios y en el caso de GLP, se le adicionaron la participación histórica del sector en el consumo y las mejoras en eficiencias que son las endógenas de las series de consumo.

3.1.2 Escenario de mediano plazo.

Considerando que los usuarios residenciales que carecen del servicio público de gas domiciliario (en cualquiera de sus modalidades) representan actualmente un 1/5 (20%) del potencial de hogares en el pais, es probable que los procesos de expansión de las redes de atención se prolonguen unos años mas allá del corto plazo (2023) y se pueda continuar creciendo en demanda residencial a una tasa similar a la actual, hasta que la cobertura llegue al máximo nivel previsto por el estado para este servicio, momento a partir del cual, el aumento de la demanda marchará acompasado a los procesos de crecimiento vegetativo de la población.

Aunque el escenario de mediano plazo de nuestro estudio esta definido para el período 2018-2030, resulta interesante ver los resultados del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible 2017 de la UPME con panorama a 2044 (*Figura 302*). El citado plan ha considerado una segmentación de las modalidades de prestación del servicio público de gas domiciliario y de los tipos de gases con que se prestaría para ese año en las 1.122 cabeceras muncipales del pais, justificada en la competitividad y eficiencia de las tarifas al cliente final.

Figura 302: Resumen de la distribución entre las cuatro opciones de abastecimiento en razón a su menor tarifa proyectada.

Año 2016	
Cabeceras municipales con disponibilidad de GND y GNC	663
Cabeceras municipales con disponibilidad de GLPR + GLPC	459
Total cabeceras municipales	1122

Años 2019 - 44	
Cabeceras municipales con disponibilidad de GND y GNC	663
Cabeceras... GND	4
Cabeceras... GNC	90
Cabeceras... GLPR	282
Cabeceras... GLPC	83
Total cabeceras municipales	1122

*Opciones de Abstecimiento
GND: Gas natural por ductos
GNC: Gas natural comprimido
GLPR: GLP por redes
GLPC: GLP en cilindros

Fuente: PIECGC 2017 de la UPME.

3.1.3 Escenario de largo plazo.

El escenario de largo plazo de este estudio para la demanda de gases combustibles en Colombia, ha considerado procesos de sustitución de usos domésticos de esos energéticos por energías renovables y sus efectos en la disminución de los volúmenes de gas natural y GLP consumidos por los hogares del país, que se puedan dar para esa época.

Un caso que muestra la evidente transición de gases combustibles hacia otro tipo de energía en usos del sector doméstico habituales que empieza a mostrarse en Colombia, corresponde al desarrollo realizado masivamente por la constructora Coninsa Ramon H en proyectos de vivienda dotados en cada unidad habitacional con baterías de calentadores solares de agua, que ha sido de gran recibo por los usuarios, debido a su eficacia en resultados y sus bajos costos de instalación y funcionamiento.

Complementario al efecto de la sustitución, se ha tenido en cuenta para estimar en el largo plazo una demanda decreciente de gases combustibles, los efectos del Uso Racional de la Energia (URE) que han condicionado a todas las cadenas de sumninistro de energéticos, con la fabricación de equipos más eficientes en el consumo de energía, para mantener su viabilidad en los mercados finales; un ejemplo específico que ilustra la magnitud del cambio, es la aparición de calentadores de agua a paso eléctricos, que han empezado a usarse en lugar de aquellos de GLP o gas natural por su versatilidad y la ausencia de gases de combustión durante su uso.

La curva de crecimento poblacional colombiana propuesta por el DANE, CEPAL y UPME, muestra un estancamiento en el crecimiento, que inicia después de 2040[170] y continúa aparentemente plano hasta 2045. Así mismo, en la proyección propuesta por el portal digital especializado en crecimiento poblacional, Population Pyramid[171], la curva de crecimiento poblacional es idéntica hasta el 2045, pero propone una proyección hasta 2100 y muestra que dentro de su proyección, es justamente en 2045 cuando el crecimiento alcanzaría su máximo pico y desde ese año en adelante hasta el año 2100, la población para el país decrece. Al decrecer la población y en constraste con lo mencionado anteriormente, decrecen sus necesidades energéticas.

Por último, los desarrollos de nuevas tecnologías en diseño y producción de estufas, traerán al mercado gasodomésticos más eficientes, especialmente en cuanto a desarrollo de mezcladores, quemadores y funcionamiento en combinación con nuevas tecnologías (plataformas tecnológicas) que contribuirán, en parte de la caída de demanda.

3.2 DEMANDA DEL SECTOR COMERCIAL.

El procedimiento para la obtención de los escenarios del sector comercial, aplicó la metodología antes descrita en la introducción del capítulo. En particular, al realizar el análisis crítico del comportamiento histórico de este sector, se encontró que guarda una relación con el comportamiento del sector residencial. Esto se manifiesta en las tendencias de crecimiento históricas donde, si se comparan los dos sectores, se encuentran comportamientos de crecimiento simultáneos que guardan relación con la forma en que se expande la cobertura de servicio de gas. De esta manera, cuando el gas está disponible para una región, se cubren los usuarios residenciales hasta copar el mercado y de igual forma lo hacen los usuarios de sector comercial y de servicios.

Teniendo en cuenta lo anterior y observando el comportamiento de la proyección UPME, se decidió adoptar la visión de corto y mediano plazo de las proyecciones oficiales, pero realizando un ajuste a crecimiento vegetativo, similar a como ocurre con el escenario residencial para el largo plazo (posterior al 2030), con lo que se obtiene el escenario ajustado.

Ahora, para las consideraciones de descarbonización por consumo de gases combustibles en el sector comercial y de servicios, se analizaron los estudios de caracterización del sector terciario disponibles en la página WEB de la UPME, encontrándose los usos de los gases combustibles como: empleo en Cocción y Calderas/calentamiento de agua.

El efecto sobre este consumo se ajustó parametrizando en la función logística (de igual manera a como se realizó para el sector residencial) la visión del equipo consultor sobre la afectación que podría tener en los consumos por tipo de uso, considerando los aspectos que se describen en la sección de largo plazo para finalmente obtener el escenario seleccionado de menores emisiones objeto del estudio.

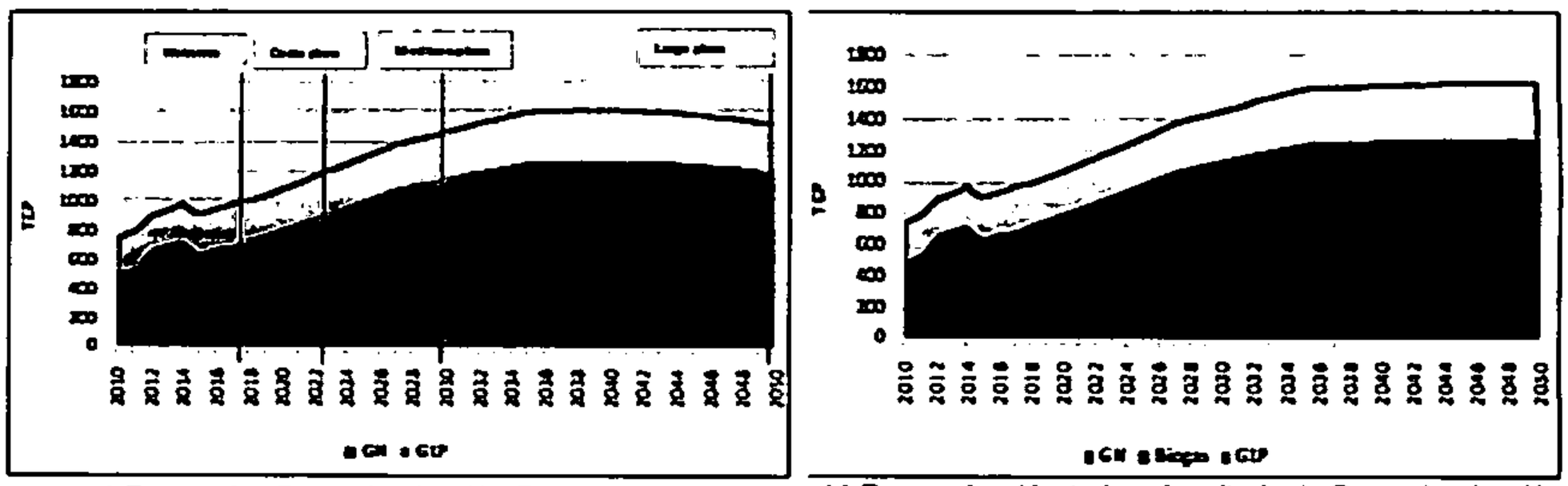
---

[170] Datos del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible 2017 (PIECGC) de la UPME y Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP. Minminas & UPME 2018. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP_19102018.pdf

[171] Portal digital Population Pyramid. Disponible en https://www.poputationpyramid.net/es/colombia/2018/

La *Figura 303* presenta los escenarios de la demanda para uso comercial de combustibles gaseosos en Colombia tanto el escenario de descarbonización (*Figura 303a*) como el escenario ajustado a 2050 (*Figura 303b*). En ella se observa un comportamiento similar al de la demanda para el sector residencial y en la proyección se ve que esta demanda se vuelve constante cuando se acerca al año 2040 y a partir de este punto, la misma desciende levemente hasta el final de la proyección.

Figura 303: Proyección de la demanda de gases combustibles en el sector comercial en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios Descarbonización Elegidos.

b) Escenarios Ajustados sin criterio de Descarbonización.

Fuente: La Consultoría con datos UPME.

A continuación, se presenta el análisis de los escenarios planteados para la gráfica anterior (Corto, mediano y largo plazo). El análisis soporta y/o interpreta el comportamiento de la proyección de la demanda durante los escenarios mencionados.

3.2.1 Escenario de corto plazo.

Se estima que la demanda de gases continuará creciendo en el corto plazo, con una tasa similar a la que ha venido creciendo, pero con una leve caída al final de este período (el período inicia en 2018 y termina en 2023). La proyección exhibe un crecimiento del 4,8% para el sector comercial atendido con gas natural y del 0,05% para el suministro de GLP. El crecimiento para esta proyección sigue un patrón de comportamiento análogo al del período anterior (30% GLP y 70% gas natural) y será del 24,6% correspondiente a nuevos usuarios de GLP y del 75,4% para nuevos usuarios de gas natural, en donde la mayoría de los usuarios de gases combustibles (alrededor del 90,4%), se encuentran ubicados en zonas urbanas[172].

[172] Datos del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible 2017 (PIECGC) de la UPME y Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP. Minminas & UPME 2018. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP_19102018.pdf

Este crecimiento es relativamente normal dentro de los clientes atendidos con gas natural, debido a la expansión geográfica, llegando cada vez a más centros poblados (Cabeceras municipales), en donde además de los clientes residenciales, siempre hay nuevos usuarios comerciales y en algunos casos, nuevos usuarios industriales. La demanda de gas natural siempre ha crecido, pero en 2016, presentó una contracción del 2,4%. De manera inversa, el sector comercial que demanda este combustible creció un 5,81%[173].

A finales del 2017, se consumieron 1.863,68 TEP por día de GLP, de los cuales, el 19% correspondió al sector comercial (aproximadamente 354,10 TEP por día). Por otra parte, a finales de 2016 se consumieron 0,029 TEP por día en el sector comercial atendido con gas natural[174].

Las experiencias de uso de gases combustibles en establecimientos comerciales como la cadena mayorista Alkosto, la cadena de hoteles GHL y la Cámara de Comercio para la sustitución de usos energéticos tradicionales es la referencia de la tendencia creciente en la demanda de gas natural y GLP en el segmento comercial para el corto plazo.

3.2.2 Escenario de mediano plazo.

En este escenario se espera que el crecimiento de demanda de gases combustible en el sector comercial continúe creciendo. Lo anterior, es basado en el crecimiento poblacional y los procesos de masificación, tanto de gas natural como de GLP. Adicionalmente, se estima que el proceso de expansión del gas natural llegue a nuevos municipios (Cabeceras municipales o centros poblados), tanto por el sistema ramales de gasoducto del sistema nacional de transporte (SNT), como por los sistemas de gasoductos virtuales. Similarmente, se prevé la expansión del GLP en nuevos municipios, zonas intermedias y zonas rurales, donde se espera una complementariedad en el crecimiento de acuerdo a la atención de zonas geográficas.

La tasa promedio propuesta en las proyecciones de crecimiento de la demanda de gases combustibles en el sector terciario es del 2,73% y en este crecimiento, se mantiene una participación del 78% del gas natural contra un 22% de GLP.

Aunque el crecimiento de la demanda de gas combustible para este sector continuaría creciendo, la tasa de crecimiento del gas natural sería inferior a la del período anterior. Se estima que el gas natural crecería un 3,1% (menor que el período anterior) y el GLP un 1,4% (mayor que la del período anterior).

---

[173] Balance de Gas Natural 2017. Minminas & UPME 2017. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf

[174] Balance de Gas Natural 2017. Minminas & UPME 2017. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf

De acuerdo a la CEPAL, y Population Pyramid[175], el crecimiento poblacional seguirá en aumento durante este período y se estima que esta variable impulse el comercio y las necesidades de la población en esa relación (personas - comercio). Consecuentemente, con un crecimiento del comercio que atiende a las personas, se puede suponer el aumento de la demanda de gases combustibles para atender las necesidades de la población. Por otro lado, según el plan Indicativo de cobertura de la UPME, para 2028 existen señales de cumplimiento de cobertura de gases hacia el sector residencial y aunque se desaceleraría el crecimiento del sector terciario, se esperan señales de crecimiento en este sector para la proyección de la demanda.

3.2.3 Escenario de largo plazo.

La grafica de proyección para el período de largo plazo (2030 – 2050), muestra un crecimiento leve de la demanda de gases combustibles hasta el año 2036, seguido de un período de estabilidad (sin crecimiento significativo) de 5 años aproximadamente, y finalizando con un descenso de la demanda a partir del año 2042.

El crecimiento de la parte inicial del largo plazo, puede ser motivado por el crecimiento poblacional y los signos de ampliación de cobertura en el sector residencial, que son considerados, como variables de crecimiento de la demanda en el sector comercial. El sector comercial iniciaría un crecimiento de tipo vegetativo, encontrándose sin opciones para seguir creciendo con nuevos usuarios.

La demanda de estos combustibles comenzaría su disminución debido a la introducción de nuevas tecnologías en los procesos de calentamiento en el sector comercial, volviendo más eficientes y económicos estos procesos. La disminución de la demanda también se debería a procesos de transición de remplazo de combustibles y tecnologías usadas comúnmente por este sector, por otras más eficientes. Adicionalmente, las energías renovables empezarían a competir por los mercados comerciales desplazando por competencia el GLP.

Según el balance de GLP realizado por la UPME, la caída en su demanda y la pérdida de participación en el mercado podrían estar ligadas a la caída de la oferta nacional y al mayor volumen de GLP importado, ocasionando la pérdida de competitividad por el factor precio[176].

Por otro lado, se estima el decrecimiento poblacional en Colombia alrededor del 2045, según la CEPAL y Population Pyramid[177]. Con el decrecimiento poblacional, se disminuiría el volumen de necesidades a ser atendidas por el sector comercial, generando la caída de la demanda de gas combustible en el país.

De acuerdo con lo anterior y con la metodología usada, se obtuvo una tasa promedio de crecimiento de demanda del 0,18% para el gas natural y de 0,15 para el GLP, lográndose un crecimiento del

---

175 Portal digital Population Pyramid. Disponible en https://www.populationpyramid.net/es/colombia/2018/

176 Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP. Minminas & UPME 2018. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP_19102018.pdf

177 Portal digital Population Pyramid. Disponible en INTERNET: https://www.populationpyramid.net/es/colombia/2018/

consumo de gases combustibles del sector terciario del 0,17%. La participación de gases combustibles para el largo plazo se proyectó con un 78,6% para el gas natural y el resto para el GLP.

3.3 DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL.

Para el sector Industrial (guardando relación con la metodología general descrita) se procedió a revisar la información histórica y el comportamiento de posibles drivers, y las proyecciones de la UPME. Con respecto a la información histórica, se encontró que la demanda de este sector ha presentado una alta relación con el comportamiento del valor agregado industrial, por lo cual, se consideró que cualquier proyección debe estar relacionada con este driver o variable.

En cuanto a proyecciones de crecimiento de PIB a largo plazo y de valores agregados como el Industrial, las fuentes de información son bastante limitadas (incluyendo las oficiales). Una visión que se tiene en general para el horizonte de largo plazo, es el hecho de que el PIB tendería a estabilizarse en su crecimiento después del 2030 y con este, el comportamiento de los diferentes valores agregados. Bajo estas premisas, se revisó la proyección de la UPME encontrando que ésta sigue lo previsto en los parámetros de la proyección e incluso, se ha basado en un trabajo de proyección de PIB y de los valores agregados sectoriales desarrollado por esta entidad y que no está disponible en otras fuentes. Dado que esta última proyección cuenta con información más allá de la disponible por otros medios, se adoptó para el corto y mediano plazo.

Con respecto a la proyección ajustada a largo plazo 2050, se consideró que posterior al 2030, la mejor previsión de comportamiento de la economía sería la de un crecimiento constante del PIB y por ende de los valores agregados, esto aún, si se asumieran diferentes metas de crecimiento según el escenario, implicaría que tendría un crecimiento a una tasa constante la demanda del sector industrial para el periodo 2030-2050. Por lo anterior, para esta proyección se aplicó un modelo por tasas donde el crecimiento estaría atado al crecimiento estable, siguiendo la última tendencia de crecimiento de la proyección al 2030 para el gas natural y GLP.

Para el sector industrial, la revisión de la información indicó el uso de biogás (que no se encuentra reportado en el Balance Energético) donde la consultoría realizó un estimativo de su evolución en los horizontes hasta el 2050, basado en lo que está registrado en el banco de proyectos UPME y en el criterio experto de cuál podría ser su mínima evolución viable, según el conocimiento del equipo consultor.

Con las anteriores consideraciones, se obtuvo la proyección a largo plazo ajustada al 2050. Sin embargo, para obtener una proyección donde se consideren los impactos de la descarbonización de la demanda adicionales a la entrada de biogás, se tuvo en cuenta los estudios realizados sobre caracterización de la demanda de los diferentes sectores industriales realizados por la UPME por CIIU y disponibles en su página WEB. Adicionalmente, se analizó el consumo histórico por subsectores industriales a partir del Balance Energético Colombiano que se ha mostrado en documentos previos de esta consultoría. Con esto fue posible realizar una estimación de la desagregación del consumo en calor directo e indirecto y la participación de cada uno, según el tipo de combustible en la demanda. A partir de este punto, se aplicó la experiencia del equipo de la consultoría y se analizó la posible evolución en un contexto de descarbonización del consumo

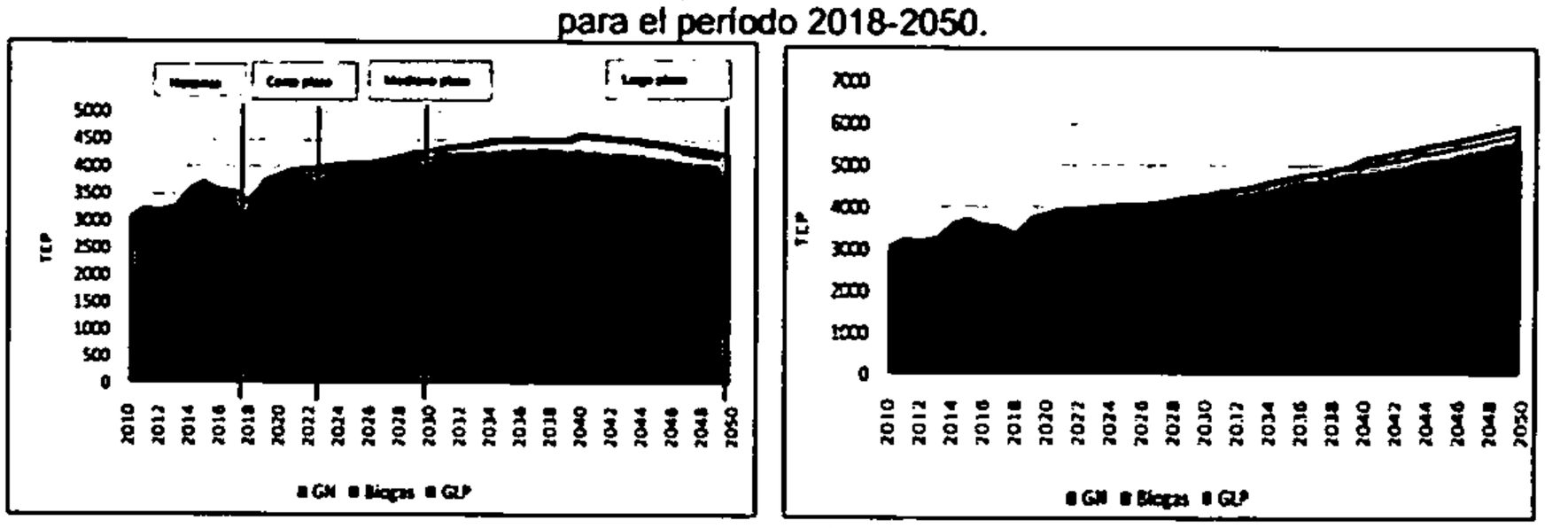
incluyendo medidas como las expresadas en la sección de largo plazo que se parametrizaron en una función logística para obtener un escenario de menores emisiones, criterio objetivo de la consultoría.

La demanda de gases combustibles en Colombia, se proyectó sobre una base mayoritaria de gas natural y GLP, dado el volumen representativo que estos dos combustibles representan para el sector industrial. La *Figura 304a* presenta el escenario seleccionado de menores emisiones y la *Figura 304b*, el escenario ajustado a 2050 sin consideraciones para menores emisiones.

El gas natural es el gas combustible predominante en el sector industrial con cantidades cercanas a los 3.400 TEP y es usado por casi toda la industria actual.

El GLP es el segundo combustible más usado en el sector industrial y en el 2017, representó el 8% del total de la demanda de combustibles en el sector. Se estimó que el 90% del GLP es usado en la industria (alimentos, bebidas y tabaco) en calentamiento indirecto, el 9% en calentamiento directo y el 1% restante en calefacción o calentamiento de agua[178]. Actualmente, el GLP participa con aproximadamente 125 TEP en la atención del sector.

Figura 304: Proyección de la demanda de gases combustibles en el sector industrial en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios Descarbonización Elegidos. b) Escenarios Ajustados sin criterio de Descarbonización

Fuente: La Consultoría con datos UPME.

Aunque las experiencias con biogás en Colombia existen desde el siglo pasado, las cifras oficiales del país no registran datos debido a que la medición de volúmenes es prácticamente inexistente en comparación con los volúmenes medidos en gas natural y GLP. Como preámbulo podemos mencionar la experiencia relevante del caso de la planta de Sucroal S.A. (Anteriormente Sucromiles S.A.) en Palmira, que ha producido y distribuido a partir del azúcar, materia prima para la industria farmacéutica y alimenticia. En esa planta se produce biogás a partir de sus afluentes que es regularmente usado en las calderas y en los procesos de calor para la deshidratación de productos.

---

178 Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP. Minminas & UPME 2018. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP_19102018.pdf

3.3.1 Escenario de corto plazo.

En el corto plazo, la proyección de la demanda estima un crecimiento constante que en 2023 podría generar un consumo cercano a las 4.000 TEP, representadas por una mayor participación del gas natural en industria nueva y nuevos procesos industriales. Por otro lado, se estima un crecimiento constante de la demanda de gas natural (único que crece) por parte del sector industrial[179].

Según la firma PricewaterhouseCoopers en su informe *¿Cómo será el cambio en el orden económico mundial para el año 2050?*, Colombia estará ubicado entre las posiciones 30 y 31 de lista de las economías mundiales (clasificación basada en el PIB) y menciona que: "*Colombia y Polonia también muestran gran potencial y se proyectan como las grandes economías de crecimiento más rápido en sus respectivas regiones, Latinoamérica y la Unión Europea*[180]", demostrando así una proyección de crecimiento económico en la región que tendría una obvia consecuencia en el crecimiento industrial nacional.

Cabe resaltar que, la demanda de GLP crecería en volúmenes marginales durante el período si es comparada con la curva de crecimiento del gas natural y la incipiente aparición de demanda de biogás.

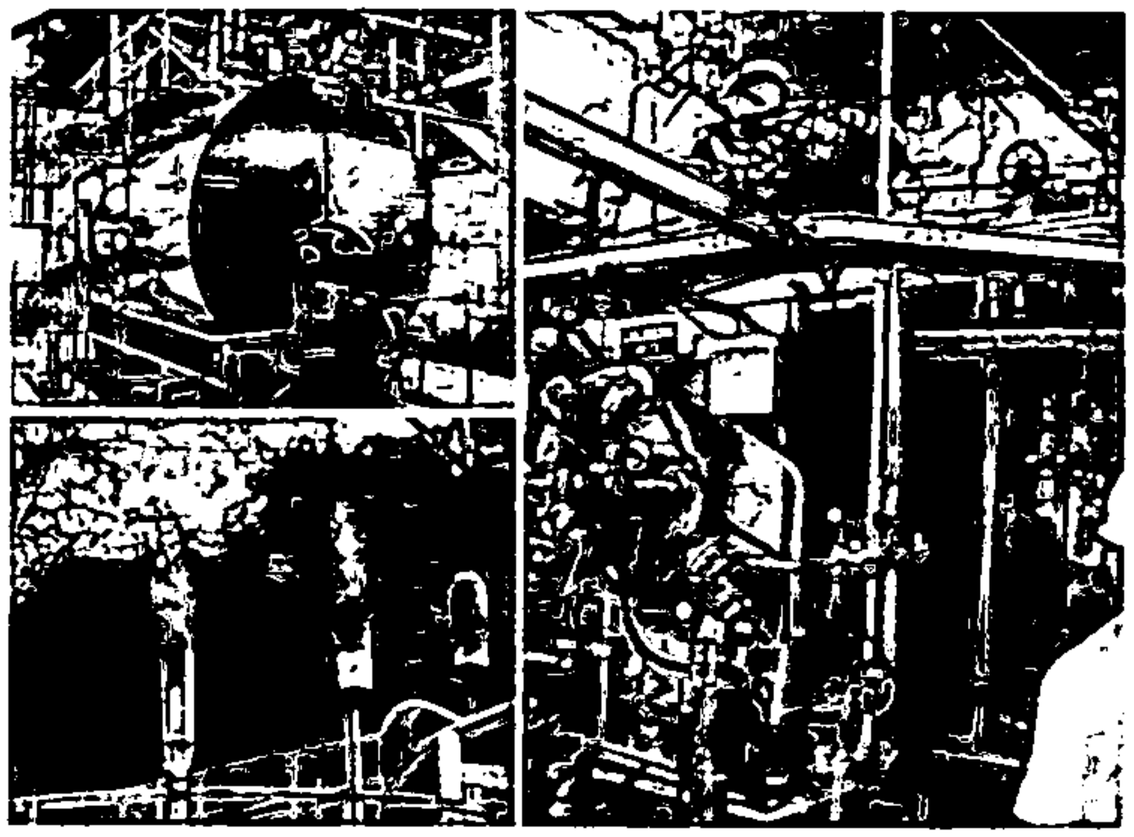
Durante la etapa final de este escenario, aparecen las primeras señales de una demanda de biogás cuyas ejecutorias más dicientes serían las de la implementación y puesta en marcha de nuevos proyectos en la industria o ampliaciones de proyectos existentes de biogás en el sector como: Huevos Kikes, Bavaria, Aliar S.A.- Fazenda, Ingenio Manuelita, Sucroal, etc.

---

179 Balance de Gas Natural 2017. Minminas & UPME 2017. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf

180 ¿Cómo será el cambio en el orden económico mundial para el año 2050?, Price Waterhouse Coopers (PWC). Abril de 2017. Disponible en internet: https://www.pwc.com/co/es/assets/document/el_mundo_en_2050.pdf

Figura 305: Planta de producción de biogás en la PTAR de Bavaria en Bucaramanga.



Fuente: La Consultoría con autorización de Bavaria.[181]

Por último, se debe resaltar que, aunque el biogás que consume el sector industrial actualmente se compara poco con el gas natural y el GLP, el potencial energético técnico del biogás de las biomasas estudiadas en Colombia es significativo y podría llegar hasta 53.622 TJ/Año (3.509 TEP/día), cifra que es similar a la demanda actual del sector industrial atendida con gases combustibles (3.500 TEP)[182].

3.3.2 Escenario de mediano plazo.

Este período tiene un comportamiento similar al de corto plazo, dándole un crecimiento sostenido a la demanda de gas natural para la atención del sector industrial que, según la UPME, debería continuar creciendo[183]. Por otro lado, se podría esperar que debido al crecimiento sostenido que tenga en ese período la economía colombiana[184], crecería análogamente el sector industrial junto con la demanda de gas natural y de GLP. Se calculó un crecimiento estimado de consumo del 1% para el gas natural y del 1,36% para el GLP.

---

[181] En la Figura 305 se muestran partes de la instalación de biogás de la PTAR de la Planta de Bavaria en Bucaramanga.

[182] Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP. Minminas & UPME 2018. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_GLP_19102018.pdf

[183] ¿Cómo será el cambio en el orden económico mundial para el año 2050?, Price Waterhouse Coopers (PWC). Abril de 2017. Disponible en internet: https://www.pwc.com/co/es/assets/document/el_mundo_en_2050.

[184] Creciendo en el Corto y Largo Plazo, Hacia una senda de mayor productividad. Luis Fernando Mejía, Director General del DNP, febrero de 2018. Disponible en internet: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Presentaci%C3%B3n%20%20Asobancaria.%20Creciendo%20en%20el%20corto%20y%20largo%20plazo.pdf

En la actualidad, el parque industrial que consume biogás no resulta significativo y entre los casos más conocidos, se identifican las 6 plantas de digestión anaeróbica con producción de biogás en el sector cervecero (PTARs de Bavaria Tocancipá, Tibasosa, Bucaramanga, Barranquilla, Cali y Yumbo)[185]. Debido a lo anterior, se estima que la proyección de la demanda no presentaría incrementos importantes en el consumo de biogás para el sector, llegando a 4.370 TEP al final del mediano plazo.

3.3.3 Escenario de largo plazo.

En este periodo se estima un leve crecimiento de la demanda de gases combustibles, con punto de partida en 2030 y final en el año 2040, para un total de aproximadamente 4.625 TEP. Para el periodo entre 2040 y 2050, se estima un decrecimiento de la demanda de gases combustibles para el sector industrial.

Durante la primera etapa del escenario (2030-2040), el gas natural presentaría un pico de consumo en el 2036 alcanzando cerca de 4.370 TEP, a partir del cual, se empezaría a tener sustitución obligándolo a decrecer hasta el final del largo plazo. La franja que representa el consumo de GLP tendría una demanda constante que variaría hacia el final del escenario con un descenso mínimo en la proyección de la demanda.

En general, en etapa inicial (2030-2040) los gases combustibles presentarían un crecimiento impulsado por el aumento en la demanda de biogás para ampliaciones o implementación de proyectos nuevos en la industria, con la búsqueda de reducción de costos. Es probable que siguiendo la línea de otros países, en esta época aparezcan regulaciones que promuevan el uso del biogás como una ruta de reducción de los GEI, en armonía con políticas globales en este sentido.

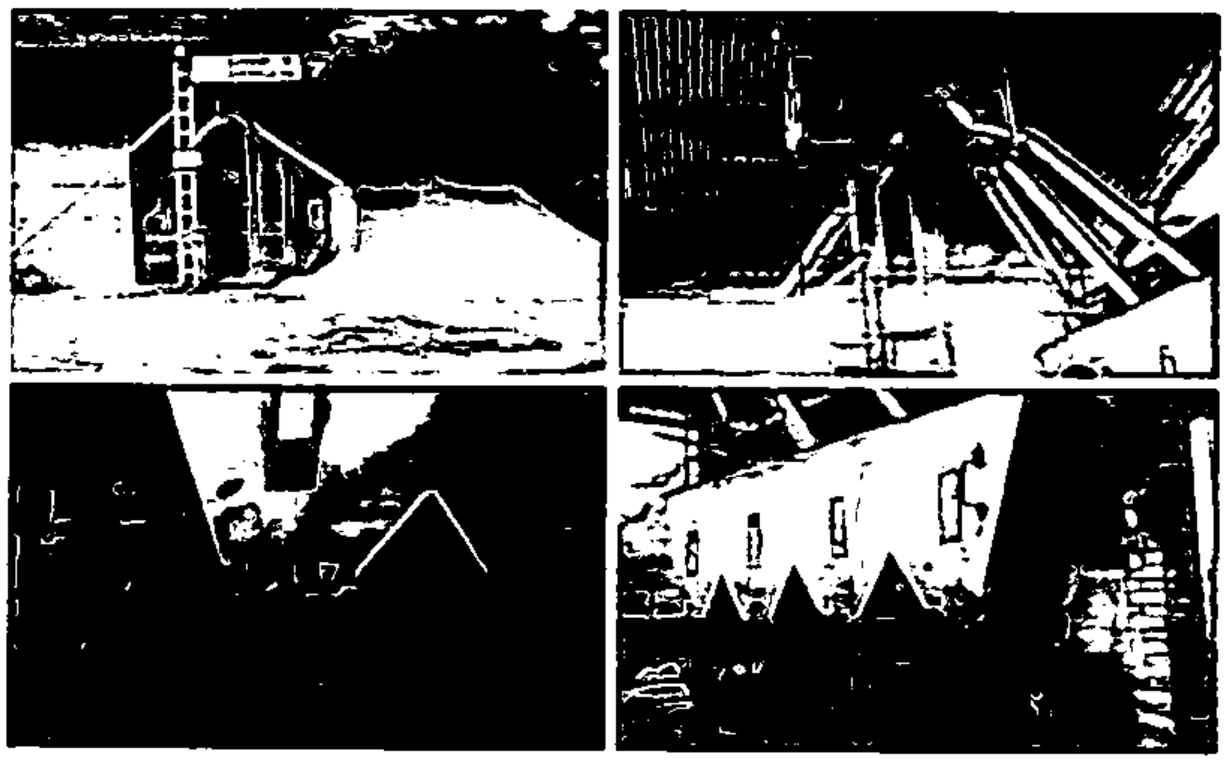
Para la etapa final del escenario (2040-2050), la proyección de la demanda disminuiría motivada por el incremento de la competencia en la oferta energética, pero especialmente por el predominio de las energías renovables: solar y eólica. Por otra parte, los desarrollos tecnológicos para ese momento presentarán nuevos avances en eficiencia energética de los procesos industriales, reduciendo el consumo de combustibles y los costos de producción industrial.

Aunque los procesos de sustitución de gas por energías alternativas no se prevén de manera masiva sino en el largo plazo en el país, algunas experiencias locales plantean señales sobre la posible transitoriedad del gas natural y el GLP en usos energéticos especializados. Un caso de estudio relevante es el exhibido en la *Figura 306*, donde se observan quemadores para secado de arroz con alimentación de cascarilla de arroz.

---

185 Estimación del Potencial de Conversión a Biogás de la Biomasa en Colombia y su Aprovechamiento. UPME & TECSOL. Disponible en internet: https://bdigital.upme.gov.co/jspui/bitstream/001/1317/1/Informe%20final.pdf

Figura 306: Quemador con cascarilla de arroz en planta de secado en el Huila.



Fuente: La Consultoría con autorización del propietario.

3.4 DEMANDA DEL SECTOR TRANSPORTE.

En el presente siglo, los gases combustibles han tenido una relevante y creciente participación en la matriz energética del sector transporte en Colombia (especialmente el gas natural) convirtiéndose en una alternativa energética para los tradicionales combustibles líquidos de origen fósil. Desde hace algunos años, el Gas Natural Comprimido (GNC) o (GNCV) se ha utilizado en vehículos y ha ido ganando un pequeño espacio en la canasta energética del sector transporte colombiano, alcanzando en 2017 el 6% de participación. Por su parte, el ACPM ha logrado el 42% y la gasolina el 41%[186].

Desde finales del siglo pasado, se ha estado usando gas natural en forma de GNCV en el transporte del país, en su mayoría en vehículos livianos (taxis, camionetas, camperos y automóviles) y en menor proporción en buses, camiones y otros. A finales del año 2014, esta cifra representaba el 91% de los vehículos livianos y el 9% en el resto de los vehículos atendidos con GNCV[187]. Internacionalmente se tienen experiencias con Gas Natural Licuado (GNL) en vehículos pesados (Polonara, 2013). Este último, se ha posicionado como una alternativa atractiva para ser usado como combustible o complemento de combustible en vehículos diésel[188].

---

186 Energy Demand Situation in Colombia – 2017. DNP & Enersinc. Disponible en Internet: https://www.dnp.gov.co/Crecimiento-Verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf

187 Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética–PAI PROURE 2017 – 2022. Minminas & UPME 2016. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf

188 Small Scale BioLNG Plant: Comparison of different biogas upgrading techniques. Appl. Energy, vol. 217, pp. 328–335. Baccioli, M. A. (2018).

Debido a las múltiples ventajas de los gases combustibles frente a los hidrocarburos líquidos convencionales y al bajo contenido de carbono de los primeros, es posible afirmar que con el uso del GNCV se puede lograr hoy un ahorro de hasta un 35% frente al diésel, y de cerca de un 65% frente a la gasolina. Desde el punto de vista ambiental cabe resaltar que, el GNCV emite un 30% menos de dióxido de carbono (CO2), un 65% menos de monóxido de carbono (CO) y un 90% menos de óxidos nitrosos (NOx). Adicionalmente, no genera azufre (existen motores de gasoil que emiten 18,4 g/hora), ni partículas, ni traza. de plomo, ni de metales pesados y garantiza un menor nivel de otras emisiones tóxicas que todavía no se encuentran reguladas[189].

A nivel mundial, el transporte genera cerca del 23% de las emisiones de CO2[190]. Aproximadamente el 93% de estas emisiones es producido por el transporte por carretera[191]. Una de las alternativas para la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) producidos por el sector transporte, es la sustitución de los combustibles fósiles tradicionales por combustibles alternativos con bajo contenido de carbono como el GNL. Este combustible vehicular es empleado principalmente en autobuses y vehículos de uso pesado (HDV) debido al alto costo de los sistemas de almacenamiento para este combustible[192]. En este sentido, el GNL se visualiza como un sustituto del ACPM[193]. En estos segmentos se estima una reducción del 80% en emisiones de monóxido de carbono (CO), 70% en emisiones de NOx, 45% en emisiones de compuestos de orgánicos volátiles (VOCs) y 97% en emisiones de óxidos de azufre (SOx) y material particulado (PM)[194].

Los análisis del ciclo de vida del tanque a la rueda (Tank-To-Wheel / TTW) en vehículos empleando GNL han soportado una reducción del 25% en los GEI. Sin embargo, los análisis del pozo a la rueda (Well-To-Wheel / WTW) han demostrado una reducción neta del 16% en las emisiones de GEI debido a los procesos adicionales de licuefacción, transporte y distribución requeridos para el GNL[195].

Por su parte Cai et al (2017), realizó una comparación de las emisiones GEI y emisiones contaminantes a lo largo del ciclo de vida usando diésel, GNCV y GNL. Los resultados indicaron que en los escenarios analizados, el GNL presentó menores emisiones de NOx y PM con respecto a los

---

189 El GNC, el combustible del presente y del futuro. Gasmocion SL. (2014). Disponible en internet: https://www.gasmocion.com/el-gnc-el-combustible-del-presente-del-futuro/

190 CO2 Emissions from Fuel Combustion - Highlights. International Energy Agency - IEA. (2016). Disponible en internet: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CO2EmissionsfromFuelCombustionHighlights2017.pdf

191 Idem.

192 Natural Gas as Vehicle fuel in China: A review. Renew. Sustain. Energy Rev., 521 - 533H. Hao, Z. L. (2016). Disponible en internet: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116301253

193 Small Scale BioLNG Plant: Comparison of different biogas upgrading techniques. Appl. Energy, vol. 217, pp. 328–335. Baccioli, M. A. (2018).

194 LNG: An Alternative Fuel for Road Freight Transport in Europe. Sustainable Development, 235–246. S. S. Osorio-Tejada J, L. E. (2015). Disponible en internet: https://www.researchgate.net/publication/300468826_LNG_an_alternative_fuel_for_road_freight_transport_in_Europe

195 LNG: An Alternative Fuel for Road Freight Transport in Europe. Sustainable Development, 235–246. S. S. Osorio-Tejada J, L. E. (2015). Disponible en internet: https://www.researchgate.net/publication/300468826_LNG_an_alternative_fuel_for_road_freight_transport_in_Europe

otros combustibles comparados[196]. De acuerdo con estos resultados de investigación, los vehículos que operan con GNL pueden cumplir con los estándares EURO VI sin necesidad de sistemas de tratamiento de gases de escape adicionales, en comparación con los vehículos diésel tradicionales[197].

Con respecto a la demanda de gases combustibles en Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), estima que la demanda de gas natural en el sector vehicular crecerá un 3,2% anual, pasando de 87 GBTUD en 2015 a 135 GBTUD en 2029[198].

De acuerdo con la firma *Econometría* contratada por la Cámara Colombiana de la Industria Automotriz de ANDI y los reportes de ANDEMOS, la venta de vehículos en Colombia discriminadas por tipos de automóviles ha crecido en alrededor de tres millones de vehículos en los últimos diez años. (Ver *Tabla 24*).

Tabla 24: Ventas de vehículos en Colombia 2007-2017.

Segmento	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Automóvil	133.427	119.385	103.246	138.287	179.922	154.280	144.878	164.678	148.725	137.643	125.940
Utilitario	24.437	16.331	17.000	18.967	18.865	66.467	77.000	89.181	77.731	71.751	73.568
Pick Up	31.095	32.941	28.718	47.240	54.526	23.826	19.208	18.647	12.735	12.051	10.399
Comercial Carga Menos de 10,5T	8.535	7.735	6.170	7.937	12.976	17.396	14.927	17.165	15.010	11.814	10.399
Taxi	25.283	22.643	16.597	25.538	30.013	16.023	15.993	13.103	14.955	9.819	8.734
Comercial Carga Mayor de 10,5T						15.197	5.645	6.263	4.510	2.383	1.643
Van	24.998	15.910	9.083	12.115	24.605	9.269	8.085	8.141	4.050	2.947	1.985
Comercial Pasajeros	5.259	4.553	4.315	3.785	3.663	8.599	9.099	8.925	5.664	5.290	3.729
TOTAL VEHÍCULOS	**253.034**	**219.498**	**185.129**	**253.869**	**324.570**	**311.057**	**294.835**	**326.103**	**283.380**	**253.698**	**236.397**

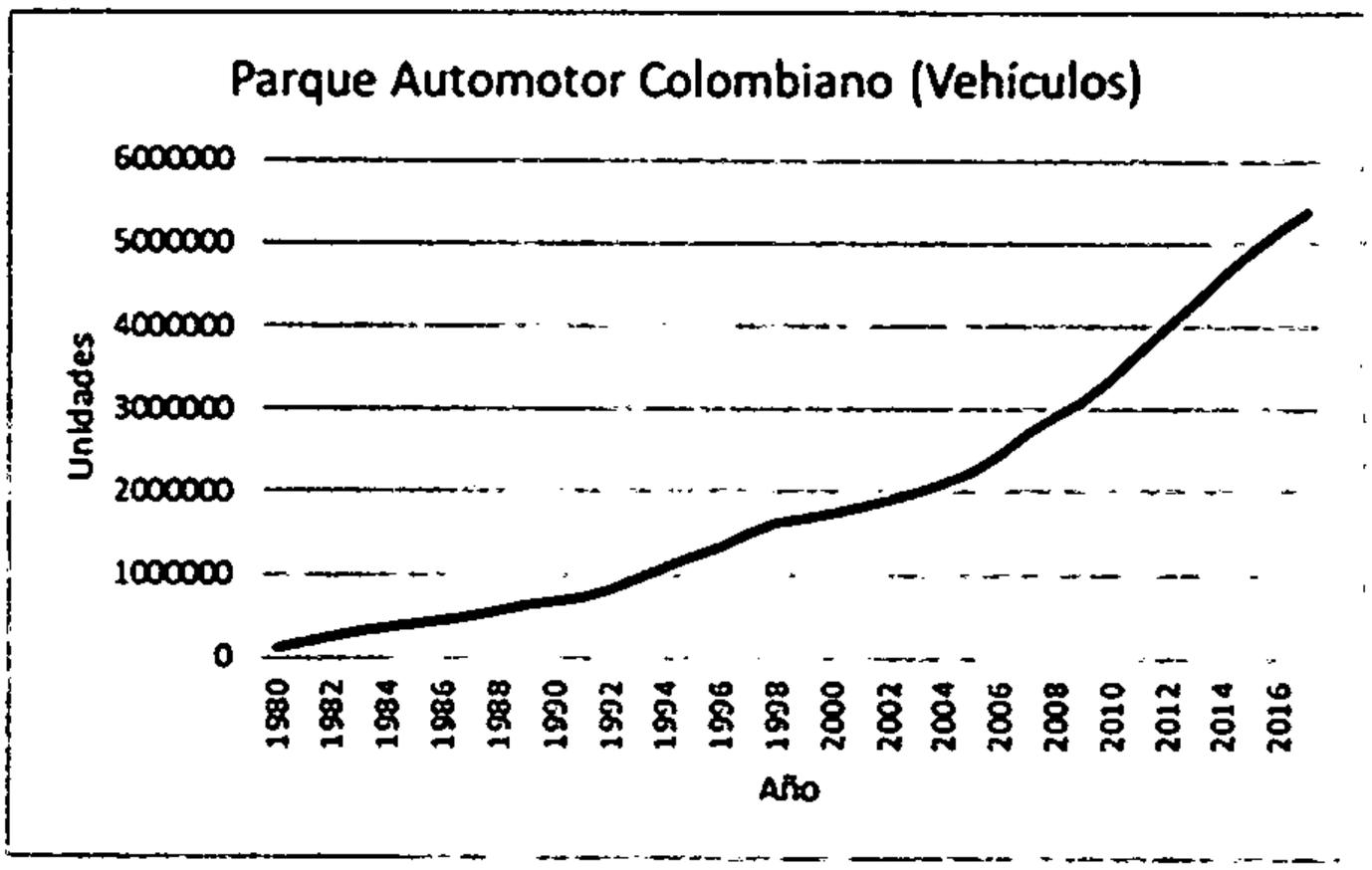
Fuente: Econometría y Andemos.

[196] Environmental implications of natural gas as a transportation fuel. Energy Policy, 565–578. H. Cai, A. B. (2017). Wells to wheels: Disponible en internet: https://econpapers.repec.org/article/eeeenepol/v_3a109_3ay_3a2017_3ai_3ac_3ap_3a565-578.htm

[197] Liquefied Natural Gas: Could it be a reliable option for road freight transport in the EU ? Renewable and Sustainable Energy Reviews, 785–795. J. L. Osorio-tejada, E. L.-s. (2017). Disponible en internet: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116311601

[198] Balance de Gas Natural en Colombia. 2016-2025. Minminas & UPME 2015. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2016_2025.pdf

Figura 307: Crecimiento del parque automotor en Colombia.

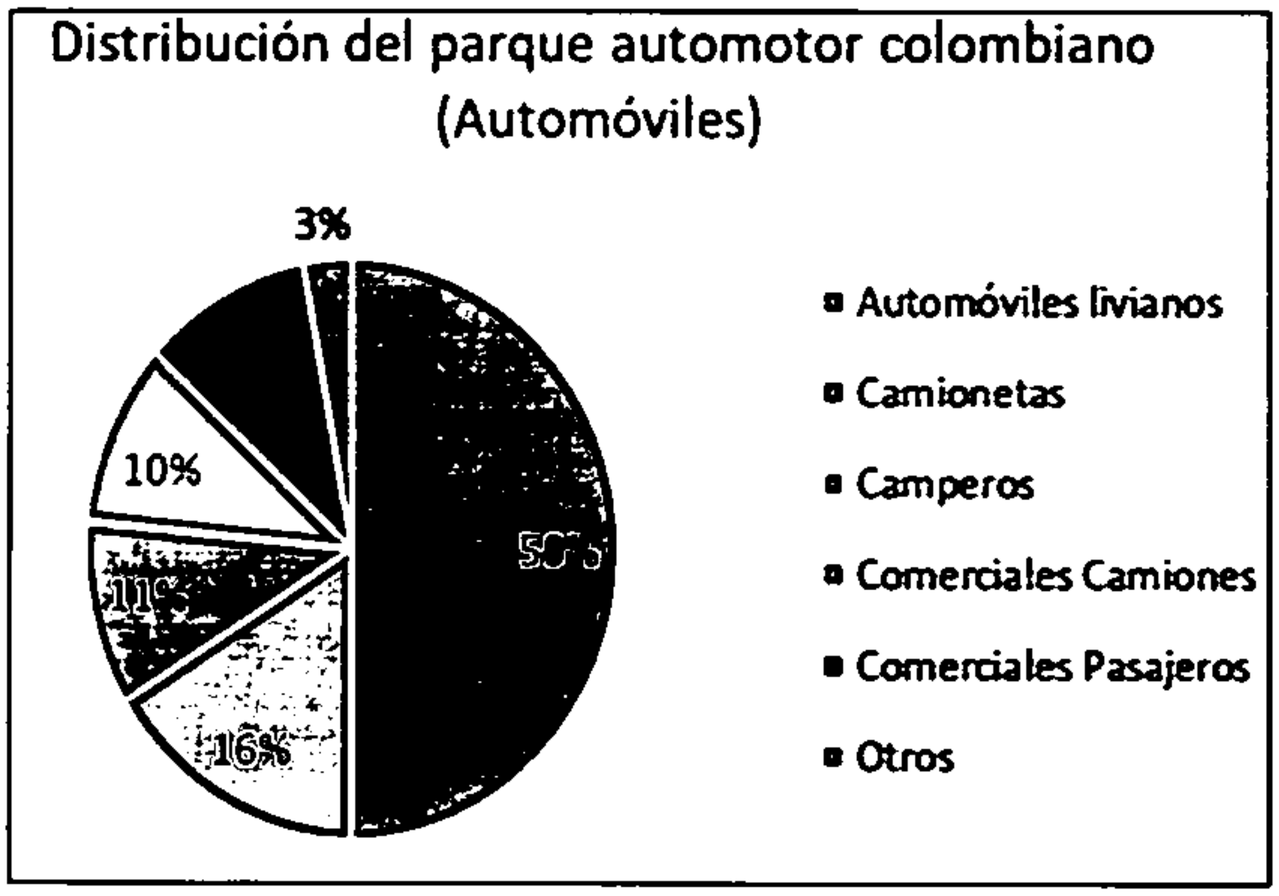


Fuente: La Consultoría con datos de Econometría y Andemos.

Como se observa en la *Figura 307*, el parque automotor colombiano ha crecido significativamente en la última década. Actualmente el parque automotor en Colombia (*Figura 308*), está compuesto por 13,9 millones de automotores de los cuales, 7,1 millones son motocicletas y los 6,8 millones restantes son carros. Adicionalmente, los automóviles en el país están distribuidos como se muestra en la *Figura 308*[199].

[199] Situación Automotriz 2018, Colombia. BBVA Unidad Colombia, marzo de 2018. Disponible en internet: https://www.bbvaresearch.com/publicaciones/situacion-automotriz-colombia-2018/

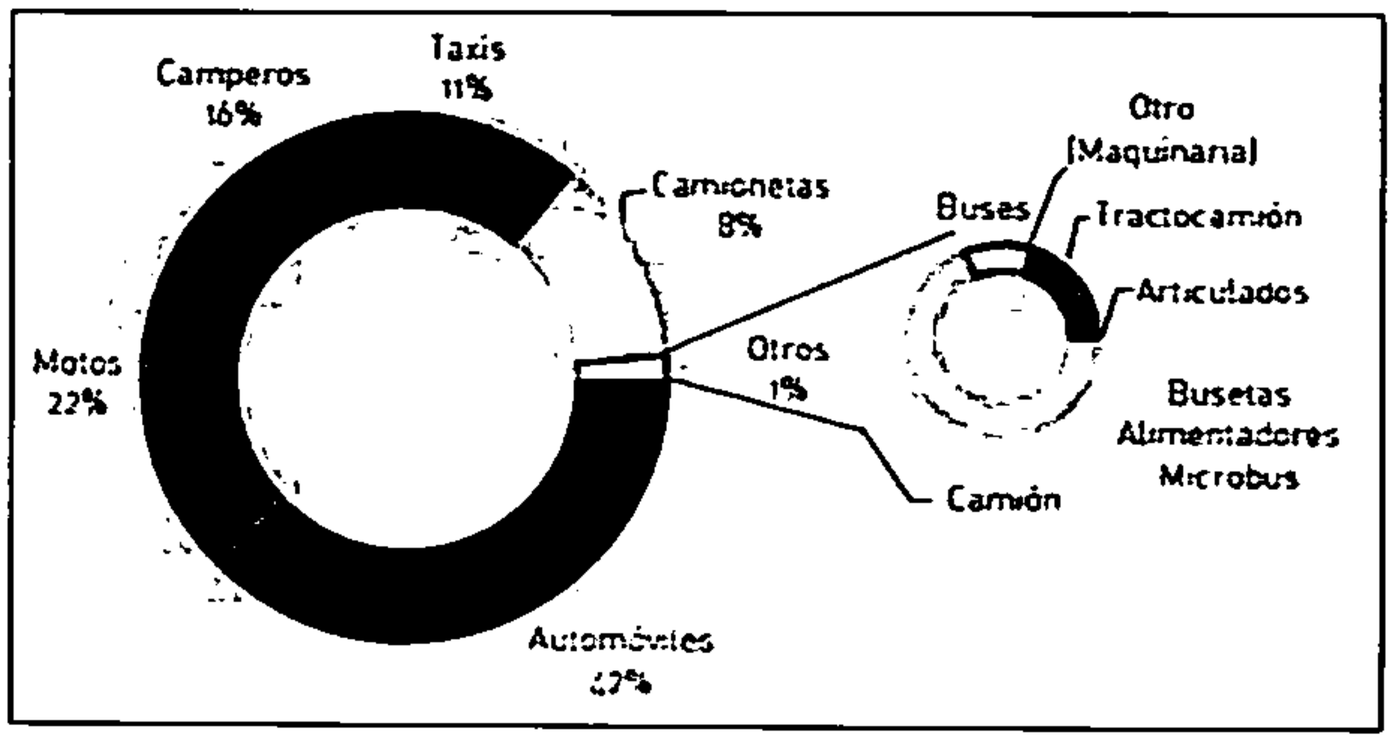
Figura 308: Distribución del parque automotor en Colombia en 2018.



Fuente: La Consultoría con datos de BBVA.

Para el análisis de este estudio, las cifras presentadas previamente conducen al consumo de combustibles líquidos y gaseosos en el país, en el que de acuerdo con la UPME y según cifras de 2014 del Plan de Acción Energética, los automotores (sin incluir motocicletas) consumen el 78% de la mezcla de etanol gasolina distribuida en las estaciones de servicio a lo largo del territorio nacional y dentro de ese 78%, un 11% del total del consumo de gasolina es realizado por los taxis.

Figura 309: Consumo de gasolina motor en estaciones de servicio en Colombia



Fuente: Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2016 - 2021. UPME 2015.

Tabla 25: Demanda de gasolina E10 en Colombia en el período 2011-2015.

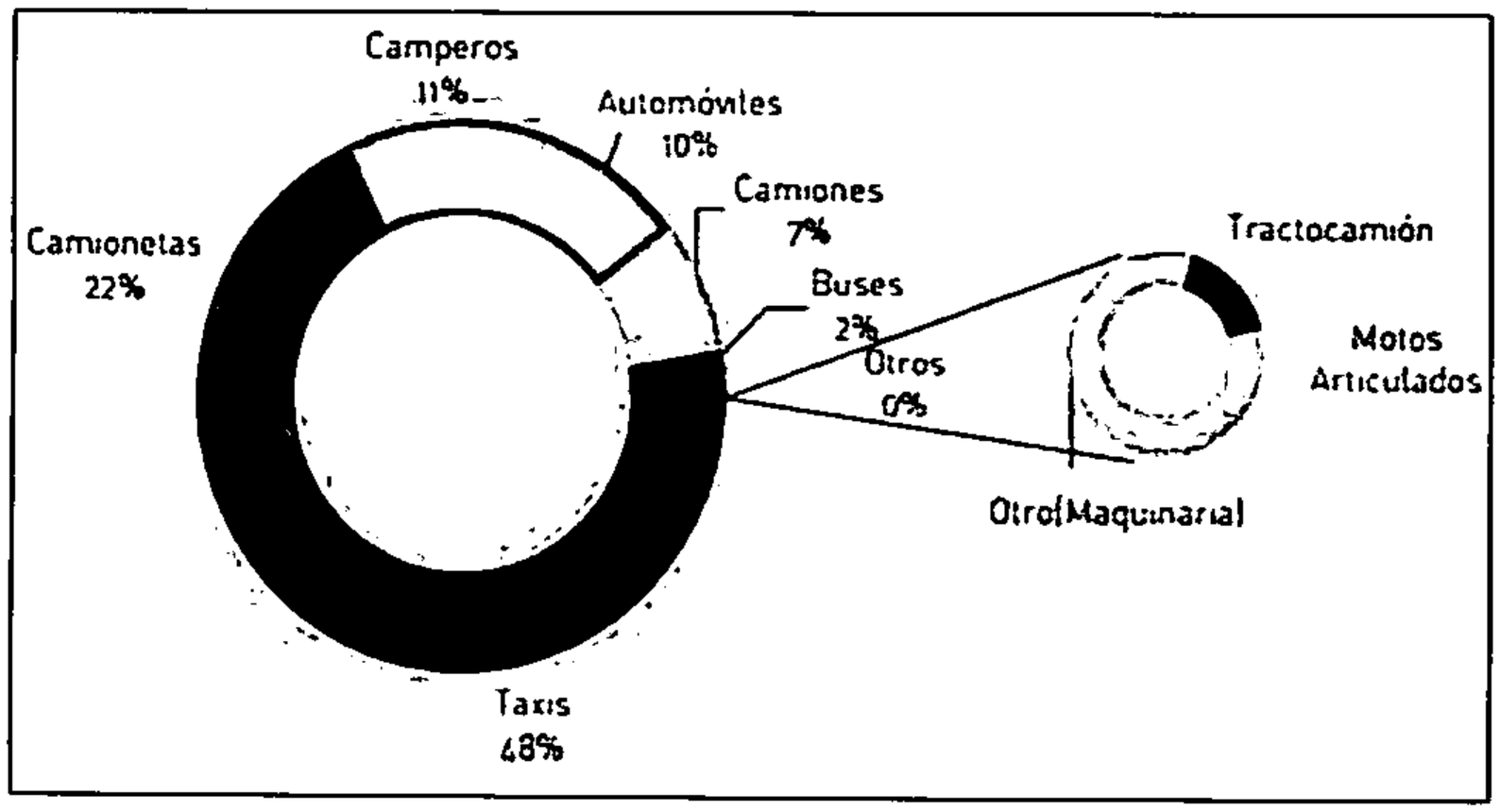
Consumo de E10 (2011-2015) (TPE)				
AÑO	Automóviles Particulares (66%)	Taxis (11%)	Motos (22%)	Total E10
2011	2.481.969	413.661	827.323	3.760.558
2012	2.573.433	428.905	857.811	3.899.141
2013	2.696.509	449.418	898.836	4.085.619
2014	2.882.200	480.366	960.733	4.366.970
2015	3.250.380	541.730	1.083.460	4.924.818

Fuente: La consultoría con datos de SICOM. www.sicom.gov.co.

De acuerdo con los datos de la *Figura 309* y *Tabla 25*, se puede estimar el potencial de uso que tendrían los combustibles que interviene en el proceso de descarbonización de la canasta energética del sector transporte en Colombia. Los vehículos livianos de servicio público como lo son los taxis, tienen un gran potencial de continuar migrando al uso del GNCV, incluso con mayor participación de la que tienen actualmente.

A mediados del 2017, se tenían 571.668 vehículos convertidos a GNCV[200] en el país (*Figura 310*, *Tabla 26*). El 48% equivalía a taxis, el 43% a automóviles livianos (camionetas, camperos y automóviles), el 7% a camiones y finalmente, el 2%[201] a buses (buses, busetas, microbuses, alimentadores, SIT).

Figura 310: Consumo de GNCV en estaciones de servicio en Colombia.



Fuente: Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2016 – 2021. UPME 2015.

Tabla 26. Consumo de GNCV en Colombia para el período 2011-2015.

Consumo de GNCV (2011-2015) (TPE)			
AÑO	**GNCV Taxis 48%**	**GNCV Autos 43%**	**GNVC**
2011	454.095	419.165	873.260
2012	479.216	442.353	921.568
2013	491.154	453.373	944.526
2014	505.896	466.981	972.876
2015	543.927	502.086	1.046.013

Fuente: La consultoría con datos de SICOM. www.sicom.gov.co.

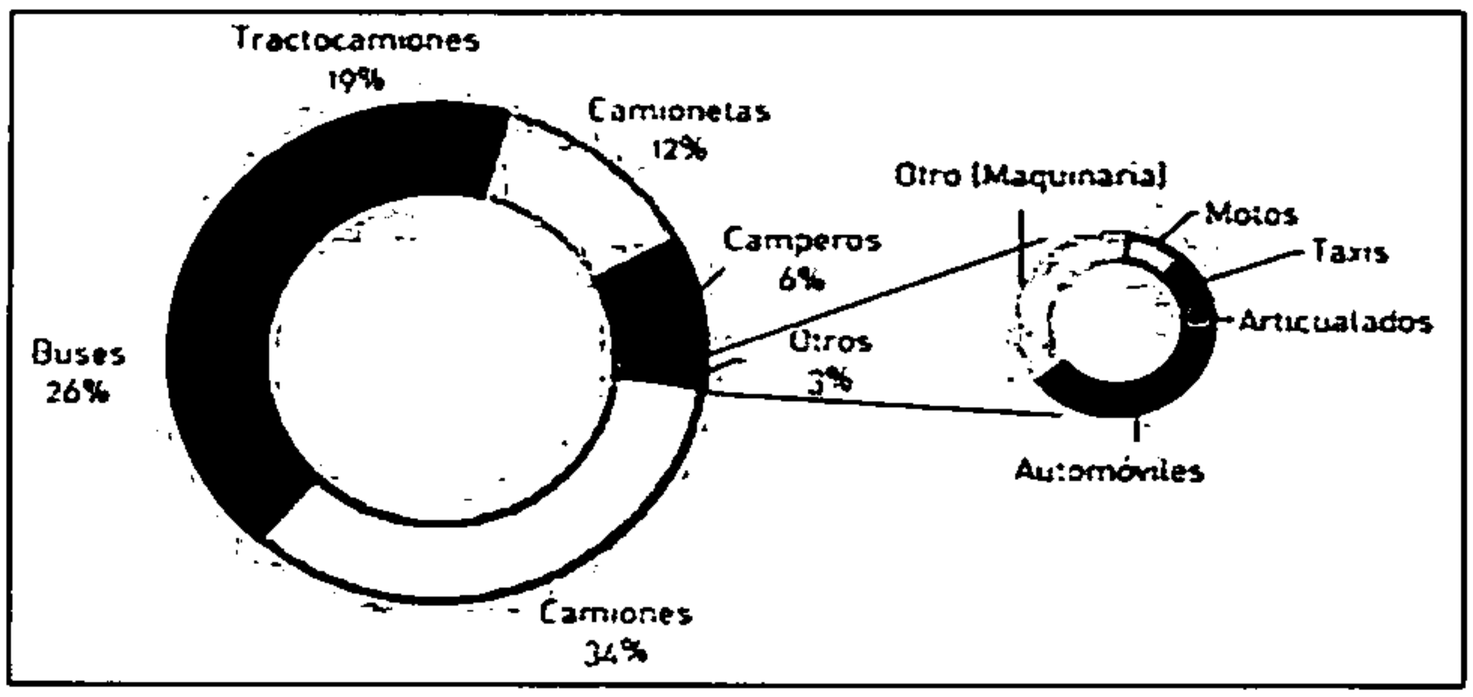
---

200 Natural Gas Vehicle by Country. Disponible en internet: http://www.iangv.org/current-ngv-stats/

201 Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética–PAI PROURE 2017 – 2022. Minminas & UPME 2016. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf

La demanda de combustibles de uso automotriz en Colombia está distribuida en un 37% para el ACPM (*Figura 311*), un 40% (correspondiente al 20,6% del parque automotor) para la gasolina y un 6% para el GNV, de acuerdo con declaraciones de los distribuidores de combustible. Lo anterior se vislumbra como una oportunidad para el crecimiento del uso de los gases combustibles como el GNCV y el GNL en el marco de la implementación de políticas públicas encaminadas al uso de combustibles con menos carbono en el sector automotor colombiano.

Figura 311: Consumo de ACPM en estaciones de servicio en Colombia.



Fuente: Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2016 – 2021. UPME 2015.

Tabla 27: Consumo de ACPM en Colombia para el período 2011-2015

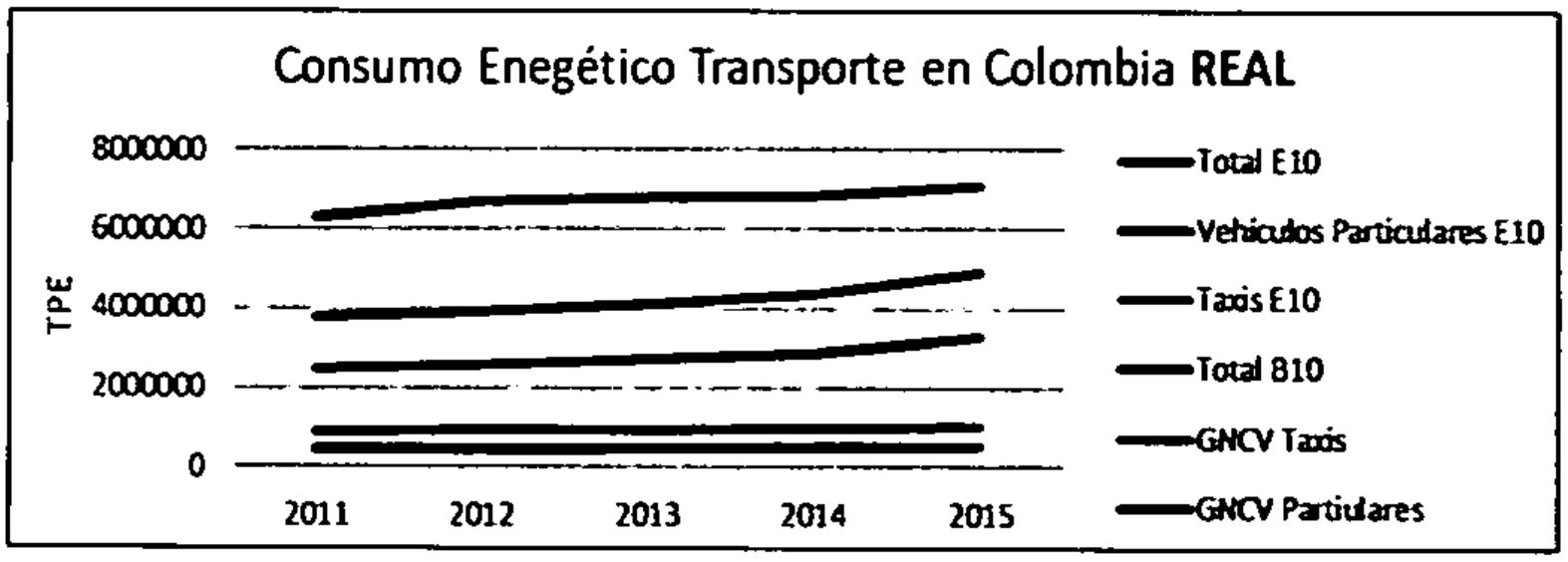
Consumo de B10 (2011-2015) (TPE)	
AÑO	**Camiones y Comerciales pasajeros**
2011	6.281.937
2012	6.698.896
2013	6.776.431
2014	6.821.109
2015	7.104.333

Fuente: La consultoría con datos de SICOM. www.sicom.gov.co

El panorama optimista para el GNL va de la mano con el crecimiento del parque automotor de carga por carretera, donde la mayor demanda está compuesta por vehículos comerciales y el transporte de pasajeros por carretera, siendo ambas modalidades de transporte, las que motivan el uso de combustible diésel en Colombia y las llamadas a que un mediano plazo se conviertan al uso de tecnologías de GNL, lo que les permitirá atender los requerimientos energéticos (*Figura 312*) para

cumplir con sus trayectos y adicionalmente, encaminar el país hacia el cumplimiento de lo pactado en los acuerdos del desarrollo sostenible.

Figura 312: Demanda energética del sector transporte en Colombia.



Fuente: La consultoría con datos de SICOM. www.sicom.gov.co.

En la *Tabla 28*, se puede observar una visión sobre la proyección del parque automotor en Colombia, propuesto en el libro "El Transporte como Soporte al Desarrollo de Colombia, Una visión a 2040"[202].

Tabla 28. Crecimiento poblacional y del parque automotor en Colombia.

AÑO	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Población (Millones)	45,5	48,2	50,9	53,6	56,3	59,0	61,7
Cant. Vehículos (Millones)	3,0	3,7	4,6	5,9	7,3	8,8	10,4
Cant. motocicletas (Millones)	2,4	4,0	5,9	7,8	9,4	11,3	12,9

Fuente: La consultoría con datos del libro "El Transporte como Soporte al Desarrollo de Colombia".

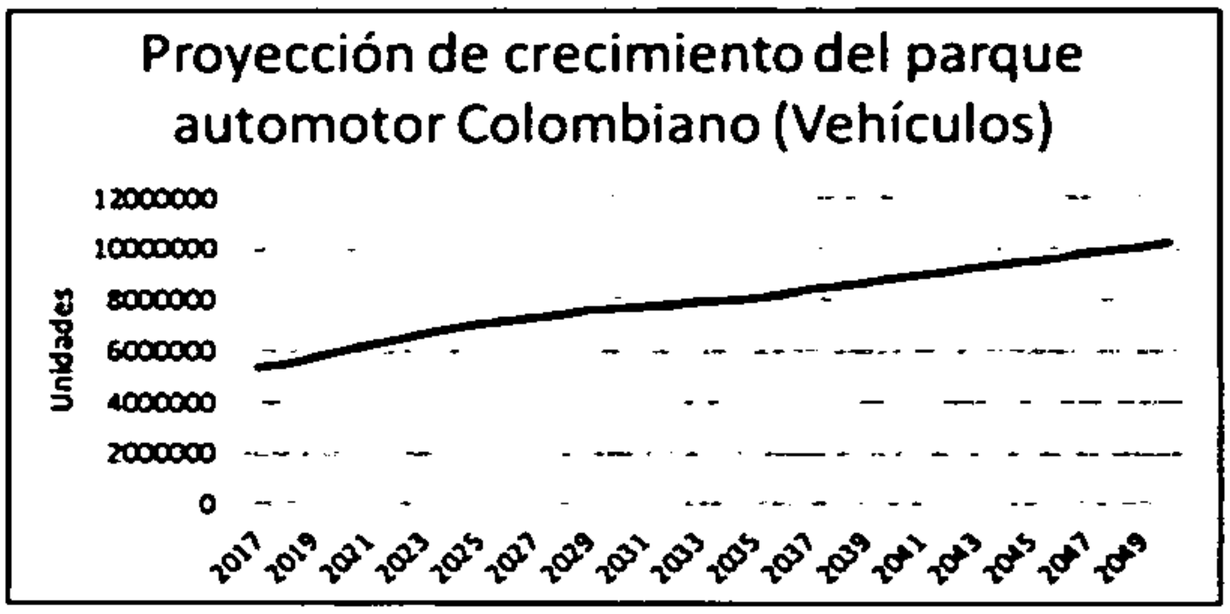
De acuerdo con la información anterior, manteniendo el comportamiento de las ventas de vehículos y dado el pronóstico de mayor eficiencia en el consumo de combustible calculado como una reducción del 1,7% cada década para todo el parque vehicular (supuesto basado en la tendencia histórica de los países OECD), es de anotar que los países OECD tienen una meta de mejora del 3.3% anual en los nuevos vehículos en la actualidad.

Por otra parte, se estimó la demanda de la proyección del crecimiento del parque automotor en Colombia y esta estimación se presenta en la *Figura 313*.

---

202 El Transporte como Soporte al Desarrollo de Colombia. Una visión al 2040. Jorge Acevedo, Juan Pablo Bocarejo, Juan Carlos Echeverry, Germán C. Lleras, Germán Ospina, Álvaro Rodríguez. Universidad de los Andes, marzo de 2009.

Figura 313: Consumo de ACPM en estaciones de servicio en Colombia.



Fuente: La consultoría con datos del libro "El Transporte como Soporte al Desarrollo de Colombia" y la OECD.

La proyección de la demanda de gases en el sector transporte presenta complicaciones como el realizarla por métodos de contabilidad energética, o número de vehículos y consumo específico (generalmente en la experiencia del consultor) puede tender a sobrestimar la demanda y no permite ver procesos de sustitución como el de adopción del diésel por parte del parque automotor presentado desde 1994 y desarrollado hasta comienzos del siglo XXI o la sustitución de la gasolina por el GNCV.

Siguiendo la metodología planteada en este estudio, se revisó el contexto del sector transporte, particularmente, los últimos ejercicios de la UPME donde parte del Equipo Consultor participó. En el documento: "ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL SECTOR GAS NATURAL" de julio de 2018, la UPME utilizó un modelo analítico de equilibrio, ENPEP (Energy and Power Evaluation Program) en su módulo BALANCE, modelo no lineal entre demanda de energía, recursos energéticos y tecnológicos disponibles, el cual se basa en una simulación de mercado que permite determinar la respuesta de varios segmentos del sistema energético a cambios en los precios de la energía y niveles de demanda. El modelo se soporta en un proceso de decisión descentralizado, o con múltiples tomadores de decisión, calibrado con diferentes preferencias de los usuarios de la energía y de oferentes.

Por las características del sector transporte y de los demás usos útiles que tienen los combustibles líquidos (de los cuales es sustituto el gas natural), se caracterizó el sector transporte en cuatro subsectores claramente definidos: i) transporte urbano de pasajeros, ii) transporte de carga urbana, iii) transporte interurbano de pasajeros y iv) transporte de carga interurbana. Estos sectores se definieron según la tecnología disponible para la movilidad de pasajeros y carga y consecuente de los energéticos involucrados, que en este caso, hacen referencia a gasolina, ACPM, GNCV y se analizó la entrada de la Electricidad, GNL y GLP, como alternativa potencial siguiendo las tendencias globales actuales.

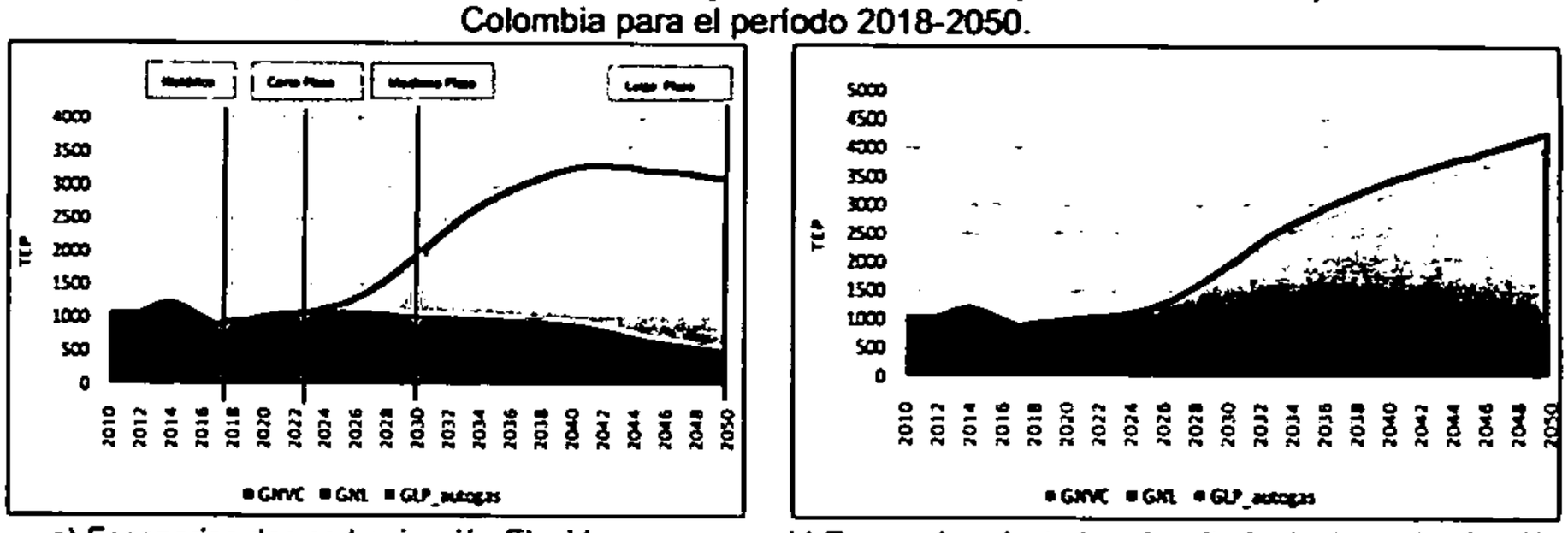
En este modelo, para los diferentes subsectores las tecnologías compiten para atender una demanda de movilidad de pasajeros y carga, derivadas de modelos econométricos con drivers que consideran población y crecimiento económico entre otras variables.

En este ejercicio, la UPME desarrolló cuatro escenarios con diferentes premisas entre ellas precios de los energéticos, cambio en la movilidad de pasajeros, entre esquemas públicos y el particular; cambios en la movilidad de carga según si están disponibles o no sistemas multimodales de transporte, como fluvial o ferroviario, cambios en la eficiencia del parque automotor y del comportamiento de los conductores, cambios en los energéticos para sistemas de transporte masivo etc. De estos escenarios disponibles en sus resultados para la consultoría, la UPME seleccionó para el plan el escenario 4, tanto para Gas natural en el GNVC, como para plan de abastecimiento de GLP. Este escenario contempló también la entrada del GNL, buscando lograr el 35% de participación de la energía del transporte de carga carretero al 2050.

Revisando los supuestos y teniendo en cuenta que es el ejercicio más actualizado disponible, se procedió a adicionar al GNCV (plasmado en los planes) el GNL estimado. Tomando la proyección completa al 2050, este sería el escenario ajustado para el desarrollo del presente estudio.

Dado que se requiere un escenario donde se plasme el menor consumo posible, se aplicó la metodología planteada en el estudio donde mediante una función logística, se parametrizó el posible desarrollo del GNL, Autogás y GNCV (según el criterio de los profesionales del estudio), considerando la entrada de transporte multimodal, posibilidades de cambio del transporte energizados por combustibles a energizado por eléctrico, mejoras en la eficiencia del parque automotriz que entren en el futuro etc, observando que el aspecto más relevante es la salida del gas de los sistemas masivos de transporte de pasajeros para la última década de proyección. En la *Figura 314*, se observa la proyección de la demanda de gases combustibles desde 2018 hasta el 2050.

Figura 314: Proyección de la demanda de gases combustibles para el sector transporte en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios des carbonización Elegidos. b) Escenarios ajustados sin criterio de descarbonización

Fuente: La Consultoría con datos UPME.

Los escenarios propuestos se describen a continuación teniendo en cuenta diversos aspectos energéticos, económicos y tecnológicos apoyados en supuestos relacionados con la demanda de gases combustibles.

3.4.1 Escenario de corto plazo.

Para este escenario, se plantea que la atención del sector de transporte en Colombia se realice con GNCV y no se espera que exista competencia o implementación de tecnologías para transporte usando otros gases combustibles como GLP o Gas Natural Licuado Vehicular (GNLV). Adicionalmente, no se plantea participación del biogás para este sector.

En el corto plazo, se tendría una leve recuperación de la proyección demanda del GNCV frente a la caída experimentada en los años anteriores, en los cuales el precio del GNCV fue mayor al 60% del valor la gasolina y se desmotivaba el uso de este en vehículos livianos. En esta etapa se presentaría un crecimiento promedio para el período del 3,13% únicamente del GNCV.

La tasa de crecimiento de GNCV que se extenderá hasta el 2023 y alcanzará cerca de 1.100 TEP, se verá apoyada por el constante crecimiento de las ventas de vehículos, así como por el mejoramiento en las tecnologías de implementación en los vehículos de este combustible.

A mediados del 2018, el sistema de GNCV del país contaba con 813 estaciones distribuidas en las principales ciudades y rutas, y se espera un crecimiento de acuerdo con las necesidades y el crecimiento del parque automotor que trabaja con este combustible. Colombia es el octavo país del mundo en vehículos convertidos a GNCV y en estaciones de distribución, y ya tiene desarrollada toda la tecnología para continuar creciendo durante este período[203].

El GNLV no entrará en operación en Colombia en el corto plazo como combustible automotor debido a la ausencia de regulación y a que los posibles proyectos de implementación de GNLV, se deberán encontrar en fase de desarrollo y viabilidad (técnica y financiera). Es importante mencionar que, para la implementación del sistema de GNLV se requerirá atender retos tecnológicos de abastecimiento, entre las cuales se identifican dos principales posibilidades:

- Licuefacción a gran escala en plantas dedicadas y posterior suministro y distribución a las estaciones de servicio.
- Licuefacción a pequeña o microescala en sitio.

La primera, es una alternativa interesante para el desarrollo de sistemas de almacenamiento en regiones alejadas de las plantas de licuefacción dedicadas, mientras que el último requiere de eficiencias mayores al 70% y precios bajos de gas natural.[204]

---

203 Natural Gas Vehicle by Country. Disponible en internet: http://www.iangv.org/current-ngv-stats/

204 LNG as Fuel: Demand opportunities and supply challenges in Austria. WIT Transactions on Ecology and the Environment, 845–853. L. Simmer, S. P. (2014).

Por otro lado, el GLP para vehículos (Autogas) tampoco podrá entrar en servicio en este período, debido a ajustes en su reglamentación, asignación de tarifas e implementación técnica.

Otro hecho importante en el país para este período es que, debido a la construcción de la nueva planta regasificadora de GNL en la Costa Atlántica, que puede almacenar 170.000 metros cúbicos de GNL y tiene una capacidad de regasificación de 400 millones de pies cúbicos diarios (MPCD), se garantizaría en mejor medida el suministro de este combustible en épocas de escasez (Fenómeno del Niño).

3.4.2 Escenario de mediano plazo.

Este escenario inicia con un fuerte crecimiento que será jalonado por la entrada de dos grandes competidores del GNCV. La proyección del consumo se estima crecerá debido a la implementación regulada tanto del GNLV como del Autogas. El GNCV iniciará un descenso paulatino hasta final del mediano plazo debido a la pérdida de participación frente a los dos nuevos combustibles gaseosos en el mercado.

El escenario finalizará en el 2030 con una demanda proyectada de aproximadamente 2.100 TEP, de los cuales cerca de la mitad serán atendidas con GNCV y el resto, con los dos nuevos participantes (GNLV y Autogás).

En general, el crecimiento del sector soportará y posibilitará un incremento en la producción, transporte y distribución de gas natural a partir del 2024, de la mano de varios proyectos que iniciarán con la entrada de la segunda regasificadora de GNL en el pacífico colombiano, la construcción de un gasoducto con capacidad de 400 MPCD (Buenaventura – Yumbo), la bidireccionalidad el gasoducto Mariquita – Yumbo (250 MPCD), un bucle o "loop" de 10" Mariquita – Gualanday (Longitud de 150 km), la habilitación de la bidireccionalidad de los gasoductos Barrancabermeja – Ballenas y su interconexión con el gasoducto Ballena – Cartagena; y el segundo será Barranquilla – Ballena y su conexión con el gasoducto Ballena – Barrancabermeja; y la última obra que la UPME cita para garantizar el suministro de gas es el montaje de la estación de compresión ramal Jamundí, aguas abajo del nodo Pradera, la cual tendrá una potencia pico de 780 caballos de fuerza (HP)[205].

Con lo anterior, se estará garantizando el abastecimiento en el uso de gas natural (GNCV y GNLV). La evolución del sector llevará a aumentar las instalaciones para el uso de los combustibles gaseosos y se proyecta un incremento en el uso de los mismos (GNVC+GNLV) en donde, en general, el sector crecerá con una tasa del 7% promedio durante este escenario.

El mayor crecimiento del GNLV estará representado en algunas ventajas tecnológicas que este combustible ofrece, como ser el de menor aporte de emisiones y una autonomía en camiones articulados hasta de 1000 kilómetros. Se proyecta un importante aumento en las conversiones de camiones y buses que trabajan con ACPM a sistemas que trabajen con GNLV. Esto se podrá dar debido a apoyos estatales a los precios de GNLV con el objeto de contribuir con la disminución de los GEI.

---

205 Portal digital Portafolio. Siete nuevos proyectos para fortalecer el suministro de gas. Disponible en internet: https://www.portafolio.co/economia/siete-nuevos-proyectos-para-fortalecer-el-suministro-de-gas-520242

3.4.3 Escenario de largo plazo.

En el escenario de largo plazo, que inicia a finales de 2030, se plantea un crecimiento continuo de la demanda (jalonado por el GNLV y el Autogas) hasta el 2042 donde se alcanzará el pico máximo de 3.300 TEP. A partir de este punto y hasta el año 2050, la demanda se mantendrá decreciendo.

El GNLV iniciará este período con la tendencia de crecimiento que traía desde el mediano plazo y continuará su crecimiento hasta el final del período, requiriendo para ello, el apoyo del gobierno en temas tarifarios y de conversiones, así como del crecimiento del parque automotor de transporte de carga y pasajeros. Este crecimiento también deberá estar soportado en el desarrollo y mejoramiento de la malla vial del país, así como del progreso económico según expertos como PricewaterhouseCoopers[206].

El Autogas también presentará un incremento en su tasa de crecimiento para el largo plazo hasta el 2042, pero será menor que la propuesta por el GNLV. La demanda de este combustible gaseoso se proyecta con una leve caía a partir del 2042 y continuará de esta manera hasta el final del largo plazo.

El cambio de tendencia experimentado a partir del 2042, podría ser debida a la implementación generalizada de sustitutos como los vehículos eléctricos, el desarrollo de mejores baterías de almacenamiento, la eficiencia automotriz, etc. De igual manera, los desarrollos en aerodinámica automotriz, acompañados de las mejoras en la infraestructura vial colombiana, mejorando la velocidad promedio de circulación vehicular de carga en el país.

Actualmente, algunas empresas se encuentran experimentando con flotas de transporte de carga en ciudad, especialmente aquellas llamadas "Última Milla", abastecidas con vehículos eléctricos. Tal es el caso de Coca Cola Femsa Colombia, que inició en el 2010 un proyecto piloto de distribución de última milla con pequeños vehículos eléctricos. (Ver *Figura 315)*.

---

206 ¿Cómo será el cambio en el orden económico mundial para el año 2050?, Price Waterhouse Coopers (PWC). Abril de 2017. Disponible en internet: https://www.pwc.com/co/es/assets/document/el_mundo_en_2050.pdf

Figura 315: Vehículos de distribución de Coca Cola Femsa en Bogotá.



Fuente: Disponible en internet:
http://www.marcasymercados.com/mym/joom1515/index.php?option=com_content&view=article&id=951:nuevos-camiones-ecologicos-de-coca-cola-en-colombia&catid=43:noticias&Itemid=54

3.5 DEMANDA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Para el desarrollo de la proyección de energía en el sector eléctrico, se revisó el comportamiento histórico de la demanda de gas combustible, se estimó el consumo de las plantas de generación a GLP (actualmente existentes) y se revisaron las fuentes de información de escenarios de consumo de gas natural para este sector.

Para proyectar la generación eléctrica con gas natural, se emplearon modelos especializados que consideraron la demanda de energía del país, las tecnologías instaladas, junto con el comportamiento de los diferentes recursos involucrados: agua, sol y viento, y la disponibilidad de recursos como el gas natural (tanto local como importado), el fuel oil, el diésel y el carbón, entre otros factores. Todo junto con los costos de operación y mantenimiento y de inversión, arrojaron dentro de un modelo de simulación, qué plantas salen despachadas y cuáles son los consumos por cada energético.

Información disponible de estas corridas están en XM, Operador del Sistema Eléctrico colombiano con su corrida de largo plazo a 2024 y en la UPME, que son la base para el plan de expansión generación que desarrolla cada año, con su escenario a 2032, ambos corridos en el SDDP o más conocido como MPODE. Se revisaron las dos proyecciones y se encontró que la realizada por la UPME se parece más a lo observado en la actualidad, además de verse con mayor claridad el

impacto en el corto-mediano-plazo de la entrada de centrales eléctricas como Hidroituango, y a futuro de otras fuentes.

Tras analizar con el Equipo Consultor, se seleccionó como la mejor alternativa para tratar de proyectar a futuro el consumo de gas natural, la de extender el último consumo resultado de las corridas del SDDP, debido a la incertidumbre de información sobre la operación del sector.

Del banco de proyectos de generación de la UPME, se encontraron inscritos proyectos para producir electricidad con biogás, de los cuales se realizó la investigación sobre la operación y se estimaron los consumos para generar una serie de este energético, prediciendo cuándo las plantas candidatas podrían entrar con mayor certeza, como el escenario de referencia del mínimo biogás posible. Teniendo en cuenta el documento: "ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL SECTOR GAS NATURAL" de julio de 2018, se tomó la proyección reportada por la UPME y se ajustó la proyección al 2050 con el criterio del último dato reportado como mejor aproximación a la demanda de gas natural y se adicionó la demanda mínima estimada de biogás, con esto se obtuvo el escenario ajustado a 2050.

Con base en el criterio del Equipo Consultor y de acuerdo con el histórico de consumos de gas natural en el sector, se parametrizó la función logística para el comportamiento estimado del consumo de gas, considerando posibilidades de nuevas tecnologías renovables y el aprendizaje en la parte operativa, para integrarla con la generación hidro-térmica del país. Consecuentemente, se buscaba que menos respaldo fuera necesario en la operación para satisfacer la demanda, obteniendo un escenario de menores emisiones que cumpliera con el criterio de descarbonización en el componente del gas natural y GLP, en los usos del sector generación eléctrica.

En la *Figura 316*, se observa que la generación eléctrica a partir de gases combustibles en Colombia, se hace predominantemente con gas natural, seguida de generación a partir de biogás, y por último, generación eléctrica a partir de GLP. En la *Figura 316a* se presenta el escenario seleccionado con criterio de descarbonización del sector con aporte del gas y en la *Figura 316b*, el escenario ajustado a 2050 sin esa consideración de objetivo de menores emisiones.

La proyección de la demanda de gas natural del sector de generación eléctrica a través de plantas termoeléctricas en Colombia está sujeta al despacho centralizado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a la generación de energía de seguridad necesaria para mantener las condiciones de operación del sistema de transmisión[207]. Las plantas termoeléctricas que se encuentran despachando energía al SIN son 13 que trabajan exclusivamente con este combustible y una más (Termocentro), que es dual y trabaja con una mezcla de Jet-A1 y Gas natural. En total entre todas las termoeléctricas a gas producen, de manera efectiva, hasta 2.220 MW (Aproximadamente un 14,4% de la energía del país). Por otro lado, se encuentra un grupo de auto generadores privados (Argos Cartagena, Coca Cola Femsa, Reficar y Unibol) que generan efectivamente otros 23,24 MW y que representan el 0,14% de la demanda nacional, y por último, se tienen las dos generadoras de

---

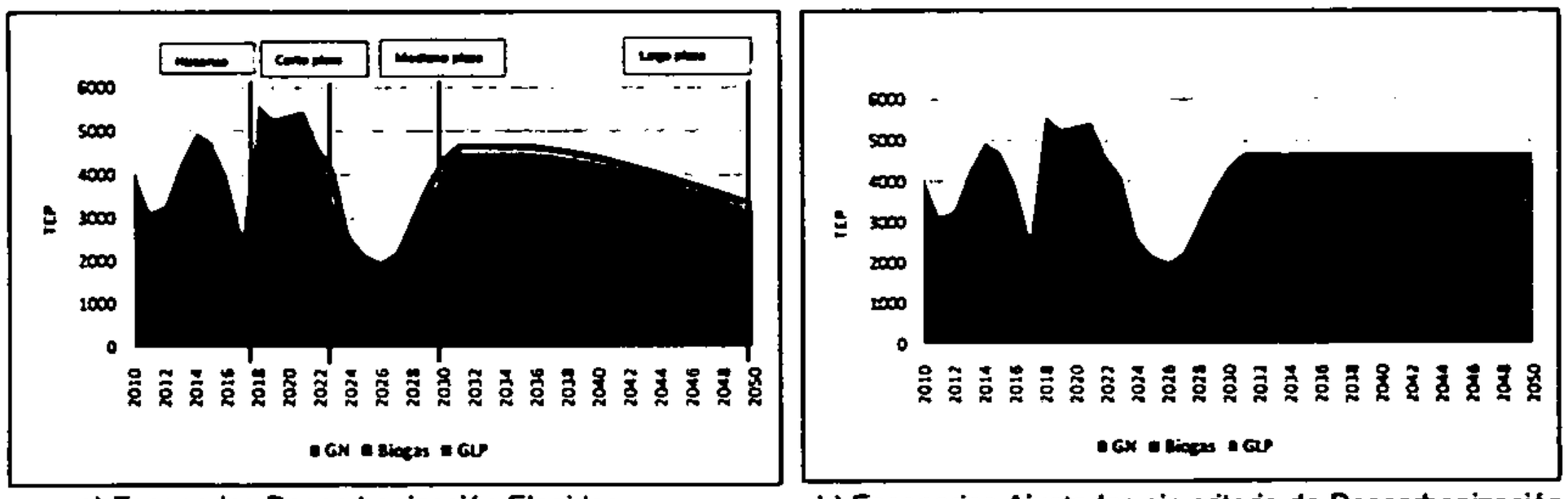
207 Balance de Gas Natural 2017. Subdirección de Hidrocarburos & UPME. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf

energía con biogás (Doña Juana en Bogotá y C.I. Tequendama en Santa Marta), que generan 3,95 KW efectivos y los entrega al SIN[208].

De otra parte, en 2016, Ecopetrol puso en marcha la planta de generación eléctrica a partir de GLP (16 a 20 MW), esta planta de generación se construyó exclusivamente para atender las necesidades de los proyectos petroleros de Acacías y Castilla (Meta). Esta planta llegó a complementar la generación de 25 MW que poseía Ecopetrol en la región, los cuales se producen a través de un sistema a gas (TM2500), en lo que se constituye hoy como Termo Suriaque[209].

En total, cerca de un 15% de la energía del país está siendo generada con plantas termoeléctricas, que utilizan gases combustibles y actualmente, se están demandando aproximadamente 5.500 TEP para este sector.

Figura 316: Proyección de la demanda de gases combustibles en la generación de electricidad en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios Descarbonización Elegidos.

b) Escenarios Ajustados sin criterio de Descarbonización.

Fuente: La Consultoría con datos UPME.

Con excepción del caso de Ecopetrol (Generación con GLP), en la información anterior no se encuentra datos adicionales respecto al tema de autogeneración y cogeneración en la industria colombiana. Sin embargo, se estima que para el año 2014, la capacidad instalada de la industria en autogeneración era de 234 MW y el 56% de estos procesos de autogeneración, se hacían con gas natural, principalmente a través de calderas, motores de combustión interna y turbinas a gas. Por

208 Parámetros Técnicos del SIN (Paratec - XM), Capacidad efectiva por tipo de generación. Disponible en internet: http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

209 Portal digital Inteligencia Petrolera. Disponible en internet: http://inteligenciapetrolera.com.co/inicio/ecopetrol-en-marcha-primera-planta-de-generacion-a-partir-del-glp/

otro lado, la industria petrolera es la que tiene la mayor capacidad instalada para autogenerar (un 80,3% del total) con una capacidad de 955 MW, de los cuales el 44% es realizado con gas natural[210].

3.5.1 Escenario de corto plazo.

Hablando estrictamente de generación de energía eléctrica lograda con gas combustible y que alimenta el SIN, el panorama de corto plazo (hasta 2023) se proyecta con un leve repunte en la demanda durante los dos primeros tercios del período, para alcanzar un pico máximo de aproximadamente 5.400 TEP en 2021. Este aumento podrá estar motivado por la coyuntura (atraso) del proyecto Hidroituango, que postergó su entrada en servicio, promoviendo el despacho con generadoras a gas.

A partir del 2021, en la proyección de la demanda se estima una caída que podría deberse a dos factores importantes: un posible cambio climático (fenómeno de la Niña), combinado con la entrada en operación de una buena parte del proyecto Hidroituango. Según la calificadora de riesgos Fitch Ratings: "*la incertidumbre respecto a la gravedad del problema de ingeniería, que podría retrasar la finalización del proyecto más allá del 2020 y obligaría a EPM a comprar energía*[211]"

Para el caso de un evento climático como el fenómeno de la Niña, los embalses de las centrales hidroeléctricas podrían estar con cerca de la máxima capacidad para generar al 100% y serían prioridad en el despacho de energía hacia el SIN. De esta manera, se espera que por esa época y teniendo en cuenta los retrasos, el proyecto Hidroituango esté generando por encima de la mitad de su capacidad (más de 1200 MW). Estos dos factores le otorgarán prioridad a la hidroeléctricas sobre las generadoras a gas y ocasionarían que algunas termoeléctricas a gas sean apagadas y obligadas a mantenerse disponibles, empeorando de esta manera la demanda de gas natural para este importante sector al final del escenario de corto plazo.

Nota: El proyecto de Hidroituango estaba proyectado para entrar en operación total (100%) en 2022. La proyección estima un retraso de esta capacidad generadora (2400 MW) de entre dos y tres años.

3.5.2 Escenario de mediano plazo.

Escenario comprendido entre finales del 2023 y el 2030, que inicia con una proyección descendiente en la demanda de gas natural, con la misma tendencia que traía del período anterior y que podrá estar motivada por el incremento gradual de la capacidad de generación del proyecto Hidroituango, que llegaría al 100% de su capacidad antes de finalizar el 2024.

---

210 Capacidad Instalada de Autogeneración y Cogeneración en Sector de industria, Petróleo, Comercio y Público del País. Consorcio Hart-Re & UPME. Diciembre de 2014. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/1_Informe_final_auto_cogeneracion.pdf

211 Diario El Universal. Disponible en internet: http://www.eluniversal.com.co/colombia/este-es-el-nuevo-cronograma-de-obras-de-hidroituango-279931 - http://www.elcolombiano.com/antioquia/obras-en-el-vertedero-de-hidroituango-FG8800272

La proyección de la demanda de gas natural experimentaría un descenso hasta un punto mínimo en el 2026, reduciendo el consumo a cerca de 2.000 TEP. Posteriormente, se iniciaría un ascenso, promovido por la aparición de una temporada seca extrema o fenómeno del Niño. La aparición del fenómeno del Niño provocaría un descenso en los niveles de los embalses de las hidroeléctricas, reduciendo gradualmente su capacidad de producción energética y daría paso al ingreso (despacho) de las termoeléctricas a gas, las cuales incrementarían la demanda de este combustible.

Aunque se proyecta una recuperación de la demanda de gas natural, el pico máximo de demanda no logrará alcanzar los picos históricos debido a la entrada en servicio de nueva competencia con proyectos hidroeléctricos y térmicos con otros combustibles. En promedio, el crecimiento en este período podrá llegar al 4,13%.

Por último, este aumento de la proyección de la demanda de gases combustibles también podría ocasionarse por el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, la expansión de la capacidad del Plan de Referencia de Expansión de Generación, y el incremento y expansión de las redes de transmisión y distribución[212].

3.5.3 Escenario de largo plazo.

La proyección de la demanda en el largo plazo iniciaría en el 2030 con la tendencia de aumento que vendría del mediano plazo, llegando a alcanzar su máximo pico hacia 2031 de aproximadamente 4.700 TEP. Sin embargo, se estima que a lo largo de este escenario, la generación eléctrica a gas natural tendrá mayor competencia debido a la aparición de nuevas tecnologías, nuevas regulaciones e incentivos para otros combustibles gaseosos como el biogás y el GLP.

Adicionalmente, se espera la aceptación y puesta en marcha de proyectos inscritos en el registro de proyectos de generación de la UPME, en especial aquellos que usarán GLP y biogás, poniéndolos en situación de competencia frente al gas natural para la generación eléctrica.

La administración eficiente de energía, acompañada con prácticas como el uso eficiente de energía (URE), la grabación con mayores impuestos a las emisiones de GEI, la aparición de incentivos para prácticas sostenibles en la generación eléctrica deberá estar siendo aplicado para la época haciendo que, en general, la demanda de gases combustibles que atiende este sector inicie un decrecimiento que irá más allá del año 2050.

El incremento de tecnologías de generación eléctrica con energías renovables (solar y eólica) será importante en el largo plazo, pudiéndole resta participación de mercado a las tecnologías de generación con gases combustibles. Sin embargo y debido a que esta energía renovable es de tipo variable y dependen de las condiciones atmosféricas, la generación eléctrica con gases combustibles podría actuar como complemento o respaldo en la generación de energía durante este período.

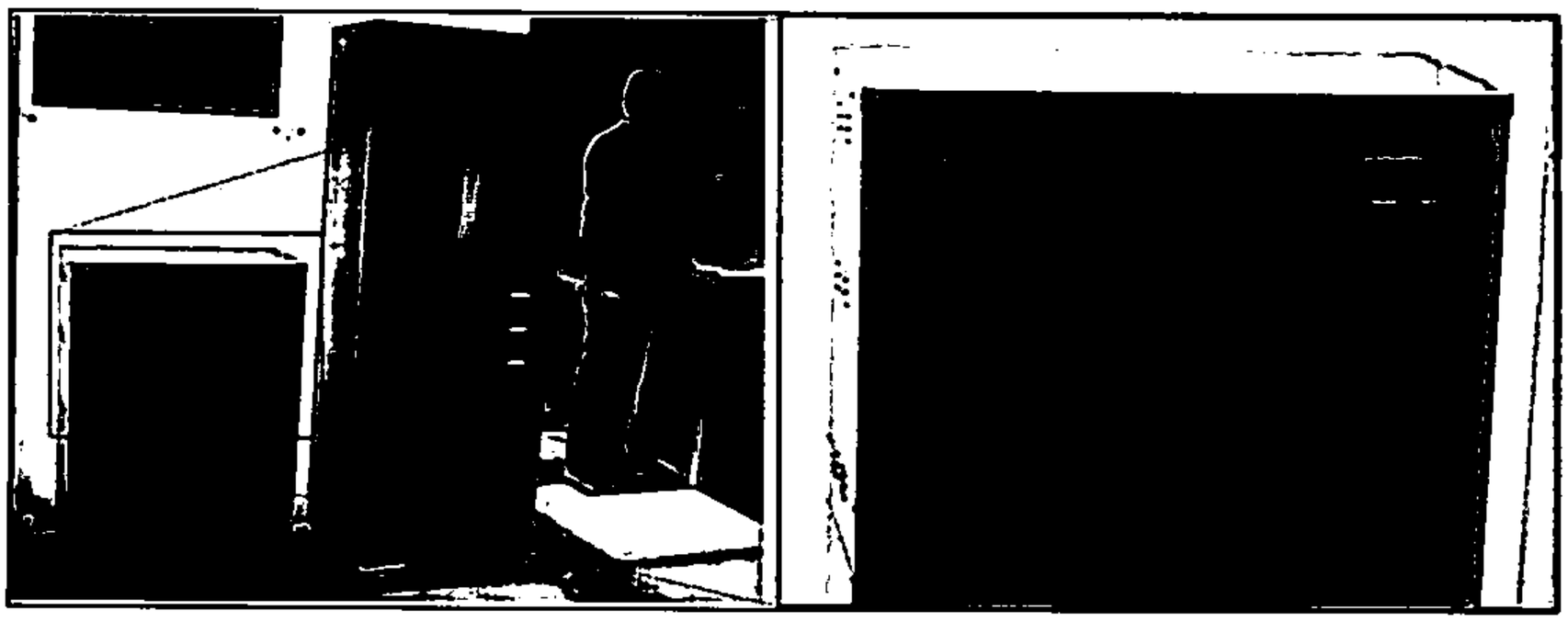
---

[212] Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031. UPME. Disponible en Internet: http://www1.upme.gov.co/Documents/Energia%20Electrica/Plan_GT_2017_2031_PREL.pdf

Aunque durante el presente año se está creando y lanzando la reglamentación que permitirá a todos los colombianos vender excedentes de energía al SIN, a través de la Res CREG 030 de 2018[213], se podría esperar que en el largo plazo no existan cientos, sino miles de generadores distribuidos, mediante energías renovables, de pequeña o mediana escala que aporten cantidades al SIN, contribuyendo con parte de la caída de la demanda de energía centralizada proveniente de fuentes con gases combustibles.

Cabe la pena mencionar que, las ya conocidas celdas de combustible (también llamadas pilas de combustible) con sistemas regeneradores que pueden usar gas natural o biogás, serán más accesibles en el largo plazo y podrán estar siendo usadas en cierta cantidad en el futuro, pudiendo aportar un valor positivo a la proyección demanda de gases combustibles en este período. (Ver *Figura 317*).

Figura 317: Celda de combustible SANYO trabajando con gas natural en oficina.



Fuente: La Consultoría.

En la Figura anterior, se puede observar un ejemplo reciente (2017) de una celda de combustible trabajando con gas natural y aportando energía en una oficina en los EE.UU.

Se estima que para este período, el gas natural podría tener un crecimiento de -1,4%, mientras que el biogás podría crecer un 31,08%.

213 CREG definió las reglas para que usuarios puedan producir y vender energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional. Disponible en Internet: http://www.creg.gov.co/index.php/es/noticias/1571-boletin082018

3.6 DEMANDA PARA PETROQUÍMICA.

Para el desarrollo de los escenarios de proyección de gas en petroquímica, se revisó la información histórica de consumos y las proyecciones disponibles sobre su desempeño. La metodología planteada ha sido limitada a las perspectivas de desarrollo del sector en Colombia, presentando competencia de producción internacional en petroquímicos del gas natural y las perspectivas de sus productos, dadas las nuevas restricciones al empleo de algunos productos plásticos en el país.

Es de anotar que, al revisar la información histórica, se observó una notable variabilidad en el comportamiento con una caída en el consumo de gas. Teniendo en cuenta lo anterior, se consideró que la demanda en el corto y mediano plazo, podría tener recuperación coincidiendo con la perspectiva planteada por UPME, pero que a partir de 2030, se estabilizaría el consumo, dándole forma al escenario ajustado a 2050.

Para el escenario de menores consumos o de descarbonización, se prevé un leve impacto a finales de la última década de proyección por la aparición de sustitutos de plásticos, parametrizando la función logística de acuerdo con esa visión.

La *Figura 318* presenta el comportamiento de la demanda de gases combustibles en el sector petroquímico. En la *Figura 318a* se observa el escenario elegido con el criterio de menores emisiones y en *Figura 318b*, el escenario ajustado a 2050 de la proyección que no tiene consideraciones de reducción de emisiones. Cabe resaltar en esta gráfica, que la atención del sector petroquímico se viene realizando únicamente con gas natural, ya que experiencias aisladas como la de Propilco con Propileno Grado Refinería (PGR) no alcanzan a marcar una demanda apreciable de GLP en ningún escenario.

El sector de producción de petroquímica presentó picos en el consumo de gas cercanos a las 325 TEP entre 2010 y 2013. Sin embargo, desde el 2016 hasta hoy, la demanda ha descendido levemente para estabilizar su comportamiento alrededor de las 255 TEP.

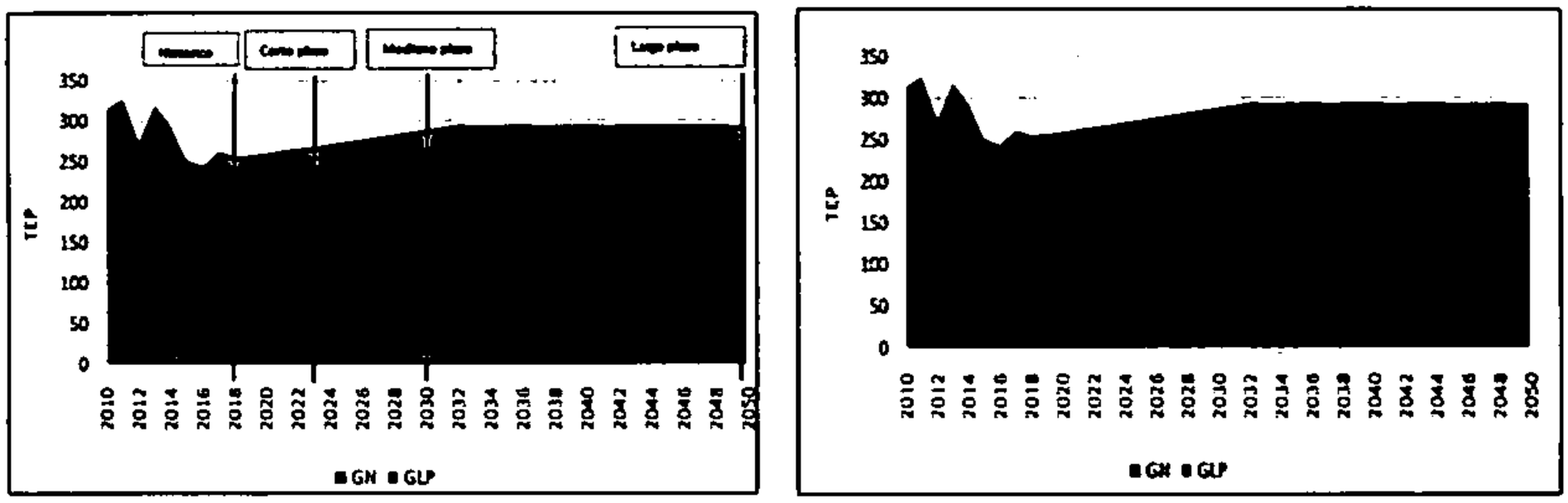
Según la ANDI, el gas natural representa el 30% de los costos de producción de la industria petroquímica. Inicialmente con la experiencia de Ferticol en Santander y posteriormente en la región caribe, en la que el consumo del sector petroquímico está concentrado en empresas de producción de fertilizantes[214], principalmente plantas de petroquímica como Dow Química, Cabot de Colombia, Chevron Phillips, Yara Colombia S.A.S. (Antigua Abocol), Monómeros, etc. Por otro lado, la producción del sector petroquímico del caribe colombiano representaba el 36,5% del total de la producción industrial nacional en el 2016[215].

---

[214] Diario EL Heraldo. Disponible en Internet: https://www.elheraldo.co/economia/andi-critica-impuesto-del-gas-para-petroquimicas-313105

[215] Diario El Universal. Clúster Petroquímico, disponible en internet: http://www.eluniversal.com.co/opinion/columna/cluster-petroquimico-10438

Figura 318: Proyección de la demanda de gases combustibles para industria petroquímica en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios descarbonización Elegidos.

b) Escenarios ajustados sin criterio de descarbonización.

Fuente: La Consultoría con datos UPME.

3.6.1 Escenario de corto plazo.

La proyección de demanda de gas natural del sector petroquímico en Colombia se realizó con un modelo VAR en el que se relacionaron una variable económica, el PIB y una variable social (la población), las dos últimas, endógenas[216]. De esta manera y aunque durante el último período el sector petroquímico ha tenido un descenso leve en la demanda hasta el 2018, las proyecciones indican que, en el país este sector crecerá de manera leve pero sostenida en el corto plazo. El crecimiento esperado para este período que va hasta el 2023 sería del 0,38%.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía[217], *los requerimientos de los productores de fertilizantes, plásticos y cosméticos explicarán alrededor de una cuarta parte del crecimiento de la demanda de hidrocarburos hasta el 2023*[218].

Tanto en Colombia como en el mundo, se proyecta para este período un crecimiento moderado pero sostenido de la demanda de gas para el sector petroquímico, aún con medidas pensadas para el mediano plazo como la entrada en vigencia de la resolución Minambiente 688 de 2016, que regula el uso de bolsas plásticas en el país para mitigar los efectos de estos materiales en el medio ambiente.

---

[216] Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural 2015. Minminas & UPME, marzo de 2015. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Indicativo_Gas_Natural_2015.pdf

[217] The Future of Petrochemicals. International Energy Agency (IEA) 2018. Disponible en internet: https://www.iea.org/petrochemicals/

[218] Revista Petroquímica. Disponible en internet: https://www.revistapetroquimica.com/la-industria-petroquimica-tendra-mas-participacion-en-el-consumo-de-hidrocarburos/

3.6.2 Escenario de mediano plazo.

Para el mediano plazo (entre 2023 y 2030), se proyecta continuar con el crecimiento de acuerdo con el modelo econométrico seleccionado. Se estima que, durante este período el crecimiento se acentuará levemente llegando a un promedio para el mediano plazo de 0,95%.

El crecimiento poblacional también influirá en el crecimiento de este sector durante el mediano plazo y se considera como otra variable para determinar el crecimiento.

Según los últimos análisis de la IEA, los productos petroquímicos serán el mayor promotor de la demanda mundial de petróleo. Se espera que los productos petroquímicos representen más de un tercio del crecimiento de la demanda mundial de petróleo hasta 2030, y casi la mitad del crecimiento hasta 2050, agregando casi 7 millones de barriles de petróleo por día. También están preparados para consumir 56 billones de metros cúbicos -bcm- (46.511,8 TEP) adicionales de gas natural para 2030 y 83 bcm (68.937,1 TEP) para 2050.

3.6.3 Escenario de largo plazo.

De acuerdo con la proyección desarrollada, en el largo plazo el crecimiento se detendrá aproximadamente en el 2032 y se pronostica, un estancamiento de la demanda de gas combustible (gas natural) en un valor aproximado al 90% del pico máximo ocurrido en el 2011, es decir, una demanda estable de 292,5 TEP.

Esta detención del crecimiento está calculada debida a que no se esperan más ampliaciones de la capacidad de producción, por lo que se estima que la tasa promedio de crecimiento será de 0,06%, lo que significa que se mantendrá estable el consumo.

Por otro lado, se prevé el desarrollo de tecnologías "verdes" en el sector de la petroquímica, que disminuyen la demanda de gases combustible además de cambios que aumenten la eficiencia en los procesos. Se considera que la necesidad de generar productos fabricados con material biodegradable tendrá un efecto de relevante en la demanda de materia prima (gases combustibles) en la petroquímica para este período.

También se debe tener en cuenta que, el crecimiento poblacional espera tener su pico en Colombia en el 2045 y a partir de ese momento, iniciará un descenso que, a su vez, reflejará una disminución en las necesidades de productos provenientes de la petroquímica y consecuentemente, la demanda de gas natural para este sector iniciará un leve descenso.

3.7 DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO.

Este es el último de los sectores de consumo de gases y depende enteramente de las perspectivas que la industria petrolera reporte sobre sus necesidades Dada que la mejor información es la reportada a la UPME en el corto y mediano plazo por parte de los agentes petroleros. Con respecto

al escenario ajustado, se consideró en qué se emplea el gas en este sector, y qué es transportado a través del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas natural.

La demanda de gas natural en el sector petrolero se destina principalmente para:

- La recuperación mejorada de crudo[219], especialmente en recuperación secundaria[220] (proyectos de extracción en la zona centro y declarada como producción comprometida - PC).
- La generación propia de la refinería de Barrancabermeja (declarada como producción comprometida - PC).
- La generación propia en la refinería de Cartagena (declarada como producción comprometida - PC).
- El transporte de crudo y gas a través de los oleoductos (casas de bombeo) y gasoductos (estaciones de compresión).
- La generación en sitio dentro de campos de producción. Este gas natural es llevado hasta los campos (en su mayoría) mediante sistemas de gasoductos virtuales de GNC

Para la perspectiva de largo plazo, se proyectó al 2050 basado en la información disponible en las metodologías, manteniendo el último dato de proyección para establecer el escenario ajustado a 2050. Para el escenario de menores emisiones, se parametrizó la función logística de acuerdo con los aspectos del escenario de largo plazo.

En la *Figura 319a* se observa el escenario seleccionado de descarbonización y en la *Figura 319b*, el escenario ajustado sin acciones para la reducción de emisiones. Adcionalmente, para el presente año el sector petrolero está demandando alrededor de 3.500 TEP, de los cuales, la refinería de Barrancabermeja requiere aproximadamente el 40%, (1.407 TEP), Reficar demanda cerca del 29,3% (1.025 TEP) y el resto (1.068 TEP) están siendo usados en proyectos de extracción[221].

Las cantidades demandadas por los sistemas de transporte se consideran pequeñas frente a la demanda total del sector petrolero. Por otro lado, no se tiene una cifra exacta de las cantidades usadas en la generación en sitio dentro de los campos de producción que son llevadas - en su

---

[219] EOR (Enhanced Oil Recovery) La recuperación de petróleo de un yacimiento utilizando otros medios aparte de la presión natural del yacimiento. Esto puede ser incrementando la presión (recuperación secundaria), o por calentamiento, o incrementando el tamaño de los poros en el yacimiento (recuperación terciaria). Ver también: acidificación. Disponible en internet: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/servicios-de-informacion-al-ciudadano/glosario/a-r-s

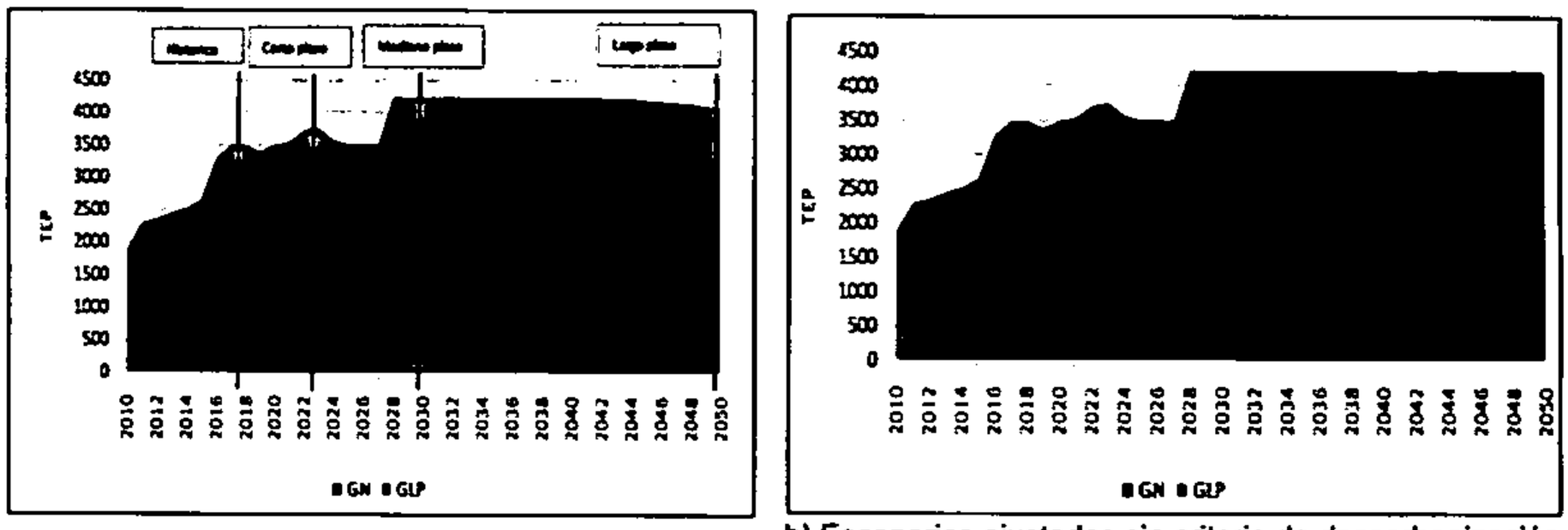
[220] La recuperación secundaria de hidrocarburos de un yacimiento incrementando la presión del yacimiento mediante la inyección de gas o agua en la roca del yacimiento. Disponible en internet: https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/servicios-de-informacion-al-ciudadano/glosario/a-r-s

[221] Balance de Gas Natural 2017. Subdirección de Hidrocarburos & UPME. Disponible en internet: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE%20GAS%20NATURAL%202017-2026%20VERSION%20FINAL.pdf

mayoría - mediante sistemas de gasoductos virtuales de GNC (Flotas de camiones con módulos de GNC).

Se tiene conocimiento de la atención, mediante gasoductos dedicados, de los campos Corcel y Candelilla, localizados en el Departamento del Meta en la vía secundaria que de Barranca de Upía conduce a Cabuyaro. Sin embargo, las cantidades son también pequeñas comparadas con el total de la demanda del sector petrolero.

Figura 319: Proyección de la demanda de gases combustibles en la industria del petróleo en Colombia para el período 2018-2050.



a) Escenarios Descarbonización Elegidos.

b) Escenarios ajustados sin criterio de descarbonización.

Fuente: La Consultoría con datos UPME.

3.7.1 Escenario de corto plazo.

En la proyección de la demanda para el corto plazo se estimó un pequeño descenso ocurrido durante el primer año e inmediatamente después, el sector iniciará la recuperación de la demanda impulsado por las cantidades de gas natural destinadas para los proyectos de recuperación secundaria que tendrá comienzo en este período.

Otro hecho relevante de incremento de demanda durante este período será la posible creación de la nueva filial de Ecopetrol, llamada Ecopetrol Energía S.A. E.S.P, según declaraciones de su presidente en octubre del 2017. La nueva filial propondrá la generación y comercialización de energía eléctrica, especialmente para lograr una reducción importante de costos dentro de la refinería de Barrancabermeja (generación propia), y al mismo tiempo, comercializar excedentes de energía para el levantamiento y operaciones[222].

La proyección no estimó una ampliación de la demanda de gas natural usado en la refinería de Cartagena. Tampoco estima un crecimiento en la demanda por compresión o bombeo de gas y

[222] Diario La República, 28 de octubre de 2017. Disponible en internet: https://www.larepublica.co/economia/por-ahora-ecopetrol-no-tiene-interes-en-la-distribucion-de-energia-electrica-2563769

petróleo respectivamente. La proyección calcula una tasa de crecimiento de esta demanda del 1,25%.

3.7.2 Escenario de mediano plazo.

Igual que el periodo anterior (corto plazo), la demanda de gas natural para el sector petrolero se estimó con un inicio (finales del 2023) de 3.700 TEP y posterior descenso hasta 3.500 TEP durante el primer año. La proyección de la demanda continuará estable, pero en 2025, se espera un crecimiento hasta un pico máximo de 4.250 TEP para el año 2028 y podría estabilizarse sólo hasta el final del mediano plazo.

Las variaciones podrían ser debidas a un estancamiento en los proyectos de recuperación secundaria en pozos existentes y en 2028, el incremento de la demanda proyectada sería impulsada por el aumento de proyectos del mismo tipo.

Las proyecciones no estiman variaciones importantes en la demanda proveniente de las refinerías ni de los sistemas de bombeo y compresión de petróleo y gas, dentro de los sistemas de transporte de estos. La tasa de crecimiento estimada por la proyección sería del 1,99%.

3.7.3 Escenario de largo plazo.

Este escenario contempló un leve descenso en la demanda de gas natural para el sector hasta el 2050. Este comportamiento ocurriría por un estancamiento en la producción y por las mejoras tecnológicas en temas de eficiencia energética, autogeneración, operación y mantenimiento en las refinerías.

La caída en la producción de petróleo y gas también podría estar motivadas por el desplazamiento de los combustibles fósiles y su reemplazo, en muchos sectores productivos, por energías renovables. Dicha caída de producción podrá ocasionar descensos en la demanda de gas natural para atender el sector petrolero. La proyección estimó un crecimiento del -0,19% de la demanda de gas natural.

4. ANÁLISIS DEL DESARROLLO DE LOS ESCENARIOS PROPUESTOS.

Para hacer posibles los escenarios de demanda de gases combustibles planteados previamente en este documento, Colombia debe desarrollar un marco de condiciones propicio para que este tipo de energéticos logre atender eficientemente las necesidades del mercado interno de energía del país, ayudando a su vez al cumplimiento de los propósitos estatales en materia de política energética y de metas país, como las contraídas en el marco de la Conferencia de las Partes en el 2015 en París (COP21).

Teniendo en cuenta que el marco de referencia temporal en éste estudio para la proyección de la demanda de gases combustibles en Colombia, este ha sido dividido en tres escenarios (corto, mediano y largo plazo) consecuentes con los procesos de cambio y desarrollo que de manera natural tiene la industria gasista en los mercados nacionales e internacionales. El análisis de los factores que condicionan los cambios próximos en la dinámica de consumo de gas en el país ha sido consistente con esos períodos para facilitar la identificación de los hitos futuros relevantes en el sector y su relación con las condiciones que hacen factible su cumplimiento.

El contexto internacional analizado en materia de uso de gases combustibles como energéticos disponibles para facilitar los procesos de transición hacia energías renovables, permite identificar coincidencias en los países (incluido Colombia) que vienen usando estos recursos para la diversificación de la matriz energética con el remplazo de hidrocarburos de mayor huella de carbono como el petróleo y el carbón. A continuación, se presentan los factores para crear los escenarios de demanda de gases combustibles proyectados para Colombia al 2050.

4.1 COMPROMISOS EN MATERIA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2 A LA ATMOSFERA.

El papel de los gases combustibles en el contexto de transición energética hacia nuevas energías ha resultado decisivo en los países de la muestra analizados en este estudio y por ello, es necesario referir las tendencias identificadas en la participación de los gases combustibles dentro del proceso de descarbonización de estas economías a nivel global, tendencias que igualmente apuntan al objetivo de combatir los efectos negativos del cambio climático.

- En Colombia continúa el proceso para desarrollar elementos de la estrategia de implementación del Autogas, GNV y GNL en el sector transporte, como vía para facilitar la descarbonización de sus usos energéticos, específicamente en cuanto a incentivos para la incorporación de nuevos vehículos que usen estos combustibles. En los casos de Italia y Argentina, existen políticas de soporte a los gases combustibles mediante incentivos fiscales dentro de la estructura de precios de los combustibles, ya sea a través de exenciones o a través de tarifas reducidas de impuestos al combustible (exice taxes), y también con la clasificación del gas natural y el GLP como combustibles de bajas emisiones para efectos de la asignación de este tipo de beneficios. Por el momento en Colombia, las políticas en materia de transporte apuntan a la modificación del parque de transporte mediante la promoción de la vinculación de vehículos de "bajas

emisiones": como el GNV, el GNL o el GLP y de "cero emisiones": que en esencia corresponderían al uso de la electrificación en el transporte.

- Las experiencias de China, Italia y Alemania resultan relevantes en materia de aumento de la eficiencia mediante la sustitución directa de energéticos como el carbón y el petróleo por gas natural y/o GLP para procesos de generación de calor en industrias, y en calentamiento de ambientes. Adicionalmente, son importantes las experiencias del aumento de la eficiencia mediante la utilización de la cogeneración o la trigeneración, en las cuales se aprovechan los gases combustibles para aplicaciones como bombas de calor en edificaciones, buscando remplazar el uso de aires acondicionados o calefacción.

- El gas natural se ha utilizado como un activo estratégico para soportar procesos de seguridad y confiabilidad energética (en especial durante las fases de decomisionamiento de energías de alta contaminación como el carbón, o con problemas de seguridad, como la energía nuclear) dentro del portafolio de generación eléctrica. Las políticas referidas han sido de particular importancia en países con alta dependencia del gas importado, para los cuales la diversificación de las fuentes de suministro, el almacenamiento, y un mayor apoyo de las estrategias de aprovisionamiento en el creciente mercado líquido de corto plazo de GNL y en la abundancia de oferta del producto hasta mediados de la próxima década, como en los casos de China, Japón, Italia, e incluso Alemania. En los casos de los sectores de generación de energía eléctrica en Alemania y los EEUU, se discute la conveniencia de continuar con la construcción de nuevas plantas de generación a gas natural, y en su lugar, enfocar los esfuerzos en darle un mayor papel a las fuentes renovables no convencionales, apoyadas en nuevas tecnologías como el almacenamiento para efectos de la provisión de servicios de balance del sistema de generación.

Los gases combustibles tienen en el presente, la oportunidad de cumplir un papel protagónico en la descarbonización de la matriz energética en Colombia, pues guardadas las proporciones, la función que desempeñan en el país (el gas natural y el GLP) es similar a las políticas propuestas por China para estos energéticos en la generación eléctrica y el transporte (mediante el impulso a distintas estrategias de descarbonización que promueven los vehículos de bajas o cero emisiones), además de los procesos de eficiencia energética en la producción de calor y calentamiento en la industria y el sector de edificaciones, a través de la cogeneración y la trigeneración mediante distritos térmicos.

La meta contraída en la COP21 por Colombia es la reducción para el 2030 de un 20% (*Figura 320*) de sus emisiones de gases efecto invernadero (GEI)[223] a partir de un escenario inercial (business as usual-BAU). El método usado consideró el inventario de emisiones realizado por IDEAM a 2010 y proyectó cómo serían las emisiones a 2030 si no se implementaran medidas de mitigación, en la formulación de la meta, el equipo técnico planteó tres escenarios de mitigación con reducción de emisiones del 13%, del 20% y del 25% sobre las proyecciones a 2030.

---

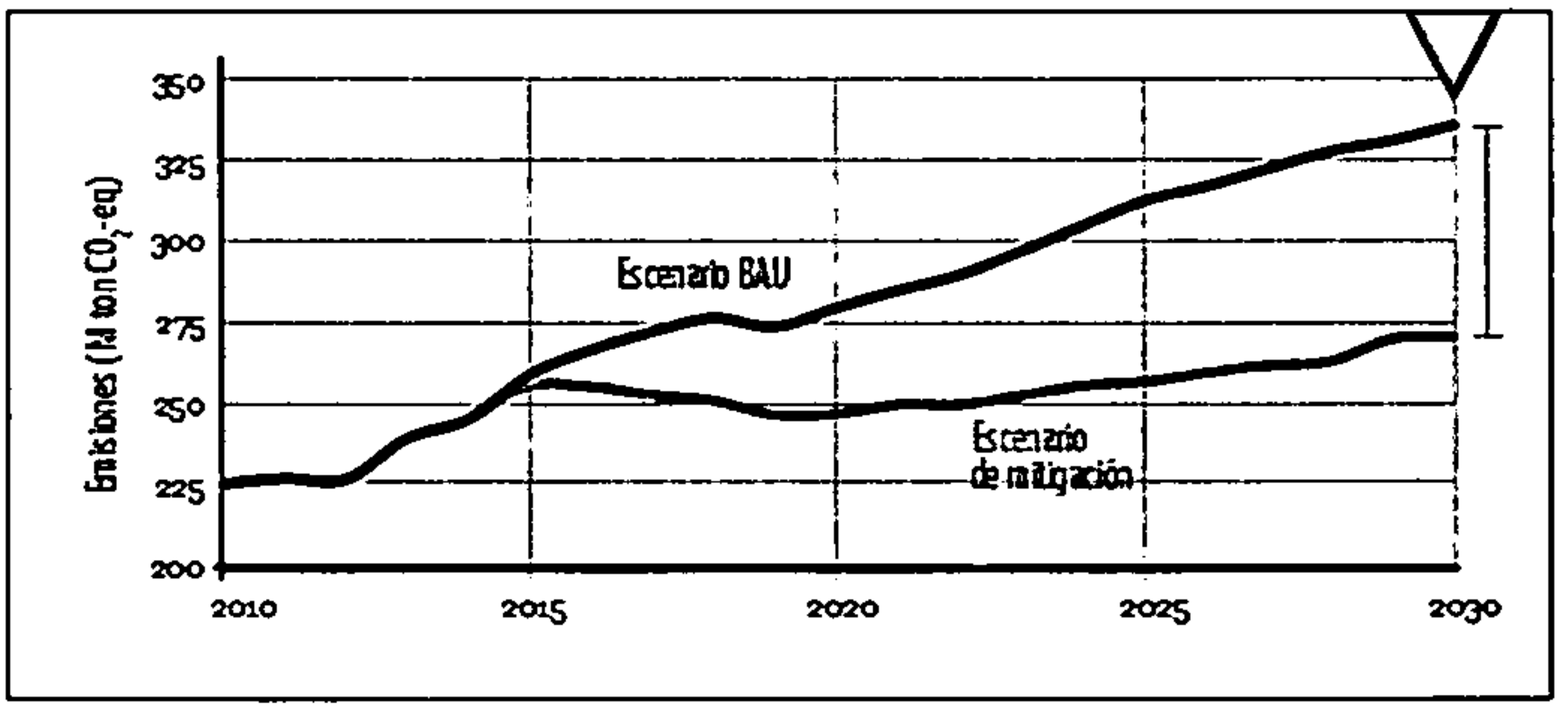
223 El ABC de los Compromisos de Colombia para la COP 21, 2015. Disponible en internet: http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/ABC_de_los_Compromisos_de_Colombia_para_la_COP21_VF_definitiva.pdf

- El escenario del 13%, sólo incorporaba medidas que ya estaban en el Plan Nacional de Desarrollo y lo que se encontraba en desarrollo por los sectores, no incluía transformaciones de fondo.

- El escenario del 20%, sólo incluía medidas que estaban por debajo de 30 dólares por tonelada de CO_2 reducida. Según el análisis del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, son medidas que requieren cambios de los sectores productivos mediante las cuales Colombia se dirigirá a una economía menos intensiva en carbono. De 84 medidas de mitigación cuantificadas, sólo 65 se tuvieron en cuenta bajo este escenario.

- El escenario del 25%, incluía todo el paquete de medidas de mitigación cuantificadas; para este escenario, algunas medidas superaban los 100 dólares por tonelada de CO_2 reducida y su cumplimiento presentaba complicaciones frente a barreras políticas existentes.

Figura 320: Meta de reducción de las emisiones de CO_2 de Colombia en la COP21.

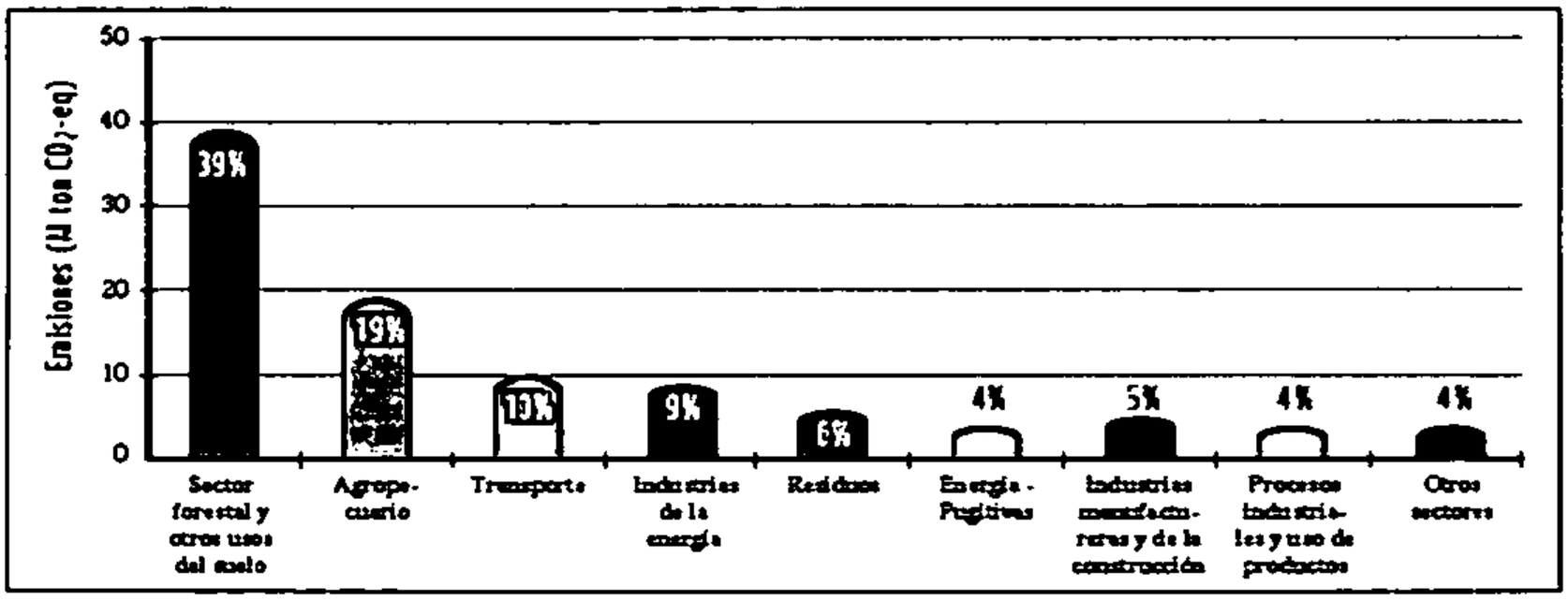


Fuente: El ABC de los Compromisos de Colombia para la COP 21, MME 2015.

Aunque Colombia no tiene metas sectoriales para la reducción de emisiones de GEI, el país se encuentra implementando medidas para el cumplimiento de los ocho Planes de Acción Sectorial (PAS), que fueron elaborados y aprobados directamente por los Ministerios de: Agricultura y Desarrollo Rural, Comercio, Industria y Turismo; Transporte; Vivienda, Ciudad y Territorio; y Minas y Energía.

De acuerdo con el "Proyecto Informe Bienal de Actualización" realizado por el IDEAM en 2015, la distribución de las emisiones de los diferentes sectores productivos en Colombia para ese año, mostraba a las industrias de la energía (a las que pertenecen las cadenas de los gases combustibles) con una participación del 9% sobre el total del inventario nacional de emisiones (ver *Figura 321*).

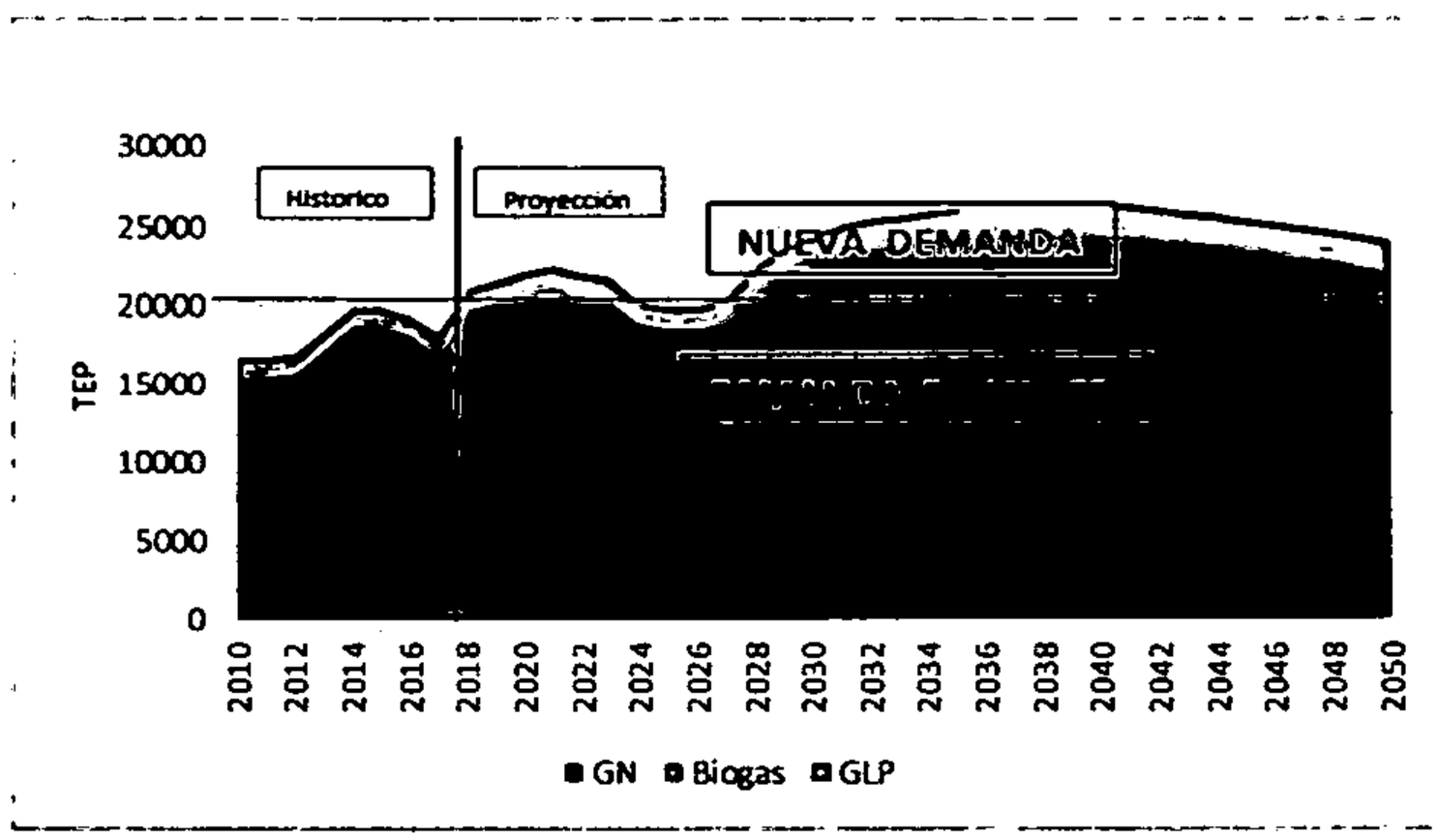
Figura 321: Distribución de las emisiones de CO_2 por diversos sectores productivos en Colombia a 2015.



Fuente: El ABC de los Compromisos de Colombia para la COP 21, MME 2015.

La *Figura 322* muestra la nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050, calculada en este estudio (en el capítulo 2) como la suma de las nuevas demandas sectoriales y la diferencia de ese resultado con la demanda histórica existente a 31 de diciembre de 2017.

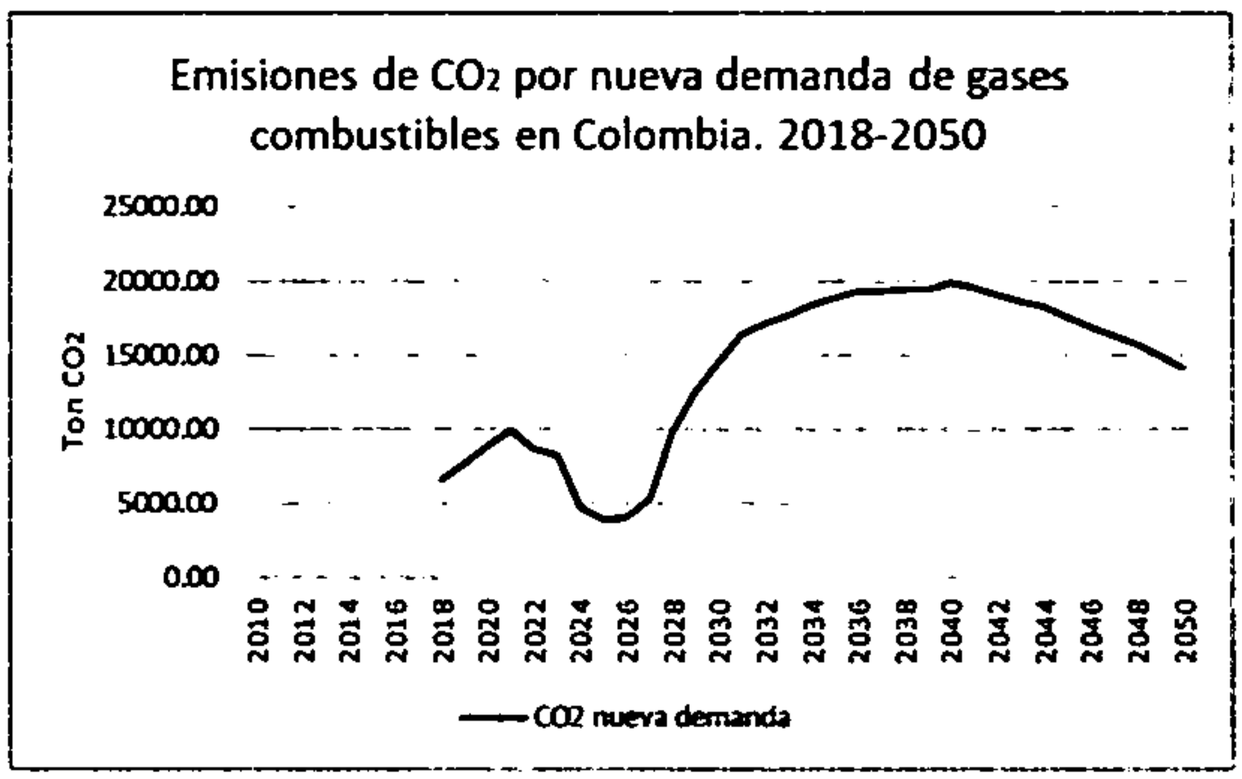
Figura 322: Nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos UPME.

Usando como dato inicial la nueva demanda de gases proyectada para el período 2018-2050 en Colombia, se realizó un cálculo de las emisiones de CO_2 emitidas por el consumo de esos combustibles cuyo comportamiento durante el período, se muestra en la *Figura 323*.

Figura 323: Emisiones de CO_2 calculadas para la nueva demanda de gases combustibles en Colombia a 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

Como base del cálculo en el ejercicio desarrollado, se usaron los parámetros FECOC[224] para Colombia presentados en la *Tabla 29*.

Tabla 29: Factores FECOC de emisiones de CO2.

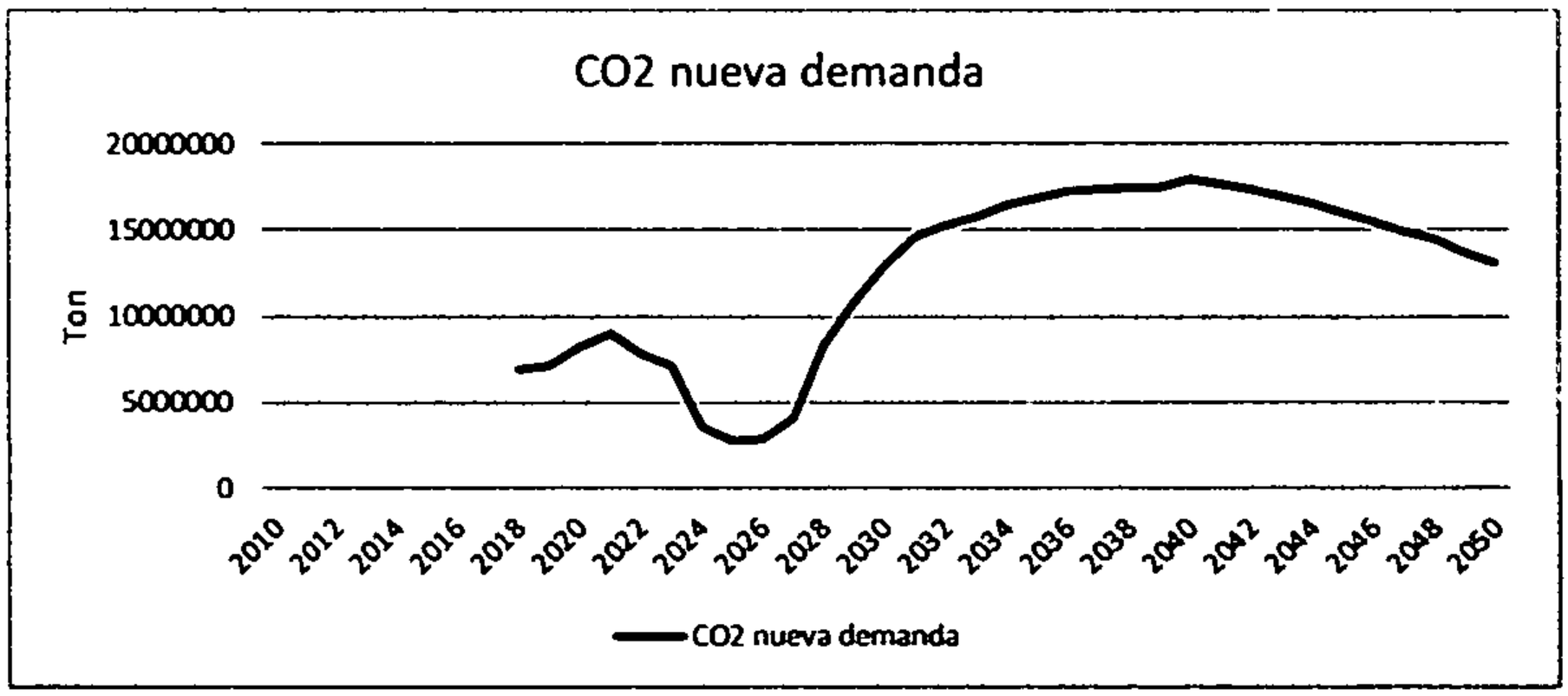
Combustible	CO_2 Ton /TOE
Diésel B10	3.096,42
Gasolina E10	2.563,19
Gas Natural	2.318,34
GLP	2.048,62
Biogás	4.078,55

Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

[224] Factores de emisiones de CO_2 de los combustibles colombianos calculados por ACCEFYN para la UPME. Disponible en Internet: http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

El aporte de los gases combustibles, en las metas de descarbonización de la matriz energética en Colombia, fue estimado en un escenario en el que se comparó el nivel de las emisiones por el uso de la nueva demanda de gas natural, GLP y biogás, frente al nivel de las emisiones de una cantidad equivalente de energía suministrada a partir de diésel. Ver *Figura 324*.

Figura 324: Reducción en las emisiones de CO_2 por la nueva demanda de gases combustibles en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

Teniendo en cuenta la relevancia para el estudio de la demanda proyectada de gases combustibles para el transporte en Colombia, se realizó un análisis sobre la proyección de las emisiones contaminantes en ese sector productivo, pues la diversificación de combustibles en los medios de transporte permite prever a largo plazo una considerable reducción de las emisiones de CO_2, además de notables cambios en las emisiones de otros GEI, como el metano y los óxidos de nitrógeno.

Tabla 30: Factores de emisión por cambio de combustible.

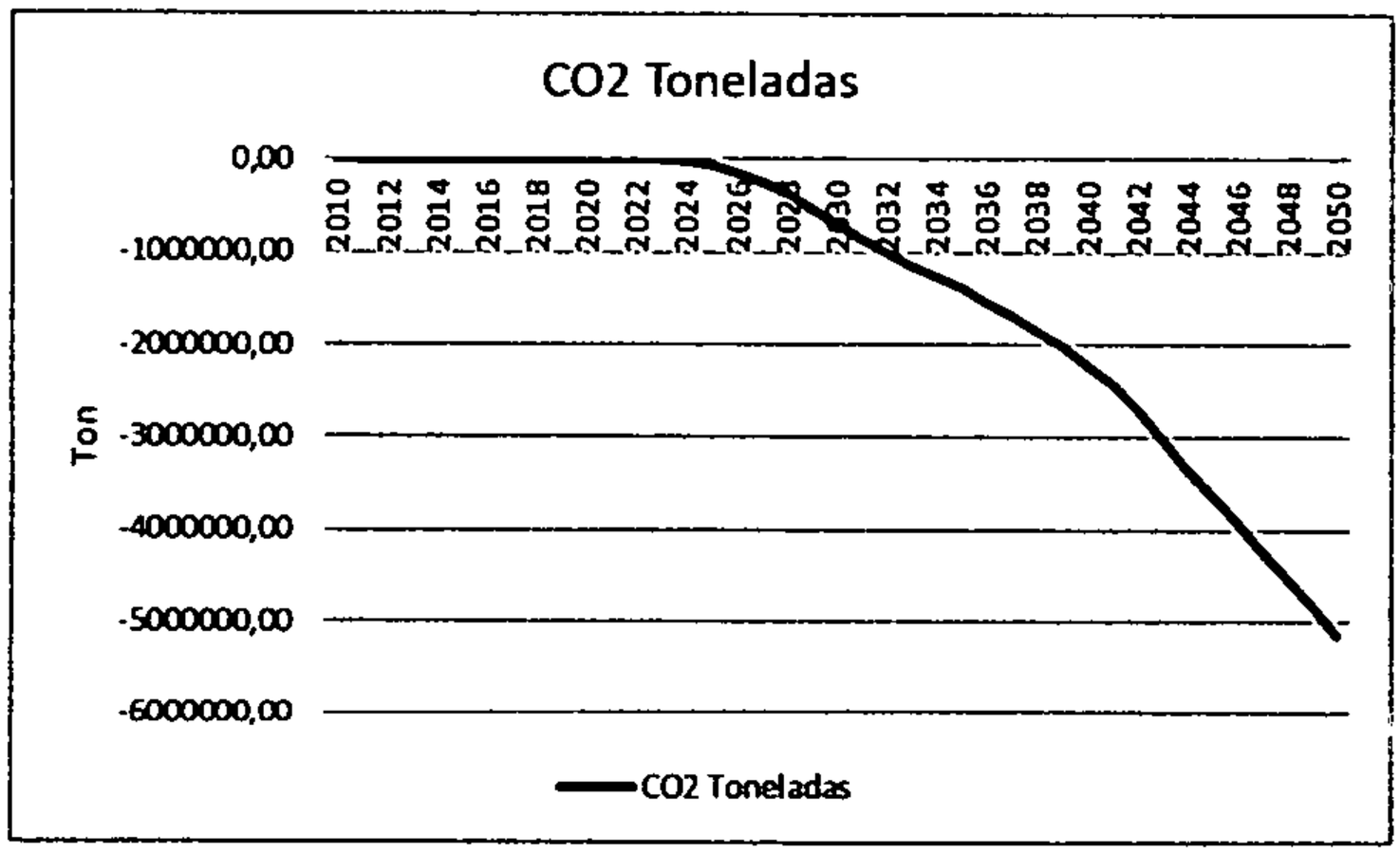
	CO_2 Ton /TOE	CH_4 kg/TOE	Nox Kg/TOE
Diésel por GNL	-778,0817	3,8280	113,9700
Gasolina por GLP	-514,7740	-2,5968	0,0635

Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

La *Tabla 30* presenta los factores de emisión para GNL y GLP por unidad energética consumida, tomando en cuenta como base de cálculo para su elaboración, los datos de emisiones FECOC, los poderes calóricos del gas natural y el GLP más usados en Colombia, y un factor de vaporización del GLP correspondiente 0,98 m^3 de GLP gas por cada galón de GLP en fase líquida.

El efecto neto obtenido en el cambio de emisiones por el cambio de diésel a GNL y de gasolina a GLP, permite ver una reducción en las emisiones de CO_2, además de un ligero incremento en las emisiones de CH_4 y de óxidos de nitrógeno. Según los cálculos, las emisiones de CO_2 en el sector transporte podrían llegar a tener una reducción de 1.000.000 Toneladas/año para el 2032, y de 5.000.000 Toneladas/año para el 2050 (ver *Figura 325*).

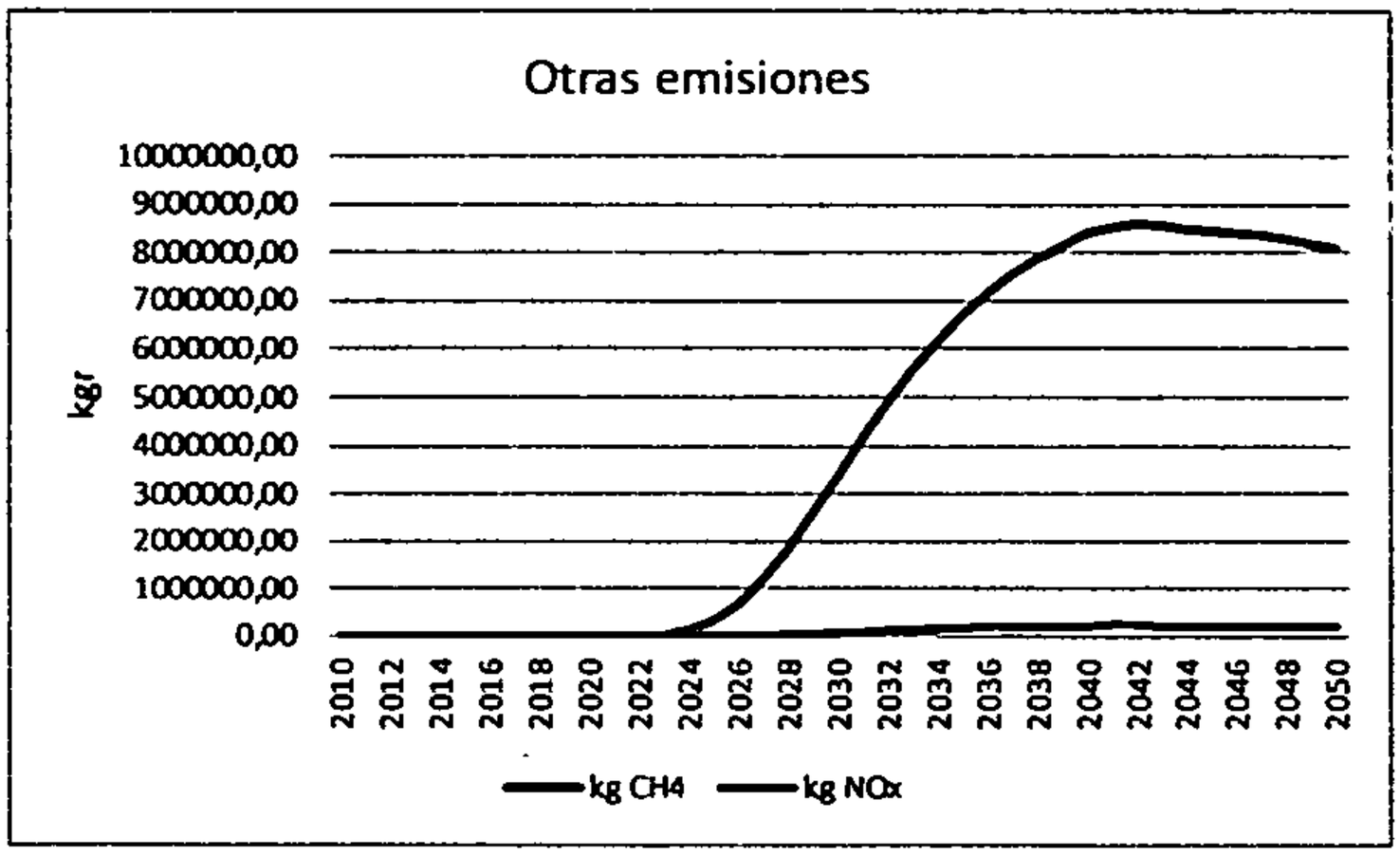
Figura 325: Reducción en las emisiones de CO_2 por el uso de gases combustibles en el sector transporte en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

Con relación a otros GEI, los cálculos permiten evidenciar un incremento del gas metano cercano a 8.000 Ton/año para el 2050, mientras que para los óxidos nitrosos, el incremento se podría despreciar (ver *Figura 326*).

Figura 326: Cambio en Otras emisiones contaminantes como resultado del uso de gases combustibles en el sector transporte en Colombia para el período 2018-2050.



Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

El resultado del cálculo base efectuado para la proyección de emisiones de CO_2 debidas a la nueva demanda, permite prever que el uso de gases combustibles en Colombia por los diversos sectores productivos del país, será indispensable para el cumplimiento de la meta establecida para 2030 por el Gobierno Nacional en el marco de la COP21.

Resulta importante concluir para este análisis de la meta COP21 a 2030 de Colombia, cuyo plazo es coincidente con los escenarios de corto (2018-2023) y mediano plazo (2018-2030) definidos en este estudio para la proyección de la nueva demanda de gases combustibles, que el objetivo de descarbonizar la matriz energética del país, es y será el factor primordial durante ese período en la dinámica de crecimiento del uso de gas natural, GLP y biogás por los diversos sectores productivos de la economía nacional.

En el escenario de largo plazo (2018-2050) analizado para proyectar la nueva demanda de gas combustible en Colombia, se considera que los gases combustibles seguirán teniendo un papel crucial para complementar los requerimientos energéticos, en un futuro que probablemente estará marcado por el uso de energías renovables para atender gran parte de la demanda del país, pero que en aplicaciones específicas que no hayan logrado desarrollar tecnologías de suministro de energías totalmente limpias, optarán por estos hidrocarburos de menor huella de carbono en la atmosfera (gas natural, el GLP y biogás).

4.2 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LA NUEVA DEMANDA PROYECTADA.

Para el análisis Costo-Beneficio, el Equipo Consultor planteó dos escenarios de sensibilidad económica:

- *Reducción de las Emisiones Producto de la Nueva Demanda:*

Partiendo del objetivo del estudio, consistente en el análisis de escenarios que contribuyan con la descarbonización de la Matriz Energética, se realizó en el numeral 4.1, *"Compromisos en Materia de Reducción de Emisiones de CO_2 a la Atmosfera"*, la valoración de las emisiones producto de la nueva demanda en el escenario seleccionado de descarbonización de los sectores por uso de gases combustibles (Gas natural y GLP).

Las emisiones anuales, se suman para calcular el total de emisiones del escenario de descarbonización obteniendo un estimativo de 414.336 kToneladas de CO_2. Como se muestra en la *Figura 324*, si se considera la reducción de emisiones comparada con el escenario ajustado, y se totaliza sumando año a año la reducción de las emisiones por nueva demanda en el periodo 2018 a 2050, se obtendría una reducción en total de 77.754,777 kToneladas de CO_2.

Para llevar este impacto de las reducciones en las emisiones en términos monetarios, es necesario tener en cuenta a qué precio se valora la tonelada de CO_2 para Colombia, multiplicar las emisiones de cada año por ese costo y finalmente, traer esos costos de emisiones a valor presente del 2018.

Sobre los precios por tonelada, se tuvo en cuenta la Ley 1819 de 2016, que creó el impuesto al carbono con un valor de $15.000/Tonelada, valor que se ajustaría en términos reales en un punto porcentual anual hasta llegar a una UVT (Unidad de Valor tributario). Esto implica que, el precio de 2018 se debe multiplicar por 1,01 para 2019 y así sucesivamente para cada año hasta llegar al tope de valor de una UVT. La multiplicación de los precios de la tonelada de cada año, por las emisiones no generadas, arroja un valor monetario por año desde el 2018 a 2050, valor que para el presente análisis se debe llevar a valor presente con una tasa representativa para el país.

La CREG en su Resolución 016 de 2018, formuló un WACC de 11,8% como tasa de retorno al suministro en el sector eléctrico, que sirve como referencia para la tasa de retorno de las emisiones reducidas. Al tener en cuenta lo anterior y traer a valor presente la reducción de las emisiones anuales de 2018 a 2050 (con la tasa señalada), resulta en un valor presente neto de US$26.523.452, que si se sensibilizara por un mayor crecimiento de impuesto, por encima del 1% en términos reales estipulado en la norma, podría llegar a US$40.174.609.

- *Conversión del Energético de Cocción de Hogares que Actualmente Utilizan Leña a Gas Combustible:*

A partir del estudio de DNP y la encuesta de Calidad de vida[225], se estimó el costo de la atención médica por cada familia que continúa consumiendo leña (se asume que el porcentaje de personas afectadas por enfermedades, está relacionado con el número de familias que cocinan con leña).

Con base en la cifra validada en la demanda proyectada por el Equipo Consultor, se tomó el número de las familias que cocinan con leña a 2017, con una meta proyectada en la que al menos el 90% de familias dejarán de hacerlo y consumirán gas combustible en el escenario propuesto al 2030.

El valor evitado de costos médicos, se tomó como el costo de no sustitución de las familias que cocinaban con leña en 2017, es decir, se mantuvieron en cocción con leña las familias del 2017 para el horizonte de proyección Vs el costo de las que no realizaron la sustitución en el horizonte de proyección, que se van reduciendo a medida que se pasan a gas combustible, obteniendo una diferencia que representa un ahorro de US$2.703.508.309.

Cabe resaltar que, los cálculos de los valores registrados en estos dos escenarios, se encuentran en el archivo Excel que forma parte integrante del presente estudio.

4.3 ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO DE GASES COMBUSTIBLES.

Un segundo factor crucial para la adecuada evolución de la nueva demanda de gas en Colombia, es el que asegura una oferta satisfactoria de los requerimientos de gas natural, GLP y/o biogás por los consumidores, de forma que se eviten procesos de contracción temporal o permanente de los mercados por falta de estos recursos.

La experiencia de Japón, Italia y Alemania en el abastecimiento de gas a sus mercados interiores, con una producción local que les hace deficitarios en la balanza oferta-demanda, es relevante para identificar las alternativas que puede usar un país para garantizar el suministro de manera permanente frente a los requerimientos nacionales y a las proyecciones de uso de energéticos como el gas natural y el GLP.

Dentro de las estrategias exitosas utilizadas por mercados consumidores de gas combustible para mantener atendida la demanda interna, se detallan las siguientes:

- Promoción del desarrollo de la exploración y producción local con nuevas tecnologías y diversos incentivos: el caso insignia de esta experiencia es el desarrollo del Shale gas en los Estados

---

225 Valoración Económica de la Degradación Ambiental en Colombia 2015: Valoración económica de la contaminación del aire urbano, contaminación del aire interior y deficiencias en el acceso al acueducto y el alcantarillado. DNP, Fondo Acción, 2018. Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Valoraci%C3%B3n%20econ%C3%B3mica%20de%20la%20degradaci%C3%B3n%20ambiental.pdf

Unidos, que cambió su condición histórica de importador a exportador de gas, y le ha permitido dinamizar el mercado interno de consumo de gas.

- La creación de nuevas ofertas de gas combustible en un país no sólo tiene el efecto de poder atender satisfactoriamente la demanda interna existente y sus incrementos esperados, sino que adicionalmente, brinda la posibilidad de crear nuevos nichos de mercado y desarrollar otros negocios en el sector, que de forma cíclica, empiezan a su vez el desarrollo de nuevas demandas. El aumento entre 2013 y 2017 de 11 a 19 Terapies cúbicos en la producción de Shale en los Estados Unidos, frente a un 30% en la producción de gas asociado, significó un aumento en la oferta de Shale que terminó siendo del 60%, frente al 40% al inicio del período.

Figura 327: Principales cambios en los volúmenes de exportaciones de GNL en los Estados Unidos entre 2016 y 2017 (MT).



Fuente: The LNG Industry, Reporte Anual 2018. GIIGNL.

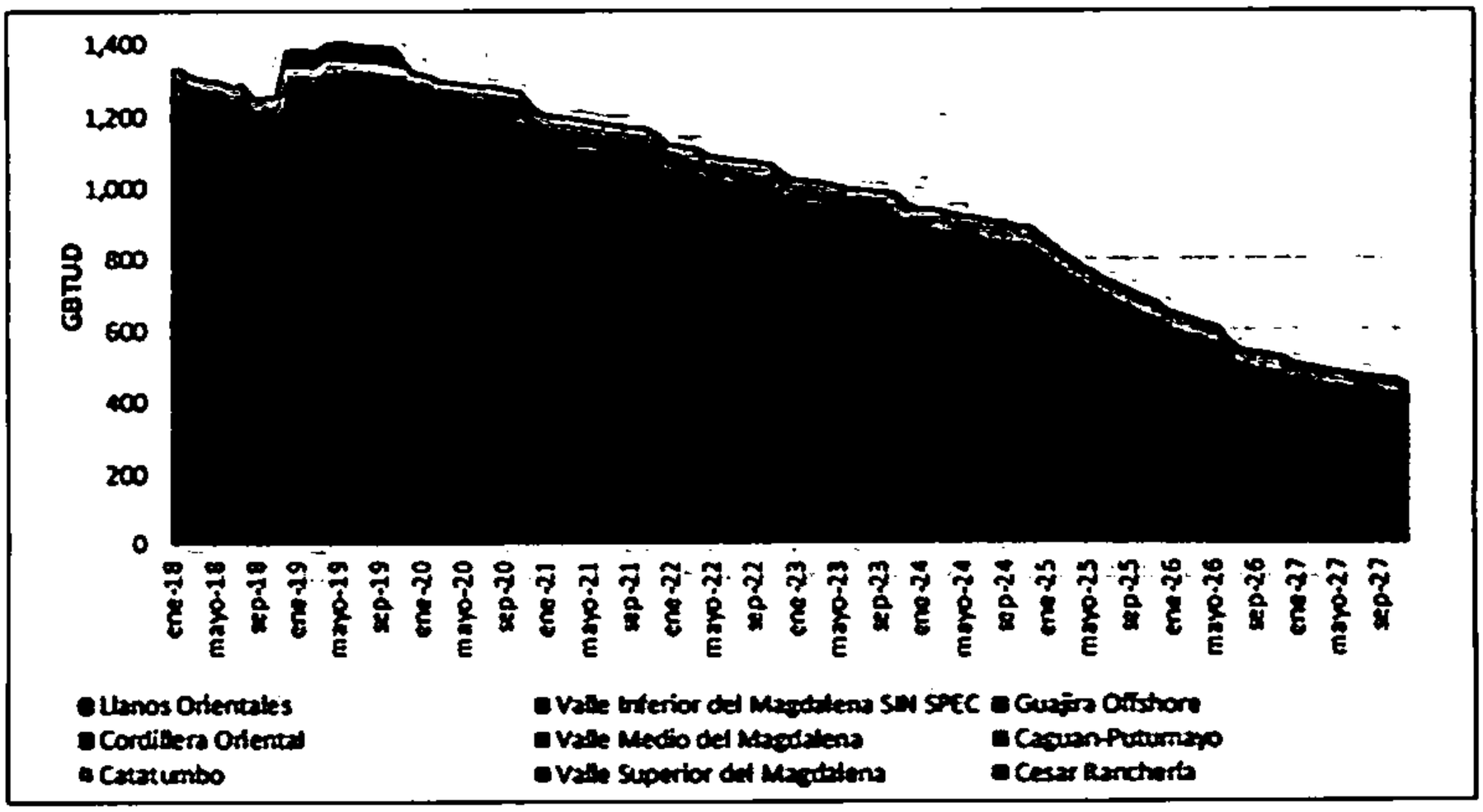
La oportunidad de disponer de excedentes, ha permitido que en los Estados Unidos se desarrollen contratos de exportación de GNL que ubicaron al país al final de 2017, como unos de los dos exportadores del combustible que más crecieron a nivel mundial durante el período interanual (ver *Figura 327*).

Al igual que los cambios generados por Estados Unidos en el comercio mundial del energético, la disponibilidad de una oferta de gas natural excedentaria en el mercado interno del país, ha permitido que proyectos evaluados durante lustros para el desarrollo ambicioso de algunos sectores del gas

natural (como la petroquímica) se adelanten vertiginosamente al contar con la materia prima necesaria para su ejecución en las escalas planeadas, desplazando al diésel y la gasolina, los cuáles son productos costosos y de precios volátiles. Un ejemplo diciente de la nueva condición de los Estados Unidos en el negocio del gas natural, es el caso de la planta petroquímica de CF Industries, que inicialmente fue proyectada por la casa matriz de la compañía en California para que fuese desarrollada en el departamento de Ica, Perú desde 2010, pero que con los cambios en la oferta de gas natural en Estados Unidos desde 2015, terminó clausurando esa inversión en el extranjero para trasladarla a Norteamérica.

Para Colombia, la promoción del desarrollo de exploración de gas natural y de la producción de ese combustible y GLP, son una necesidad estratégica que no se ha desatendido. Es por lo anterior que, los planes de crecimiento de la industria de gases combustibles buscan garantizar que la oferta del energético permita mantener dinamizada la demanda en los mercados finales.

Figura 328: Proyección de la producción mensual de gas natural en Colombia para el período 2018-2027.



Fuente: Documento "Análisis del Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural", UPME 2018.

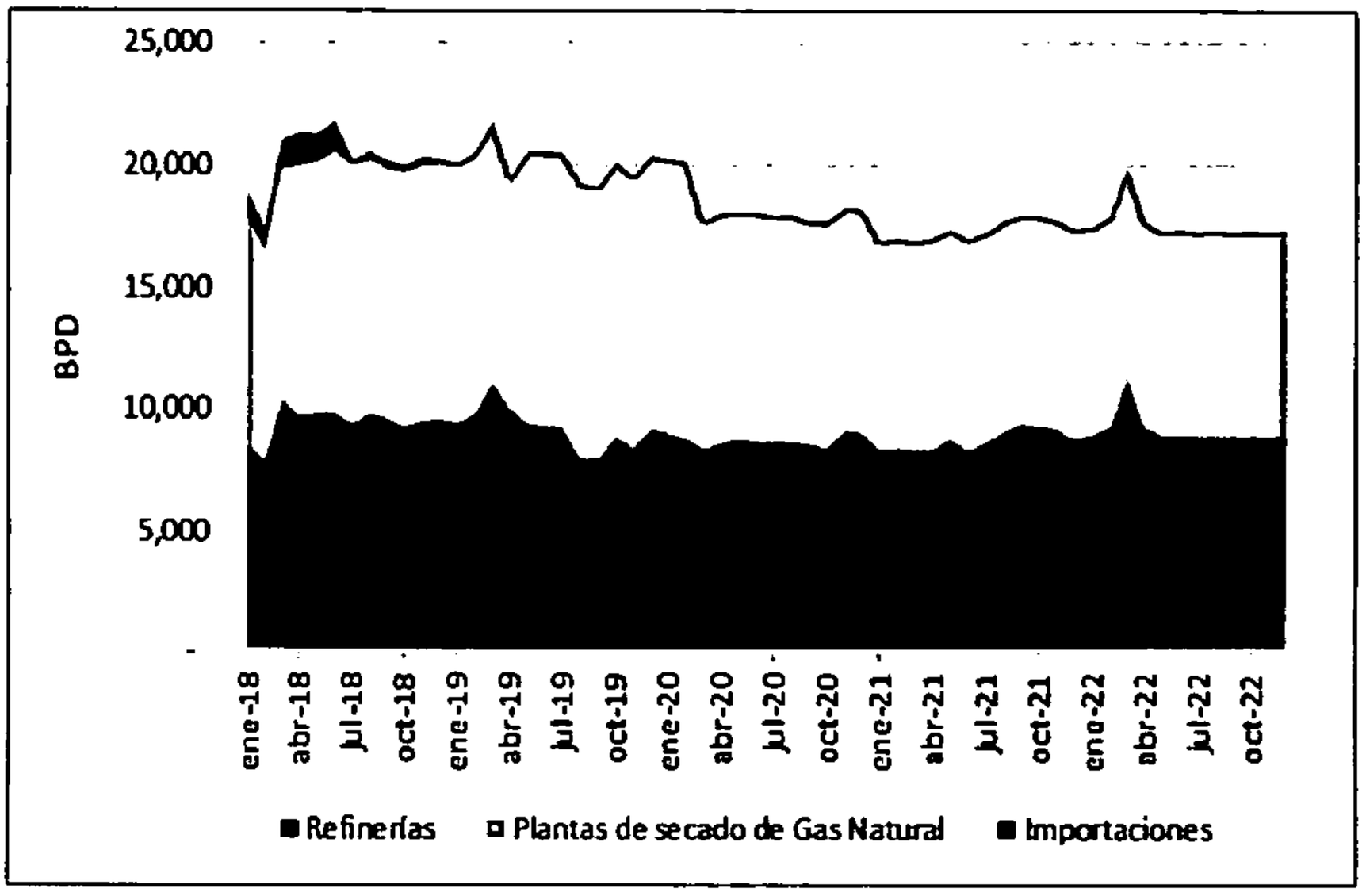
La proyección de la UPME de la oferta local (*Figura 328*), muestra una línea con clara tendencia decreciente en el período 2018-2027. Se espera que el panorama de abastecimiento de gas natural de producción local cambie en la próxima década con la incorporación de oferta proveniente de las

fuentes anunciada por Ecopetrol desde los campos de producción Off-shore de Orca, Gorgon, Kronos y Purple Angel.

Para un período posterior al 2027, la oferta de gas que se inyecte al Sistema Nacional de Transporte de gas natural, debería incorporar producción local de metano asociado a mantos de carbón (CBM) proveniente de los proyectos de "Drumond" y "El Cerrejón".

Después de 2030, se debería disponer de Shale gas en una cantidad aproximada entre 0,5 y 1,1 Terapies Cúbicos proveniente de las cuencas de la cordillera Oriental y el Magdalena Medio, requiriendo para ello, la regulación estatal que permita la explotación de este recurso en formaciones no convencionales.

Figura 329: Proyección de la producción mensual de GLP en Colombia para el período 2018-2023.



Fuente: Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME 2018.

En cuanto al GLP, Colombia ha proyectado en el corto plazo (2018-2023) una oferta sin crecimientos soportada en producto de refinación y de plantas de secado de gas natural. (ver *Figura 329*). Como se ha mencionado anteriormente, si se tiene en cuenta que el mercado de gas combustible del país aguarda un cambio en la tendencia de la oferta de gas natural en la próxima década, se esperaría

que la tendencia de la oferta local de GLP producido en plantas de secado de gas natural locales cambie hacia un escenario de crecimiento sostenido.

Para el largo plazo (hacia 2050) debe considerarse que los procesos de sustitución puedan haber creado espacio al suministro de gases sintéticos manufacturados, como el metano hidrógeno, que complementen la oferta y den soporte a la matriz energética, que estaría atendida mayoritariamente con energías renovables.

El caso de Japón en torno a la disponibilidad de gases combustibles que atiendan el mercado interno es ilustrativo sobre el desarrollo adecuado de una demanda basada en una oferta no local debidamente planificada. Para lo anterior, ha sido crucial la planificación de la importación de gas combustible de manera oportuna y ajustada a las necesidades del mercado interno del país.

Con el objetivo de garantizar una seguridad energética similar a la existente antes del accidente de Fukushima, Japón ha trazado su estrategia para garantizar el abastecimiento energético a largo plazo, que está contenido en el documento "Long-term Energy Supply and Demand Outlook", el cuál detalla adicionalmente, la forma cómo se cumplirán los compromisos con la Convención Marco de la Naciones Unidas para el cambio Climático (CMNUCC) a 2030. Entre otras acciones, la estrategia planeada por el Gobierno japonés incluye reestructurar los sectores de energía eléctrica y abastecimiento de gas natural, como se refiere a continuación:

- La renovación del sector eléctrico incorporando nuevos desarrollos y tecnologías, e introduciendo competencia. En abril de 2015, se creó la Organización de Coordinación Interregional de Operadores de Transmisión (OCCTO) y en 2016, se creó la Electricity Market Surveillance Commission.

- La modificación de la estructura de aprovisionamiento de GNL, para asegurar el suministro para el país ante los cambios y volatilidad del mercado internacional, y el desplazamiento del mismo al mercado asiático.

Lo relevante del caso en Japón, es que al ser una isla con carencias en la producción de energías locales, la estrategia usada por el país para el abastecimiento de gas natural ha sido complementada con la importación de GLP[226] y la producción de biogás, de forma que todos estos gases combustibles se complementan en la atención de los diversos nichos de mercado y dan soporte eficiente a la matriz energética nacional.

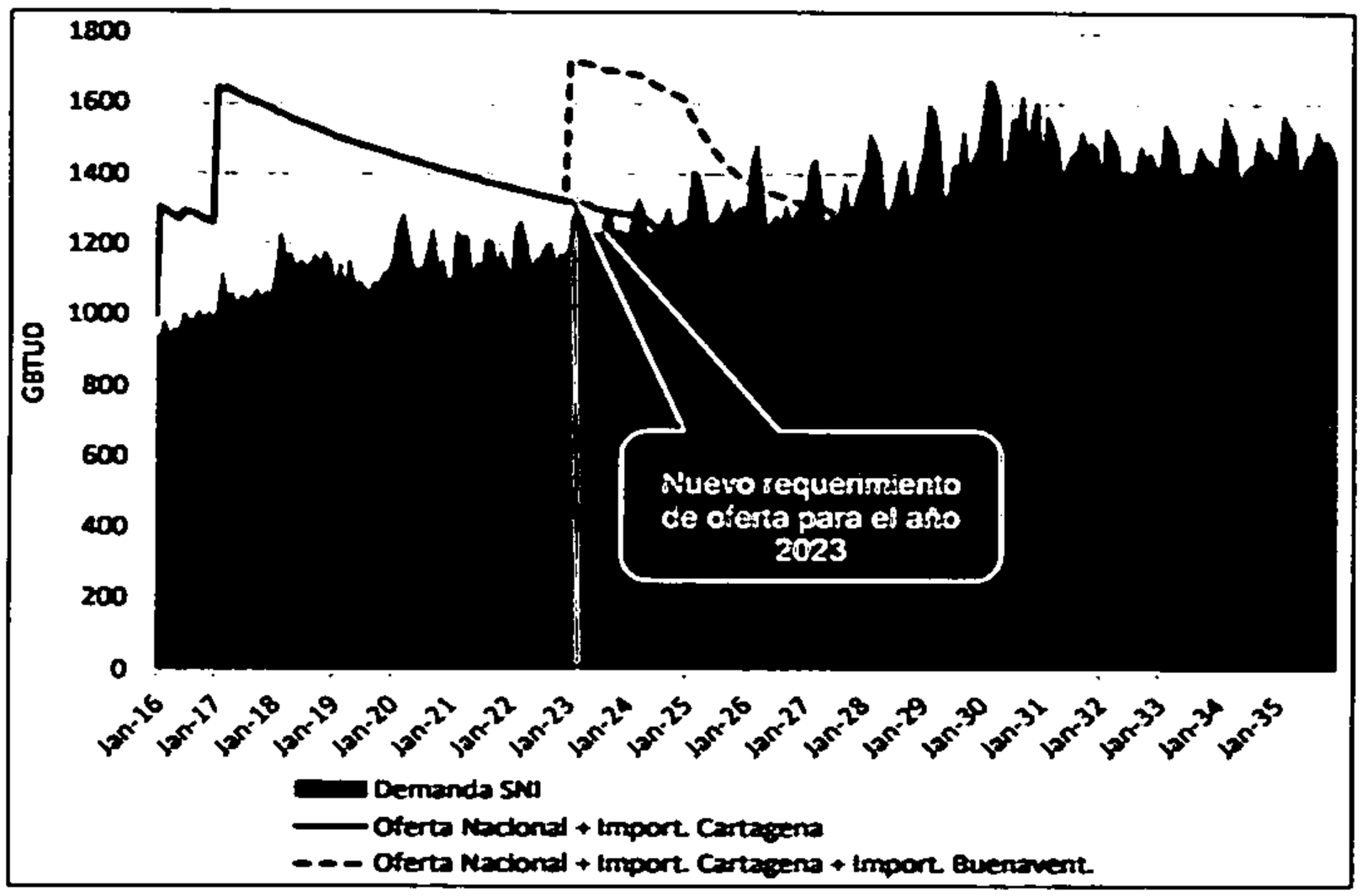
En cuanto a la importación de gases combustibles en Colombia como recurso para garantizar la atención de la demanda del mercado interno, el país empezó desde 2016 a complementar los suministros locales de gas natural con GNL de importación y desde 2017, la terminal de importación de GNL de Okianus ha permitido dinamizar las ofertas de GLP, sumándose a la producción nacional y a las importaciones de Ecopetrol de este combustible.

---

[226] Japón fue uno de los primeros cinco consumidores de GLP al final de 2016, la mayor parte procedente de importación.

La *Figura 330* muestra los efectos previstos en la atención de la demanda durante el período 2016-2035 con la importación de GNL, al sumar los recibos que se pueden dar a través de las plantas de regasificación del Pacifico y del Atlántico.

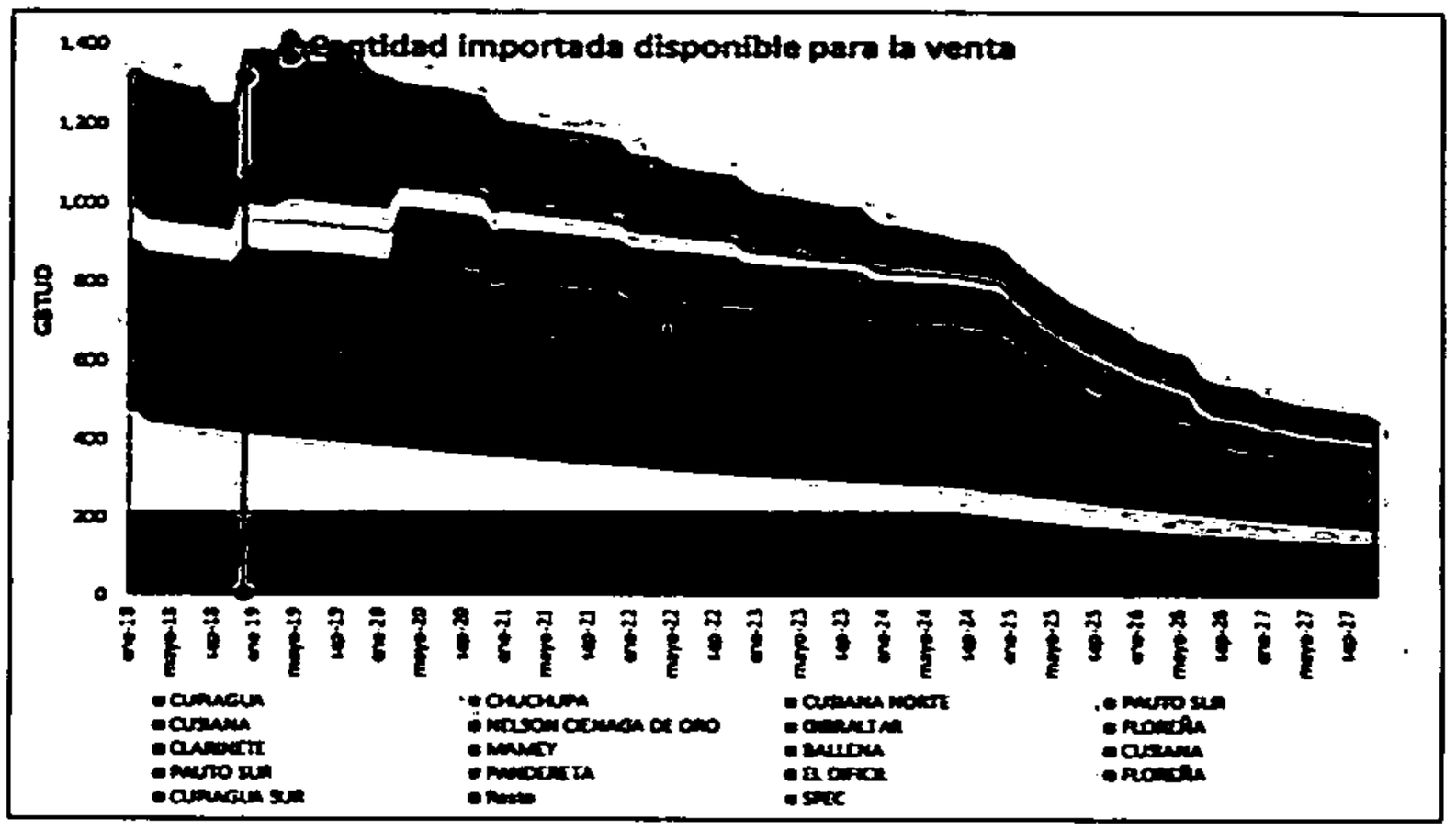
Figura 330: Proyección del balance oferta-demanda de gas natural en Colombia para el período 2016-2035, incluyendo importación de GNL.



Fuente: Balance de gas natural de la UPME 2017-2026.

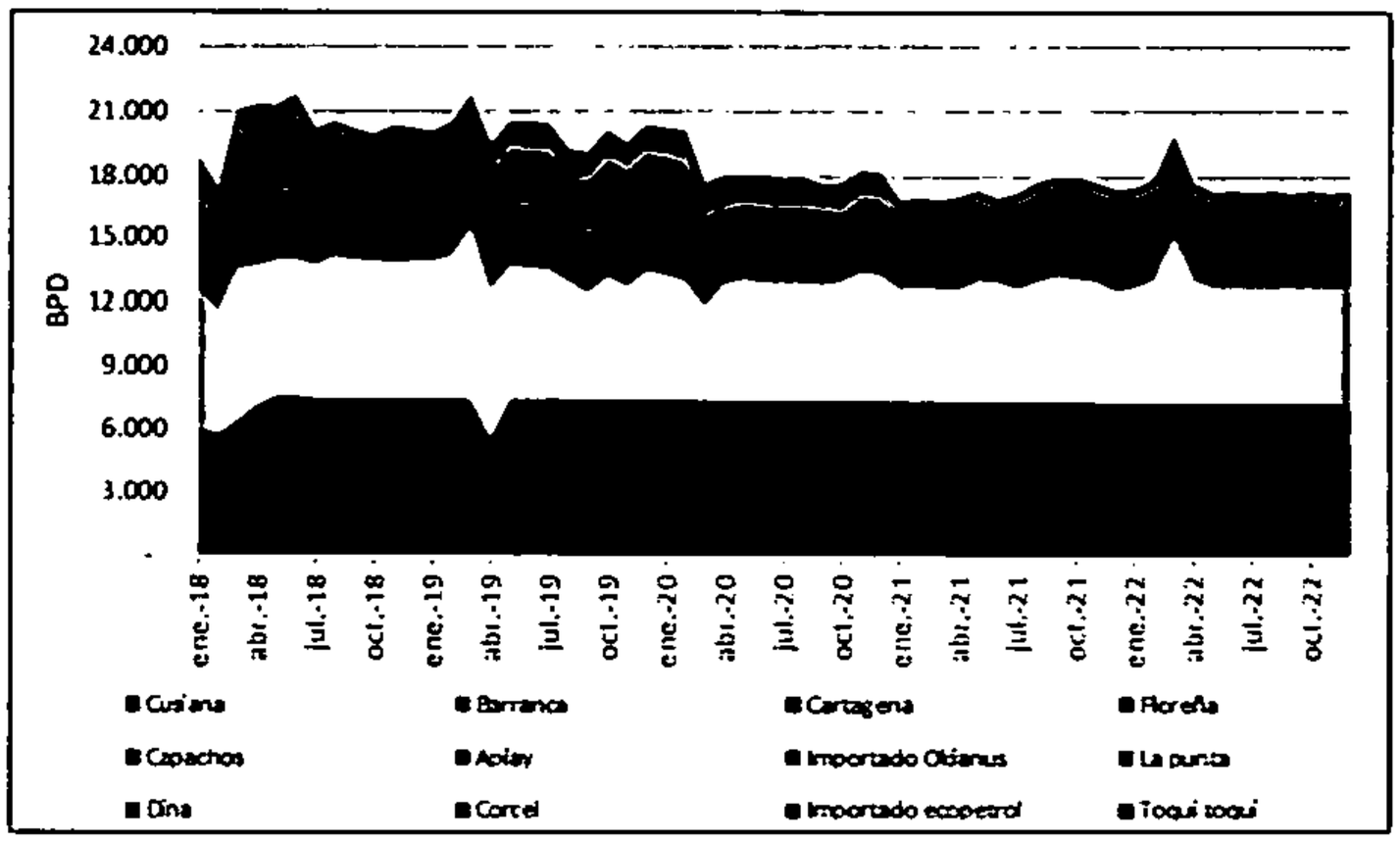
El GNL de importación no sólo tendría la posibilidad de garantizar la atención de la demanda estacional de los consumidores térmicos para las contingencias previstas, sino como se observa en la *Figura 331*, se podría poner excedentes en el mercado mayorista de gas natural, que tendría efectos dinamizadores de la demanda debidos a la liquidez del producto.

Figura 331: Proyección del balance oferta-demanda de gas natural en Colombia para el período 2016-2035, incluyendo importación de GNL.



Fuente: Documento Análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector gas natural, UPME 2018.

Figura 332: Proyección del balance oferta-demanda de GLP en Colombia para el período 2018-2022, incluyendo importación.



Fuente: Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME 2018.

Con relación al GLP, la entrada en operación del terminal de importación de Okianus en Cartagena es tan reciente (finales de 2017), que los efectos de su oferta en el mercado nacional aún están en estudio. Sin embargo, resulta clave observar que algunos mercados deficitarios en el centro del país, como el caso de Nariño, han podido empezar a atender sus compromisos de manera regular frente a un pasado inmediato en el que la cadena presentó desabastecimiento. (Ver *Figura 333*).

4.4 CONFIABILIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA ASOCIADA A LA CADENA DE SUMINISTRO DE LOS GASES COMBUSTIBLES.

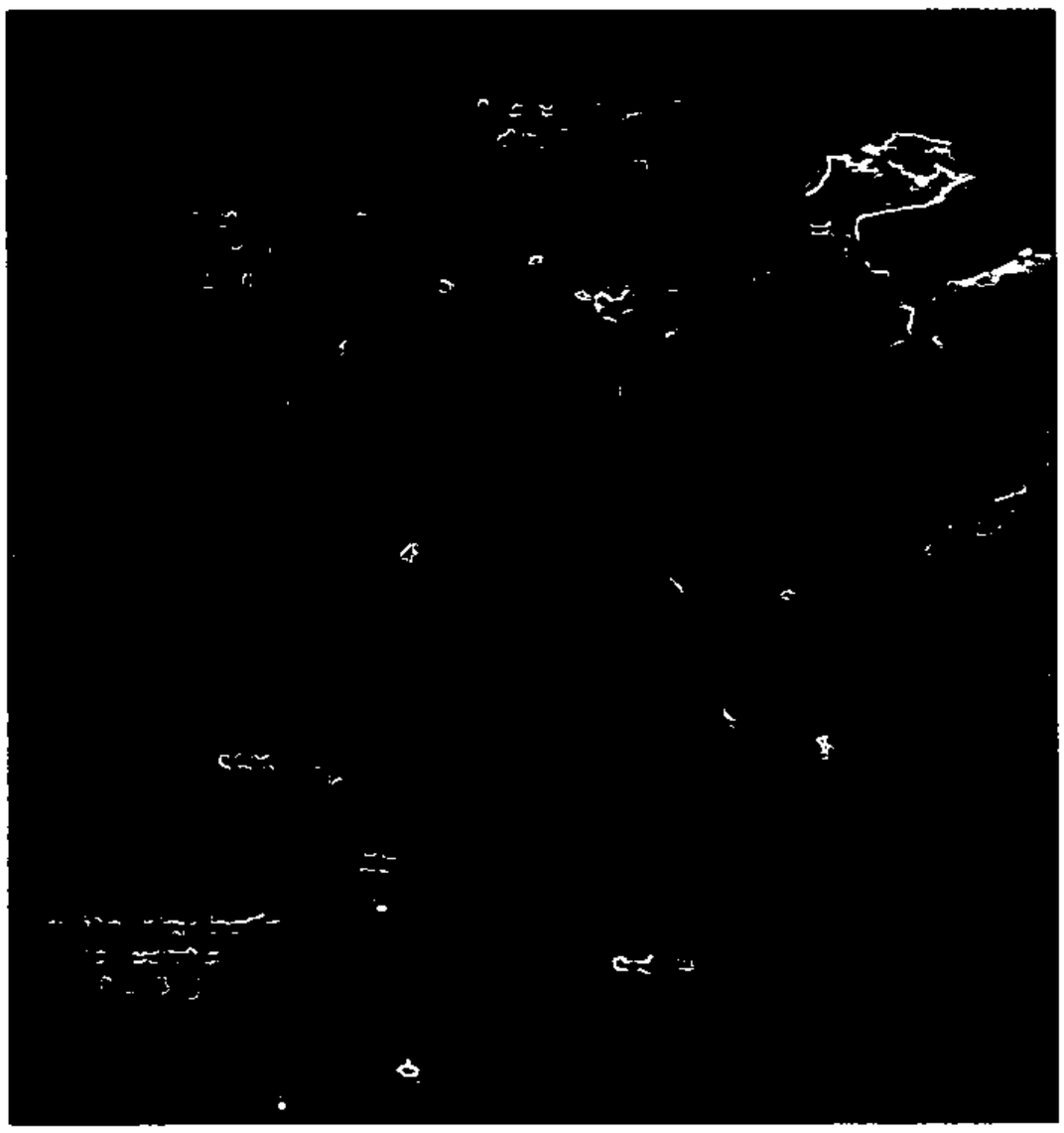
Tan crítico como garantizar el suministro de los gases combustibles, es brindar confiabilidad a los sistemas que permiten abastecer los mercados nacionales. Particularmente, Alemania e Italia sobresalen por atender la mayor parte de su demanda con gas de importación, y a pesar de que su producción local no es sobresaliente, han logrado que tanto el gas natural como del GLP, sean energéticos fundamentales en sus matrices energéticas.

Los argumentos que plantea el gobierno italiano a través del Ministerio de Desarrollo Económico, soportan la necesidad de reforzar la infraestructura de importación y transporte de gas natural en el país con el fin de fortalecer la independencia energética, la confiabilidad frente a posibles eventos externos, y el fortalecimiento de la capacidad negociadora del país como consumidor frente a proveedores de alto peso, como Rusia.

Por su parte Alemania, que es altamente dependiente del gas importado de Holanda, Noruega y Rusia, en forma consistente con el Climate Action Plan 2050 y sus riesgos de abastecimiento exterior, ha decidido fortalecer el desarrollo interno y la correspondiente infraestructura para el suministro de hidrógeno y metano sintético a mediano y largo plazo. Lo anterior resulta interesante, considerando que el gas importado de Holanda posee bajo contenido calórico y ese país está comenzando a declinar en su producción, en tanto que la posibilidad de aumentar las importaciones desde Rusia a través de una nueva conexión directa con el gasoducto Nord Stream 2, es vista como un riesgo geopolítico importante.

Para el gas natural en Colombia, se tiene en desarrollo las adecuaciones del Sistema nacional de Transporte y la infraestructura asociada (plantas de regasificación) que permitirán mantener confiable el abastecimiento de los mercados en el corto y mediano plazo.

Figura 333: Infraestructura proyectada del SNT de gas natural para un escenario de media demanda.



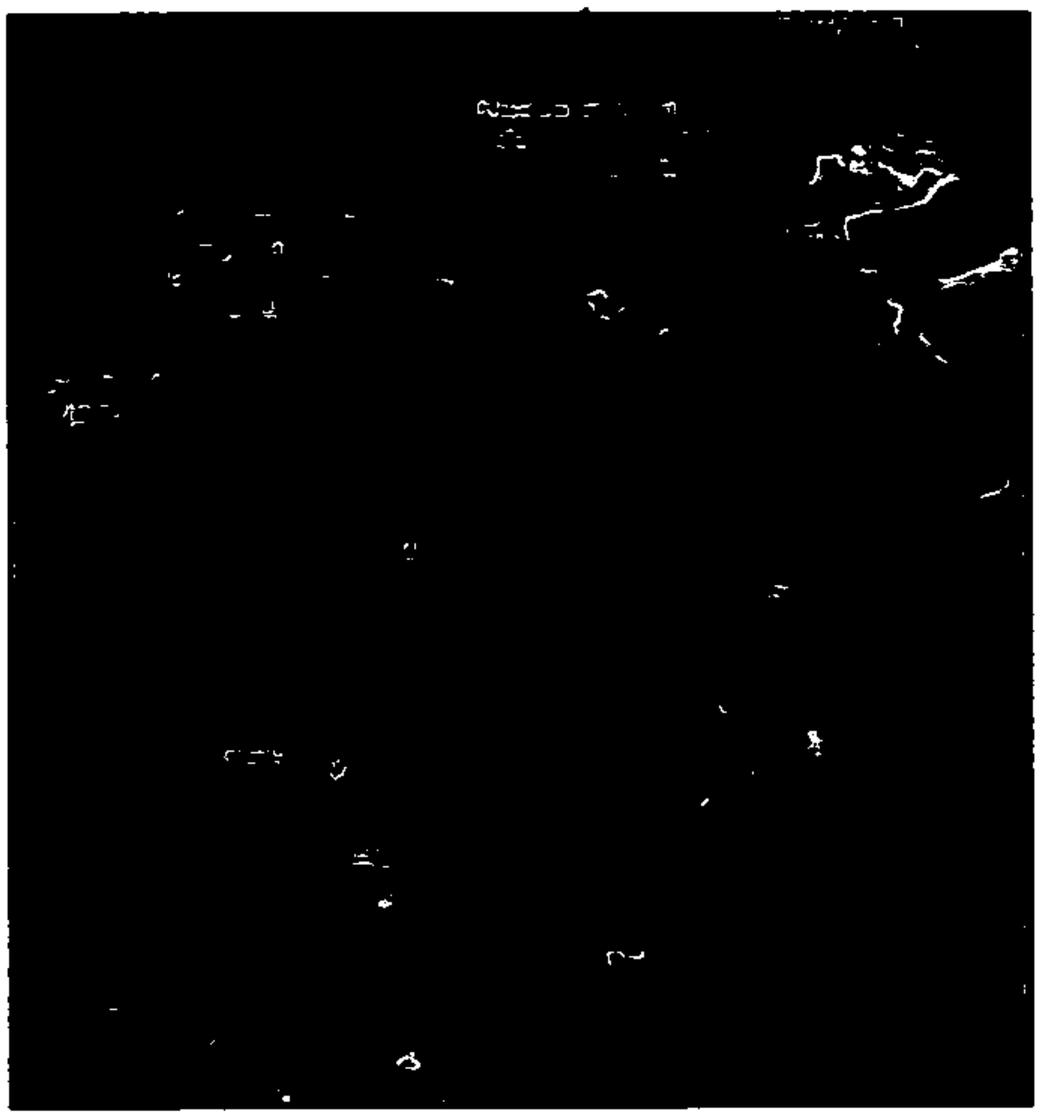
Fuente: Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del sector Gas Natural, UPME 2018.

Se tienen obras previstas que permitirán mantener atendida la demanda mediante la entrega de los campos que han abastecido la demanda nacional (algunos en declive) y a los cuales, se debe habilitar la infraestructura necesaria para adicionar la siguiente oferta:

- Importación desde Buenaventura de 400 MPCD en el año 2024.
- Gasoducto Buenaventura-Yumbo y Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita en el año 2024.
- Continuación de la importación desde Cartagena (SPEC), 400 MPCD en el año 2026.
- Nueva importación desde La Guajira, 400 MPCD en el año 2028.
- Gasoducto Noroccidente (Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá) como segunda interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país en el año 2030.

Las obras asociadas a la reforma de la infraestructura del SNT (*Figura 334*) para atender la demanda contemplada en este escenario ya se encuentran en desarrollo y fueron adoptadas por el Gobierno nacional a través de la resolución MME 40006 de 2017.

Figura 334: Infraestructura proyectada del SNT de gas natural para un escenario de alta demanda.



Fuente: Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del sector Gas Natural, UPME 2018.

Las reformas contempladas para que el SNT pueda atender un escenario de alta demanda, implican que se pueda incorporar oferta suficiente con las siguientes acciones:

- Continuación de la importación desde Cartagena (ahora SPEC), 400 MPCD en el año 2026.
- Nueva importación temporal desde La Guajira, 300 MPCD entre los años 2026 a 2028.
- Interconexión de los campos OffShore de La Guajira y Sinú, 688 MPCD en el año 2027.
- Gasoducto Noroccidente (Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá) como segunda interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país en el año 2030.

Como medida contingente que permita una respuesta oportuna ante una situación inesperada, se han proyectado las siguientes actividades, algunas de las cuales también se adoptaron mediante la resolución MME 40006 de 2017 y ya se encuentran en ejecución:

- Importación desde Buenaventura de 400 MPCD en el año 2024 (no se alcanza a visualizar la nueva oferta).
- Gasoducto Buenaventura-Yumbo y Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita en el año 2024 (Idem).
- Continuación temporal de SPEC entre los años 2026 a 2028.
- Gasoductos para Offshore Sinú y Guajira en el año 2028.
- Gasoducto Noroccidente en el año 2030.

En cuanto a la confiabilidad de la infraestructura para el abastecimiento de GLP, la *Tabla 31* muestra la evaluación del Sistema Nacional de Poliductos en cuanto a la capacidad de transporte.

Tabla 31: Factores de emisión por cambio de combustible.

Flujo proyectado por tramo BPD								
Año\Tramo	Galan - Bucaramanga	Galan - Sebastopol	Sebastopol - Salgar	Salgar - Manzillo	Salgar manizales	Manizales - Pereira	Pereira - Cartago	Cartago - Yumbo
2018	1,228	4,848	3,454	45	3,287	2,672	1,906	1,553
2019	1,255	4,576	3,150	44	2,982	2,352	1,570	1,209
2020	1,279	4,132	2,679	-	2,552	1,911	1,114	746
2021	1,302	5,493	4,015	-	3,886	3,233	2,422	2,048
2022	1,323	5,662	4,160	72	3,956	3,293	2,469	2,089
2023	1,341	5,668	4,145	-	4,012	3,339	2,504	2,118
2024	1,368	5,820	4,267	39	4,092	3,406	2,554	2,160
2025	1,403	6,099	4,506	171	4,196	3,493	2,619	2,215
2026	1,450	6,174	4,528	47	4,337	3,610	2,707	2,290
2027	1,510	6,581	4,866	199	4,517	3,760	2,819	2,385
2028	1,580	7,822	6,028	1,146	4,726	3,934	2,949	2,495
2029	1,652	8,535	6,658	1,552	4,942	4,114	3,085	2,609
2030	1,722	9,225	7,269	1,945	5,152	4,289	3,216	2,720
2031	1,788	10,151	8,120	2,593	5,350	4,453	3,339	2,824
2032	1,849	11,596	9,496	3,783	5,530	4,603	3,451	2,920
2033	1,902	12,103	9,944	4,067	5,688	4,735	3,550	3,003
2034	1,943	12,137	9,930	3,927	5,811	4,837	3,627	3,068
2035	1,963	12,441	10,212	4,144	5,873	4,889	3,665	3,101
Capacidad de transporte actual BPD								
2018	2,300	12,000	12,000	12,000	7,000	7,000	7,000	7,000

Fuente: La Consultoría con datos FECOC.

Considerando sólo este medio de transporte, los resultados indican que el único ajuste pendiente a corto y mediano plazo, sería en el tramo Galán – Sebastopol, que necesitaría una capacidad superior a los 12.000 BPD a partir de julio de 2032, para lograr transportar los flujos proyectados hasta el año 2035.

4.5 ARMONIZACIÓN DE LOS MERCADOS CONSUMIDORES DE GAS COMBUSTIBLE PARA MAXIMIZAR LA COMPLEMENTARIEDAD HACIENDO MÁS EFICIENTE LA OFERTA DE ENERGÍA.

Teniendo en cuenta la tendencia a desarrollar procesos de sustitución energética entre gases de las diferentes familias mediante tecnologías que permiten la intercambiabilidad entre ellos, países como Italia, han desarrollado los mercados de consumo de gases combustibles aprovechando la complementariedad que se puede obtener con estos energéticos. Con ello, han logrado la armonización de los mercados consumidores de gas combustible, maximizando la complementariedad haciendo más eficiente la oferta de energía.

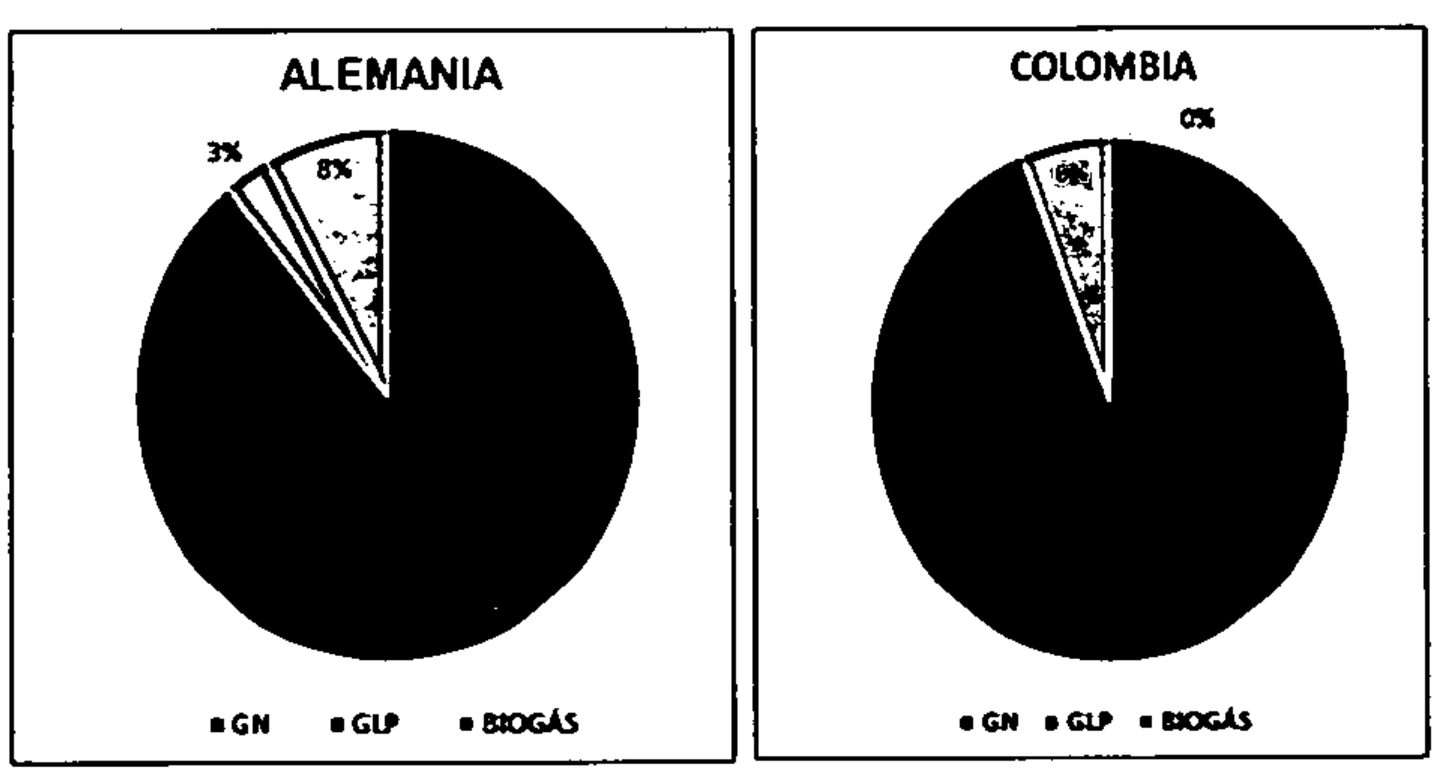
Un caso para analizar, es el de la complementariedad del GLP y el gas natural en el sector transportador en Italia, donde estos gases están repartidos como carburantes en el parque vehicular

del país, alcanzando entre los dos, más de 3 millones de unidades servidas (2.211.000[227] con GLP y 1.004.982[228] con GNV). Las medidas tomadas sobre el uso de gases como combustibles automotores son acordes a la Estrategia Energética Nacional del país que, resalta la necesidad de reducir el uso de la movilidad privada a través de medidas destinadas a fomentar el cambio hacia la movilidad inteligente y el transporte público local. En lo que respecta al transporte de mercancías por carretera, se ha contribuido con la optimización del sistema logístico promovido a través de la difusión de las nuevas tecnologías de ITS (Sistemas de Transporte de Inteligencia).

En contraste con Italia, China moviliza más de cinco millones de vehículos con gas combustible y también cuenta con GLP y gas natural, pero la mayoría de vehículos (5.350.000) consumen GNV. Sin embargo, esta cifra resulta ser un minoría si se compara frente al número de automotores circulando en esa nación (162.84[229] millones de unidades) que consumen otro tipo de combustibles.

Finalmente, no se puede dejar de mencionar el caso de Alemania como el país que ha incorporado con mayor decisión el biogás en la matriz energética y ha dado lugar a una eficiente complementariedad de los gases combustibles en su mercado interno.

Figura 335: Complementariedad de los gases combustibles en Alemania y Colombia.



Fuente: La consultoría.

En Colombia, la complementariedad de los gases combustibles sigue con aspectos pendientes por definir que permitirían hacer más eficiente la oferta de energía a través de estos energéticos, en un país cuyas fuentes de producción de gas combustible son limitadas frente a una demanda creciente y a una cadena de suministro ávida por desarrollar nuevos mercados.

---

227 Reportado en el informe Autogas Incentive Policies 2017 publicado por WLPGA.

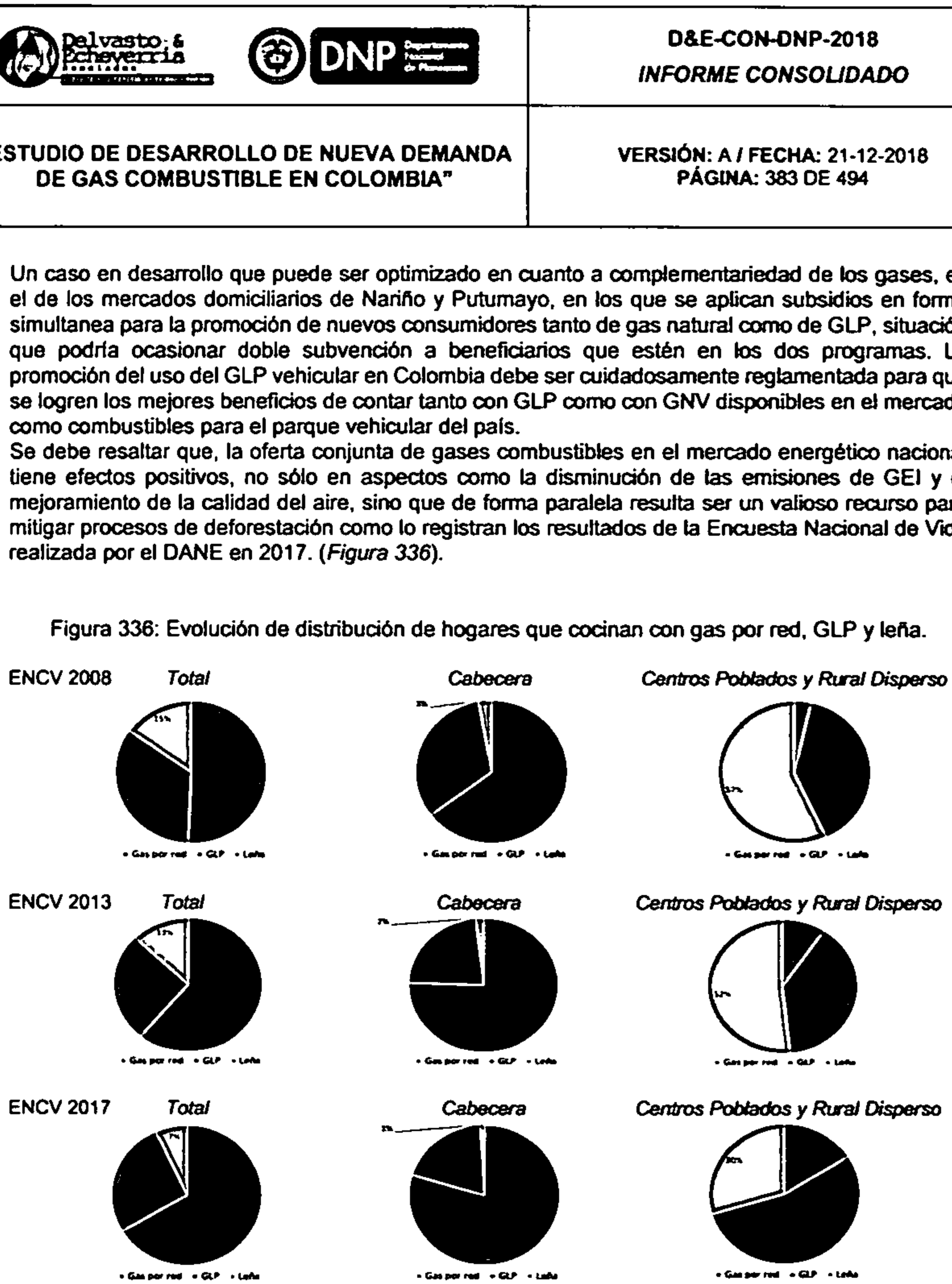
228 Cifra del Informe Anual de Promigas 2018.

229 Cifra del reporte anual 2016 de la Organización Internacional de Constructores de Automotores (OICA).

Un caso en desarrollo que puede ser optimizado en cuanto a complementariedad de los gases, es el de los mercados domiciliarios de Nariño y Putumayo, en los que se aplican subsidios en forma simultanea para la promoción de nuevos consumidores tanto de gas natural como de GLP, situación que podría ocasionar doble subvención a beneficiarios que estén en los dos programas. La promoción del uso del GLP vehicular en Colombia debe ser cuidadosamente reglamentada para que se logren los mejores beneficios de contar tanto con GLP como con GNV disponibles en el mercado como combustibles para el parque vehicular del país.

Se debe resaltar que, la oferta conjunta de gases combustibles en el mercado energético nacional tiene efectos positivos, no sólo en aspectos como la disminución de las emisiones de GEI y el mejoramiento de la calidad del aire, sino que de forma paralela resulta ser un valioso recurso para mitigar procesos de deforestación como lo registran los resultados de la Encuesta Nacional de Vida realizada por el DANE en 2017. (*Figura 336*).

Figura 336: Evolución de distribución de hogares que cocinan con gas por red, GLP y leña.



Fuente: La Consultoría con datos de la Encuesta Nacional de Calidad de Vida, DANE 2017.

Lo ilustrado significa que, a pesar del desplazamiento que ha venido teniendo en las cabeceras municipales, el GLP ha mostrado un significativo avance en la sustitución de biomasa en centros poblados y zonas rurales dispersas (en particular a partir de 2013), pasando de un 39% en 2013 a un 54% en 2017, lo que ha permitido reducir el número de hogares que cocinan con leña en estas zonas de 1.433.325 a 877.946 en el mismo período.

5. HOJA DE RUTA PARA EL DESARROLLO DE LA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA A 2050.

Teniendo como referencia los compromisos adquiridos por Colombia en cuanto a la disminución de emisiones de CO_2 en la COP 21 y sus consecuencias en el uso futuro de hidrocarburos como energéticos, como resultado del análisis realizado en este estudio se diseñó una hoja de ruta que indica la propuesta de la composición de la demanda de los gases combustibles recomendable para el país, contemplando en ella las alternativas de acción y la coordinación de los sectores público-privado para que se genere una gestión sostenible en cuanto al suministro de los gases en todas sus cadenas.

5.1 ELEMENTOS BASICOS PARA EL DISEÑO DE LA HOJA DE RUTA ATENDIENDO LA NUEVA DEMANDA PROYECTADA.

Los gases combustibles como el gas natural y el GLP, representan una alternativa eficaz desde el punto de vista de una estrategia de descarbonización de la economía, siempre y cuando sean utilizados con objetivos y metas claras asociadas a la reducción de emisiones de GEI y con la búsqueda especifica del mejoramiento de la calidad del aire.

Teniendo como referencia los factores identificados en el Capítulo 3, que harán posible la evolución de la nueva demanda de gases combustibles en Colombia, en el marco del estudio se diseñó una hoja de ruta que tiene en cuenta el gas natural y GLP como elementos integrantes y fundamentales para el desarrollo de ese segmento de energía adicional en el futuro. El eje transversal contemplado en las acciones que se proponen es el significativo aporte que se deberá obtener en la reducción de emisiones de GEI en diversos escenarios y el papel que cumplirán en ello los gases combustibles como energéticos de transición.

En el marco del estudio se tuvieron en cuenta los siguientes elementos claves en la formulación de las actividades para el diseño de la estrategia de desarrollo de la nueva demanda de gas combustible en Colombia y la hoja de ruta correspondiente:

- En primera instancia, se deben considerar los costos asociados a la rápida electrificación de la economía y en particular del transporte, a partir de fuentes renovables no convencionales. La posibilidad de modificar de manera rápida el parque automotor dependerá de un conjunto de variables que están aún en vía de evaluación, en particular el desarrollo de una infraestructura de recarga en ciudades y autopistas, la adaptación de la red eléctrica a la nueva demanda, y en especial la reacción de los fabricantes de vehículos convencionales hacia una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles, y las decisiones de inversión pasadas que condicionan las decisiones presentes y futuras de los agentes privados y públicos en materia de reposición y adquisición de vehículos eléctricos y en general con combustibles alternativos.

- En relación a lo descrito previamente, los gases combustibles tienen un espacio importante para contribuir a la reducción de emisiones en el corto y mediano plazo, a través de mecanismos

específicos asociados a la renovación y conversión del parque automotor, en especial de transporte de carga y transporte masivo de pasajeros, procesos de incremento de la eficiencia industrial en la producción de calor, energía eléctrica y vapor, además de otros subproductos para la industria, y en la generación de energía eléctrica.

- No obstante lo mencionado anteriormente, es necesario evaluar los riesgos asociados a las decisiones adoptadas en la primera etapa, con el fin de introducir mecanismos de control, revisión y ajuste. Estos riesgos tienen que ver con la posibilidad de incurrir a futuro en problemas de activos abandonados (stranded assets), y que por tal razón, se deban mantener en operación durante un largo periodo de tiempo a futuro. Es necesario tener en cuenta que, si bien los gases combustibles son una alternativa más limpia con respecto a otros combustibles en sectores económicos como la industria y el transporte, así como para efectos de respaldo a fuentes de generación de energía variables e intermitentes[230], siguen representando una fuente de emisiones de GEI significativa[231]. En esta medida, su participación en el desarrollo de nueva infraestructura y en la matriz de consumo, requiere ser revaluada con una perspectiva de largo plazo, ante alternativas tecnológicas y posibilidades de reducciones aún más rápidas de emisiones de GEI (Olczak & Piebalgs, 2018). De igual forma, se deben considerar otros riesgos asociados a la producción y almacenaniento de gas natural, como las fugas de metano a la atmósfera (Schwietzke et al., 2016), así como los de que los gases combustibles no logren desplazar otros combustibles en la matriz energética, como el carbón, si no se ajustan las políticas en materia de impuestos al carbono en función de los niveles de emisión y de las metas de reducción de emisiones (Stern, 2017).

- La nueva demanda de gas debe estar asociada a claros beneficios económicos y sociales, en particular, en la reducción de emisiones durante la vida útil de los activos (infraestructura y equipos) y en beneficios de carácter social y ambiental, como los relacionados con la reducción del consumo de leña por parte de 982.823 hogares en el país en 2017, y de sus efectos nocivos en la salud de la población, los cuales han sido calculados por el DNP, en un total de COP 3,1 billones para el año 2015, como efecto de la morbi-mortalidad por la degradación del aire interior.[232] A esto, se suma un costo estimado de COP 12,1 billones asociados a morbi-mortalidad por degradación del aire urbano (Vargas Rodríguez et al., 2018). A mediano y largo plazo, las soluciones aisladas individuales o comunitarias de electrificación, en asocio con procesos de producción de biogas y biometano, podrían contribuir a establecer un conjunto de soluciones energéticas eficientes a nivel de la población rural. En el caso del transporte en vehículos de carga pesada, la conveniencia del GNLV está basada en su mayor eficiencia en transporte a largas distancias, debido a su mayor densidad energética, la reducción hasta en un 20% por

---

230 En California, las solicitudes de licencia para nuevos proyectos de generación en los últimos tres años (2016-2018) han sido en la práctica exclusivamente para almacenamientos de energía y proyectos de energía solar y eólica (ver al respecto https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-wind-storage-become-the-default-choice).

231 La generación de 1 MWh de energía eléctrica a partir de gas natural implica la emisión de 200 kg de CO2 (Olczak & Piebalgs, 2018).

232 Valoración Económica de la Degradación Ambiental en Colombia 2015: Valoración económica de la contaminación del aire urbano, contaminación del aire interior y deficiencias en el acceso al acueducto y el alcantarillado. DNP, Fondo Acción, 2018. Disponible en: https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Valoraci%C3%B3n%20econ%C3%B3mica%20de%20la%20degradaci%C3%B3n%20ambiental.pdf

kilómetro de las emisiones de GEI, la eliminación hasta en un 100% de las emisiones de SOx y PM, además de la disminución de niveles de ruido en centros urbanos, en comparación con vehículos pesados con diésel (Osorio-Tejada, Llera-Sastresa, & Scarpellini, 2017).

- Desde el punto de vista de la estrategia de transición energética hacia una economía con bajos niveles de emisiones, resulta conveniente considerar de manera separada la infraestructura de transporte y distribución de gases combustibles, así como la asociada a la importación y la vinculación del mercado interno con el mercado internacional, de la infraestructura de explotación y producción de los gases. La experiencia internacional es en este sentido de mucha utilidad. En una visión de mediano y largo plazo la infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento, puede utilizarse para aprovechar las oportunidades de desarrollo de un mercado creciente de GNL, como para el posible aprovechamiento de gases a partir de fuentes renovables o gases "verdes", como biogas y biometano a partir de procesos de digestión anaeróbica y purificación de gases, gases sintéticos e hidrógeno, a partir de procesos de metanación e hidrólisis con base en energía obtenida de fuentes renovables, o Power to Gas (P2G). Este tipo de procesos puede contribuir a la reducción acelerada de emisiones de GEI. Adicionalmente, la vinculación con la producción agropecuaria y forestal puede reducir los niveles de emisiones y/o incrementar la tasa de absorción de emisiones en estos sectores economicos[233] lo que contribuiría a la reducción de los niveles netos de emisiones.

- Las proyecciones de demanda de gases combustibles presentan en este sentido una tendencia de crecimiento hasta 2030, la cual es consistente con las demandas potenciales en los distintos sectores, y con la estrategia de reducción de emisiones en un escenario de transición energética, en tanto que a largo plazo se proyecta un escenario de máximos de consumo, a partir de los cuales los niveles de demanda dependen de las tendencias de incremento de eficiencia energética, reducción del tamaño promedio de los hogares, e introducción de nuevas tecnologías.

Los elementos referidos, de carácter transversal, tendrán un desarrollo coherente con los sectores productivos que demandan la energía e igualmente, con los escenarios de tiempo definidos, garantizando de esta forma la coherencia de las acciones planteadas en función de las metas de descarbonización a lo largo del tiempo.

5.2 ASPECTOS SECTORIALES.

A continuación se plantean elementos a incorporar a nivel sectorial en la hoja de ruta, con el fin de alcanzar las nuevas demandas, por sectores económicos de uso final de gases combustibles, y por los componentes transversales de oferta.

5.2.1 Sector eléctrico.

A corto y mediano plazo es necesario mantener el parque de generación a gas existente, y promover la utilización de gas natural por las plantas duales (gas/líquidos) existentes. Los escenarios del plan

---

233 En conjunto los sectores económicos agropecuario y forestal representan el 62% de las emisiones brutas de GEI, de acuerdo con el inventario nacional y departamental de emisiones preparado por IDEAM y el PNUD (IDEAM et al., 2016).

de referencia de expansión de generación y transmisión plantean una penetración de FERNC en generación de electricidad a 2031 del 16,7% de la capacidad instalada en el escenario 1, y del 12,2% en el escenario 2. Bajo esta condición, si bien no se incorporan cantidades significativas de capacidad adicional de generación a gas natural en ambos escenarios, es necesario mantener la capacidad existente de generación a gas natural como respaldo frente a eventos de hidrologías extremas.

En el horizonte a 2050, en una perspectiva de largo plazo, se considera que la nueva expansión en capacidad de generación estará basada en la incorporación de generación con fuentes renovables no convencionales y tecnologías alternativas de respaldo a las FERNC (un ejemplo es el almacenamiento de energía). A través de instrumentos económicos adicionales, como un mayor impuesto al carbono o tasas ambientales retributivas y compensatorias por emisiones atmosféricas, se gestionará la participación en el mix de generación del carbón y de los gases combustibles.

El GLP puede constituir una alternativa para la ampliación de la cobertura de prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas del país, mediante sistemas híbridos con energías renovables no convencionales, y sistemas de almacenamiento. El desarrollo del potencial de aprovechamiento de las corrientes de propano y butano en Cupiagua, estimadas en unas 10.000 a 12.500 toneladas mes, no sólo permitiría asegurar en buena medida el abastecimiento de la demanda nacional (en conjunto con la importación), sino que podría permitir el desarrollo de infraestructura de transporte y almacenamiento hasta puntos cercanos a centros de distribución y consumo. Mecanismos basados en Asociaciones Público Privadas de naturaleza pública, limitados a zonas no interconectables, y con incentivos asociados al desplazamiento del diésel, se podrían plantear para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica y de gases combustibles en las zonas no interconectadas.

5.2.2 Transporte de pasajeros y carga por carretera.

Los objetivos de la política de crecimiento verde y de mejoramiento de la calidad del aire se deben traducir en medidas especificas en materia de transporte asociadas a la reducción de emisiones de GEI, y de reducción de costo en salud para la población.

El sector de transporte tiene una meta asignada de reducción de emisiones de 9,72 Mton CO2eq a 2030, sobre un total de emisiones de GEI a 2012 de 28,2 Mton CO2eq. Para su cumplimiento es necesario establecer las acciones y medidas normativas, y de seguimiento y control que permitan alcanzar las metas definidas en el documento CONPES 3943 de 2018. La meta mas ambiciosa del CONPES 3943 sobre la política de mejoramiento de la calidad del aire, en materia de reducción de emisiones contaminantes de fuentes móviles, es la de alcanzar para 2028 un 100% del parque automotor de sistemas de transporte masivo con flotas dedicadas a gas natural y eléctricos, a partir de una línea base de 28% en 2018. Esta meta se podría alcanzar en la medida en que para las nuevas licitaciones de adquisición y reposición de nuevos vehículos se establezcan cupos mínimos de participación obligatoria de vehículos de cero y bajas emisiones. Metas adicionales se podrían plantear con respecto a flotas de vehículos de entidades públicas a nivel municipal, departamental y nacional, entidades del sector educativo, y de transporte público, para investigación, demostración y

desarrollo de proyectos de adquisición y operación de vehículos de transporte público de bajas o cero emisiones.

De manera particular, es necesario desarrollar una estrategia nacional de promoción de vehículos de cero o bajas emisiones, en concordancia con las metas de mejoramiento de la calidad del aire, y considerando los costos de electrificación total del parque vehicular, que contemple las siguientes medidas:

- Metas anuales de desintegración del parque automotor altamente contaminante y su reemplazo por tecnologías de cero y bajas emisiones, y mecanismos de seguimiento.

- Desagregación en diferentes categorías de vehículos de cero y bajas emisiones, estableciendo en particular políticas de obligatorio cumplimiento en el desarrollo de sistemas de transporte masivo que reciben recursos del nivel nacional, y con el apoyo de las autoridades locales, mediante la definición de tecnologías mínimas y umbrales de emisiones máximos para vehículos de transporte pesado, aplicación de normas europeas Euro VI o posteriores para vehículos operando con diésel (a partir de 2024 cuando entre en operación la ampliación de la refinería de Barranca), GNV, GNC y Autogas, y cupos mínimos para vehículos eléctricos, vehículos a GNV, GNC y Autogas.

- Definición de una política de incentivos a nivel nacional en materia de peajes, impuestos de rodamientos, permisos de circulación especial (pico y placa), orientada a promover las tecnologías de cero y bajas emisiones, como complemento a las medidas existentes para impulsar el uso de vehículos con combustibles alternativos (Resolución 41286 de 2016 de MME; Resolución 1988 de 2017 de MME, MADS y MHCP; Resolución 585 de 2017 de la UPME; Resolución 2000 de 2017 de MADS).

- Incentivos a la chatarrización de vehículos privados de transporte público, y a la adquisición de vehículos nuevos, como máximo hasta la diferencia en el precio de vehículos eléctricos (híbridos o totalmente eléctricos).

- Recursos de financiamiento para reposición y adquisición de flotas de transporte oficial y de entidades públicas.

5.2.3 Sector industrial.

La mayor utilización de gases combustibles en procesos productivos dependerá, como se evalúa en el proceso de proyección de la demanda en los distintos escenarios de tiempo, a corto y mediano plazo de los procesos de eficiencia energética y de la competencia con fuentes de energía renovables no convencionales, en el largo plazo. La posibilidad de crecimiento del uso de biogás y biometano en la industria, así como de hidrógeno y gas metano sintético, son opciones que pueden aparecer en el escenario de medio y largo plazo, que pueden reducir los requerimientos de gases combustibles desde la red, que podrían respaldarse en la red de transporte de gas natural para transportar este tipo de gases, con las adecuaciones necesarias para poder introducir estos gases a la red.

Por otra parte, la experiencia internacional muestra una tendencia importante a promover el incremento en la eficiencia energética en procesos de calor y calentamiento en la industria, orientados a la cogeneración (combined heat and power) y trigeneración (calor, energía, refrigeración). Un ejemplo de este tipo en Colombia es la construcción y puesta en operación en abril de 2018 de la planta de multigeneración de FEMSA en Tocancipá, con capacidad de 5 MW, que permite obtener de manera conjunta energía eléctrica, calor, vapor, nitrógeno y CO_2 reutilizable en el proceso de fabricación de bebidas, a partir de gas natural, eliminando las emisiones de GEI. El desarrollo de un política energética asociada a la política ambiental y social en materia de metas de reducción de emisiones, debe considerar los mecanismos para promover el aumento en la eficiencia energética, tanto mediante los instrumentos de carácter arancelario y fiscal existentes, como a través de medidas adicionales de compensación, como las tasas retributivas y compensatorias de emisiones atmosféricas, cuyo desarrollo se contempla en el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético[234], y de mercado, como las planteadas en el Plan Indicativo de Eficiencia Energética, a través de certificados de eficiencia, y la conformación de un mercado de eficiencia energética, que se utilizan en Australia.

5.2.4 Sector residencial.

El incremento de la demanda residencial está relacionado con el crecimiento de la población, la tendencia al aumento en la cobertura en zonas urbanas y rurales, la disminución de los consumo promedio por instalación debido a la reducción del tamaño medio de los hogares, cambios en hábitos de consumo, incremento de eficiencia en equipos, y competencia de nuevas tecnologías.

A corto plazo, se debe promover el aumento en la cobertura en las zonas que aún carecen del combustible, y en especial en zonas rurales dispersas para evitar el uso de leña. Los mecanismos para incentivar mayor nivel de complementariedad en la expansión del gas natural y GLP, se deben revisar y ajustar para evitar ineficiencias que limiten la posibilidad de la ampliación de la cobertura. El mecanismo de subsidios al GLP, se debe ajustar con base en una mejor utilización de la ficha SISBEN, el cruce con información de viviendas con acceso al servicio de gas natural domiciliario, para controlar que una misma vivienda no esté recibiendo en forma simultánea subsidio por los dos combustibles[235].

En estos casos, es necesario evaluar las condiciones para la agregación de mercados o la integración de mercados nuevos a mercados existentes siempre y cuando el costo unitario de gas combustible por redes de tubería a usuario final en cada mercado relevante o municipio nuevo que se pretenda fusionar, no sea superior al costo unitario total (rango inferior) a usuario final de GLP en cilindros portátiles. La unificación de mercados relevantes, o la agregación de nuevos mercados a mercados existentes tiene efectos positivos sobre el bienestar de los usuarios en la medida en que se obtengan economías de escala por la mayor utilización de las redes y por la vinculación de nuevos usuarios en zonas rurales alejadas de la red de gasoductos.

---

234 PIGCC, Resolución MME 4 0887 de Agosto de 2018.

235 El mecanismo del SISBEN tiene la ventaja de identificar hogares que pueden habitar en una misma vivienda, y diferenciarlas para efectos de la asignación del subsidio con base en el valor del consumo de subsistencia.

La mayor penetración del gas natural por redes en cabeceras municipales y algunos centros poblados requiere que se ajusten las reglas de comparación de los límites inferior en gas natural y superior en GLP, con el fin de comparar los costos medios de prestación del servicio, e incluir en la comparación componentes importantes de costo desde el punto de vista económico y privado, como el pago por los costos de conexión y los costos de la red interna.

5.2.5 Sector comercial y terciario.

El gas natural representa el 29,8% del consumo de energía en el sector terciario y comercial, por su parte, el GLP aporta el 4,8%. Las oportunidades de mejora en la eficiencia energética redundan en la posibilidad de crecimiento futuro de la demanda de gases combustibles en el sector terciario, uno de los que mayor dinámica tendrá a futuro, a medida que la economía se desarrolle. Una mejor utilización de los combustibles implica un menor costo en la factura energética agregada. La UPME ha identificado dos actividades importantes en este sector, en primer término, el desarrollo de distritos térmicos para producción de energía eléctrica y refrigeración o calor (district heating and cooling), que permitiría evitar el uso de refrigerantes que afectan la capa de ozono; y el aprovechamiento de calor residual en equipos enfriamiento (chillers) para calentamiento de agua.

Con base en los lineamientos básicos, y las consideraciones para cada sector de demanda, y los componentes de oferta y confiabilidad, la siguiente es la hoja de ruta (*Tabla 32*) propuesta para la promoción de nueva demanda de gases combustibles, en el corto, mediano y largo plazo.

Tabla 32: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles.

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	Gas Natural	Generación eléctrica	Garantizar la confiabilidad en la oferta de gas natural para la atención de la demanda no térmica a corto y mediano plazo (2019–2023, 2023-2030).	Desarrollo de las acciones contempladas en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, y de los proyectos incluidos en la Res. MME 40006 de 2017 a 2023.	MME, UPME
Corto plazo	Gas Natural	Generación eléctrica	Actualizar el balance de oferta-demanda de gas natural en la Costa Atlántica con la introducción de nuevos mecanismos de atención de generaciones de seguridad sector eléctrico.	Evaluar las condiciones del balance de oferta y demanda de gas ante la posibilidad de reducción de las generaciones de seguridad por la instalación de SAEB (sistemas de almacenamiento de energía con baterías) en la Costa Atlántica.	UPME
Corto plazo	Gas Natural	Generación eléctrica y transporte	Desarrollo y evaluación de las acciones de corto plazo del PAI de eficiencia energética 2017-2022 sobre transporte masivo con GNL y las relativas al GNL para generación eléctrica.	Expedición del reglamento técnico para plantas de GNL.	MME
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros	Desarrollar mecanismos para el cumplimiento de las metas a 2028 del CONPES 3943 de 2018 en materia de flotas de transporte masivo operando a 2018.	Definición de cupos mínimos de adquisición y reposición de nuevos vehículos de vehículos eléctricos y con GNV en licitaciones de sistemas de transporte masivo. Establecer mecanismos de seguimiento e incentivos a las autoridades locales. Definición de cupos mínimos de adquisición y reposición de nuevos vehículos eléctricos y con GNV en licitaciones de sistemas de transporte masivo. Establecer mecanismos de seguimiento e incentivos a las autoridades locales.	MinTransporte, MADS, MME, DNP
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros	Desarrollo y evaluación de las acciones de corto plazo del PAI de eficiencia energética 2017-2022 sobre transporte masivo con GNL.	• Impulso a vehículos dedicados a GNL para servicio público intermunicipal de pasajeros. • Vehículos dedicados a GNV para servicio público de pasajeros en Bogotá y otros sistemas de transporte masivo interurbano.	MME, UPME
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros y carga	Vinculación de actores públicos a metas de incorporación de vehículos de bajas o cero emisiones en flotas oficiales.	Definición de mecanismos de investigación, demostración y financiamiento de proyectos de adquisición de vehículos con GNV para flotas de empresas de servicios públicos (aseo, otros), entidades del sector oficial a nivel municipal, departamental y nacional y entidades del sector educativo.	UPME, Colciencias, Findeter DNP
Corto plazo	Gas Natural, GLP	Transporte de pasajeros y carga	Definir normativa de etiquetado vehicular que facilite la evaluación y toma de decisiones en materia de costos de inversión y operación de vehículos con combustibles alternativos.	Desarrollo de la normativa de eficiencia y esquema de etiquetado vehicular.	UPME

Fuente: La Consultoría.

Tabla 32: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles (continuación).

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de carga	Establecer parámetros económicos sobre la conveniencia del uso del GNL en transporte de carga y pasajeros, definir objetivos, metas anuales, barreras y posibles incentivos, incluyendo el desarrollo de infraestructura de abastecimiento y recarga en corredores viales principales.	Desarrollar convenio UPME-Colciencias para explorar el uso de GNL en transporte.	UPME, Colciencias
Corto plazo	Gas Natural, GLP	Transporte de pasajeros	Establecer incentivos a la reposición de vehículos de transporte público a diésel por GNV o Autogás.	Incentivos a la chatarrización de vehículos privados de transporte público, y a la adquisición de vehículos nuevos, como máximo hasta la diferencia en el precio de vehículos eléctricos (híbridos o totalmente eléctricos).	MinTransporte, MADS, MME, DNP
Corto plazo	Gas Natural	Transporte de pasajeros y carga	Establecer incentivos al uso del gas natural como combustible automotor para sustituir diésel y gasolina.	Recursos de financiamiento para reposición y adquisición de flotas de transporte oficial y de entidades públicas	MinTransporte, MADS, MME, DNP
Corto plazo	GLP - Autogás	Transporte de pasajeros y carga	Expedición de normatividad sobre reglamentos técnicos de GLP como carburante automotor y otros usos alternos, de acuerdo con el art. 210 de la Ley 1753 de 2015.	Expedición los reglamentos técnicos de Autogás para calidad del GLP, Estaciones de Servicio, Talleres de Conversión, Kits de Conversión.	MME
Corto plazo	Gas Natural, GLP	Transporte de pasajeros	Establecer incentivos para la adquisición y uso de automotores que usen gases combustibles en lugar de diésel y gasolina.	Proponer a las entidades territoriales la creación de beneficios a los vehículos que usen gases combustibles en vez de diésel y gasolina; los beneficios de los municipios pueden contemplar uso preferencial de parqueos en los parqueaderos, tarifas especiales de parqueo, facilidades en los procesos de pago de impuesto automotor, etc.	MinTransporte, MME, DNP
Corto plazo	GLP	Sector Residencial	Ampliar la cobertura de GLP en cilindros en hogares rurales que usan leña para cocción.	Revisión del mecanismo establecido en la Res. CREG 041 de 2011 para evaluar la competitividad de GLP y gas natural en expansión a nuevas zonas, y en agregación y unificación de mercados relevantes, incluyendo costos de conexión y redes internas en la comparación de costos medios.	MME, CREG
Corto plazo	GLP	Sector Residencial	Ampliar la cobertura de GLP en cilindros en hogares rurales que usan leña para cocción.	Ajuste del mecanismo de subsidios al GLP, mejorando el cruce de información de viviendas con acceso al servicio de gas natural domiciliario con hogares SISBEN niveles I y II, para controlar que una misma vivienda no esté recibiendo en forma simultánea subsidio por los dos combustibles.	MME

Fuente: La Consultoría.

Tabla 32: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles (continuación).

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	GLP	Sector Residencial	Ampliar la cobertura de GLP en cilindros en hogares rurales que usan leña para cocción.	Ampliación del subsidio al GLP a otras zonas rurales dispersas con hogares con consumo de leña.	MME
Corto plazo	Gas natural	Sector Residencial	Fortalecer los esquemas de inversión en los sistemas de distribución para atención de los clientes regulados.	Regularizar los periodos de los marcos tarifarios de distribución garantizando con ello que se clarifican las reglas para que las empresas vean remuneradas sus inversiones vía tarifa y los usuarios conozcan clara y oportunamente los costos del servicio.	CREG
Corto plazo	Gas natural	Sector Industrial	Diseñar medidas de eficiencia energética en el sector industrial para el uso de GN para calor directo e indirecto.	Promover el incremento en la eficiencia energética en procesos de calor y calentamiento en la industria, orientados a la cogeneración (calor, energía) y trigeneración (calor, energía, refrigeración).	UPME
Corto plazo	Gas natural	Sector Industrial	Diseñar medidas de eficiencia energética en el sector industrial para el uso de GN para calor directo e indirecto.	Desarrollo de líneas de investigación específicos en eficiencia energética en procesos de calor directo e indirecto (calor y calentamiento) mediante cogeneración y trigeneración a partir del uso de GN por sectores de industria, identificación de barreras y mecanismos de promoción.	UPME
Mediano plazo	Gas natural	Transporte de carga	De acuerdo con los resultados obtenidos a corto plazo en la exploración del uso del GNL en transporte de carga implementar medidas de promoción del uso de esta tecnología en flota de transporte pesado.	Ampliar y especificar las excenciones arancelarias a la importación de equipos a GNL; promover los beneficios en peajes, impuestos automotores a las flotas de carga pesada dedicadas a GNL.	MinTransporte, MME, DNP
Mediano plazo	Gas natural	Sector comercial - terciario	Ampliación de la demanda de gas natural mediante programa de distritos térmicos (District heating and cooling) urbanos.	Avanzar en el programa de implementación de nuevos distritos térmicos en cinco ciudades del país (Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga y Cartagena).	MME, MADS, UPME
Mediano plazo	Gas natural	Sector comercial - terciario	Ampliación de la demanda de gas natural mediante programa de distritos térmicos (District heating and cooling) urbanos.	Evaluar beneficios económicos y ambientales y posibles barreras y requerimiento de incentivos de acuerdo con resultados del Distrito Térmico La Alpujarra en Medellín.	MME, MADS, UPME
Mediano plazo	Biogas, biometano,	Sector Industrial	Disponer de fuentes alternas de gas con menores contenidos de CO2 y GEI.	Diseño de un plan de desarrollo de "gas verde" a partir de biogás, gas de rellenos sanitarios, purificación y producción de biometano.	MME, MADS, UPME
Largo plazo	Gas metano sintético, hidrógeno	Generación eléctrica	Disponer de fuentes alternas de gas con menores contenidos de CO2 y GEI.	Diseño de un plan de incorporación de producción de gas metano sintético e hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables no convencionales (P2G).	MME, MADS, UPME

Fuente: La Consultoría.

Tabla 32: Hoja de ruta de actividades para promocionar la nueva demanda de gases combustibles (continuación).

PLAZO	TIPO DE GAS	SECTOR	OBJETIVOS	ACCIONES	RESPONSABLES
Corto plazo	Gas natural	Mercado mayorista de gas natural	Avanzar hacia la conformación de un mercado competitivo de gas natural, nacional e importado, mediante el mecanismo de subastas y las recomendaciones de los estudios desarrollados por la CREG en 2011.	Evaluar el funcionamiento actual del mercado. Identificar posibles restricciones e inflexibilidades en la contratación, posibles soluciones y efectos en la competencia.	CREG
Corto plazo	Gas natural	Transporte de Gas	Fortalecer la infraestructura de importación, almacenamiento y transporte de gas natural para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad a largo plazo.	Actualización anual del Plan Indicativo de abastecimiento de gas natural considerando.	UPME
Corto plazo	Gas natural	Transporte de Gas	Fortalecer la infraestructura de importación, almacenamiento y transporte de gas natural para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad a largo plazo.	Revisar la estructura de cargos de transporte de manera que promueva la conformación de un mercado secundario líquido de gas natural, evolucionando hacia un esquema de cargos de entrada – salida, que evite la concentración de la oferta y la demanda en determinados puntos de la red, y permita la competencia entre las fuentes de oferta nacional e importada.	CREG
Corto plazo	GLP	Mercado mayorista	Incentivar la competencia entre la producción nacional y la oferta importada.	Evaluar mecanismos alternativos para establecer señales de precio mayorista, como un sistema de subastas simultáneas de GLP podría permitir revelar la disposición a pagar de la demanda por cantidades adicionales de gas, y aprovechar un escenario de posible abundancia y precios relativamente bajos del GLP importado.	MME, CREG
Mediano plazo	GLP	Mercado mayorista de GLP	Desarrollar fuentes adicionales de oferta nacional de GLP.	Realizar estudios sobre la viabilidad de desarrollo de planta de GLP en Cupiagua.	UPME
Mediano plazo	GLP	Mercado mayorista de GLP	Desarrollar mecanismos de confiabilidad de abastecimiento de GLP.	Establecer esquema de cargo por confiabilidad de GLP para remunerar la infraestructura de importación y almacenamiento	CREG
Medidas transversales	Medidas transversales	Eficiencia energética	Desarrollar incentivos adicionales al control de emisiones de GEI a la atmósfera que incentiven la competitividad de alternativas de consumo basada en GN y GLP.	Estructuración de la línea de compensaciones medioambientales en el sector minero energético	MME, MADS
Medidas transversales	Medidas transversales	Eficiencia energética	Establecimiento y operación de un esquema institucional para el desarrollo de medidas de eficiencia energética que promueva el uso eficiente de GN y GLP.	Desarrollo de la figura institucional del Gestor de Eficiencia Energética.	MME
Medidas transversales	Medidas transversales	Eficiencia energética	Establecimiento y operación de un esquema institucional para el desarrollo de medidas de eficiencia energética que promueva el uso eficiente de GN y GLP.	Conformación de un mercado de certificados de eficiencia energética.	MME

Fuente: La Consultoría.

5.3 CONCLUSIONES Y ASPECTOS RELEVANTES IDENTIFICADOS PARA LA REVISIÓN DE LAS CONDICIONES DE CONFIABILIDAD Y ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO EN LOS ESLABONES DE LA CADENA DE GAS EN COLOMBIA.

Al tener la hoja de ruta propuesta como marco de referencia para el desarrollo de la demanda de los gases combustibles recomendables para el país, en la tercera etapa del estudio se identificarán los mecanismos que se aplican en este grupo de energéticos para garantizar el suministro a los mercados que los consumen, considerando como punto de partida, situaciones de aseguramiento del suministro y confiabilidad de los sistemas como las siguientes:

5.3.1 Mercado mayorista de gas natural.

La conformación de un mercado líquido y competitivo de gases, de procedencia nacional e importada, será posible siempre que se establezcan mecanismos de control de poder de mercado y de discriminación indebida de precios hacia los sectores de uso final. Esto se obtiene aplicando los mecanismos de subastas establecidos en la Resolución CREG 089 de 2013 (compilada en la resolución 114 de 2017), y desarrollando el mercado secundario de gas natural.

En mercados desarrollados, se han estandarizado los contratos con el fin de promover la liquidez del mercado y la competencia. Pasar a un mercado de contratos a la medida podría implicar un retroceso importante en este sentido.

El objetivo de política, debe enfocarse en ampliar el mercado tanto para la oferta interna como para la oferta internacional importada, en especial teniendo en cuenta el proceso de expansión del mercado de GNL, la importancia de nuevos agentes y jugadores, y el desarrollo de mercados activos de negociación a corto plazo (casos de Japón y China)

5.3.2 Transporte de gas natural.

La infraestructura de transporte de gas debe estar concebida, diseñada y construida para satisfacer de la forma más eficiente posible y al mínimo costo, las necesidades futuras de la demanda, considerando los fuertes cambios en la estructura de la oferta, y la posibilidad de poder respaldar las necesidades de la demanda con base en el creciente mercado internacional de GNL.

El aseguramiento del suministro a largo plazo, en un escenario de posible restricción de oferta, pero también de posible crecimiento de la oferta exportable, debe estar basado en una sólida infraestructura de importación, almacenamiento y transporte, sobre la cual el país pueda tener la seguridad de no estar sujeto a limitaciones de corto plazo que estrangulen e imposibiliten las opciones de desarrollo de nueva demanda.

Al mismo tiempo, se requiere ajustar la estructura de cargos de transporte, de manera que promueva la conformación de un mercado secundario líquido de gas natural, evolucionando hacia un esquema de cargos de entrada – salida, que evite la concentración de la oferta y la demanda en determinados puntos de la red.

Por otra parte, se debe incentivar la complementariedad entre el transporte por gasoductos y otros medios de transporte, como los gasoductos virtuales, utilizando tecnologías como el GNC, el GLP o el Micro LNG en camiones para atender mercados alejados del sistema troncal. El planeamiento indicativo de la expansión del transporte de gas debe incorporar estas tecnologías en el análisis económico de alternativas de expansión, y analizar la posibilidad de incluirlas en el diseño de sistemas de cargos unificados a nivel regional. Esto puede requerir una revaluación de las restricciones de integración vertical de actividades (producción, transporte, distribución y comercialización) y de competencia entre sustitutos, con el fin de permitir la expansión del mercado y la competencia en beneficio de los usuarios finales del servicio, en especial en zonas aisladas o con dificultades de expansión de la red en el mediano plazo.

5.3.3 Mercado mayorista de GLP.

No es posible desarrollar un mercado competitivo de GLP, y una estrategia de desarrollo de nuevas demandas apoyada en una oferta segura y constante, si se mantiene una política que intente cubrir a la vez distintos objetivos, probablemente contrapuestos, como los de tener precios bajos de oferta del GLP, y promover la oferta por parte de un único productor que, en condición de inversionista privado, tiene la alternativa de utilizar el GLP como materia prima y como producto final, en función de la variación de los precios del mercado.

El instrumento de fijación de precios con base en paridad exportación no ha dado las señales adecuadas al productor para poner mayores cantidades del producto a disposición de la demanda, ni ha incentivado la importación para competir en el mercado doméstico con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la misma, lo que ha puesto al país al borde de situaciones de racionamiento.

La alternativa de una señal de precios del GLP "en función de los costos de sus sustitutos e inferior a los del GLP importado", posiblemente no logre establecer de manera clara el precio de equilibrio del mercado, en la medida en que se convertiría en una política para arbitrar necesidades de precios entre agentes del mercado, en particular en el caso del mayor productor de gas natural y de GLP.
En este sentido, se requiere evaluar medidas adicionales que incentiven la competencia entre la producción nacional y la oferta importada. Para el efecto, es conveniente evaluar mecanismos de mercado, con precios de reserva para la demanda definidos con el precio de paridad de importación. Un sistema de subastas simultáneas de GLP podría permitir revelar la disposición a pagar de la demanda por cantidades adicionales de gas, y aprovechar un escenario de posible abundancia y precios relativamente bajos del GLP importado. Al mismo tiempo, un escenario de precios que refleje el costo de oportunidad de la oferta, podría incentivar el desarrollo adicional de fuentes locales, como el gas de Cupiagua. Estos mecanismos se podrían complementar con un esquema de cargo por confiabilidad de GLP para remunerar la infraestructura de importación y almacenamiento.

Existen oportunidades claras para el aprovechamiento de la oferta potencial de GLP, las cuales se presentan durante una ventana de tiempo. A medida que se extraiga el gas natural en Cusiana-Cupiagua sin separar los contenidos de propano y butano, estas oportunidades dejarán de ser aprovechables. El aprovechamiento del potencial de extracción de GLP en Cupiagua, estimado entre 10.000 y 12.500 toneladas-mes, junto con mecanismos que promuevan la entrada de más agentes a la actividad de importación y almacenamiento, permitiría garantizar el abastecimiento de GLP en un escenario de largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

IDEAM, PNUD, MADS, DNP, & CANCILLERÍA. (2016). *Inventario Nacional Y Departamental De Gases Efecto Invernadero - Colombia. Zetta Comunicadores.* https://doi.org/10.1016/j.exger.2010.02.010

Martínez Villegas, A. (2018). *Situación actual y proyecciones del GLP en Colombia.*

Olczak, M., & Piebalgs, A. (2018). *Decarbonising the Gas Sector: is Renewable Gas a Serious Option?* Retrieved from http://fsr.eui.eu/publications/decarbonising-the-gas-sector-is-renewable-gas-a-serious-option/

Osorio-Tejada, J. L., Llera-Sastresa, E., & Scarpellini, S. (2017). Liquefied natural gas: Could it be a reliable option for road freight transport in the EU? *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.104

Schwietzke, S., Sherwood, O. A., Bruhwiler, L. M. P., Miller, J. B., Etiope, G., Dlugokencky, E. J., ... Tans, P. P. (2016). Upward revision of global fossil fuel methane emissions based on isotope database. *Nature*, *538*, 88. Retrieved from https://doi.org/10.1038/nature19797

Stern, J. (2017). *The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: the need for a new approach. OIES PAPER: NG 116.*

Vargas Rodríguez, A. M., Calderón Díaz, S. L., Sánchez Abril, M. A., Alvarez Espinosa, A. C., Romero Otálora, G. D., Riveros Salcedo, L. C., & Cantor Cantor, Y. L. (2018). *Valoración Económica de la Degradación Ambiental en Colombia 2015 Contaminación del aire urbano, contaminación del aire interior y deficiencias en el acceso al acueducto y el alcantarillado*. Retrieved from https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Valoración económica de la degradación ambiental.pdf

XM. (2018). IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO COMO UNA SOLUCIÓN OPORTUNA PARA LA OPERACIÓN DEL SIN. In *Jornadas Técnicas de Transmisión 2018, CNO-UPME-CAPT.*

ANEXO

INFORME DE RESULTADOS DEL TALLER DE PROSPECTIVA DE LA DEMANDA EN LA CADENA DEL GAS NATURAL Y EN LA CADENA DEL GLP

1. INTRODUCCIÓN.

El Taller de Prospectiva desarrollado en el marco del estudio DNP sobre nueva demanda de gases combustibles, conto para la captura de información con un panel de expertos que aplicaron a dos cuestionarios durante sendas jornadas; la primera se desarrolló en un taller para la cadena del gas Natural con un cuestionario de 12 preguntas realizada el día miércoles 24 de octubre en la jornada de la mañana de 8 am a 12 del día y la segunda con un cuestionario de 11 preguntas desarrollada en un taller para la cadena del GLP el mismo día en la jornada de la tarde de 1:30 pm a 5:00 pm.

Las preguntas para ambos talleres fueron diseñadas bajo un enfoque específico destinado a la sensibilización de las proyecciones numéricas que han sido publicadas para las cadenas de gases combustibles, contando para ello con los puntos de vista de los asistentes a los Talleres de Prospectiva.

El cuestionario para Gas Natural se estructuro en seis bloques, cada uno de ellos contiene dos preguntas sobre un tema concreto, pero siempre relacionado con la metodología de recolección de datos por parte de los expertos participantes del taller, los seis bloques son:

- Aspectos generales y Contextos temporal.
- Comercialización.
- Distribución.
- Transporte.
- Producción
- Marco estatal y Regulación

El taller del gas natural ha contado con la asistencia de 13 expertos que han hecho entrega física del cuestionario en la sesión, con ello se ha asegurado la recolección inmediata de la información al terminar cada experto su respectivo cuestionario; los 13 expertos participantes en el taller han completado el cuestionario lo que significa un 100% de tasa de respuesta.

El cuestionario para GLP se estructuro en cinco bloques, cada uno de ellos contiene dos preguntas sobre un tema concreto excluyendo el bloque sobre transporte que contiene una sola pregunta y el bloque distribución y comercialización que contiene 4 preguntas, estas preguntas siempre fueron encaminadas con la metodología de recolección de datos por parte de los expertos participantes del taller, los cinco bloques son:

- Aspectos generales y Contextos temporal.
- Comercialización y Distribución.
- Transporte.
- Producción
- Marco estatal y Regulación

El taller de GLP se desarrolló con un total de 17 expertos que hicieron entrega física del cuestionario en dicho taller, con ello se ha asegurado la recolección inmediata de la información al terminar cada experto su respectivo cuestionario. En total 16 de los participantes contestaron el cuestionario para un 94% de tasa de respuesta.

2. RESULTADOS DE LA ENCUESTA.

2.1 CUESTIONARIO GAS NATURAL.

2.1.1 Aspectos Generales y Contexto Temporal.

1- Seleccione los escenarios futuros de demanda del gas natural y GLP en Colombia por etapas de acuerdo a uno de los siguientes periodos de tiempo:

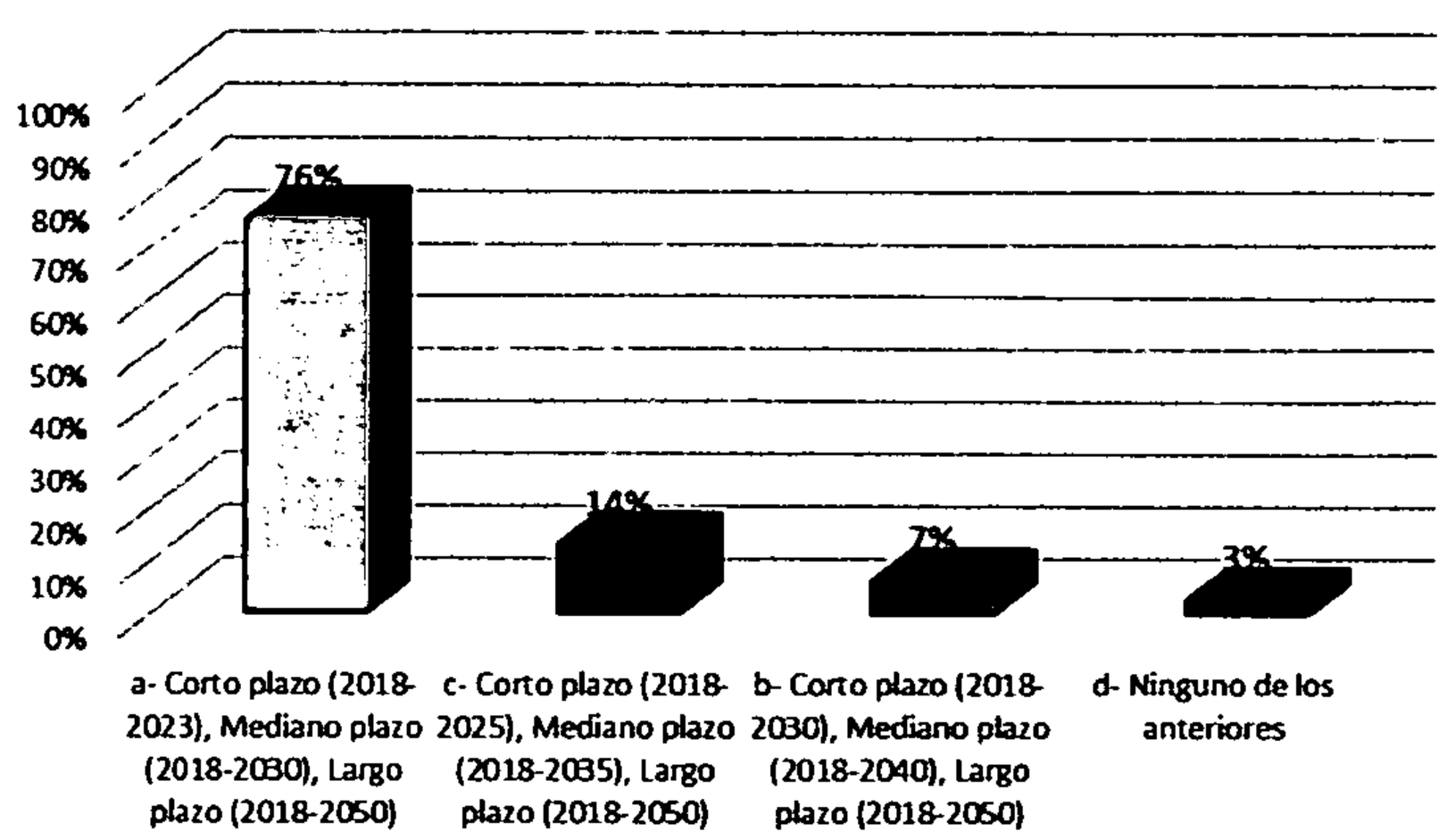
a- Corto plazo (2018-2023), Mediano plazo (2018-2030), Largo plazo (2018-2050).

b- Corto plazo (2018-2030), Mediano plazo (2018-2040), Largo plazo (2018-2050).

c- Corto plazo (2018-2025), Mediano plazo (2018-2035), Largo plazo (2018-2050).

d- Ninguno de los anteriores

Figura 337: Resultados pregunta #1.



Fuente: La consultoría.

2- Varios estudios Prospectivos de energía a nivel mundial han referido la reducción mundial del uso de hidrocarburos en el futuro por una de las siguientes causas:

a- Obligaciones de cumplimiento de metas de disminución de emisiones de CO_2 en el COP 21.

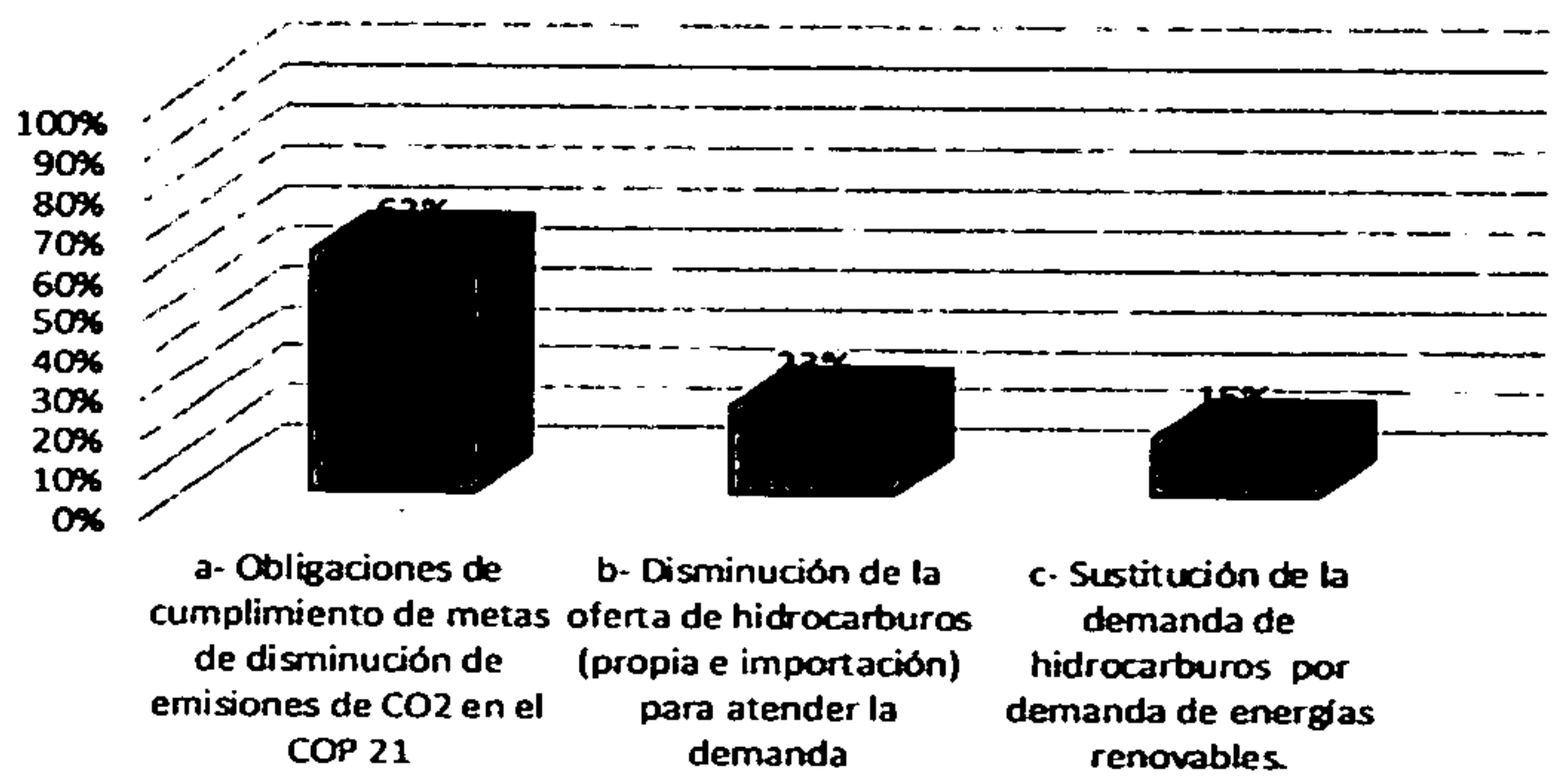
b- Disminución de la oferta de hidrocarburos (propia e importación) para atender la demanda.

c- Sustitución de la demanda de hidrocarburos por demanda de energías renovables.

d- Ninguna de las anteriores.

Por favor considere las causas anteriores para la disminución de la demanda de gas natural a mediano y largo plazo en Colombia y ordénelas de causa más probable a menos probable. (Ejemplo: b, c, a).

Figura 338: Pregunta #2.



Fuente: La consultoría

2.1.2 Comercialización.

3- Los siguientes aspectos son considerados factores que modifican la demanda de gas natural a partir de la comercialización como eslabón de la cadena de suministro:

a- Modificación de la oferta.

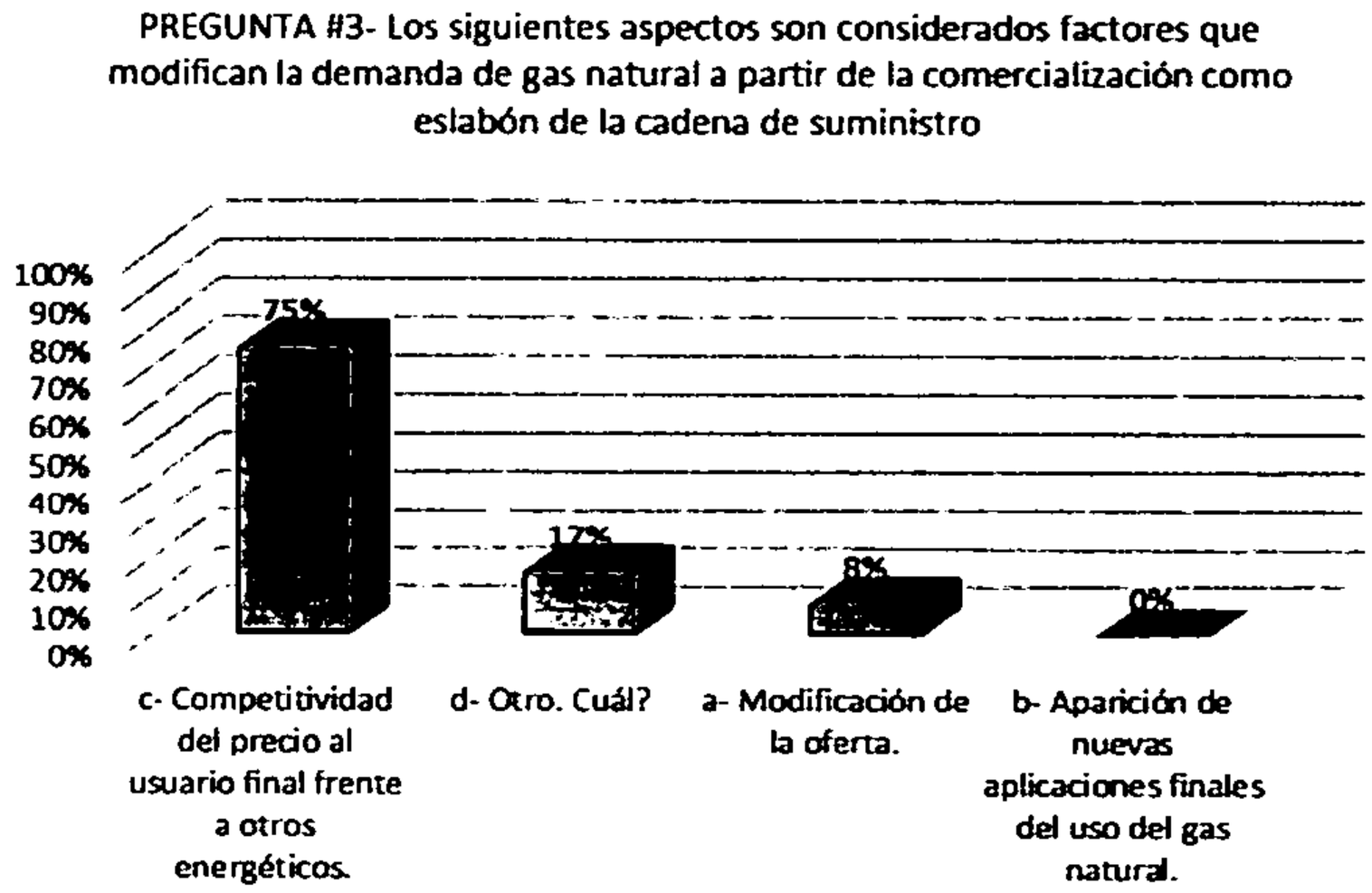
b- Aparición de nuevas aplicaciones finales del uso del gas natural.

c- Competitividad del precio al usuario final frente a otros energéticos.

d- Otro. ¿Cuál?

Por favor ordene los factores en orden de mayor incidencia al de menor incidencia. (Ejemplo: b, a, d, c).

Figura 339: Pregunta #3.



Fuente: La consultoría.

4- Los siguientes mecanismos han sido usados en países como España, Alemania y aun Colombia con efectos dinamizadores apreciables en la comercialización de gas natural:

a- Definición ágil y precisa de condiciones para incentivar la oferta de gases combustibles como Biogás, CBM, gas de síntesis, etc. en el mercado consumidor.

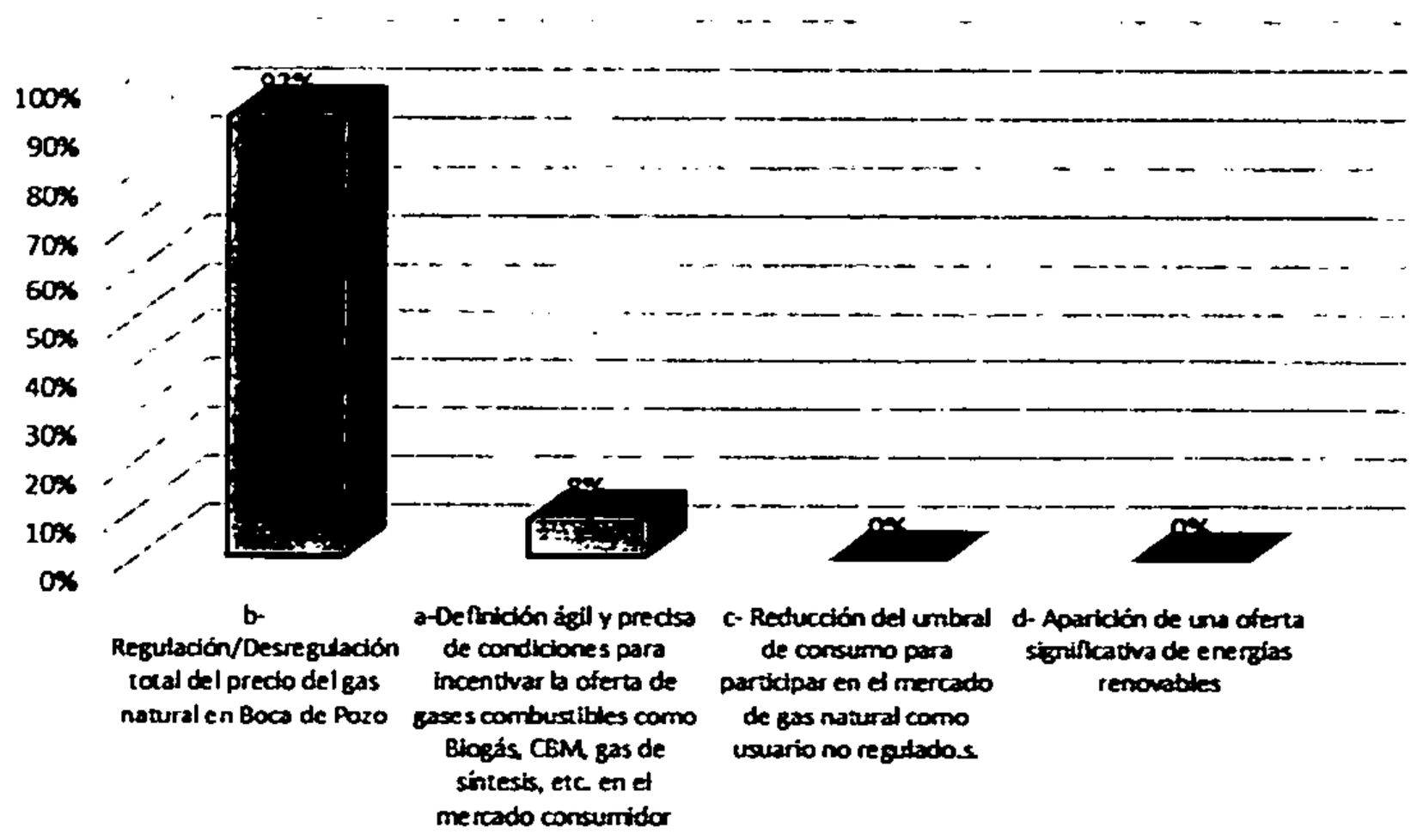
b- Regulación/Desregulación total del precio del gas natural en Boca de Pozo.

c- Reducción del umbral de consumo para participar en el mercado de gas natural como usuario no regulado.

d- Aparición de una oferta significativa de energías renovables.

Por favor ordene los mecanismos en orden de mayor incidencia al de menor incidencia. (Ejemplo: b, a, d, c).

Figura 340: Pregunta #4



Fuente: La consultoría.

2.1.3 Distribución.

5- Los siguientes son algunos hechos generadores que históricamente han creado la aparición de nueva demanda en la distribución de gas natural en Colombia:

a- Aparición de nuevos usos a nivel masivo. (Ejemplo GNV).

b- Desarrollo de nuevas tecnologías para sistemas de distribución. (Ejemplo Gasoductos Virtuales, Tuberías plásticas de alta densidad, etc.).

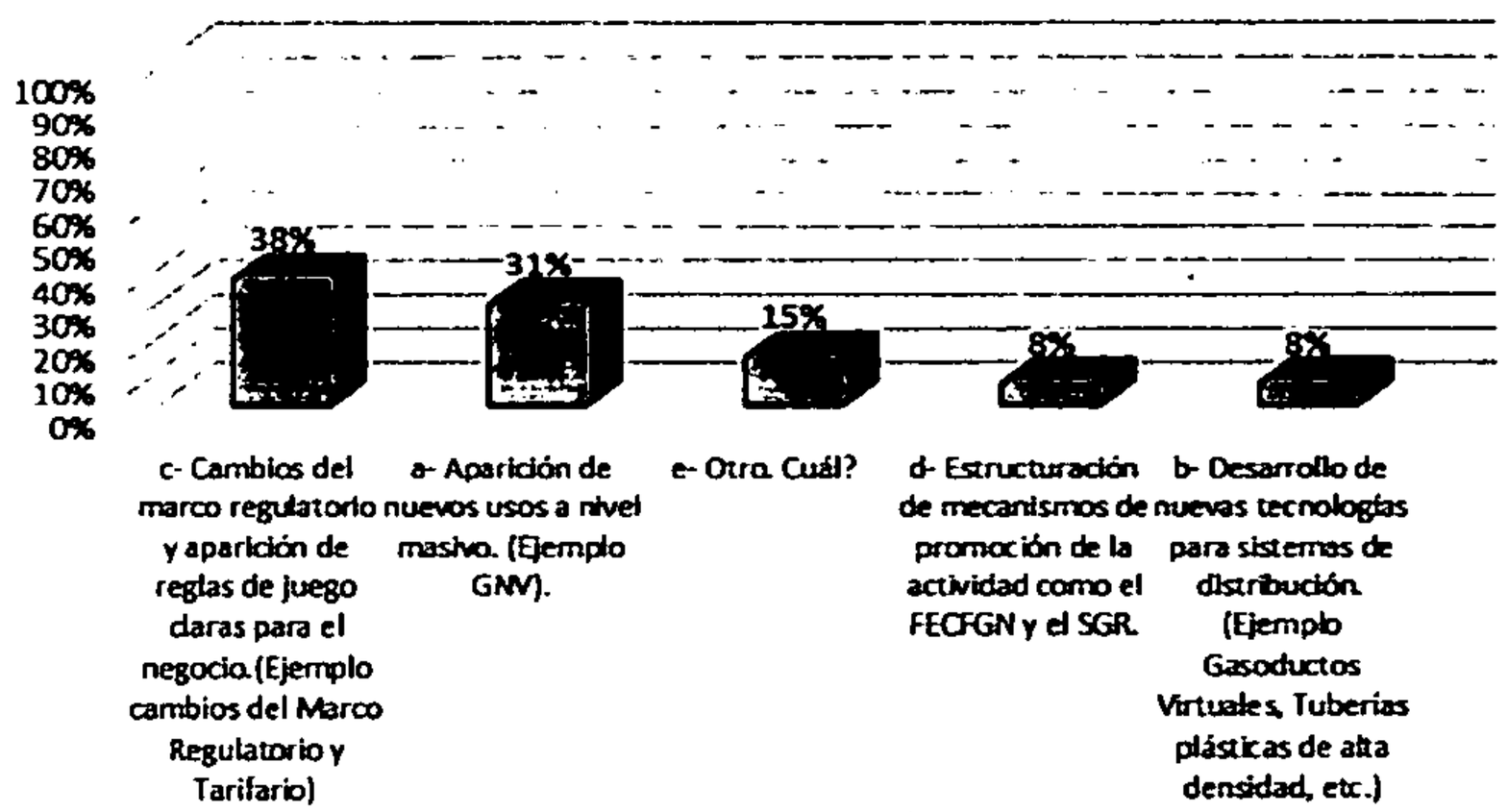
c- Cambios del marco regulatorio y aparición de reglas de juego claras para el negocio (Ejemplo cambios del Marco Regulatorio y Tarifario).

d- Estructuración de mecanismos de promoción de la actividad como el FECFGN y el SGR.

e- Otro. ¿Cuál?

Por favor ordene los hechos generadores de nueva demanda en orden de mayor incidencia al de menor incidencia. (Ejemplo: b, a, d, c, e).

Figura 341: Pregunta #5.



Fuente: La consultoría.

6- En países que ya tiene experiencias importantes en transición energética pasando de hidrocarburos pesados como el carbón y el petróleo se han dado para la distribución de gas natural cambios como los siguientes:

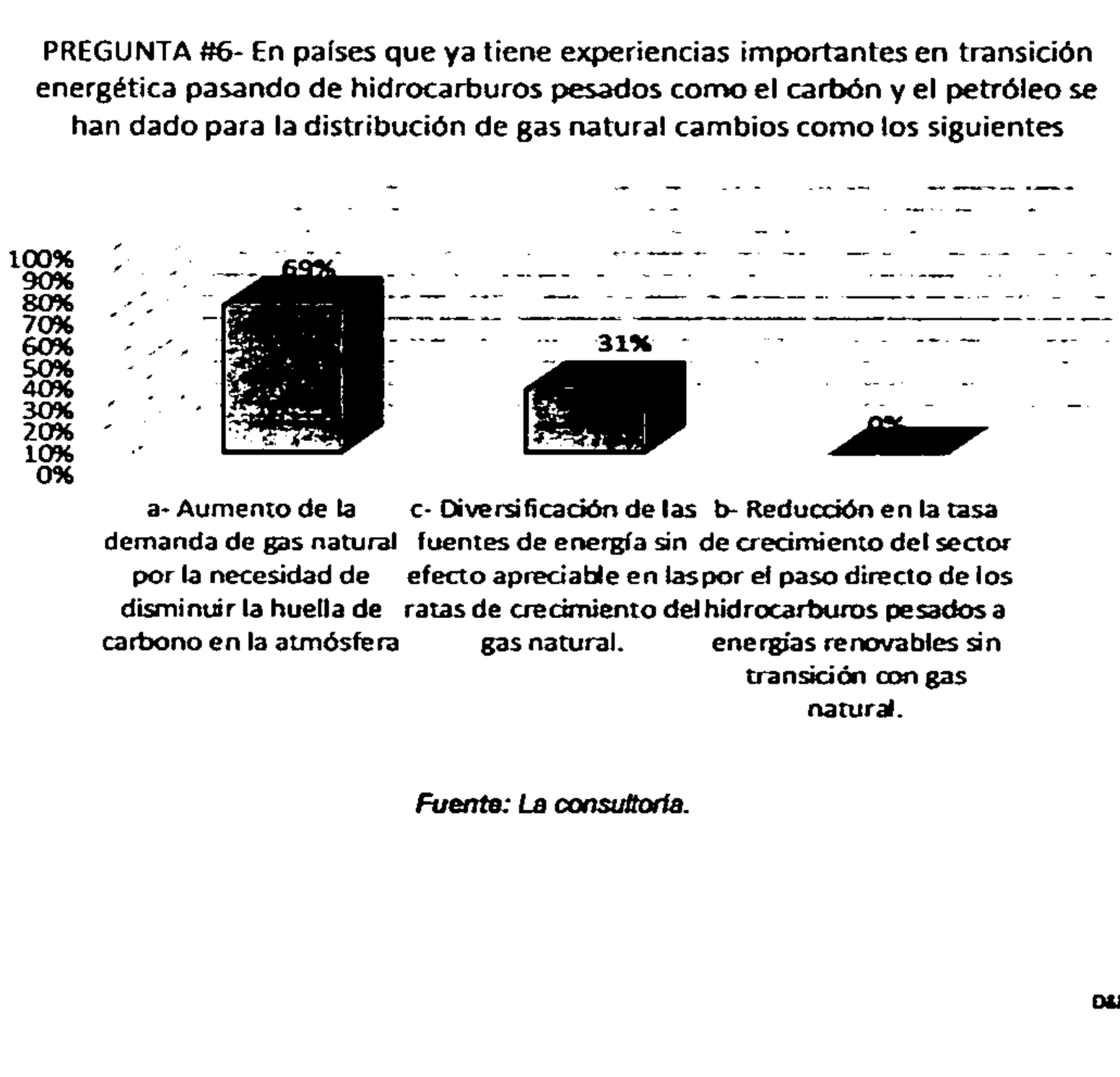
a- Aumento de la demanda de gas natural por la necesidad de disminuir la huella de carbono en la atmósfera.

b- Reducción en la tasa de crecimiento del sector por el paso directo de los hidrocarburos pesados a energías renovables sin transición con gas natural.

c- Diversificación de las fuentes de energía sin efecto apreciable en las ratas de crecimiento del gas natural.

Por favor ordene de mayor a menor probabilidad de ocurrencia, los cambios que en Colombia traerán los procesos de transición energética. (Ejemplo: b, c, a).

Figura 342: Pregunta #6.



Fuente: La consultoría.

2.1.4 Transporte.

7- Ordene jerárquicamente según su probabilidad de ocurrencia las siguientes afirmaciones:

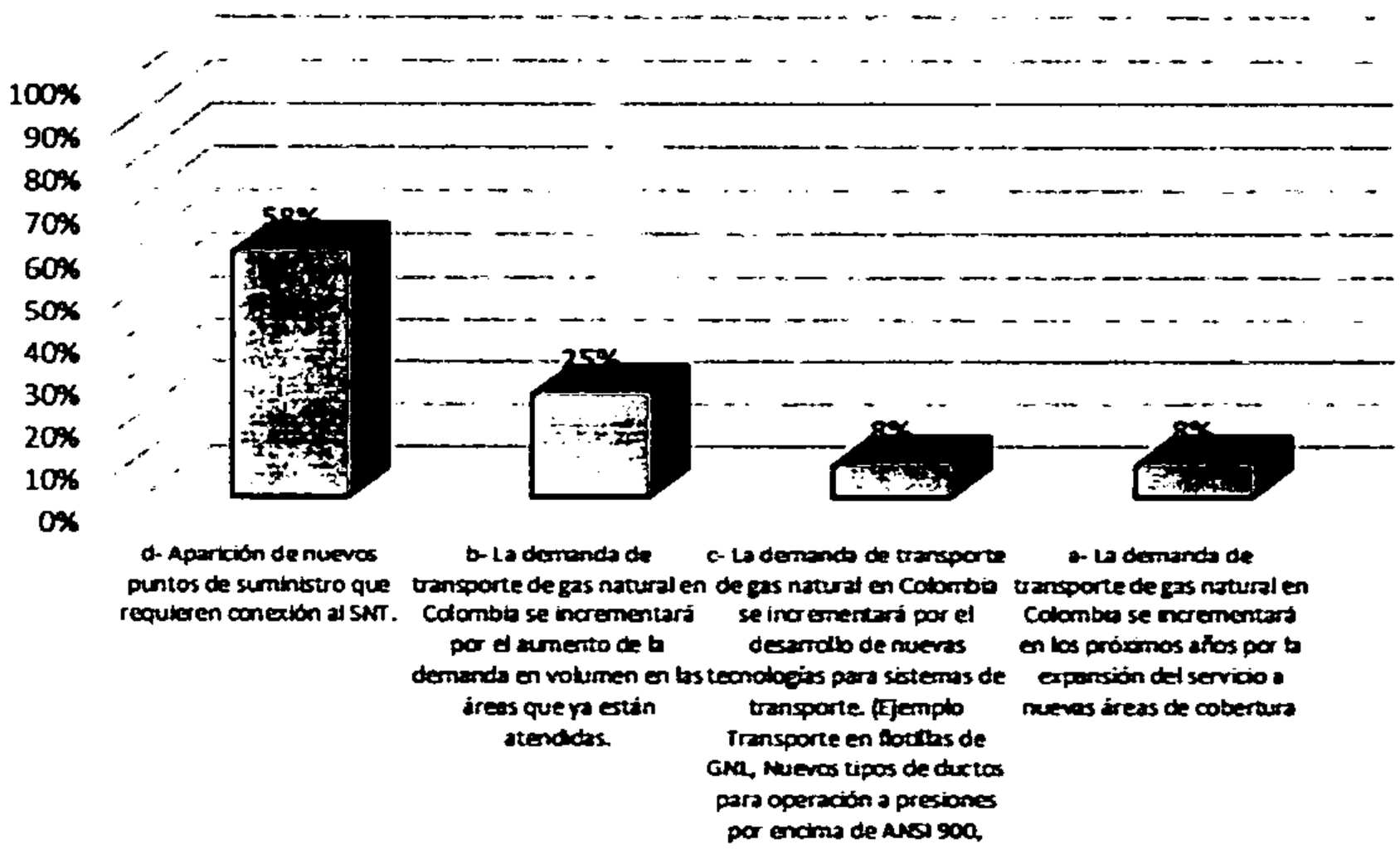
a- La demanda de transporte de gas natural en Colombia se incrementará en los próximos años por la expansión del servicio a nuevas áreas de cobertura.

b- La demanda de transporte de gas natural en Colombia se incrementará por el aumento de la demanda en volumen en las áreas que ya están atendidas.

c- La demanda de transporte de gas natural en Colombia se incrementará por el desarrollo de nuevas tecnologías para sistemas de transporte. (Ejemplo Transporte en flotillas de GNL, Nuevos tipos de ductos para operación a presiones por encima de ANSI 900, etc.)

d- Aparición de nuevos puntos de suministro que requieren conexión al SNT.

Figura 343: Pregunta #7.



Fuente: La consultoría.

8- En países como Alemania se encuentran en desarrollo el uso de energéticos como el Hidrógeno que podría usarse para reemplazar demandas existentes de gas natural y que usarían para su transporte la red alemana de gasoductos; de las siguientes afirmaciones, ordene según su eficiencia las que resultarán más aplicables en Colombia a largo plazo. (2050)

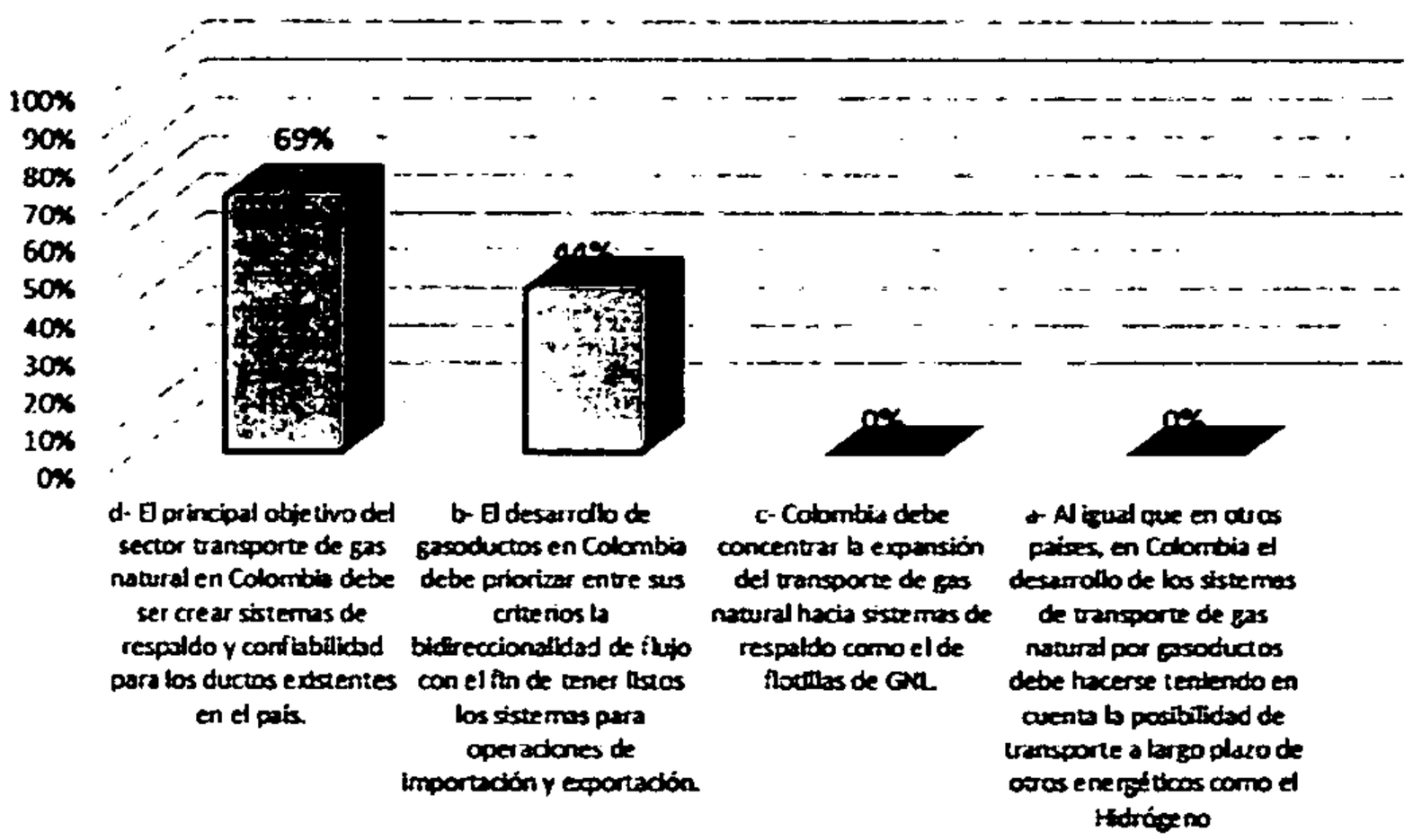
a- Al igual que en otros países, en Colombia el desarrollo de los sistemas de transporte de gas natural por gasoductos debe hacerse teniendo en cuenta la posibilidad de transporte a largo plazo de otros energéticos como el Hidrógeno.

b- El desarrollo de gasoductos en Colombia debe priorizar entre sus criterios la bidireccionalidad de flujo con el fin de tener listos los sistemas para operaciones de importación y exportación.

c- Colombia debe concentrar la expansión del transporte de gas natural hacia sistemas de respaldo como el de flotillas de GNL.

d- El principal objetivo del sector transporte de gas natural en Colombia debe ser crear sistemas de respaldo y confiabilidad para los ductos existentes en el país.

Figura 344: Pregunta #8.



Fuente: La consultoría.

2.1.5 Producción.

9- La producción de gas natural es clave para la atención de la demanda nacional y en el horizonte de transición energética, a largo plazo se han considerado algunos escenarios como los siguientes:

a- Colombia mantendrá de manera continua y permanente hasta el año 2050 la incorporación de nuevas reservas de gas natural con base en sus actividades exploratorias.

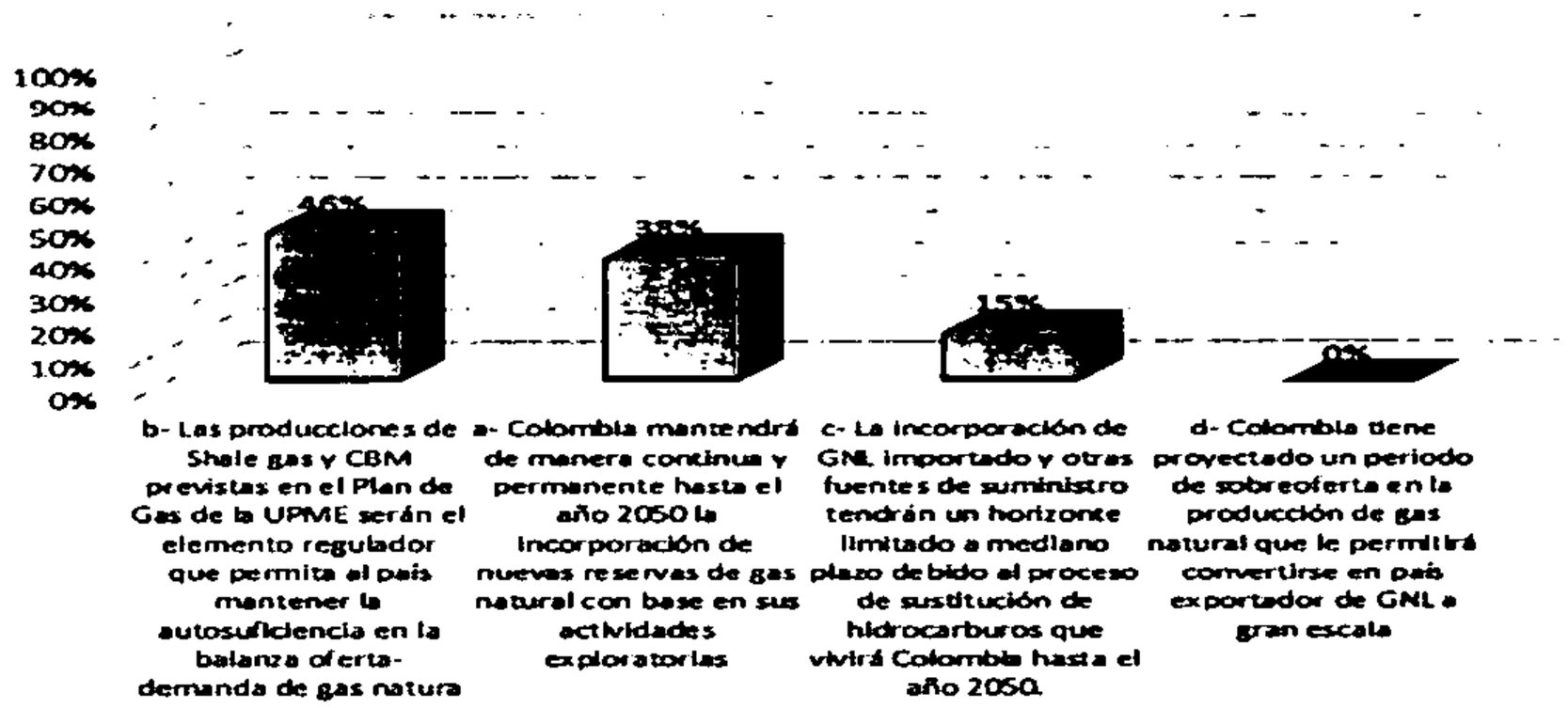
b- Las producciones de Shale gas y CBM previstas en el Plan de Gas de la UPME serán el elemento regulador que permita al país mantener la autosuficiencia en la balanza oferta-demanda de gas natural.

c- La incorporación de GNL importado y otras fuentes de suministro tendrán un horizonte limitado a mediano plazo debido al proceso de sustitución de hidrocarburos que vivirá Colombia hasta el año 2050.

d- Colombia tiene proyectado un periodo de sobreoferta en la producción de gas natural que le permitirá convertirse en país exportador de GNL a gran escala.

Por favor ordene de mayor a menor probabilidad de ocurrencia de los escenarios anteriores en Colombia. (Ejemplo: b, c, a, d).

Figura 345: Pregunta #9.



Fuente: La consultoría.

10- Sobre las siguientes afirmaciones de la producción de gas natural en Colombia para un escenario de mediano plazo ordene de mayor probabilidad a menor probabilidad de ocurrencia:

a- La demanda estacional debida a los fenómenos del Niño y de la Niña mantendrá regularidad, de forma que podrá ser atendida sin dificultad por la oferta proyectada en los planes nacionales.

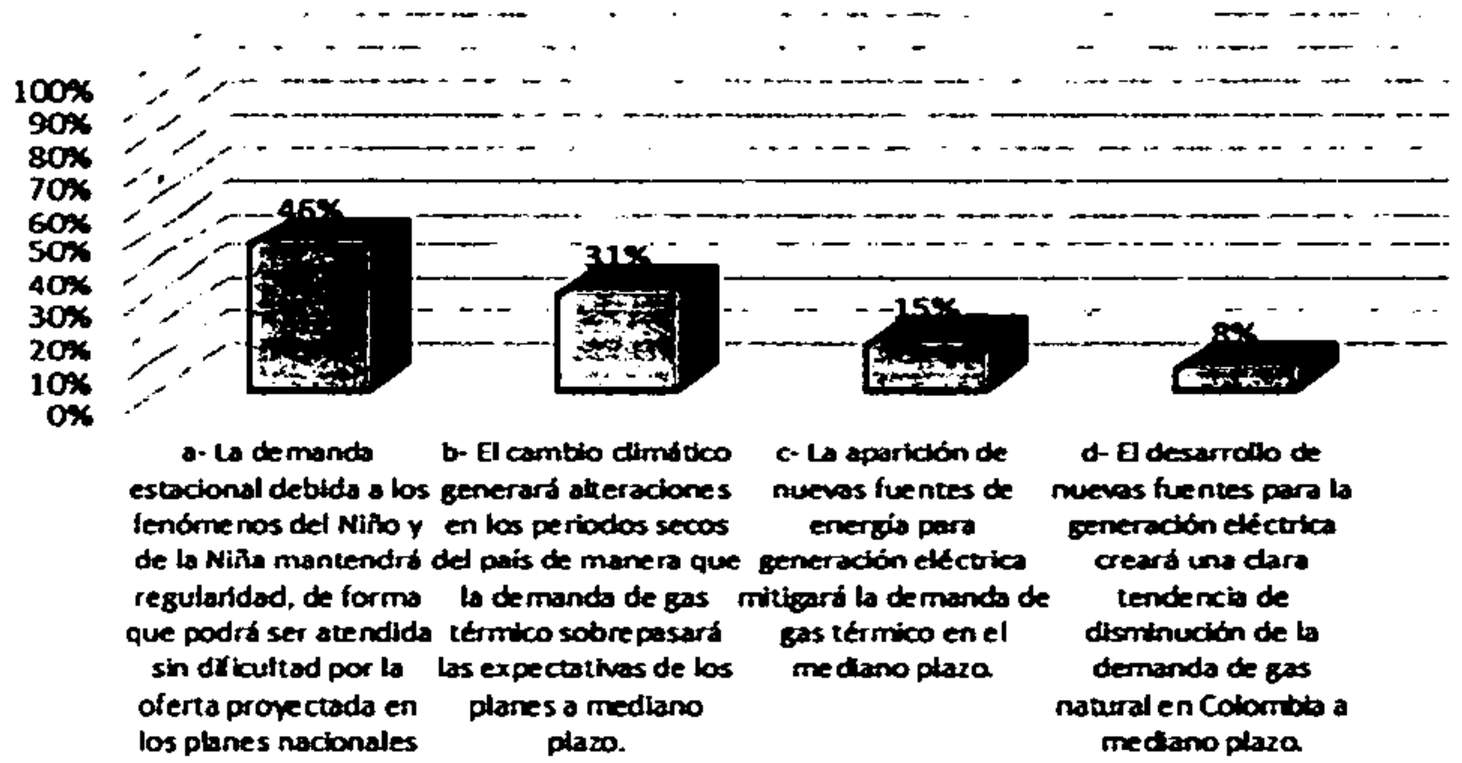
b- El cambio climático generará alteraciones en los periodos secos del país de manera que la demanda de gas térmico sobrepasará las expectativas de los planes a mediano plazo.

c- La aparición de nuevas fuentes de energía para generación eléctrica mitigará la demanda de gas térmico en el mediano plazo.

d- El desarrollo de nuevas fuentes para la generación eléctrica creará una clara tendencia de disminución de la demanda de gas natural en Colombia a mediano plazo.

Por favor ordene de mayor a menor probabilidad de ocurrencia las afirmaciones anteriores. (Ejemplo: b, c, a, d).

Figura 346: Pregunta #10.



Fuente: La consultoría.

2.1.6 Marco estatal y regulación.

11- Por favor ordene en orden de incidencia para la demanda del gas natural a mediano y largo plazo los siguientes aspectos en que el Gobierno Colombiano interviene las actividades de la cadena:

a- Regulación del servicio público.

b- Regulación tarifaria.

c- Regulación ambiental.

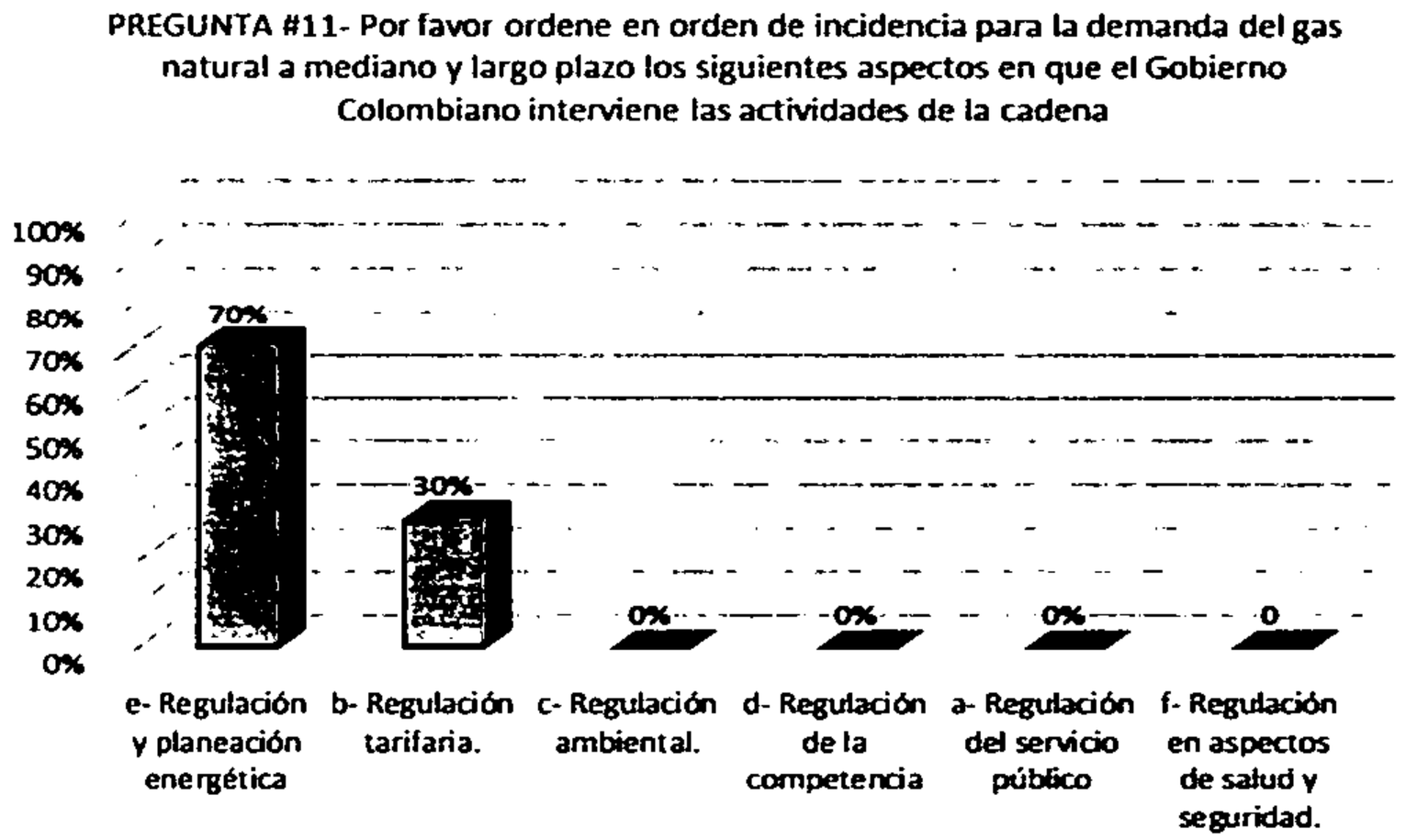
d- Regulación de la competencia.

e- Regulación y planeación energética.

f- Regulación en aspectos de salud y seguridad.

g- Otro. ¿Cuál?

Figura 347: Pregunta #11.



Fuente: La consultoría.

2.2 CUESTIONARIO GLP.

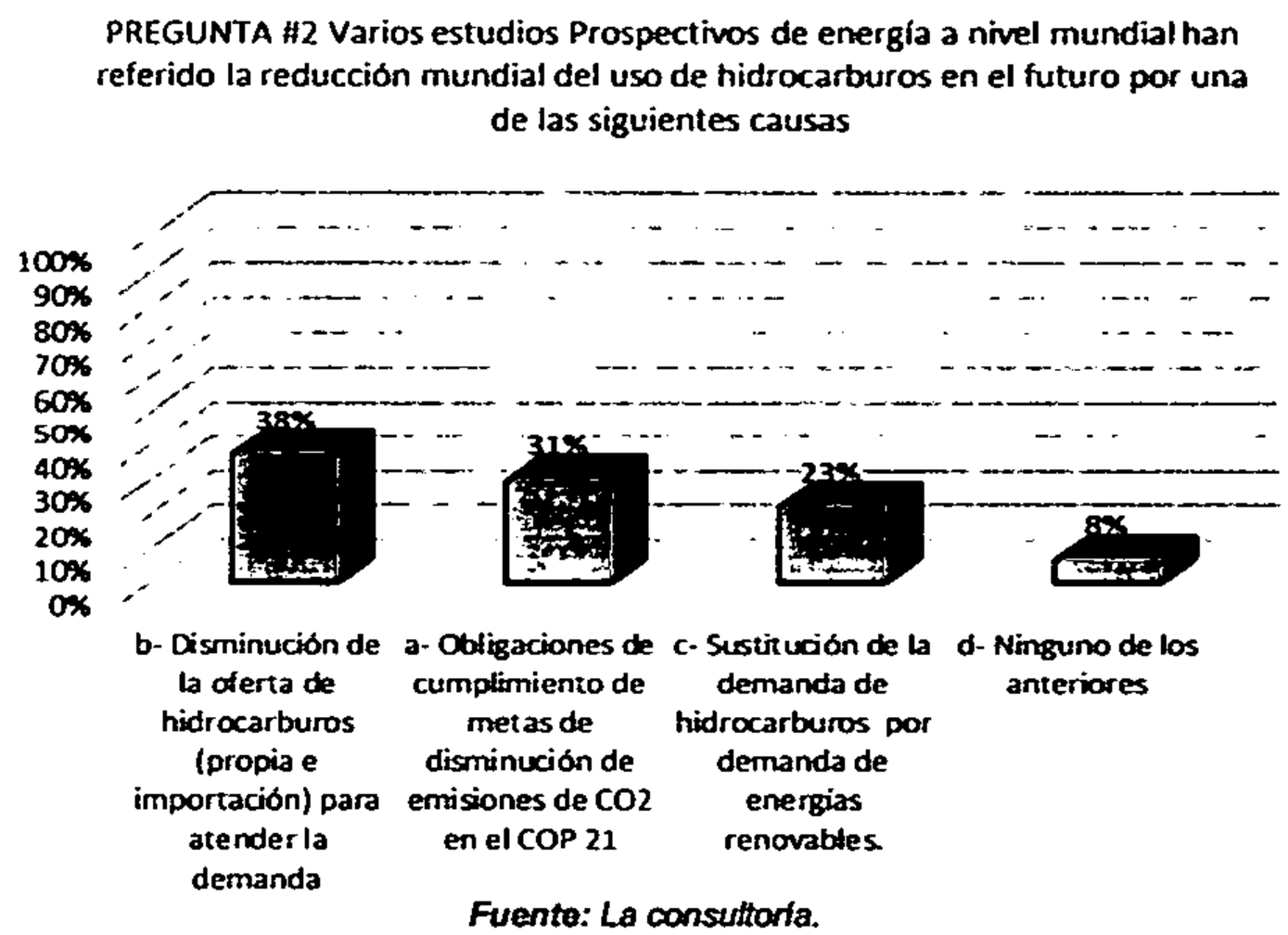
2.2.1 Aspectos Generales y Contexto Temporal.

2- Varios estudios Prospectivos de energía a nivel mundial han referido la reducción mundial del uso de hidrocarburos en el futuro por una de las siguientes causas:

a- Obligaciones de cumplimiento de metas de disminución de emisiones de CO2 en el COP 21.
b- Disminución de la oferta de hidrocarburos (propia e importación) para atender la demanda.
c- Sustitución de la demanda de hidrocarburos por demanda de energías renovables.
d- Ninguna de las anteriores.

Por favor considere las causas anteriores para la disminución de la demanda de GLP a mediano y largo plazo en Colombia y ordénelas de causa más probable a menos probable. (Ejemplo: b, c, a)

Figura 348: Pregunta #2.



Fuente: La consultoría.

2.2.2 Repartimiento y Comercialización.

3- Los siguientes aspectos son considerados factores que modifican la demanda de GLP a partir de la comercialización como eslabón de la cadena de suministro:

a- Modificación de la oferta.

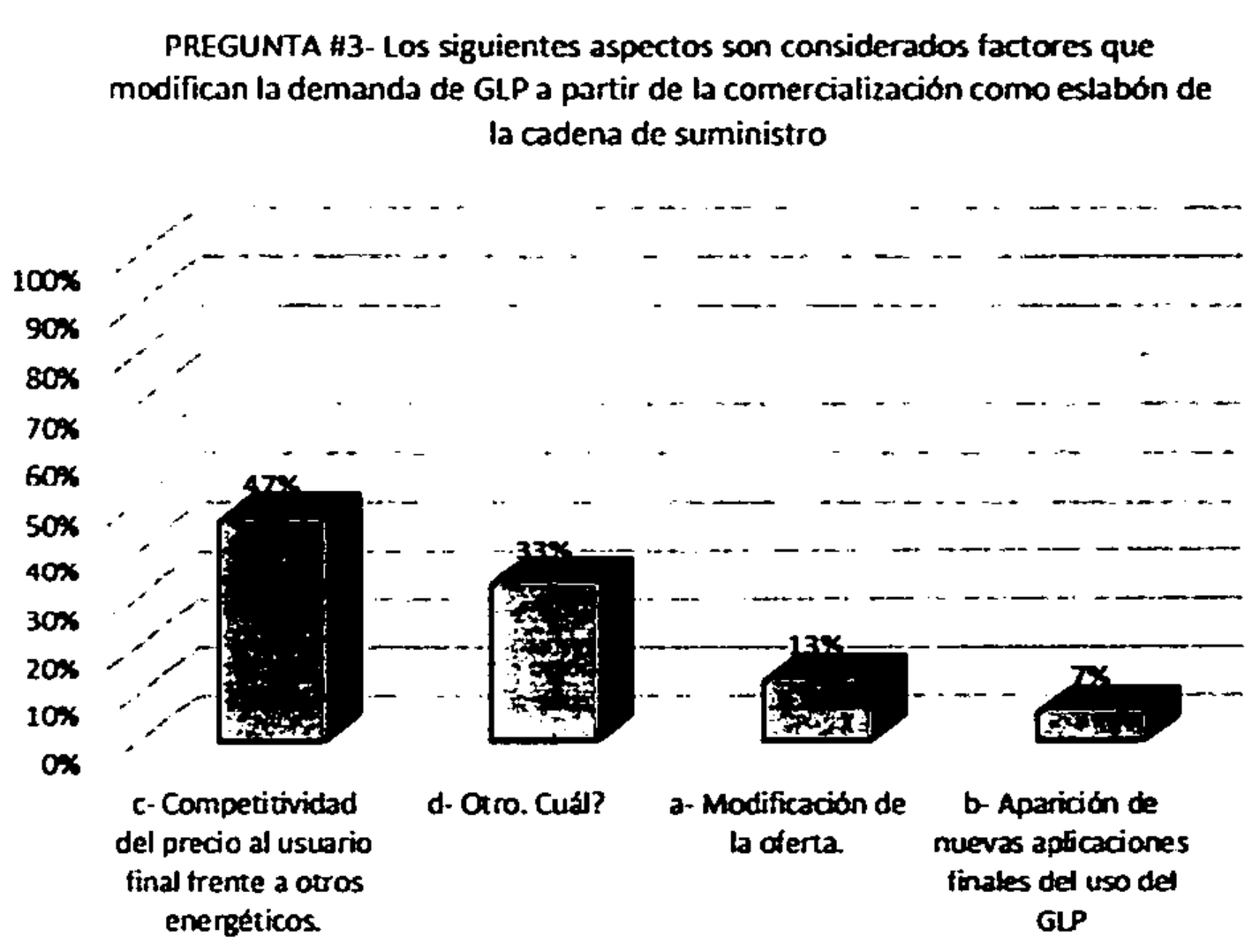
b- Aparición de nuevas aplicaciones finales del uso del GLP.

c- Competitividad del precio al usuario final frente a otros energéticos.

d- Otro. ¿Cuál?

Por favor ordene los factores en orden de mayor incidencia al de menor incidencia. (Ejemplo: b, a, d, c)

Figura 349: Pregunta #3.



Fuente: La consultoría.

4- Algunos países como Italia y China han diversificado los nichos de mercado del GLP para atender satisfactoriamente la demanda global de energía en sus mercados nacionales; en el mediano y largo plazo considere las siguientes afirmaciones:

a- La diversificación de los usos finales del GLP afectará la complementariedad de los gases combustibles en Colombia y creará cruces de competencia asimétrica con otros gases en los mercados finales.

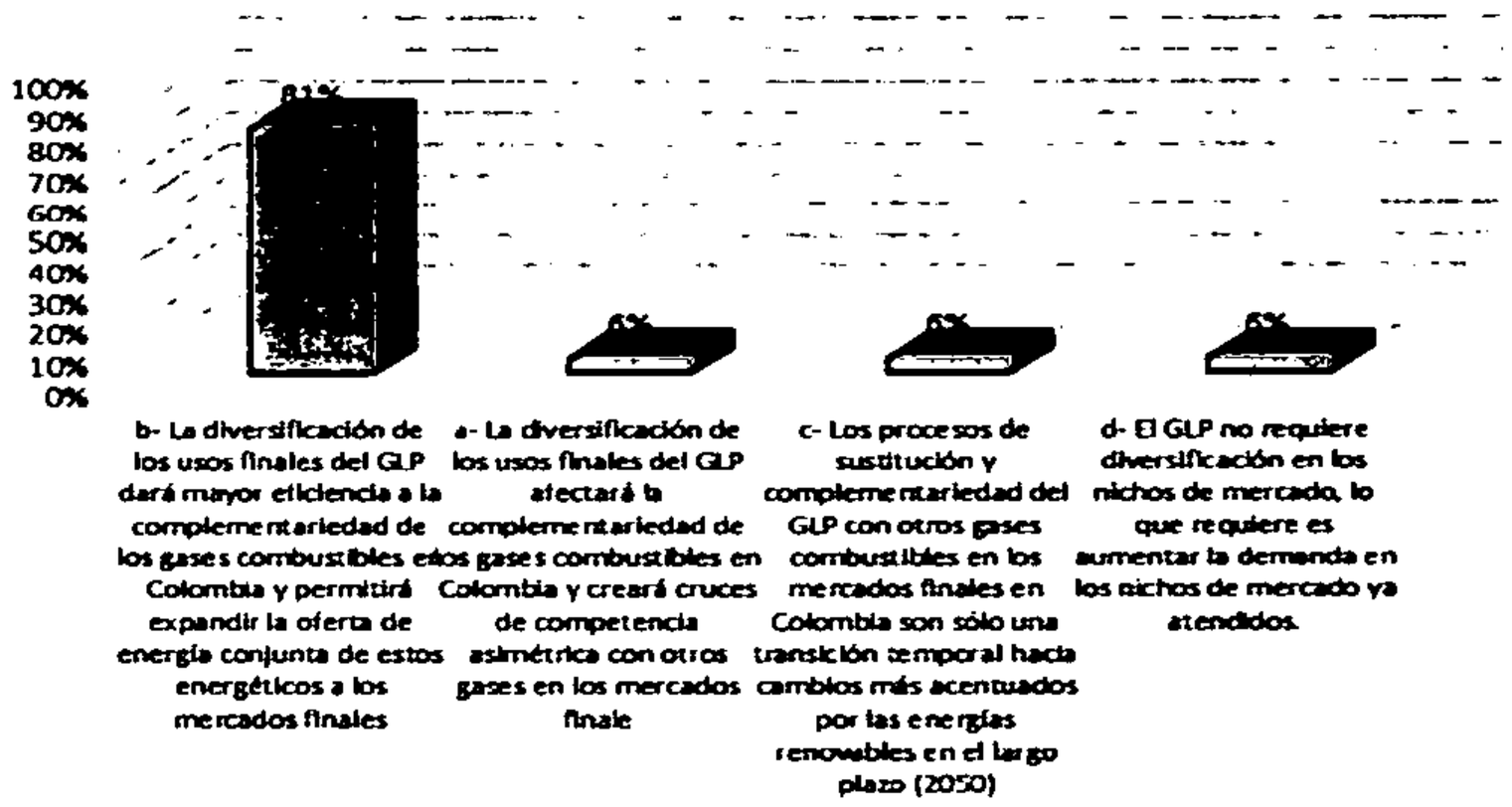
b- La diversificación de los usos finales del GLP dará mayor eficiencia a la complementariedad de los gases combustibles en Colombia y permitirá expandir la oferta de energía conjunta de estos energéticos a los mercados finales.

c- Los procesos de sustitución y complementariedad del GLP con otros gases combustibles en los mercados finales en Colombia son sólo una transición temporal hacia cambios más acentuados por las energías renovables en el largo plazo (2050).

d- El GLP no requiere diversificación en los nichos de mercado, lo que requiere es aumentar la demanda en los nichos de mercado ya atendidos.

Por favor ordene las afirmaciones en orden de mayor a menor veracidad. (Ejemplo: b, a, d, c).

Figura 350: Pregunta #4.



Fuente: La consultoría.

5- Los siguientes son algunos hechos generadores que históricamente han transformado la actividad de distribución y comercialización de GLP en Colombia:

a- Creación de mecanismos como los subsidios a la distribución de cilindros.

b- Formalización del negocio de distribución con los cambios regulatorios para recambiar cilindros universales por cilindros de marca.

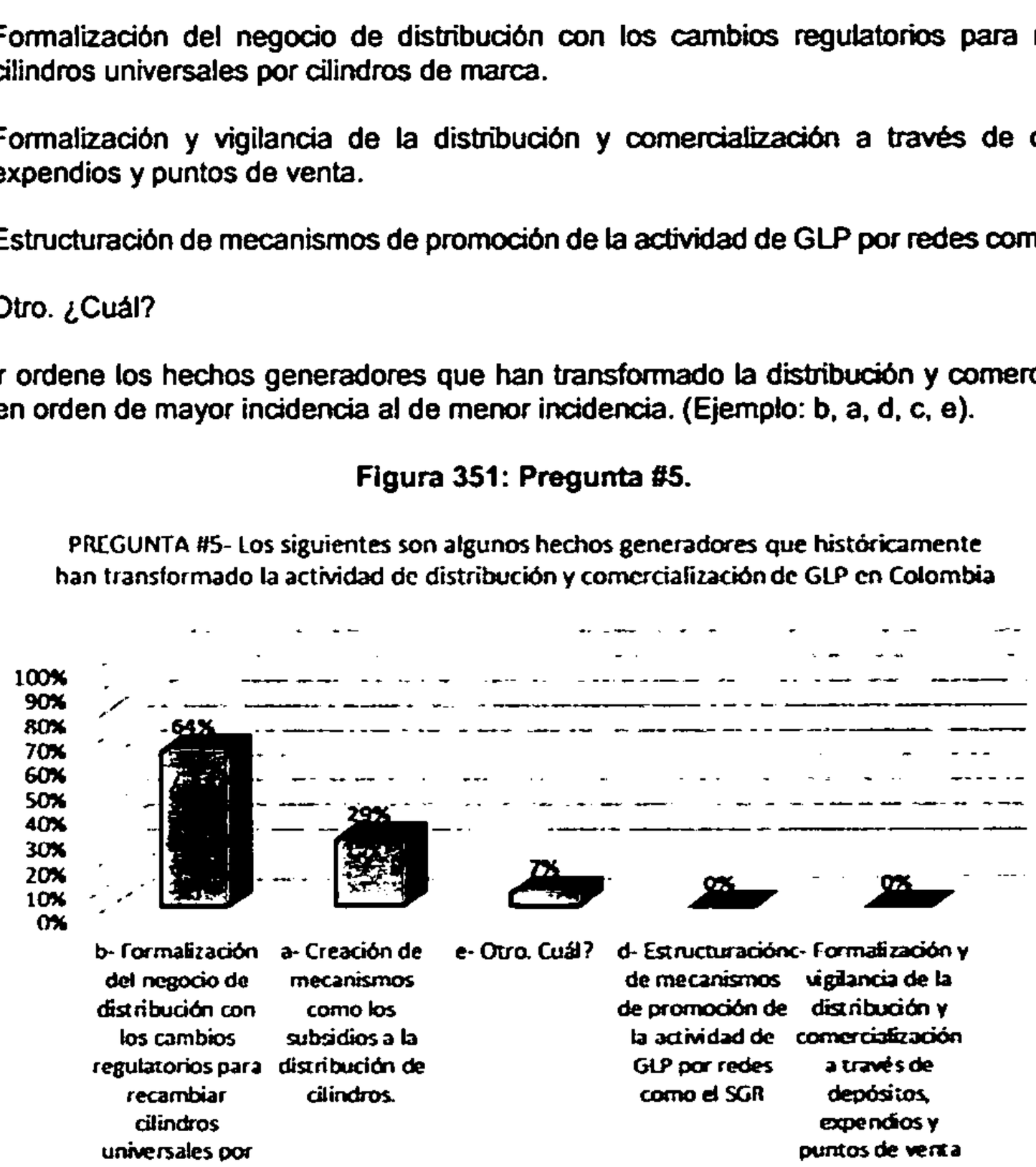
c- Formalización y vigilancia de la distribución y comercialización a través de depósitos, expendios y puntos de venta.

d- Estructuración de mecanismos de promoción de la actividad de GLP por redes como el SGR.

e- Otro. ¿Cuál?

Por favor ordene los hechos generadores que han transformado la distribución y comercialización de GLP en orden de mayor incidencia al de menor incidencia. (Ejemplo: b, a, d, c, e).

Figura 351: Pregunta #5.



Fuente: La consultoría.

6- En países que ya tiene experiencias importantes en transición energética pasando de hidrocarburos pesados como el carbón y el petróleo se han dado para la distribución de GLP cambios como los siguientes:

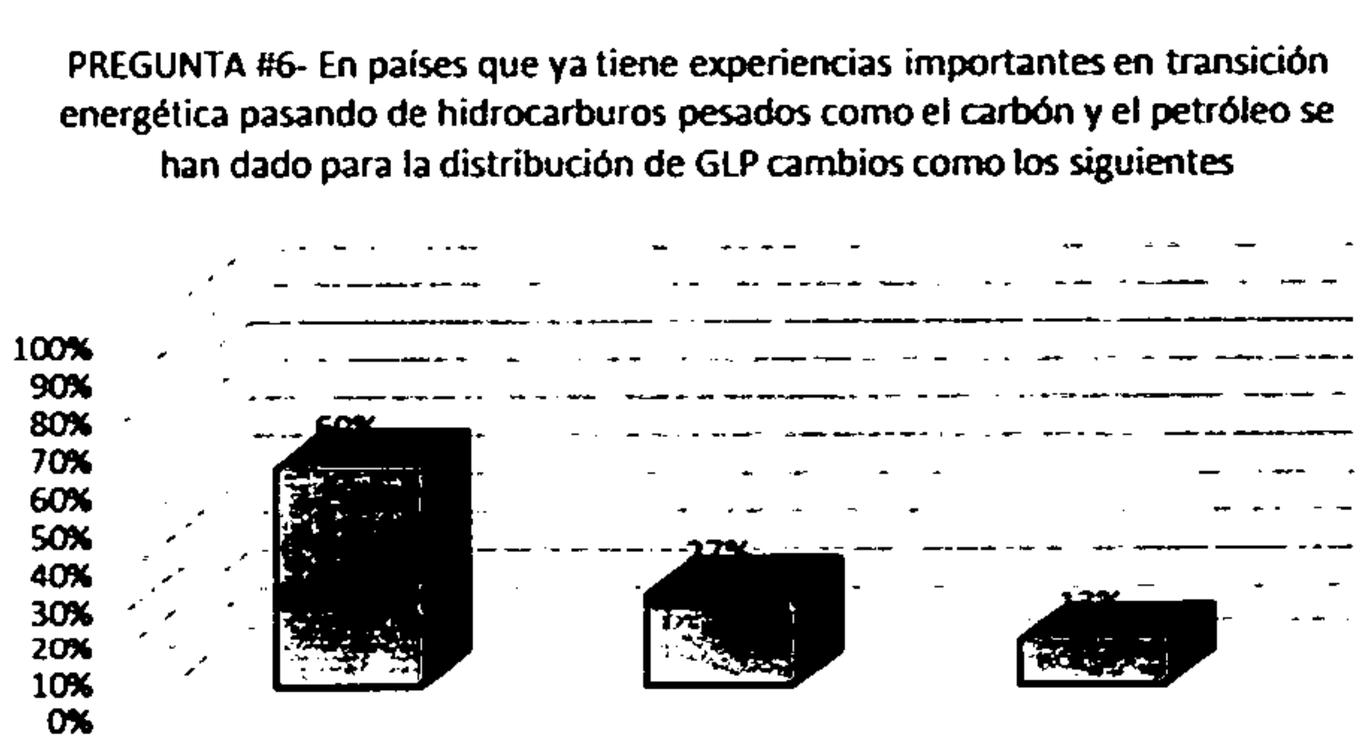
a- Aumento de la demanda de GLP por la necesidad de disminuir la huella de carbono en la atmósfera.

b- Reducción en la tasa de crecimiento del sector por el paso directo de los hidrocarburos pesados a energías renovables sin transición con GLP.

c- Diversificación de las fuentes de energía sin efecto apreciable en las ratas de crecimiento del GLP.

Por favor ordene de mayor a menor probabilidad de ocurrencia, los cambios que en Colombia traerán los procesos de transición energética. (Ejemplo: b, c, a)

Figura 352: Pregunta #6.



Fuente: La consultoría.

2.2.3 Transporte.

7- Ordene jerárquicamente según su probabilidad de ocurrencia las siguientes afirmaciones:

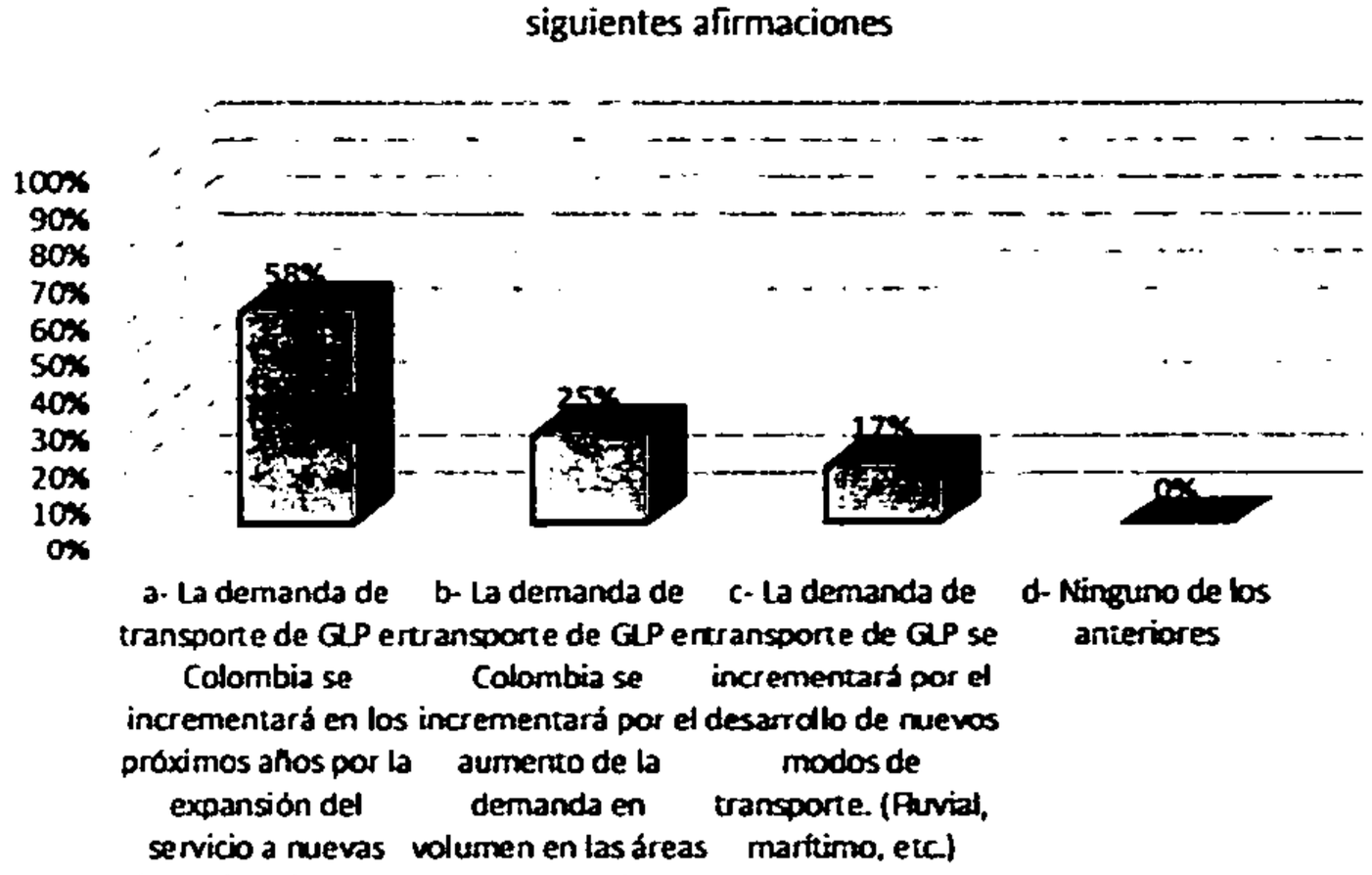
a- La demanda de transporte de GLP en Colombia se incrementará en los próximos años por la expansión del servicio a nuevas áreas de cobertura.

b- La demanda de transporte de GLP en Colombia se incrementará por el aumento de la demanda en volumen en las áreas que ya están atendidas.

c- La demanda de transporte de GLP se incrementará por el desarrollo de nuevos modos de transporte. (Fluvial, marítimo, etc.)

d- Ninguno de los anteriores.

Figura 353: Pregunta #7.



Fuente: La consultoría.

2.2.4 Producción.

8- La producción de GLP es clave para la atención de la demanda nacional y en el horizonte de transición energética, a largo plazo se han considerado algunos escenarios como los siguientes:

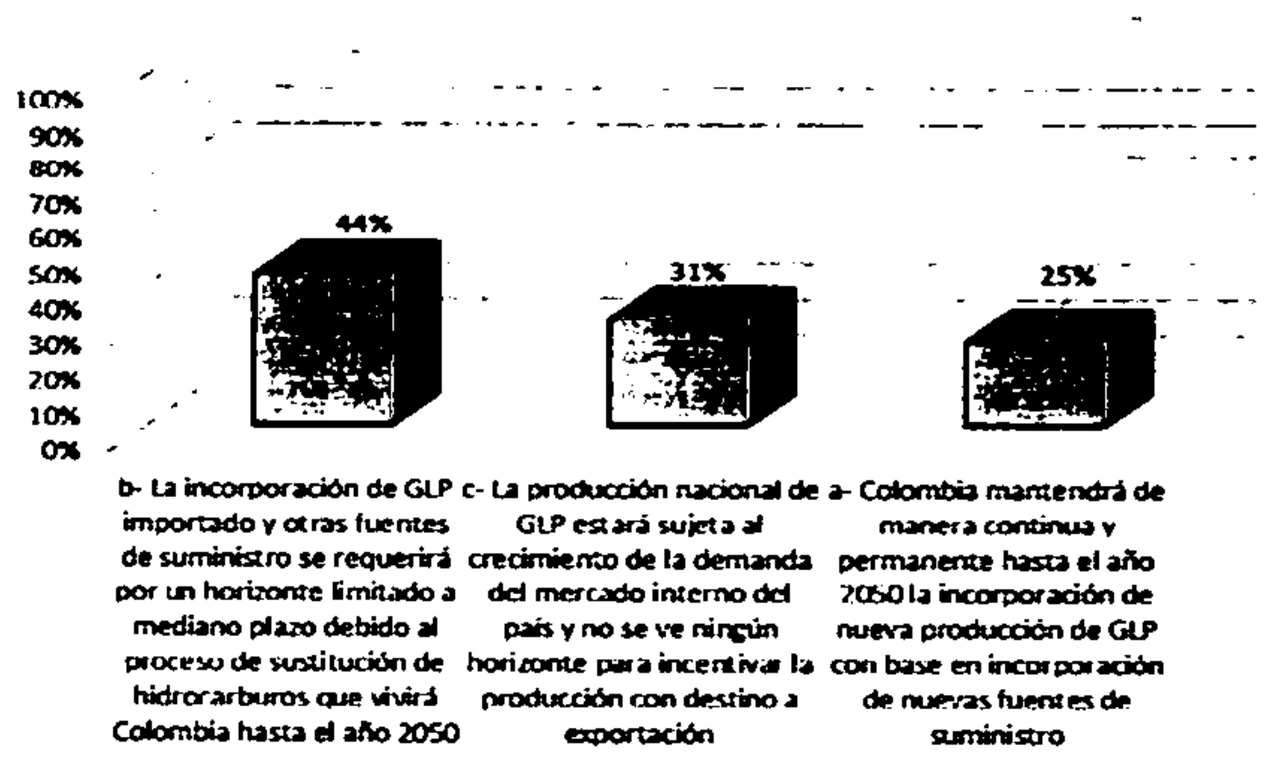
a- Colombia mantendrá de manera continua y permanente hasta el año 2050 la incorporación de nueva producción de GLP con base en incorporación de nuevas fuentes de suministro.

b- La incorporación de GLP importado y otras fuentes de suministro se requerirá por un horizonte limitado a mediano plazo debido al proceso de sustitución de hidrocarburos que vivirá Colombia hasta el año 2050.

c- La producción nacional de GLP estará sujeta al crecimiento de la demanda del mercado interno del país y no se ve ningún horizonte para incentivar la producción con destino a exportación.

Por favor ordene de mayor a menor probabilidad de ocurrencia de los escenarios anteriores en Colombia. (Ejemplo: b, c, a, d).

Figura 354: Pregunta #8.



Fuente: La consultoría.

9- Sobre las siguientes afirmaciones de la producción de GLP en Colombia para un escenario de mediano plazo ordene de mayor probabilidad a menor probabilidad de ocurrencia:

a- Se tienen experiencias concretas que indican el crecimiento de la oferta por nuevas demandas debidas a aplicaciones como la generación eléctrica en pequeña y mediana escala.

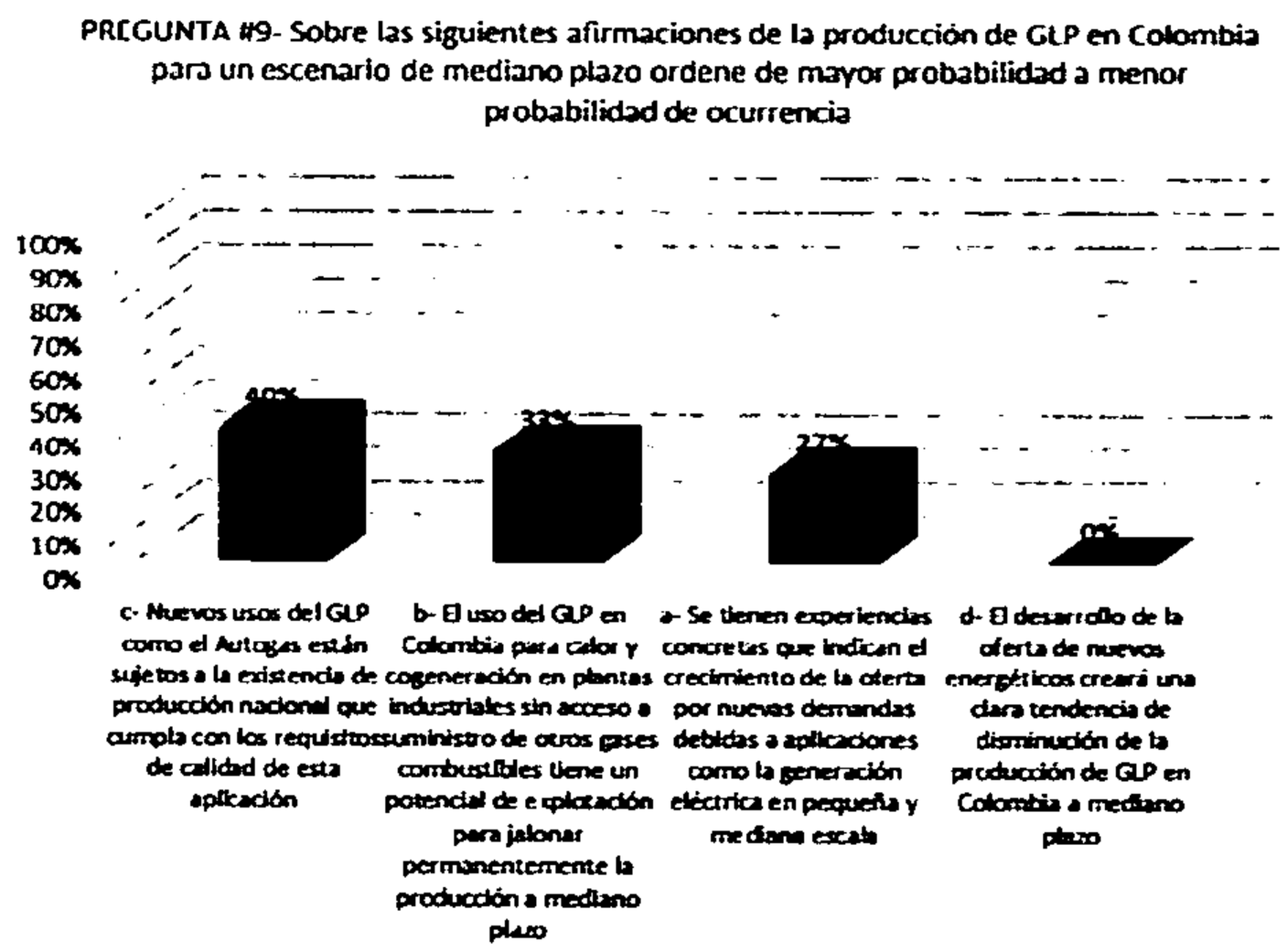
b- El uso del GLP en Colombia para calor y cogeneración en plantas industriales sin acceso a suministro de otros gases combustibles tiene un potencial de explotación para jalonar permanentemente la producción a mediano plazo.

c- Nuevos usos del GLP como el Autogas están sujetos a la existencia de producción nacional que cumpla con los requisitos de calidad de esta aplicación.

d- El desarrollo de la oferta de nuevos energéticos creará una clara tendencia de disminución de la producción de GLP en Colombia a mediano plazo.

Por favor ordene de mayor a menor probabilidad de ocurrencia las afirmaciones anteriores. (Ejemplo: b, c, a, d).

Figura 355: Pregunta #9.



Fuente: La consultoría.

2.2.5 Marco estatal y regulación.

10- Por favor ordene en orden de incidencia para la demanda del GLP a largo plazo los siguientes aspectos en que el Gobierno Colombiano interviene las actividades de la cadena.

a- Regulación del servicio público.

b- Regulación tarifaria.

c- Regulación ambiental.

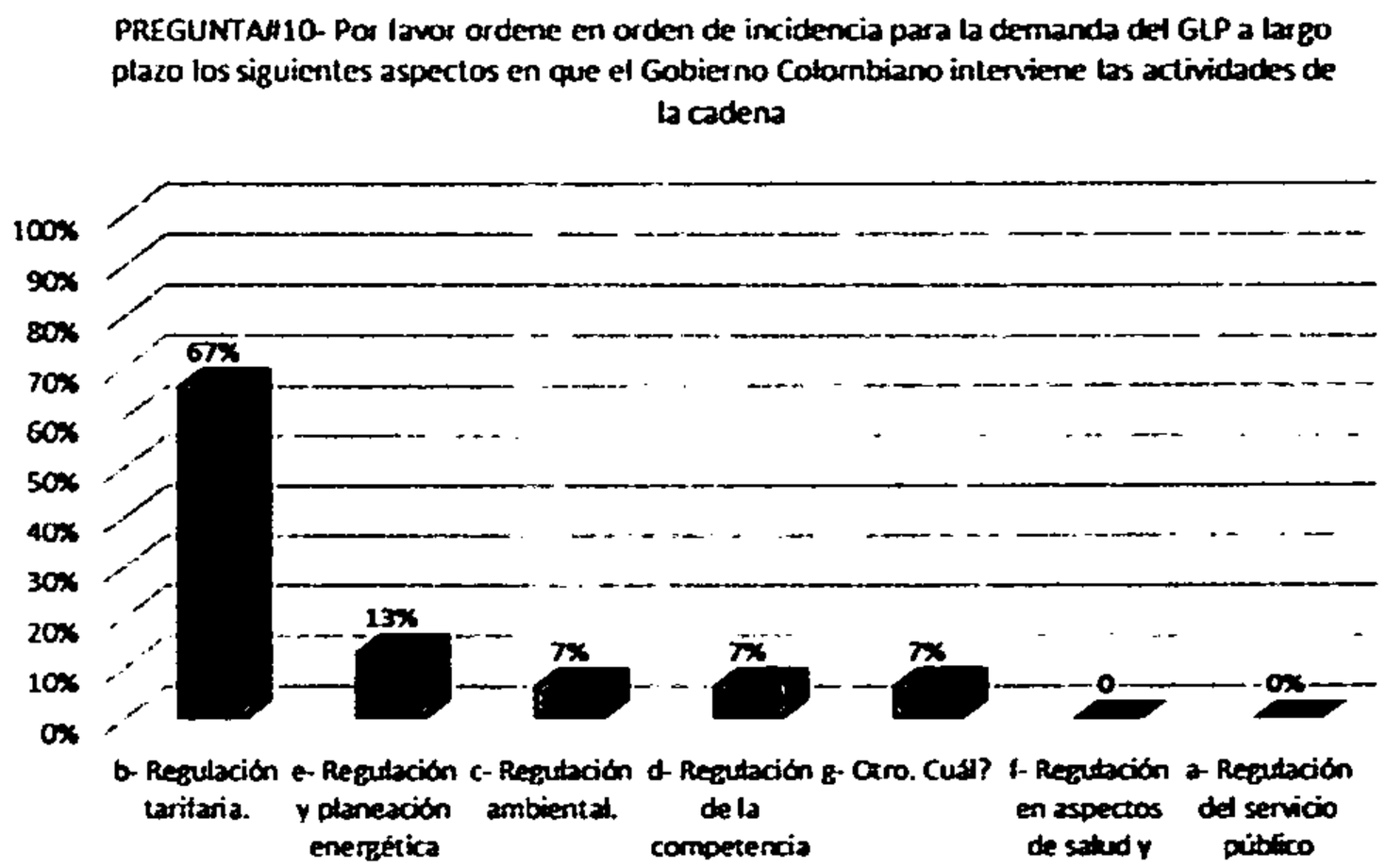
d- Regulación de la competencia.

e- Regulación y planeación energética.

f- Regulación en aspectos de salud y seguridad.

g- Otro. ¿Cuál?

Figura 356: Pregunta #10.



Fuente: La consultoría.

PRODUCTO 3:

"ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD"

1. INTRODUCCIÓN.

El *"Aseguramiento del Suministro y Confiabilidad"* corresponde a la tercera fase del estudio para "IDENTIFICAR LAS CONDICIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA, CONSIDERANDO SU PAPEL COMO COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA, A PARTIR DE LAS CONDICIONES Y RIESGOS PARA EL ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO Y LA CONFIABILIDAD" y sus objetivos son:

- Analizar los riesgos de confiabilidad y aseguramiento del suministro y proponer mecanismos de cobertura, de ser pertinente, el análisis se hará de manera regional. El equipo consultor deberá proponer un esquema de distribución espacial o de clasificación regional bajo el cual, se analicen costos de transporte, banda de cobertura, eficiencia energética, eficiencia operacional de la fuente y disponibilidad de la fuente en un horizonte no menor al año 2030.

- Formular recomendaciones de política y reglamentación, en los aspectos en los que se identifique esta necesidad, con el fin de promover el desarrollo de la nueva demanda con garantía de suministro y confiabilidad.

Como información de entrada para los análisis de esta fase, se contó con lo dispuesto por el estado colombiano en el marco jurídico para el aseguramiento del suministro y la confiabilidad de los sistemas de gas natural y GLP en el país. Adicionalmente, se incorporaron los resultados en la materia del análisis internacional en los países de la muestra, para que bajo el criterio del equipo consultor con estos elementos, se plantearan medidas de mitigación de los riesgos de desabastecimiento o racionamiento en el mercado consumidor de gas combustible, de manera que se garantice la oferta como requisito para incentivar la demanda proyectada.

2. ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONFIABILIDAD Y ASEGURAMIENTO DEL SUMINISTRO.

Como ya se ha presentado en este estudio en las fases anteriores, el desarrollo de la nueva demanda de GLP, gas natural y/o biogás en Colombia y la posibilidad de que a través de ella se contribuya a las metas de descarbonización de la matriz energética del país, tiene entre sus factores condicionantes, la garantía de que se produzca una oferta satisfactoria a los requerimientos de gases combustibles mediante el aseguramiento del suministro en las fuentes y la confiabilidad de los sistemas que permiten la interconexión entre los centros de consumo y estas fuentes.

Para el análisis realizado durante la consultoría en torno a los riesgos de confiabilidad y aseguramiento del suministro del sector gas en Colombia, se consideraron en forma separada por cadena de abastecimiento, los aspectos relacionados con las fuentes y sistemas del gas natural y los de GLP en el país.

2.1 MARCO JURÍDICO DEFINIDO EN COLOMBIA PARA ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO EN EL SUMINISTRO Y CONFIABILIDAD.

A continuación, se refieren los elementos que constituyen el marco jurídico colombiano en materia de confiabilidad y aseguramiento del suministro.

2.1.1 Antecedentes constitucionales y legales.

Desde la constitución colombiana, los artículos 365 y 367 fijan las normas referentes a los aspectos de confiabilidad y abastecimiento del gas combustible como un servicio público:

> ***"Artículo 365:***
>
> *Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.*
>
> *Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita."*
> *(...)*

> ***"Artículo 367:***
>
> *La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. Los servicios públicos domiciliarios se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación. La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas.*

A nivel legal el país definió en 1994 con la Ley 142, un marco para la prestación de los Servicios Públicos que incluye las cadenas de suministro de gas natural, el GLP y eventualmente otros gases combustibles.

> ***"Artículo 2 de Ley 142 de 1994:***
>
> *El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365, a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:*
> *(...)*
> *2.4. Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.*
> *(...)"*

Más recientemente las bases de la Ley del Plan 2014-2018 fijaron medidas específicas en materia de confiabilidad tanto para el gas natural como para el GLP:

> ***Ley 1753 de 2015 - Plan Nacional de Desarrollo - 2014-2018:***
>
> *"Bases del Plan nacional de Desarrollo: También se adoptarán medidas regulatorias encaminadas a promover la expansión oportuna del sistema nacional de transporte, así como la ejecución de proyectos de confiabilidad del sistema y los sistemas de distribución, mediante el uso de los mecanismos de competencia. Dichos mecanismos deberán ser aplicados por la UPME, cuando su planeación indicativa lleve a identificar proyectos con carácter prioritario, y una vez se haya constatado la disposición de la demanda a contratar y pagar por dichos proyectos ..."*
>
> ***ARTÍCULO 209:*** *Guía única de transporte de gas licuado de petróleo. Con el fin de combatir el transporte ilegal de gas licuado de petróleo (GLP), el Ministerio de Minas y Energía reglamentará el uso de la Guía Única de Transporte de Gas Licuado de Petróleo de acuerdo con lo previsto en el Capítulo X del Decreto número 4299 de 2005; esta guía se constituye en requisito indispensable para el transporte de este combustible por parte de los agentes de la cadena. Reglamentado por la Resolución Min. Minas 40607 de 2016.*

ARTÍCULO 210: *Sistema de información de combustibles. Reglamentado por el Decreto Nacional 2251 de 2015. El Sistema de Información creado mediante el artículo 61 de la Ley 1151 del 2007 y modificado por el artículo 100 de la Ley 1450 del 2011, denominado Sistema de Información de Combustibles, seguirá funcionando para realizar un eficiente control sobre los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, biocombustibles, gas natural vehicular (GNV) y gas licuado de petróleo (GLP) para uso vehicular.*

El Ministerio de Minas y Energía dará continuidad directamente o por intermedio de terceros a la operación de este sistema en el cual se deberán registrar, como requisito para operar, los mencionados agentes. El Ministerio de Minas y Energía continuará reglamentando los procedimientos, términos y condiciones operativas del sistema, para lo cual aplicará las medidas necesarias para su cumplimiento.

El SICOM será la única fuente de información oficial a la cual deben dirigirse todas las autoridades administrativas de cualquier orden que requieran de información de los agentes de la cadena de distribución de combustibles en el país.

PARÁGRAFO PRIMERO. Autorícese el uso de gas licuado de petróleo (GLP) como carburante en motores de combustión interna, como carburante en transporte automotor (autogás) y demás usos alternativos del GLP en todo el territorio nacional.

El Ministerio de Minas y Energía expedirá los reglamentos necesarios para tal fin, así como las condiciones de priorización en la utilización del GLP en situaciones de escasez, y en general la política energética aplicable al GLP en todo el territorio nacional.

Cuando la oferta de gas licuado de petróleo sea insuficiente para garantizar el abastecimiento de la demanda, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, fijará el orden de atención prioritaria en la región o regiones afectadas.

PARÁGRAFO SEGUNDO. Garantía de Abastecimiento Seguro y Confiable de Combustibles. El Gobierno Nacional a través de las autoridades competentes garantizará las condiciones para asegurar la disponibilidad y suministro de combustibles líquidos en el mercado nacional, de manera confiable, continua y eficiente con producto nacional e importado.

El Gobierno Nacional garantizará el desarrollo normal de las actividades de refinación, transporte y distribución de combustibles del país, frente a situaciones de hecho o decisiones normativas de carácter local, regional, departamental, nacional que impidan o restrinjan la prestación de este servicio público.

2.1.2 Decretos y Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía.

En materia de disposiciones particulares sobre confiabilidad y aseguramiento, el Ministerio de Minas y Energía (MME) ha expedido los siguientes actos administrativos:

Decreto 2100 de 2011:

- Establece mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural.
- El gobierno identificó la necesidad de introducir reformas en el sector del gas natural con el fin de incentivar el desarrollo oportuno de infraestructura de suministro y/o transporte, contar con nuevas fuentes de suministro, promover una mayor confiabilidad y promover un uso más eficiente de la infraestructura de transporte y suministro.
- Define la infraestructura de regasificación como el conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso, que incluye entre otras, instalaciones complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado.
- Plan Indicativo de Abastecimiento, con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y que las autoridades cuenten con mejores elementos para la adopción oportuna de decisiones necesarias para asegurar el abastecimiento de gas natural.
- Establece el acceso a la capacidad de la Infraestructura de Regasificación no utilizada y/o no comprometida, a los Agentes que la requieran.

Decreto 1073 de 2015:

- Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

Decreto 2345 de 2015:

- Establece los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento de gas natural.
- Define Confiabilidad y Seguridad en el Abastecimiento de Gas Natural, así:

> *(...)*
> *"...la confiabilidad como "la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura" y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como "la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo".*
> *(...)*

- El MME establecerá un Plan de Abastecimiento de Gas Natural, para identificar las obras que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio y la seguridad en el abastecimiento (10 años – Mediano y largo plazo).
- Plan Transitorio de Abastecimiento (Corto plazo - 5 años - Resolución 40052 de 2016).
- La CREG debe expedir la regulación aplicable a los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento, así como adoptar los criterios para definir cuáles proyectos del Plan podrán ser desarrollados en primera instancia por un Agente como complemento de su infraestructura existente, y cuales se realizarán exclusivamente por mecanismos abiertos y competitivos.
- La UPME será la responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos.
- Estableció que todos los usuarios, incluyendo los de la demanda esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios.

Resolución 40052 de 2016:

- Estableció los criterios a considerarse para la elaboración del Plan de Abastecimiento.
- Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- En el estudio técnico, se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros".
- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la "identificación de los beneficiarios de cada proyecto".

Resolución 40006 de 2017:

- Adopta Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural. Se publicó un proyecto de resolución que la modifica (Fechas de puesta en operación e inventario mínimo).

Decreto 2251 de 2015:

- En donde se añade al Título II del Decreto 1073 del 2015 el Capítulo 7, titulado "Del abastecimiento del Gas Licuado del Petróleo, GLP". En este Decreto se establecen diferentes medidas para asegurar la atención de la demanda de GLP, como los parámetros para declarar un racionamiento programado, las prioridades en el abastecimiento, el cálculo de los costos de racionamiento y la remuneración de la producción.

Resolución 40694 de 2016:

- Establece el procedimiento para realizar la declaración de producción de GLP por parte de agentes participantes en la cadena del GLP. ..." (Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP 2018).
- La Política de Abastecimiento de GLP tiene como objetivo proveer los volúmenes requeridos para atender el 100% de la demanda nacional en el mediano y largo plazo. Para ello, proponen dos

alternativas complementarias: i) Incentivar la producción nacional de GLP y, ii) en caso de no lograr lo anterior entonces impulsar el desarrollo de infraestructura para la importación de GLP.

- Con el ánimo de incentivar la producción nacional, y específicamente la recuperación de corrientes de GLP, una de las situaciones que se debe revisar es el precio máximo regulado para Barrancabermeja, Cusiana, Apiay y Dina definido en la Resolución CREG 065 de 2016, por cuanto el valor de venta de un barril de GLP es inferior al costo de la materia prima para su producción en la refinería.
- En el análisis que se hace en el Plan de Abastecimiento (Página 55) de la infraestructura de transporte frente a posibles aumentos de la demanda, se recomienda: analizar la metodología establecida de remuneración de transporte, en razón de que según las zonas de influencia de la CREG, la fuente Cusiana transporta GLP directamente por carretera hasta municipios ubicados en los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, y no se transporta hasta el sistema de poliductos para ser llevado inicialmente hasta Yumbo, haciendo uso de un sistema que se presume es más eficiente y menos costoso.
- Para la UPME, la política energética en este sector debe dar una señal regulatoria adecuada de precios que permita incentivar la producción nacional en la Refinería de Barrancabermeja y en el Campo Cupiagua, para atender la demanda nacional en el mediano plazo. De no lograrse, se pueden dar los lineamientos de política para promover la construcción de importación de libre acceso, operada por un tercero para cubrir la demanda faltante.
- La política de gobierno debe garantizar que se den las condiciones para que, desde el sector público en el caso de la confiabilidad, o privado para garantizar el abastecimiento, se establezcan las reglas que aseguren la construcción de la infraestructura para tal fin. La continuidad en la prestación del servicio es básica para incentivar la demanda de GLP.

2.1.3 Resoluciones CREG.

CREG 107 DE 2017:

Antecedente en la Resolución CREG 038 de 2016. Para comentarios. De allí se expide la 107 del 24 de julio de 2017, con documento soporte No 059 de 2017:

- Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos prioritarios del Plan de Abastecimiento de Gas Natural y del Plan Transitorio de Gas Natural.
- Aplica a todos los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural.
- Incluye un capítulo de Definiciones, entre las que podemos destacar: Proponente y Adjudicatario, Curva S, Fecha de Puesta en operación comercial (FPO), Ingresos de Corto Plazo, Periodo Estándar de Pagos (PEP), entre otros.
- Los procesos de selección se adelantarán con el objeto de ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, excepto aquellos proyectos de IPAT ejecutados en primera instancia por el transportador.
- La CREG definirá el esquema mediante el cual, se realizará la adquisición y comercialización de gas cuando se trate de infraestructura de importación y/o de almacenamiento de gas natural.

CREG 152 DE 2017, modificada por la CREG 113 de 2018:

Antecedente en la Resolución CREG 026 de 2017, con documento soporte 015 de 2017. Para comentarios. De allí se expide la 152 del 23 de octubre de 2017, con documento soporte 085 de 2017.

- Por la cual se establecen reglas complementarias a la Resolución 107 de 2017, para el desarrollo de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.
- En el Parágrafo 3 del Artículo 5 de la Resolución CREG 107 de 2017, se establece que: "En Resolución aparte la CREG podrá adoptar regulación complementaria para ejecutar proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, o del plan transitorio de abastecimiento de gas natural, que por sus características requieran desarrollo regulatorio adicional al establecido en la presente Resolución". Para ello consideró necesario establecer: (i) requisitos para la participación de los agentes interesados en la ejecución de la planta de regasificación, (ii) obligaciones del adjudicatario, y (iii) la remuneración al adjudicatario del proceso de selección que se realice para ejecutar la planta regasificación del Pacífico y el gasoducto Buenaventura-Yumbo. Posteriormente en resolución aparte debe adoptarse la regulación relacionada con el acceso y uso de la infraestructura de regasificación del Pacífico.
- La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico corresponde a la planta de regasificación del Pacífico y al gasoducto Buenaventura-Yumbo, con su respectiva infraestructura de conexión al sistema nacional de transporte de gas natural, SNT. El gasoducto Buenaventura-Yumbo hará parte del SNT.
- El usuario de la infraestructura de importación, será alguno de los compradores de gas en el mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).

CREG 182 DE 2017:

Del 18 de diciembre de 2017. Para comentarios hasta el 19 de febrero de 2018. Documento soporte No 109 de 2017.

- Regula los aspectos comerciales relacionados con el acceso y uso de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.

CREG 155 de 2017:

Mediante la cual se define la regulación asociada al Open Season como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión.

CREG 033 de 2018:

Mediante la cual se define el gasoducto de conexión y se establece su aplicación dentro de la regulación en materia de gas natural, con el fin de promover la oferta y el suministro de gas natural para la prestación continua y eficiente del servicio.

CREG 202 de 2013:

Mediante la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería, establece en su artículo 14 que, a los Cargos de Distribución se les podrá agregar un Cargo Delta de Confiabilidad y/o Seguridad en Distribución a la fecha en que se ejecuten y entren en operación los activos de confiabilidad y/o seguridad. Este cargo delta corresponderá a la remuneración de las inversiones correspondientes a los activos de confiabilidad y/o seguridad que se determinen como necesarios a desarrollar para soportar los Sistemas de Distribución.

2.2 ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS DE CONFIABILIDAD Y SUMINISTRO EN LOS PAÍSES SELECCIONADOS EN LA MUESTRA DEL ESTUDIO.

Los países analizados en la muestra internacional han incorporado medidas de aseguramiento y confiabilidad en el suministro alineadas con los objetivos nacionales de garantizar una adecuada atención de la demanda interna en sus mercados interiores.

2.2.1 China.

Con un suministro de gas natural compuesto mayoritariamente por producción nacional y el complemento como importación creciente (hasta del 30% en 2016), China apunta a cumplir con sus compromisos de la COP 21, cuyas metas incluyen que en 2020 el país haya crecido en consumo de gas natural hasta representar con este energético al menos el 10% de la energía primaria demandada en el país, para lograr lo mencionado anteriormente, se necesita que el país garantice una oferta satisfactoria de gas natural.

Los frentes de acción del gobierno chino para garantizar la oferta han incluido medidas como la puesta en el mercado del Shale gas de producción nacional, la creación de almacenamientos subterráneos temporales y la adecuada planificación de los contratos de importación de GNL.

Con relación al Shale gas, el aumento de las entregas se ha dado en la parte posterior de la expansión de la producción de la zona piloto de Shale gas Changning-Weiyuan, en la provincia de Sichuan[238] y aunque las entregas de carbón en el país durante el periodo también aumentaron, las iniciativas estatales para sustituir el carbón por el gas han sido fundamentales en el impulso de la producción de gas natural.

Los incentivos del país a la producción local de gas están teniendo algunos contratiempos que deben superarse para asegurar el abastecimiento y atender la demanda:

---

[238] Agencia Estatal de Noticias Xinhua citada en : https://www.energia16.com/china-reporta-un-incremento-del-50-en-la-produccion-de-gas/

- La existencia de muchos eslabones de la cadena encarece el precio final del gas natural.[237]
- Existe una baja vigilancia en los precios del gas a los mercados finales.
- Cambios frecuentes del precio al mercado final y del precio en boca de pozo en algunos distritos del país.

La búsqueda de un mayor suministro de gas natural local esta complementada con la búsqueda de alternativas tecnológicas que permitan mantener la confiabilidad de los sistemas de suministro entre los puntos de producción y los centros de consumos; dentro de las alternativas valoradas y puestas en práctica para respaldar los sistemas de transporte están los almacenamientos subterráneos de gas natural para atender picos de demanda[238]. No obstante que no es una tecnología reciente, los almacenamientos subterráneos en China deben superar algunos aspectos coyunturales en su evaluación de factibilidad:

- El aumento año tras año de las brechas entre picos y valles de la demanda.
- La construcción de depósitos subterráneos tiene horizontes cortos de recuperación de las inversiones.
- Algunas demandas como las de generación e industria comienzan a ser optimizadas por los propietarios de las plantas.

Producto de la política de promoción la infraestructura de aprovisionamiento de gas natural, se ha expandido también de manera rápida en los últimos años, alcanzando un total de 73.000 km de gasoductos, 16 terminales de importación de gas natural licuado (GNL) de las más grandes a nivel mundial, con una capacidad de 48,6 millones de toneladas anuales, y 18 plantas de almacenamiento, con capacidad total de 6 billones de metros cúbicos.

---

237 *"The Role of Natural Gas on China´s Energy Revolution" Guang Yang(2017).*
238 *Idem.*

Tabla 33: Terminales chinas de importación de GNL.

Country	Site	Storage		Send-out		Owner	Operator	Third Party Access	Additionnal Services offered	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity in liq m³	Number of vaporizers	Nominal capacity in Bcm/y					
CHINA	Beihai, Guangxi	3	480 000		4	Sinopec	Sinopec			2016
	Dalian	4	640 000	3	7.8	Petrochina (75%), other companies	Petrochina	Yes	Reloading	2011
	Guangdong Dapeng, Shenzhen	4	640 000	7	9.2	CNOOC (33%), BP (30%), other companies	GDLNG	No	Truck loading	2006
	Dongguan, Guangdong province	2	160 000		1.4	Jovo Group				2013
	Fujian	4	640 000		6.9	Fujian LNG (CNOOC 60%, Fujian Inv. & Dev. Co. 40%)	CNOOC	No		2008
	Hainan	3	480 000		4.1	CNOOC (65%), other companies	CNOOC	No	Reloading	2014
	Qidong, Jiangsu	2	100 000		0.8	Guanghui Energy				2017
	Shandong Qingdao	4	480 000		4.2	Sinopec	Sinopec	No		2014
	Rudong, Jiangsu	4	680 000	3	8.5	Petrochina (55%), other companies	Petrochina	Yes		2011
	Shanghai, Mengtougou	3	120 000		0.2	Shanghai Gas Group	Shanghai Gas Group	No		2008
	Shanghai LNG	3	495 000		4.1	Shanghai LNG (CNOOC 45%, Shenergy Group Ltd 55%)	CNOOC	No		2009
	Tangshan (Caofeidian)	3	480 000		4.8	Petrochina (51%), Beijing Entreprises (29%), Hebei Natural Gas (20%)	Petrochina	Yes		2013
	Tianjin[CMACGM] / *GDF SUEZ Cape Ann*	4	145 130	3	3	Owner: Höegh LNG (50%), MOL (48.5%), Tokyo LNG Tanker Co. Ltd. (1.5%)/ Charterer: ENGIE - relet to CNOOC for 3.5 years until Jan 2017 and again for the Oct 2017-March 2018 period	Höegh LNG	No	Truck loading	2013, 2017
	Yuedong, Guangdong	3	480 000		2.7	CNOOC	CNOOC	No		2017
	Zhejiang, Ningbo	3	480 000		4.1	CNOOC (51%), other companies	CNOOC	No		2012
	Zhuhai (Gaolan)	3	480 000		4.8	CNOOC (25%), other companies	CNOOC		Reloading	2013

Fuente: GIIGNL reporte Anual del GNL 2018.

La importación de GNL ha exigido que China adapte una logística monumental de plantas de regasificación, pues se ha convertido en uno de los mayores compradores del orbe con 16 de las mayores terminales (*Tabla 33*) de importación a nivel mundial.

Pero la infraestructura de importación no sólo se limita a plantas de regasificación de GNL, pues según la empresa China National Petroleum Corporation[239], entre 2009 y 2017 los gasoductos entre China y Asia central han permitido la entrega de más de 200.000 millones de m^3 al gigante Asiático a través de tres rutas con una capacidad anual combinada de 55.000 millones de m^3, en una trayectoria a través de Uzbekistán y Kazajistán.

Finalmente, se debe mencionar que está por terminarse el gasoducto "Power of Siberia" o "Eastern Route", que transportará cerca de 38.000 millones anuales de m^3 gas natural a China a través de más de 3.000 kilómetros de tubería desde Rusia[240]. Con este gasoducto, la empresa Rusa Gazprom podrá atender la demanda creciente de los chinos, que se acerca a los 300.000 millones de m^3.

2.2.2 Estados Unidos.

La revolución del Shale oil y el Shale gas ha constituido el punto de partida para la implantación de cambios fundamentales en el mercado de energía en los Estados Unidos. Un efecto apreciable es que se ha producido un crecimiento de la oferta de gas natural superior al de otros energéticos primarios, siguiendo la dinámica de otras partes del planeta.

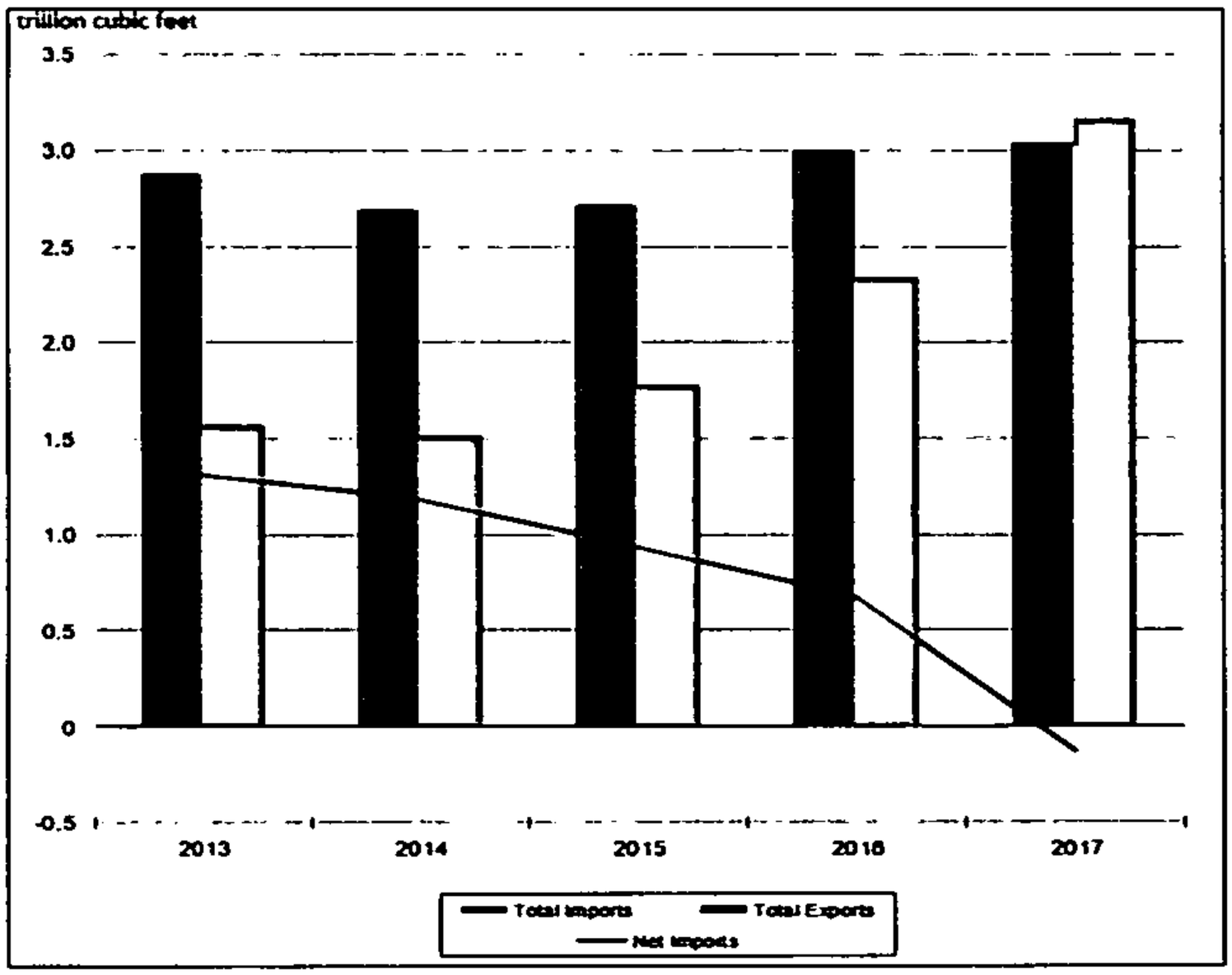
El gran crecimiento en la producción de Shale gas ha permitido que para 2017, el país haya cambiado su posición de importador neto a exportador neto (*Figura 357*), permitiendo abastecer el crecimiento de su demanda interna, en especial en el sector eléctrico. Los Estados Unidos a 2017, se mantenían aún como un exportador marginal de gas en el mercado mundial, pero sus planes de ampliación de su capacidad de exportación de GNL a 2020, lo ubicarán como el principal actor global en este mercado.

---

239 *Disponible en Internet en: http://spanish.xinhuanet.com/2017-11/29/c_136788520.htm*

240 *Disponible en Internet en: http://www.institutodeestrategia.com/articulo/eurasia/gasoducto-rusia-china/20180911131807016164.html*

Figura 357: Importaciones y exportaciones de gas natural en los EEUU (Terapies cúbicos).



Fuente: Natural Gas Annual 2017 U.S. DOE, Washington D.C, EIA.

La discusión reciente en los Estados Unidos con respecto a la política en materia de gas natural ha girado en torno a la existencia de grandes excedentes de producción que han mantenido los precios relativamente bajos, aún después de la guerra de precios con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a finales de 2014 y la necesidad de abrir las exportaciones a otros países para absorber estos excedentes.

Esta nueva perspectiva obliga a la revisión de políticas federales que se han soportado en la situación prevalente de escasez de energía y el consecuente aumento de las importaciones, en un escenario de búsqueda de la autosuficiencia y la seguridad energética. En este escenario se ha venido discutiendo la necesidad de flexibilizar la política y los procedimientos en materia de exportaciones de gas natural. Es de anotar que, el Departamento de Energía (DOE) ejerce jurisdicción sobre el producto en sí (gas natural), mientras que otras agencias federales, como la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), los organismos estatales y locales tienen

jurisdicción sobre las instalaciones utilizadas para la exportación del producto a los países compradores.

El desarrollo de los sistemas de transporte de gas natural a través de gasoductos en los Estados Unidos está dado por un esquema de remuneración de Entrada/Salida (E/S) que es flexible para los casos en que se deben cambiar los puntos de recibo y entrega de gas natural, haciendo uso para ese fin, de una segmentación de los sistemas.

La confiabilidad de los sistemas de gasoductos americanos es fácilmente explicable por el tamaño del mercado, que permite la interconexión de múltiples gasoductos a un nodo del sistema para garantizar la multiplicidad de la oferta de diversos productores ya sea a través de contratos "Common carriage" (transportador común) o "Contract carriage" (transportador por contrato).

Una medida que resulta de gran impacto para las inversiones de algunos sistemas de almacenamiento asociados a los gasoductos, es la que han puesto en práctica antiguos importadores de GNL bajo la promoción de la FERC[241] para darle flexibilidad a las instalaciones de regasificación de las terminales importadoras que desde finales de 2014 han sido intervenidas en la medida de su tecnología para que puedan operar como terminales de exportación en vista de los cambios sufridos en la balanza interna del mercado del país que se ha convertido en excedentario.

2.2.3 Japón.

La oferta de gas natural en Japón prácticamente es producto de la importación de este energético al país, ya que la participación de algún gas de síntesis del carbón de producción local, sólamente alcanzó un 3% del total del consumo nacional en 2016. Con el cierre de la casi totalidad de las centrales nucleares después de marzo de 2011, tanto el carbón, pero especialmente el gas natural y en menor medida las energías renovables distintas a la hidroelectricidad, aumentaron su participación para remplazar el aporte de la energía nuclear y asegurar el suministro, cuyo margen de seguridad se redujo a un 6% (contra un 24% antes del terremoto).

Las líneas generales del desarrollo energético post-Fukushima fueron planteadas por la oficina del Primer Ministro en 2013, en el documento "Japan Revitalization Strategy – Japan is Back", el cual señala un punto sobre el GNL entre sus aspectos centrales:

- Materialización de las fuentes de energía estables y de bajo costo: i) Restableciendo las plantas nucleares consideradas seguras, ii) Introduciendo fuentes de energía de bajo costo y alta eficiencia energética como el carbón y *el GNL*, con medidas de limitación de emisiones y iii) Importación de gas natural de bajo costo, incluyendo el shale gas y diversificar las fuentes de suministro de GNL, promoviendo el desarrollo de las compañías japonesas de gas natural

---

241 *La Comisión Federal de Regulación de Energía, o FERC, es una agencia independiente que regula en EE.UU. la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo.*

Después del gran terremoto del Este de Japón y el accidente en la Central Nuclear Fukushima Daiichi de la Tokyo Electric Power Company, Japón estructuró en 2014, un nuevo Plan Estratégico de Energía, partiendo de cero en su estrategia energética.

El GNL pasó a representar un 40% de la energía generada, lo que al mismo tiempo convirtió a Japón en el mayor importador mundial con 116,5 billones de metros cúbicos por año (bcm-año) en 2017. Las energías renovables también han tenido un crecimiento significativo, pasando de un 3% a un 10% su participación, con tasas de crecimiento anual del 29%, pero con un costo significativo para los usuarios, representado en incrementos de precios del 20% y 30% en los sectores residencial e industrial.

El documento de visión de largo plazo a 2030 (Long-term Energy Supply and Demand Outlook) sigue siendo la hoja de ruta del país en materia de transición energética para llevar al país a una situación similar a la anterior a Fukushima en materia de seguridad energética, cumplir con los compromisos con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) a 2030, y reestructurar los sectores de energía eléctrica y aprovisionamiento de gas natural. En cuanto al aseguramiento de suministro del GNL, la estrategia contemplada incluye: "*La modificación de la estructura de aprovisionamiento de GNL, para asegurar el suministro para el país ante los cambios y volatilidad del mercado internacional, y el desplazamiento del mismo al mercado asiático.*"

Con el GNL de importación como soporte de la oferta de gas para el consumo del mercado interno, Japón ha debido fortalecer su esquema de contratación, privilegiando el aseguramiento del suministro sobre el nivel de precios a contratar y siendo consistente con dicha medida, ha robustecido las instalaciones de regasificación para dar confiabilidad a los sistemas, llegando a 34 plantas, que es el mayor número de plantas por país en todo el mundo. (*Tabla 34*).

Tabla 34: Terminales Japonesas de Importación de GNL.

Country	Site	Storage		Send-out		Owner	Operator	Third Party Access	Additionnal Services offered	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity in liq.m³	Number of vaporizers	Nominal capacity in Bcm/y					
JAPAN	Chita	7	640000	11	14.8	Chita LNG	Chita LNG	Yes	Truck loading	1983
	Chita Kyodo	4	300000	14	10.2	Toho Gas / Chubu Electric	Toho Gas	Yes	Truck loading	1978
	Chita-Midorihama Works	3	620000	8	10.5	Toho Gas	Toho Gas	Yes	Truck loading	2001
	Futtsu	10	1110000	13	26	TEPCO Fuel & Power	TEPCO Fuel & Power	Yes	Truck loading	1985
	Hachinohe	2	280000	5	1.4	JERA, Nippon Oil & Energy	JX Nippon LNG Service	Yes	Truck loading	2015
	Hatsukaichi	2	170000	4	1.2	Hiroshima Gas	Hiroshima Gas	No	Truck loading	1998
	Hibiki	2	360000	5	3.2	Hibiki LNG (Saibu Gas 90%, Kyushu Electric 10%)	Hibiki LNG	Yes	Cool-down services, Gas test services, Truck loading	2014
	Higashi-Ohgishima	9	540000	9	18	TEPCO Fuel & Power	TEPCO Fuel & Power	Yes		1984
	Himeji	8	740000	7	8	Osaka Gas	Osaka Gas	Yes	Truck loading	1984
	Himeji LNG	7	520000	8	11	Kansai Electric	Kansai Electric	Yes	Truck loading	1979
	Hitachi LNG	1	230000	5	2.3	Tokyo Gas	Tokyo Gas	Yes	Reloading, Truck loading	2016
	Ishikari LNG	2	380000	4	3.7	Hokkaido Gas	Hokkaido Gas	Yes	Reloading, Truck loading	2012
	Joetsu	3	540000	8	3.2	Chubu Electric	Chubu Electric	No	Truck loading	2011
	Kagoshima	2	86000	5	0.3	Nippon Gas	Nippon Gas	No		1996
	Kawagoe	6	840000	7	6.7	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes	Truck loading	1997
	Mizushima	2	320000	6	5.8	Mizushima LNG	Mizushima LNG	Yes	Truck loading	2006
	Nagasaki	1	35000	3	0.2	Saibu Gas	Saibu Gas	Yes	Truck loading	2005
	Naoetsu	2	360000	4	2	INPEX Corporation	INPEX Corporation	Yes		2013
	Negishi	14	1180000	14	15.1	Tokyo Gas / TEPCO Fuel & Power	Tokyo Gas	Yes	Reloading, Truck loading	1969
	Niigata	8	720000	14	11.6	Nihonkai LNG	Nihonkai LNG	Yes		1984
	Ohgishima	4	850000	12	13.4	Tokyo Gas	Tokyo Gas	Yes		1998
	Oita	5	460000	7	7.3	Oita LNG	Oita LNG	Yes		1990
	Sakai	4	560000	6	8.7	Kansai Electric	Kansai Electric	Yes	Truck loading	2006
	Sakaide	1	180000	3	1.6	Sakaide LNG	Sakaide LNG	No	Truck loading	2010
	Senboku I	2	275000	5	2.9	Osaka Gas	Osaka Gas	Yes	Truck loading	1972
	Senboku II	18	1585000	15	15.7	Osaka Gas	Osaka Gas	Yes	Truck loading	1977
	Shin-Minato	1	80000	3	0.4	Gas Bureau, City of Sendai	Gas Bureau, City of Sendai	No		1997
	Shin-Sendai	2	320000	3	1.1	Tohoku Electric	Tohoku Electric	No		2015
	Sodegaura	34	2600000	36	40.4	Tokyo Gas / TEPCO Fuel & Power	Tokyo Gas	Yes	Reloading, Truck loading	1973
	Sodeshi	3	337200	8	3.9	Shizuoka LNG (Shizuoka Gas 65%, Toyota General Setsuyo 35%)	Shizuoka LNG	Yes	Reloading, Truck loading	1998
	Tobata	8	480000	9	10.3	Kita Kyushu LNG	Kita Kyushu LNG	Yes		1977
	Yanai	6	480000	5	5.1	The Chugoku Electric	The Chugoku Electric	No	Truck loading	1990
	Yokkaichi LNG Center	4	320000	8	8.7	Chubu Electric	Chubu Electric	Yes		1987
	Yokkaichi Works	2	160000	6	2.9	Toho Gas	Toho Gas	Yes	Truck loading	1991

Fuente: GIIGNL reporte Anual del GNL 2018.

2.2.4 Alemania.

Los planes para el aseguramiento del suministro de gas en Alemania están enmarcados en los propósitos de Unión Energética publicada en marzo de 2015 por el Consejo Europeo, en la que los

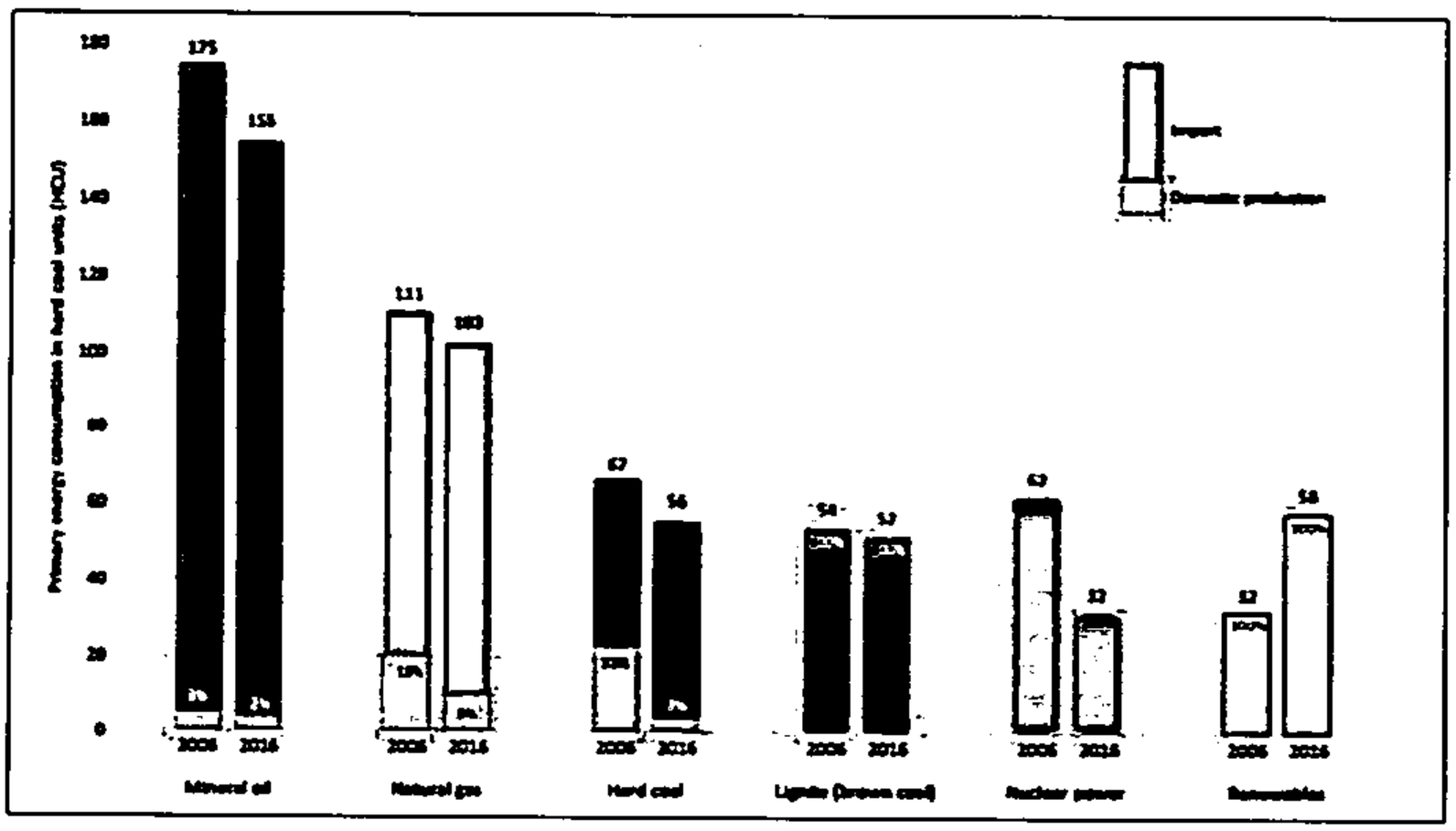
países miembros de la Unión Europea acordaron construir una coalición basada en cinco prioridades, que han sido ratificadas por el estado alemán:

- Seguridad energética, al tiempo con solidaridad y confianza entre los países.
- Completar el desarrollo del mercado interno europeo.
- Incrementar la eficiencia energética.
- Descarbonizar la economía.
- Promover la investigación, la innovación y la competitividad.

No obstante los planteamientos de Unión Energética con los otros países de la Unión Europea, Alemania no puede dejar de lado los aspectos particulares que debe atender para mantener abastecido su consumo interno.

En primer término, Alemania es altamente dependiente del gas importado desde Holanda, Noruega y Rusia. El gas de Holanda, de bajo contenido calórico, está comenzando a declinar en su producción, en tanto que la posibilidad de aumentar las importaciones desde Rusia a través de una nueva conexión directa con el gasoducto Nord Stream 2, es vista como un riesgo geopolítico importante. La *Figura 358* muestra la dependencia energética de Alemania con función de las importaciones entre 2006 y 2016, por tipo de combustible.

Figura 358: Variación de las importaciones de energéticos en Alemania (2006-2016).



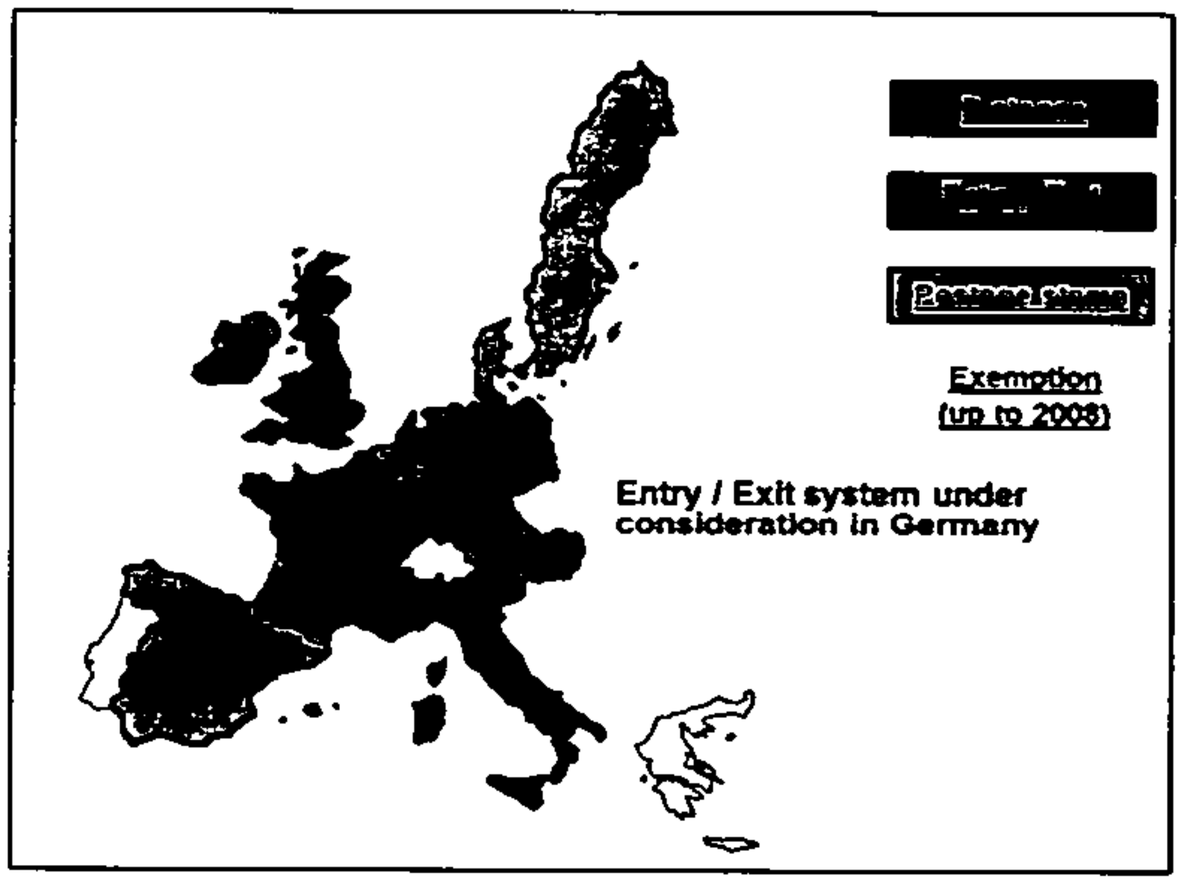
Fuente: CleanEnergyWire (2018).

Un segundo aspecto que dificulta los avances en materia de respaldo a la oferta, tiene que ver con quienes apoyan desde el gobierno la transición energética con la meta de descarbonización total del sector eléctrico en 2050, que critican la estrategia del gas natural como combustible de transición en la medida en que, la promoción de nueva infraestructura de gas posiblemente todavía estaría en operación para 2050, y haría más difícil alcanzar las metas durante la transición. Si bien las emisiones de CO_2 del gas natural son un 50% de las emisiones en la generación eléctrica a carbón, siguen siendo importantes y, según los críticos, existe además el riesgo de fugas al ambiente de metano, otro GEI.

Una dificultad final para la posibilidad de ampliar los respaldos del gas natural en la transición energética, es el hecho de que el precio del gas es superior al del carbón y al de la energía nuclear para efectos de la generación eléctrica. Si bien, la generación a carbón y la energía nuclear deben ser retiradas de operación a mediano plazo, lo referido debilita a la industria de generación a gas natural.

Con relación a los Sistemas de Transporte de gas natural por gasoductos, Alemania fue el primer país de la Unión Europea en incentivar las inversiones en infraestructura a través de un esquema de tarifa por señal de distancia. (*Figura 359*).

Figura 359: Esquemas de remuneración de transporte de gas por gasoductos en la UE (2014).



Fuente: 2nd Asia gas Conference, Bombay 2014.

Las razones planteadas para privilegiar este esquema de remuneración del transporte de gas por los sistemas de gasoductos son:

- Refleja costos.
- Optimiza uso de la red (congestión).
- Facilita articulación entre Sistemas.
- Fácil cálculo y aplicación en redes unidireccionales.
- No requiere administración centralizada para todos los Sistemas.
- Buena señal de expansión.

Al no tener terminales para recibo de GNL, Alemania ha definido su Sistema de Transporte en las interconexiones de frontera para la importación a través de la red europea de gasoductos.

2.2.5 Italia.

El mercado italiano de gas natural está atendido principalmente por gas importado, alcanzando una cuota de importación superior al 90% en 2016. En esa circunstancia, la importación que asegura el suministro esta soportada tanto por terminales de regasificación como por conexiones a los gasoductos europeos.

Italia al igual que Alemania, está incluida en los propósitos de Unión Energética publicada en marzo de 2015 por el Consejo Europeo, pero a diferencia de este país, uno de los argumentos que plantea el gobierno italiano a través del Ministerio de Desarrollo Económico, es que se requiere reforzar la infraestructura de importación y transporte de gas natural en el país, con el fin de fortalecer la independencia energética, la confiabilidad frente a posibles eventos externos, y el fortalecimiento de la capacidad negociadora del país como consumidor frente a proveedor de alto peso, como Rusia, así como la posibilidad de que Italia juegue un papel importante como abastecedor del mercado interior europeo, aprovechando el escenario de sobreabastecimiento mundial de GNL existente al menos hasta 2024, y utilizando la infraestructura de transporte en condición de flujos invertidos.

Los contratos de importación de GNL aseguran el recibo de gas importado en tres plantas regasificadoras (*Tabla 35*), que inyectan al sistema y cuya ubicación es estratégica para atender la demanda nacional en complemento a la importación por los gasoductos conectados a los sistemas europeos y a la muy disminuida producción nacional.

Tabla 35: Terminales Italianas de Importación de GNL.

Country	Site	Storage		Send-out		Owner	Operator	Third Party Access	Additional Services offered	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity in $1000 m^3$	Number of vaporizers	Nominal capacity in Bcm/y					
ITALY	OLT LNG Toscana [OFFSHORE] FSRU Toscana	4	137500	3	3.8	OLT (Unipar 48.24%, IREN Group 43.07%, Golar 2.69%)	OLT Offshore LNG Toscana	Yes		2013
	Panigaglia	2	100000	4	3.4	GNL Italia S.p.A.	GNL Italia S.p.A.	Yes		1971
	Rovigo [OFFSHORE]	2	250000	5	7.6	ExxonMobil (70.7%), Qatar Petroleum (22.9%), SNAM (7.3%)	Adriatic LNG, ExxonMobil, Qatar Petroleum, SNAM)	Yes		2009

Fuente: GIIGNL reporte Anual del GNL 2018.

Resulta de gran interés en este estudio reseñar que, el Gobierno italiano tiene un documento denominado "Italian natural gas system's Preventive Action Plan", que es un anexo de Decreto Ministerial del 18 de octubre de 2017 y que incluye en su alcance entre otros, lo siguiente:

- Un análisis de riesgos definido por normativa Europea.
- Medidas, volúmenes, capacidades y el tiempo necesario para cumplir con las normas de infraestructura y suministro, incluida, en su caso, la forma en que las medidas de la demanda pueden compensar suficientemente, de manera oportuna, una interrupción del suministro. La identificación de la infraestructura de gas y cualquier otra norma relacionada con el aumento del suministro, las alternativas utilizadas para obtener la conformidad con la norma de infraestructura y la indicación sobre la capacidad bidireccional existente.
- Las medidas utilizadas para cumplir con el estándar de suministro y cualquier otra obligación adicional impuesta por la seguridad del suministro de gas, la definición de "clientes protegidos, la demanda relacionada y los volúmenes que son necesarios para satisfacer su demanda en diferentes escenarios climáticos, la descripción de las medidas legislativas para la protección de "clientes protegidos".
- Otras medidas preventivas, como las relacionadas con la necesidad de mejorar las interconexiones entre los Estados miembros vecinos y la posibilidad de diversificar las rutas de gas y las fuentes de suministro, si corresponde, para abordar los riesgos identificados con el fin de mantener el suministro de gas a todos los clientes en la medida de lo posible, como sea posible.

2.2.6 Argentina.

La oferta de gas natural del mercado interno argentino es pricipalmente de producción local, con una participación de producto local por encima del 77% en los últimos años sobre el total entregado.

En el período 1999 a 2003, la relación reservas/producción disminuyó de 10,5 a 9,8 años en el caso del petróleo y de 17,6 a 12,1 para el caso del gas natural, lo cual, con una matriz principalmente gasífera, contribuyó a generar graves problemas de abastecimiento. Esta situación obligó a Argentina a limitar inicialmente sus exportaciones de gas a Brasil, Uruguay y especialmente a Chile (lo que dio lugar a la crisis del gas con este país), a suscribir contratos de importación de gas con Bolivia para atender sus necesidades internas, y a desarrollar la infraestructura de importación de GNL, que comenzó a operar a partir de 2008.
Desde 2008, el país se convirtió en importador neto de gas natural, suministrado por Bolivia o a través de cargamentos de GNL importado mediante las terminales de Bahía Blanca y Escobar, bajo las decisiones de ENARGAS.

Tabla 36: Terminales Argentinas de Importación de GNL.

Country	Site	Storage		Send-out		Owner	Operator	Third Party Access	Additionnal Services offered	Start-up date
		Number of tanks	Total capacity in liq m³	Number of vaporizers	Nominal capacity in Bcm/y					
ARGENTINA	Bahia Blanca GasPort [expansion] *Excelerate Exemplar*		151 000	6	5.1	Owner: Excelerate Energy / Charterer: YPF	YPF	No		2008
	GNL Escobar [expansion] *Excelerate Expedient*		151 000	6	6.1	Owner: Excelerate Energy / Charterer: UTE Escobar (50% Enarsa, 50% YPF)	YPF	No		2011

Fuente: GIIGNL reporte Anual del GNL 2018.

En el año 2012, el gobierno argentino declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación, el 51% de las acciones de Repsol-YPF, del cual una parte mayoritaria (51%), iría a manos del gobierno nacional y otra parte pasaría al control de las diez provincias productoras de hidrocarburos. El principal argumento del gobierno para dicha nacionalización fue la responsabilidad de esta empresa en el déficit energético, que llevó a Argentina a importar gas y petróleo.

En ese contexto, entre 2004 y 2014, la brecha entre la demanda y la oferta (sumando gas nacional más importaciones desde Bolivia), se multiplicó por seis, alcanzando un máximo de 34,5 millones m^3/día en el año 2014. Para disminuir dicha brecha, el sector generación eléctrica utilizó en el período, cantidades crecientes de otros combustibles (fuel oil, diésel) y se requirió la importación de GNL, que aumentó desde 2008 año tras año su importancia en la oferta de gas al mercado. A pesar de la sustitución de gas por combustibles líquidos en el sector generación, y de las importaciones crecientes en el período, fueron necesarios cortes de gas al sector industrial, los cuales en el período 2008-2014, fueron un 12% de la demanda de dicho sector.

Hoy en día el plan de seguridad en el abastecimiento del mercado argentino de gas natural, tiene su mayor apuesta en el desarrollo de Vaca Muerta, que es una formación rocosa de 30 kilómetros cuadrados en el desierto neuquino, en el centro occidente del país. Hoy día representa la mayor reserva de Shale gas y Shale oil en Argentina, y una de las más importante del mundo, cuya operación contribuirá al cambio de la tendencia bajista de la producción hidrocarburífera de Argentina. YPF estima que si se pone en producción sólo el 15% de las reservas de esta formación (de propiedad nacional), se cubriría el déficit energético nacional.

Una muy importante medida que tomó ENARGAS en 2008, previa a la etapa en que Argentina se convirtió en importador neto de gas natural, fue la de evaluar alternativas para flexibilizar la oferta interna de gas natural mediante un nueva reglamentación sobre especificaciones de calidad de gas, contenida en la resolución ENARGAS N° 259 de 2008, que definió una condición de calidad denominada "flexibilizada", que bajo ciertos requisitos técnicos, ha permitido el aporte de oferta marginal al mercado interno del país.

Lo dispuesto por ENARGAS, ha permitido que volúmenes menores de gas natural tratados previamente, puedan ser inyectados a grandes corrientes de gas natural en puntos de recepción en

condición flexibilizada, en los que la dilución de la corriente menor en la mayor, garantiza el cumplimiento de los parámetros de calidad definidos en la regulación argentina.

La disposición específica adoptada sobre "Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas" fue publicada mediante la resolución ENARGAS N° 259 de 2008 y establece lo siguiente:

> *"Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas: Un Productor que desee inyectar gas al sistema de transporte, que no cumpla con los requisitos básicos del Cuadro de Especificaciones de Calidad de Gas, pero que se encuentre dentro de los límites flexibilizados establecidos en el Cuadro de Especificaciones de Calidad de Gas Natural en Condición Flexibilizada, deberá previamente celebrar con otros Productor/es Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas. Este gas se denominará" Gas en Condición Flexibilizada", mientras que el gas aportado para corregir la calidad del Gas en Condición Flexibilizada, se denominará "Gas de Corrección"."*
> *Siguiendo el criterio de máxima utilización del recurso energético disponible, se propiciará el ingreso de todo volumen de gas que cumpla con la calidad mínima indispensable, por lo cual toda calidad excedente y disponible en los sistemas de transporte y distribución deberá ser aprovechada en todo lo posible. En razón de ello, los Productores no podrán negar su autorización para que se utilice la calidad excedente y que ellos no requieran para la celebración de acuerdos, salvo que cuenten con fundamentos indiscutibles que justifiquen su negativa.*
>
> *Así, un Transportista también podrá realizar Acuerdos de Corrección de Calidad de Gas con un Productor, aunque solamente cuando se cumplan las siguientes condiciones:*
> *1) Que exista disponibilidad de Gas de Corrección en el sistema de transporte aguas arriba del Punto de Recepción.*
> *2) Que el/los Productor/es sea/n notificado/s por la Transportista respecto al empleo de ese gas como Gas de Corrección para la celebración de un eventual Acuerdo entre ella y otro Productor.*
> *3) Que, al momento de requerirse por la Transportista, dicho Gas de Corrección no sea requerido para la realización de Acuerdos de Corrección por parte del/los Productor/es que lo estuviera/n inyectando.*

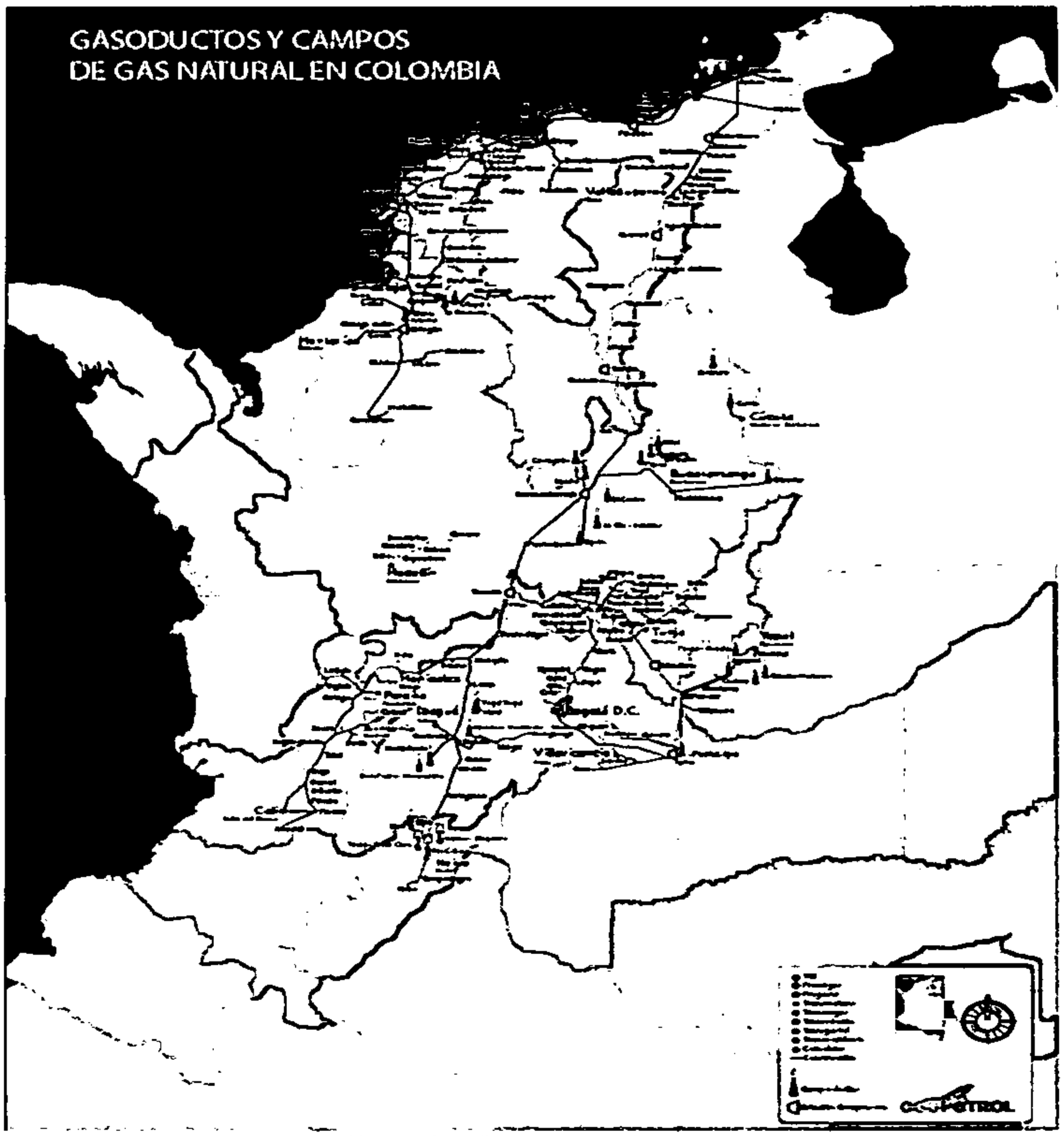
2.3 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

El mercado de gas natural en Colombia tiene soportada la mayoría de sus operaciones físicas de recibo y entrega del combustible sobre la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte (SNT) de gas, que tiene una amplia cobertura de servicio en el territorio nacional y está constituido principalmente por dos subsistemas, el de los gasoductos de la costa Caribe y el de los gasoductos del interior del país.

La *Figura 360* muestra el SNT de gas natural de Colombia y en él, los campos productores asociados a la infraestructura de gasoductos. También se pueden identificar los departamentos atendidos por el Sistema y las rutas disponibles para que los agentes puedan transportar el gas desde los centros de producción a los centros de consumo.

La *Tabla 37* muestra las rutas del SNT relacionadas en la resolución CREG 126 de 2010. Debido a la estructura del mercado, la revisión de los aspectos de la oferta-demanda de gas natural por regiones y de la confiabilidad de los sistemas para este estudio, resulta más ilustrativa sobre las rutas principales del SNT como se presenta a continuación.

Figura 360: Sistema Nacional de Transporte (SNT) de Gas Natural.



Fuente: http://www.ecopetrol.com.co

Tabla 37: Gasoductos troncales y ramales del Sistema Nacional de Transporte de gas natural.

Tramos de gasoductos	Año de entrada en operación	Diámetro (pulg.)	Longitud (km)
Sistema de Promigas			
Ballena - La Mami	1977	20, 24	143
La Mami - Barranquilla	1977	20, 24	142
Barranquilla - Cartagena	1982	20	113
Cartagena - Sincelejo	1985	10	123
Sincelejo - Jobo	1985	10	70
Sistema de TGI			
Ballena - Barrancabermeja	1996	18	578
Barrancabermeja - Sebastopol	1997	20	111
Sebastopol - Vasconia	1997	20	62
Vasconia - Manquita	1997	20	123
Manquita - Pereira	1997	20	155
Pereira - Armenia	1997	20	60
Armenia - Cali	1997	20	128
Manquita - Guatiquia	1997	8	123
Guatiquia - Neiva	1997	12, 8	169
Cusiana - El Porvenir	2002	20	33
El Porvenir - La Belleza	2000	20	188
La Belleza - Vasconia	1997	12, 14	91
La Belleza - Cogua	1997	22	115
Cusiana - Apiay	1995	10, 12	150
Apiay - Usme	1995	8	122
Apiay - Villavicencio - Ocoa	1995	8	40
Monichal - Yopal	1994	4	13
Sistema de Transmetano			
Sebastopol - Medellín	1997	12, 14	147,5
Sistema de Progasur			
Neiva - Hobo	1995	8	50
Cali - Popayán	[1]	4	117
Sandreta - Cúcuta	[1]	4	68
Sistema de Transoriente			
Payoa - Bucaramanga	1997	6, 8	50
Barrancabermeja - Payoa	2003	8	58
Gibraltar - Bucaramanga	[1]	10	100
Sistema de Transoccidente			
Yumbo - Cali		4, 6, 8, 14, 16	11
Sistema de Transcogas			
Cogua - Zipalanda	1998	20	6,0
Zipalanda - Guacarí	1998	20	7,0
Guacarí - Cajicá	1999	20	7,8
Cajicá - Chía	1998	20	8,4
Guacarí - Briceño	1998	14	5,0
Chía - Estación Guaymaral	1998	14	8,5
Chía (troncal) - Pueblo Viejo	2004	20	7,7
Pueblo Viejo - San Rafael	2004	20	8,8
San Rafael - La Ramada	2004	20	8,2
La Ramada - Mosquera (troncal)	2004	20	5,1
Sistema de Perenco			
Floreña - Yopal	2005	8	17,58

Fuente: Resolución CREG 126 de 2010.

2.3.1 Sistema de transporte de gas natural de la costa.

El Sistema Regional de Transporte (SRT) de la costa Caribe es propiedad de la empresa Promigas S.A E.S.P. y atiende las rutas del Servicio en los departamentos de La Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre y Córdoba.

Las principales fuentes de suministro de gas natural al Sistema de la costa son los campos Chuchupa, Ballena y La Creciente y en menor escala, Bonga-Mamey, El Difícil, Guama y Jobo. Recientemente, en 2016, se conectó como fuente de suministro a los gasoductos de la costa Atlántica, la planta de regasificación de GNL en Cartagena de propiedad de SPEC, por donde se viene recibiendo el gas de importación al país.

Las entregas de gas natural a través del sistema de la Costa, atienden sectores como el residencial, comercial, industrial, vehicular, petroquímica, sector petrolero y de generación eléctrica de los departamentos costeros, suministrando el combustible a ciudades como Barranquilla, Cartagena, Santa Marta, Riohacha, Sincelejo, Montería y las áreas de influencia de estas capitales.

Ruta Ballena-Barranquilla.

La ruta Ballena-Barranquilla, en operación desde 1977, incluye los tramos Ballena-La Mami y La Mami-Barranquilla. Los gasoductos de esta ruta son los de mayor tamaño en el país, incluyendo diámetros de 20" y 24" en un corredor de 285 kilómetros, que cuenta con la estación compresora "Palomino".

Las entregas de gas natural en la ruta Ballena-Barranquilla, sirven a los mercados de los departamentos de Guajira, Magdalena y Atlántico, y sus gasoductos han sido considerados por Promigas S.A E.S.P. para el reconocimiento de inversiones en activos bajo el criterio de Vida Útil Normativa (VUN), considerado por la regulación. Sobre el gasoducto de la Ruta Ballena-Barranquilla, se definió la implementación de adecuaciones de bidireccionalidad[242] para habilitar la interconexión con el gasoducto Ballena-Barrancabermeja y a su vez, habilitar la bidireccionalidad en ese sistema.

La posibilidad de recibir gas natural importado a través del gasoducto binacional con Venezuela, haría que el mercado en esta ruta fuera excedentario en la oferta, pero ante la incertidumbre de esos despachos y con la clara declinación de los campos de producción de la Guajira, se espera que a mediano plazo la balanza oferta-demanda sea equilibrada con la producción de los campos Off-shore recientemente descubiertos por Ecopetrol en el Caribe colombiano.

Ruta Barranquilla-Cartagena.

Cartagena-Barranquilla es una ruta del Sistema de la Costa que entró en operación en 1982, en la cual, su gasoducto troncal fue construido en 20" de diámetro a lo largo de un corredor de 113 kilómetros sobre el cual está conectada la estación compresora "La Heroica" y la estación regasificadora de SPEC en Cartagena. Al igual que los gasoductos de la ruta Ballena-Barranquilla,

---

242 *Resolución MME 40006 de 2017.*

Promigas S.A E.S.P. presentó el reconocimiento de inversiones de estos activos bajo el criterio de Vida Útil Normativa (VUN).

El gas natural entregado en la ruta Barranquilla-Cartagena abastece los mercados del departamento de Bolívar y su punto final conecta el gasoducto Cartagena-Sincelejo con el cual atienden mercados de Sucre y Córdoba. Actualmente, parte de la producción del campo Jobo se ingresa al Sistema de la Costa a través del gasoducto Sincelejo-Jobo, que tiene la estación compresora Sahagún para sus necesidades operativas.

Las perspectivas de producción del campo jobo y el desarrollo de gasoductos que permitan evacuar el gas natural que allí se produce, equilibraran la balanza de gas en esta zona del país, complementando las entregas de GNL recibidas a través de la planta de regasificación de Barú, que están destinadas principalmente a atender la demanda termoeléctrica en la costa Caribe.

2.3.2 Sistema de transporte de gas natural del interior.

El Sistema de Transporte de gas natural del interior del país está compuesto por gasoductos de propiedad de las empresas TGI S.A E.S.P, Transmetano S.A E.S.P, Promioriente S.A E.S.P, Transoccidente S.A E.S.P, Progasur S.A E.S.P y los operados por Coinogas S.A E.S.P.

El Sistema del Interior conduce gas natural hacia el interior del país desde los campos de la Guajira, a través del gasoducto Ballenas-Barrancabermeja (Antiguo Centroriente), pero en la zona del pie de monte llanero está conectado a la otra gran fuente de suministro de gas natural en Colombia, que son los campos Cusiana y Cupiagua, además de múltiples campos menores que inyectan gas al SNT a lo largo del territorio nacional.

El mayor cubrimiento regional del transporte de gas natural del país está en manos de TGI S.A E.S.P, empresa que con sus gasoductos atiende la mayor parte de los mercados en los departamentos de la zona Andina (Santander, Boyacá, Cundinamarca), el eje cafetero (Caldas, Risaralda, Quindío) , región Pacífica (Valle del Cauca), Valle del Magdalena (Tolima y Huila) y Orinoquia (Casanare y Meta). Los gasoductos de las otras transportadoras están sectorizados para mercados regionales específicos como los casos de Antioquia (Transmetano), Santander (Promioriente), Cali y alrededores (Transoccidente), Tolima Grande (Progasur) y Pie de monte Llanero (Coinogas).

Ruta Cusiana-Apiay-Bogotá.

Los gasoductos de la ruta Cusiana-Apiay-Bogotá son los más antiguos del sistema del interior y son propiedad de TGI S.A E.S.P, con esta ruta se abrió paso el Plan de Masificación de gas, permitiendo la llegada del combustible a Bogotá. De manera que, se amplió la cobertura del servicio en la capital del país para atender todos segmentos de la demanda como: residencial, comercial, industrial, vehicular. No obstante, el principal mercado de los gasoductos de esta ruta es Bogotá, a través de ellos también se atienden el segmento de generación en la planta termoeléctrica de Ocoa y usos de la industria petrolera en las plantas de Ecopetrol en El Porvenir y Apiay.

Los campos productores que entregan gas a los gasoductos de esta ruta son: Cusiana, Cupiagua y Apiay.
Aunque el suministro de gas al centro del país por esta ruta fue indispensable en una época, hoy en día resulta un complemento minoritario a las entregas de gas natural que se hacen con los gasoductos de la ruta Cusiana-La Belleza-Cogua, que transportan al altiplano Cundiboyacense y particularmente a Bogotá D.C., la mayor parte de la demanda generada por ese mercado.

Otros mercados atendidos por los gasoductos en esta ruta son el residencial, comercial e industrial de Villavicencio, de municipios del Meta, de municipios de Casanare en el pie de monte y de municipios del oriente Cundinamarqués.

Con la producción de Cusiana en declinación en un horizonte de mediano plazo, se espera que la oferta deficitaria de gas natural para los mercados de la zona centro y oriente del país por esta ruta, incorpore en el futuro nuevas fuentes de suministro como Pauto y Floreña, que por ahora están comprometidas con la producción petrolera nacional.

Ruta Cusiana-La Belleza-Bogotá.

El transporte de gas natural para los mercados del centro del país desde el campo productor de Cusiana a través de una ruta alterna a la existente en Cusiana-Apiay-Bogotá, se materializó a principios de este siglo con la construcción de algunos gasoductos que permitieron empezar a entregar gas de Cusiana a Bogotá D.C. por el norte de la ciudad, siguiendo la ruta Cusiana-Apiay-La Belleza.

Aunque la ruta mencionada es la composición de varios tramos de gasoductos como Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza y La Belleza-Cogua, resulta de especial interés para el análisis de este estudio pues constituye el cierre de un circuito cerrado que permite abastecer por dos nodos, los mercados más importantes del país que son los de la capital, dando de esta forma un primer nivel de confiabilidad a los sistemas con que se abastecen los consumidores de este centro.

Al igual que en la *ruta alterna* y teniendo en cuenta la declinación del campo Cusiana, se espera que la oferta deficitaria de gas natural para los mercados de la zona centro del país por esta ruta, incorpore en el futuro nuevas fuentes de suministro como Pauto y Floreña que por ahora están comprometidas con la producción petrolera nacional.

Aunque la estructura anular del sistema de transporte a Bogotá representa mayor confiabilidad, los eventos de daños en los gasoductos de esta ruta han ocasionado suspensión y racionamiento del suministro de gas natural a los mercados de la zona en el pasado reciente.

Ruta Mariquita-Gualanday-Neiva.

Durante el desarrollo del Plan Masificación de gas natural en Colombia, el desarrollo de los gasoductos Mariquita-Gualanday y Gualanday-Neiva revistió especial importancia por dos razones primordiales: i) el tramo Mariquita-Gualanday fue la garantía requerida para desarrollar una de las área exclusivas de distribución concesionada por el gobierno colombiano para desarrollar los mercados de gas natural en el departamento del Tolima y ii) el tramo Gualanday-Neiva permitió

interconectar al SNT, los mercados de Neiva y el departamento del Huila, desarrollados hasta entonces a partir de un sistema de transporte aislado constituido por el gasoducto Dina-Neiva.
Como gran parte del mercado del interior, la oferta de gas natural que se presenta en la ruta Mariquita-Gualanday-Neiva está soportada por entregas de gas Cusiana, pero a diferencia de otros mercados regionales, la demanda en el Tolima Grande tiene atención complementaria de la producción de campos menores como Toqui-Toqui, Mana y Puli, que se conectan en el punto Caldas Viejo de entrada al SNT en el tramo Mariquita-Gualanday y Dina en el Huila, que inyecta en el tramo Gualanday-Neiva.

Con las entregas de gas Cusiana transportadas hasta la zona a través del SNT, los mercados regionales de Tolima y Huila (atendidos por los gasoductos de TGI) no presentan desabastecimiento pero en cambio existe en el tramo Mariquita-Gualanday (6"), un estrangulamiento del flujo a través del ducto que ha requerido la instalación de un Loop[243] de 10", que se prevé entre en funcionamiento en 2020.

Ruta Mariquita-Cali.

El desarrollo de los diferentes segmentos de consumo de gas natural en el mercado del occidente del país (Cali y Valle del Cauca) y el eje Cafetero (Caldas, Risaralda y Manizales) ha estado atendido con gas transportado a través de los gasoductos en la ruta Mariquita-Cali, construidos en 1997 con diámetro de 20" en un trazado de 343 kilómetros.

Durante los primeros años de operación, los gasoductos en Mariquita-Cali transportaban gas de la Guajira que era recibido del gasoducto Centroriente y conducido a los consumidores ubicados a lo largo de la ruta, pero con el cambio paulatino de la oferta nacional y el desarrollo de la ruta Cusiana-la Belleza en el presente siglo, las entregas de gas natural de Cusiana han abastecido la demanda de la región a través de la ruta Cusiana-La Belleza-Vasconia-Mariquita.

Actualmente, las acciones para respaldar la oferta de gas natural y dar confiabilidad a los sistemas en el occidente del país y los mercados cercanos como los del eje cafetero, son las que entre todas demandan mayor esfuerzo del país y requieren intensivamente de los recursos de los agentes del sector.

Una primera obra definida para asegurar el suministro al mercado regional y que inclusive permitirá atender otros mercados con los excedentes de gas, es la construcción en la bahía de Buenaventura en el Pacífico colombiano de una planta de regasificación de GNL con capacidad de 400 MPCD[244] cuya entrada en operación será en el 2023.

Como complemento obligatorio de la planta de regasificación, ha sido definida la construcción de un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo[245], que permitirá conducir el gas producto de la regasificación del GNL importado en Buenaventura hasta un punto de entrega conectado al SNT en inmediaciones de Yumbo en el Valle del Cauca.

---

[243] *Resolución MME 40006 de 2017.*
[244] *Resolución MME 40006 de 2017.*
[245] *Resolución MME 40006 de 2017.*

Con relación a la infraestructura del SNT en el tramo Mariquita-Cali, según lo definido en los planes del país, se incluye la adecuación de la infraestructura con entrada en operación en 2021, para habilitar la bidireccionalidad en el gasoducto[246] mediante la disposición de cuatro (4) estaciones nuevas de compresión (El Cerrito, Tuluá, Zarzal y Manizales) y el aumento de potencia de la estación Padua para una potencia máxima de compresión de 40.000 hp.

Ruta Ballena-Barrancabermeja.

La ruta Ballena-Barrancabermeja corresponde a un tramo del SNT denominado por mucho tiempo gasoducto Centroriente, que es la arteria principal que conecta desde 1996, los campos de producción de gas natural de La Guajira con los gasoductos del interior del país, con 579 kilómetros de longitud es el ducto más largo del país y tiene un diámetro de 18".

Debido a los cambios ocurridos en la composición de la oferta nacional desde su puesta en marcha y con las entregas de gas Cusiana empezando a darse hacia el norte del SNT, la ruta Ballena-Barrancabermeja se ha convertido en la frontera de suministro entre el gas del interior y el gas de la costa pero mantiene la importancia de hacer la conexión entre los dos mercados.

Con el horizonte de declinación en la producción en La Guajira, las evaluaciones que indican la posible necesidad de habilitar flujo de gas desde el interior hacia la Costa, han definido la adecuación de la infraestructura del gasoducto para habilitar la bidireccionalidad en la ruta Ballena-Barrancabermeja[247] y la interconexión con el gasoducto Ballena-Cartagena.

Ruta Sebastopol-Medellín.

La ruta que conduce gas natural desde Sebastopol hasta Medellín para abastecer la demanda de los diferentes segmentos del mercado en la capital Antioqueña y su área de influencia en el departamento, corresponde al gasoducto de Transmetano construido en 1997 con 147 kilómetros de longitud en tuberías de 12" y 14" de diámetro.

Durante una primera etapa de desarrollo de la demanda regional, los mercados atendidos por el gasoducto Sebastopol-Medellín tuvieron suministro de gas desde La Guajira, pero desde la puesta en operación de la ruta Cusiana-La Belleza que permitió entregas de gas Cusiana hasta Vasconia y desde allí en contraflujo hasta Sebastopol el suministro principal a Medellín, Valle de Aburra y demás áreas de influencia se ha dado con gas transportado desde el pie de Monte Llanero a través del SNT.

Ruta Gibraltar-Bucaramanga.

La ruta Gibraltar-Bucaramanga es la ruta más reciente de las principales del SNT y corresponde a un gasoducto de Promioriente construido en 2012 con un diámetro de 10" sobre un trazado de 190 kilómetros.

---

246 *Resolución MME 40006 de 2017.*
247 *Resolución MME 40006 de 2017.*

La oferta de gas de Gibraltar entregada al área metropolitana de Bucaramanga que desarrollo su mercado desde los años 70's con gas de los campos de Provincia y Payoa, fue clave para respaldar la declinación de esas fuentes y adicionalmente, ofrecer los excedentes al mercado nacional a través de una conexión con el SNT en Barrancabermeja.

Ruta Floreña-Yopal.

Aunque las operaciones en la ruta del gasoducto entre el campo Floreña en Casanare y Yopal (municipio capital del departamento) no resultan esenciales en el marco general del mercado de gas del país, el análisis del presente estudio consideró de importancia la revisión de la situación de la oferta en la zona, pues allí existen dos campos con gran volumen de reservas y producción (Pauto y Floreña) que no está saliendo al mercado nacional porque esta priorizada para la producción petrolera. Frente a la situación actual de la balanza de gas natural, resulta muy importante mantener el monitoreo a la producción en estos campos para conocer si en un escenario de mediano plazo pueden ser incorporadas como fuentes de suministro del mercado nacional.

Ruta Cali-Popayán.

Contrario a lo que sucede en la ruta Floreña-Yopal, cuyo interés es la posibilidad de agregar nueva oferta, el interés de la ruta definida sobre el gasoducto Cali-Popayán está centrada en la posibilidad de desarrollar una demanda importante en el sur del país y especialmente, mantener abierta la búsqueda de una ruta de exportación de gas a Ecuador a mediano plazo.

2.3.3 Análisis de riesgos asociados al suministro y confiabilidad de gas natural en Colombia.

En desarrollo de este estudio, se elaboró un análisis de riesgos para determinar los factores que podrían presentar la oferta o abastecimiento de gas natural en Colombia.

El análisis tuvo como objetivo principal, definir los factores de riesgo para el sector de gas natural en lo referente a un posible desabastecimiento de este gas combustible y también, determinar los lineamientos que sirvieran como insumo para el diseño de un plan que evite o mitigue, las posibles consecuencias del evento.

Para este análisis, el equipo se adhirió a las prácticas comunes en metodología cualitativas de análisis de riesgos, eligiendo una versión básica de la metodología llamada Análisis Preliminar de Riesgos. En esta metodología, tras la recolección de información, se elaboró un listado de riesgos asociados a los elementos del sistema definidos en la primera etapa del análisis (único elemento: Abastecimiento de gases combustibles) y se registraron los resultados.

Para empezar, el desabastecimiento de gas natural se puede presentar básicamente, por dos factores como: i) la falta de entregas (suministro) y ii) la falta de infraestructura para transportarlo y distribuirlo hasta los puntos finales de consumo (Confiabilidad).

Los dos factores referidos, se identificaron como causas raíz del desabastecimiento de gas natural. Posteriormente, se determinaron los eventos iniciadores/iniciantes, que fueron la base inicial de la serie de eventos que pueden terminar en un desabastecimiento. Los factores (Eventos Iniciadores) elegidos fueron del tipo Ambiental/Natural, Tecnológico/Operacional, Social/Cultural, Político/Administrativo, Económico y de Infraestructura.

A continuación, y luego de la ocurrencia de un evento iniciador, se presentaron una serie de eventos (de acuerdo al Evento iniciador), que fueron llamados eventos amenazantes y que podrían desencadenar más eventos que llevarían al sector a un potencial desabastecimiento de gas. Teniendo en cuenta que, universalmente el riesgo se conoce como el resultado del producto de la gravedad/severidad multiplicado por la probabilidad, o en palabras más sencillas: Riesgo = Probabilidad x Gravedad, se realizaron las calificaciones dadas por el criterio de los expertos, llegando de esta manera, a un valor de nivel de riesgo asociado a la causa raíz.

Una parte importante de la elaboración y desarrollo de este método cualitativo, es la creación de métricas que permitan (a criterio de los expertos) la calificación y clasificación de los riesgos. Para esto, se crearon métricas para valorar los riesgos, la gravedad/severidad y la probabilidad. En las *Tablas 38, 39 y 40*, se pueden observar las métricas seleccionadas para el desarrollo de la metodología.

Tabla 38: Métricas de valoración de la gravedad/severidad.

VALORACIÓN DE LA GRAVEDAD/SEVERIDAD	
VALORACIÓN	**CONSECUENCIAS** **RACIONAMIENTO Y/O DESABASTECIMIENTO**
Ninguna (1)	No existe problema
Insignificante (2)	Se presenta racionamiento corto (Menor a un mes)
Marginal (3)	Se presenta racionamiento prolongado (Mayor de un mes y hasta por un año)
Crítico (4)	Se presenta racionamiento por más de un año y/o cantidad limitada y constante de la oferta de gas
Catastrófico (5)	Se presenta desabastecimiento en el cual la oferta de gas está disminuyendo

Fuente: La Consultoría.

Tabla 39: Métricas de valoración de la probabilidad.

VALORACIÓN DE LA PROBABILIDAD	
Muy Alto (Frecuente)	0,81 - 1,00
Alto (Moderado)	0,61 - 0,80
Medio (Ocasional)	0,41 - 0,60
Bajo (Remoto)	0,21 - 0,40
Extremadamente Bajo (Improbable)	0,00 - 0,20

Fuente: La Consultoría.

Tabla 40: Métricas de valoración del riesgo.

VALORACIÓN DEL RIESGO		
ALTO	3,34 - 5,00	
MEDIO	1,68 - 3,33	
BAJO	0,00 - 1,67	

Fuente: La Consultoría.

Valoración y Análisis del riesgo.

Tal como se observó en la parte metodológica, el riesgo proviene de analizar la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de magnitud variable y su incidencia frente a la gravedad de impacto que el fenómeno tiene sobre el desabastecimiento de gas en el país. En la *Tabla 41* se presenta la calificación de riesgo para cada una de las amenazas identificadas para el gas natural.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia.

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

CAUSA RAÍZ	EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
RACIONAMIENTO O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL DISMINUCIÓN EN LA PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO POR FALTA DE GAS NATURAL DISMINUCIÓN EN LA PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO POR FALLO EN LA INFRA ESTRUCTURA PARA TRANSPORTARLO HASTA LOS USUARIOS FINALES	AMBIENTAL/NATURAL	Actividad sísmica	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	2	0,10	0,20	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	2	0,10	0,20	BAJO
		Incendios Forestales	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	1	0,10	0,10	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	1	0,10	0,10	BAJO
		Inundaciones	Daños menores en elementos importantes de la infraestructura	1	0,05	0,05	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	1	0,05	0,05	BAJO
		Procesos Erosivos	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	4	0,20	0,80	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	4	0,20	0,80	BAJO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			Vientos (Fuertes, depresiones, tormentas y huracanes)	Daños menores en elementos importantes de la infraestructura	1	0,05	0,05	BAJO
				Retraso en obras en proyectos prioritarios	1	0,05	0,05	BAJO
			Calor extremo y prolongado (Cambio climático)	Generación de exceso de demanda de gas	2	0,30	0,60	BAJO
				Retraso en obras en proyectos prioritarios	2	0,50	1,00	BAJO
		TECNOLÓGICO/OPERACIONAL	Fallas en el Procesos de Operación	Accidentes que provoquen daños graves a personas e infraestructura	2	0,10	0,20	BAJO
			Error Humano	Accidentes que provoquen daños graves a personas e infraestructura	2	0,40	0,80	BAJO
			Fallas en Materiales y/o Equipo	Accidentes que provoquen daños menores a personas e infraestructura	1	0,10	0,10	BAJO
			Defectos de Diseño y Construcción	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	2	0,30	0,60	BAJO
			Deficiencias en Seguridad	Accidentes que	1	0,10	0,10	BAJO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			Industrial	provoquen daños graves a personas e infraestructura				
			Decrecimiento inesperado de los campos	Disminución de la oferta esperada (Proyectada)	5	0,90	[redacted]	[redacted]
			Incumplimiento de los potenciales "offshore" esperados	Disminución de la oferta esperada (Proyectada)	4	0,90		
			Incumplimiento del potencial de la producción de no convencionales	Disminución de la oferta esperada (Proyectada)	8	0,80	2,40	MEDIO
			Fallas tecnológicas para el mejoramiento del factor de recobro en las fuentes actuales	Disminución de la oferta esperada (Proyectada)	8	0,40	1,20	BAJO
		SOCIAL/CULTURAL	Daños ocasionados por terceros: No intencionales	Accidentes que provoquen daños menores o graves a personas e infraestructura	1	0,10	0,10	BAJO
			Daños ocasionados por terceros: Intencionales	Terrorismo, sabotaje, vandalismo que provoca daños graves o menores a elementos importantes de la infraestructura	8	0,60	1,80	MEDIO
			Fallas en gestión del conflicto	Surgimiento de nuevas bandas	2	0,60	1,20	BAJO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
				criminales con potencial para atentar contra la infraestructura o sus administradores				
			Conflictividad social	Procesos de consultas previas para actividades de exploración que generan demoras o detenimiento de los proyectos de E&P	1	0,60	0,60	BAJO
				Sistemas de distribución de regalías que generan conflictos que detienen o retrasan los proyectos de E&P	1	0,60	0,60	BAJO
				Reprogramación de licencias ambientales presionados por acciones sociales (Consultas populares)	2	0,90	1,80	MEDIO
		POLITICO/ADMINISTRATIVO	Falta de interés administrativo y/o político	Ausencia de legislación que detiene o demora los proyectos	5	0,80		

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
				Falta de reglamentación y/o regulación que detiene o demora los proyectos	3	0,90	2,70	MEDIO
			Corrupción sin control (prolongada, reiterativa, permanente)	Leyes que solo benefician a unos pocos (personas o sectores) y que desvían el presupuesto deteniendo los proyectos de E&P	5	0,50	1,50	BAJO
			Cambios frecuentes de los equipos de gobierno	Alta rotación de personal especializado en los entes de gobierno para administrar las políticas económicas o financieras, que terminan por crear políticas energéticas equivocadas que detienen la E&P	5	0,50	2,50	MEDIO
			Proyecciones erradas en política energética	Mantener, por parte de los entes energéticos, proyecciones equivocadas con respecto a la oferta y	5	0,50	2,50	MEDIO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA							
CAUSA RAÍZ	EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			demanda de gases combustibles, ocasionando desabastecimiento o precios equivocados				
			Incumplimiento en la finalización de los proyectos prioritarios para garantizar el suministro	4	0,50	2,00	MEDIO
		Políticas energéticas equivocadas	tanto de manera general no planear exploración, como en errores de competencia que generan desequilibrio	5	0,50	2,50	MEDIO
		Pérdida total del control del gobierno y las instituciones	Desabastecimiento o racionamiento	5	0,1	0,5	MEDIO
		Lentitud en procesos de licencias ambientales	Demora o detenimiento de proyectos de E&P	3	0,80	2,40	MEDIO
		Inviabilidad para el desarrollo de actividades de fracturamiento a gran escala	Imposibilidad de crear mayor demanda con los proyectos actuales y/o nuevos	5	0,50		

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		**EVENTOS INICIADORES**	**EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL**	**EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)**	**GRAVEDAD O SEVERIDAD**	**PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF**	**RIESGO**	**NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ**
		ECONÓMICO	Errores en las proyecciones económicas mundiales	Calcular equivocadamente los presupuestos de funcionamiento de los entes y sectores energéticos que provocan detenimiento de los proyectos de E&P	5	0,80	[redacted]	[redacted]
			Fallos en planeamiento económico del país	Elaborar, reiterativamente, proyecciones económicas equivocadas que lleven al país a colapsos económicos y al detenimiento de los proyectos de E&P	5	0,80		
			Precio internacional del petróleo	Disminución de ingresos en la economía que detiene la inversión en proyectos de E&P	4	0,90		
			Términos fiscales para proyectos "offshore"	Aumento de impuestos para proyectos especiales que detendrían su ejecución	8	0,90	2,70	MEDIO
		INFRAESTRUCTURA	Falta de infraestructura para lograr el transporte y	Limitación en las actividades logísticas	4	0,90	[redacted]	

Fuente: La Consultoría.

Tabla 41: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de gas natural en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GAS NATURAL EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		**EVENTOS INICIADORES**	**EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL**	**EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)**	**GRAVEDAD O SEVERIDAD**	**PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EAF**	**RIESGO**	**NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ**
			la distribución del gas natural	de transporte y distribución del gas natural				
			Mal estado de la infraestructura existente para el transporte y la distribución del gas natural	Limitación y disminución en las actividades logísticas de transporte y distribución del gas natural	3	0,80	2,40	MEDIO
			Errado diseño tarifario para la logística del transporte o la distribución del gas natural	Problemas en la estructura de costos de la logística del transporte y la distribución del gas natural	3	0,60	1,80	MEDIO

Fuente: La Consultoría.

2.3.4 Medidas a implementar para mitigar los riesgos asociados al suministro y confiabilidad de gas natural en Colombia.

Aunque la UPME, en su Plan transitorio de abastecimiento de gas natural, definió medidas a implementar para garantizar adecuadas ofertas desde las fuentes de producción ya identificadas (campos convencionales, campos no convencionales, CBM, etc.) para las demandas de gas natural y la confiabilidad de los sistemas de suministro, el análisis realizado en el estudio ha arrojado medidas adicionales que deben considerarse en la ruta de la mitigación del riesgo de desabastecimiento del combustible y/o racionamiento del servicio.

Algunos de los escenarios de oferta futura planteados por la UPME incluyen alternativas que serían soluciones definitivas a un panorama de desabastecimiento, como por ejemplo, la importación de gas desde Venezuela por el gasoducto binacional y la incorporación de la producción de los campos Off-shore descubiertos por Ecopetrol en el Caribe (Orca, Gorgon, Kronos, Purple Angel). Sin embargo, estas opciones han sido de amplio debate y conocimiento en cuanto a su probabilidad de cumplimiento, por lo que los objetivos de este estudio en aspectos de abastecimiento y confiabilidad requieren del análisis de alternativas adicionales que se presenta a continuación:

Incorporación de la producción de campos menores aislados a la oferta disponible en el SNT.

Aunque en los suministros de gas natural para las proyecciones de oferta a futuro se tiene prevista la incorporación de la producción local y las importaciones de GNL en un volumen que parece adecuado para atender los picos más altos de la demanda nacional proyectada, los eventos de desabastecimiento generados por causas como las indicadas en el análisis de riesgos (decrecimiento de los campos más acelerado de lo previsto, incumplimiento de los potenciales off-shore esperados) ya han sido críticos en el país en el pasado. Si a lo anteriormente referido se suma que en este estudio se ha identificado la garantía de una oferta adecuada como uno de los factores condicionantes para alcanzar la nueva demanda proyectada, se hace necesario explorar todas las alternativas de suministro que se puedan sumar a las proyecciones de entregas de gas natural, incluso si son volúmenes marginales.

El inventario técnico de la producción disponible de gas natural en campos menores[248] no interconectados al SNT en Colombia es una tarea pendiente de desarrollo de la que se podría obtener un volumen considerable calculado para agregar a la oferta proyectada. No obstante lo anterior, el desarrollo de este potencial de producción requiere tareas paralelas que abran la ruta de explotación de esos recursos una vez sean cuantificados, debido justamente al desconocimiento exacto de la naturaleza de su producción.

Los campos menores no interconectados[249] son campos que normalmente producen y entregan el gas natural sin que se les requiera tratamiento para ajuste de las condiciones de calidad al estándar

---

248 *La resolución MME 31133 de 2018 incluye la declaración de producción 2018-2027 de todos los campos de gas natural del país; no está disponible un inventario de campos menores no interconectados al SNT.*
249 *Los campos menores no interconectados son aquellos con producción menor a 30 MPCD y cuyas entregas no se hacen con conexión a los gasoductos del SNT.*

nacional y adicionalmente, son menos rigurosos en los procesos de medición volumétrica, pues su comercialización no es tan exigente en los procesos metrológicos. Existen tres barreras claras para que los campos menores no interconectados puedan agregar su producción a la oferta dentro del SNT:

- No siempre la calidad del gas producido satisface condiciones de calidad RUT.
- Los costos de tratamiento para tener aceptación de suministro al SNT no siempre son viables.
- Los costos de la conexión al SNT no siempre resultan atractivos para que pueda comercializarse el gas y remunerar las inversiones efectuadas por el productor.

En las condiciones descritas, los productores en campos menores usualmente optan por quemar el gas en tea o comercializarlo a precios muy bajos para usos de la industria petrolera que no requieran acceso al SNT. Como se refirió en el numeral 2.2.6 de este informe, la experiencia de Argentina en 2008 (justo antes de convertirse en importador neto de GNL) incluyó una serie de medidas entre las cuales se destaca la publicación de la resolución ENARGAS N° 259 de 2008, que definió una serie de medidas para habilitar el ingreso de gas natural en condiciones "flexibilizadas" a la oferta de suministro a los mercados consumidores.

Aunque las tecnologías para tratar gas natural en volúmenes menores ya está ampliamente validada a nivel mundial, los costos de importación de equipos y montaje de las plantas de tratamiento en el país son altos para recuperarlos a través de la tarifa de venta del gas cuando las entregas son bajas. Frente a lo anterior, se debe revisar el régimen arancelario para este tipo de importaciones.

Finalmente, resulta de gran interés frente a los objetivos de este estudio la revisión de costos de acceso eficientes al SNT para que la producción de los campos menores no interconectados tenga incentivo de ser ofertada al mercado mayorista conectado a los sistemas.

Revisión integral de alternativas y condiciones para el respaldo al suministro de gas a Bogotá D.C y su área de influencia.

Teniendo en cuenta que el mercado de gas natural en Bogotá D.C y el altiplano Cundiboyacense es el de mayor participación en la demanda nacional para los segmentos residencial, comercial, vehicular y especialmente industrial, las señales de confiabilidad que dan los agentes a los consumidores deben contar con medidas de inversión que se evidencian en infraestructura de respaldo.

Una alternativa que sigue en los planes de respaldo del servicio del agente para el suministro de gas natural a los consumidores de la capital en caso de desabastecimiento desde las fuentes o suspensión del suministro por fallas en los sistemas, es la instalación de una planta de GNL de Peak Shaving ubicada en la sabana de Bogotá D.C. con una capacidad de almacenamiento definida para hacer entregas al sistema de distribución urbana del Distrito Capital en los eventos de corte.

La alternativa de la planta de Peak Shaving indicada, cuenta con el beneficio de que la experiencia ya está validada para la compañía encargada de la distribución en Bogotá D.C., pues Avantigas que en el pasado era gas natural Fenosa, ya ha formulado el proyecto en su totalidad sobre la experiencia

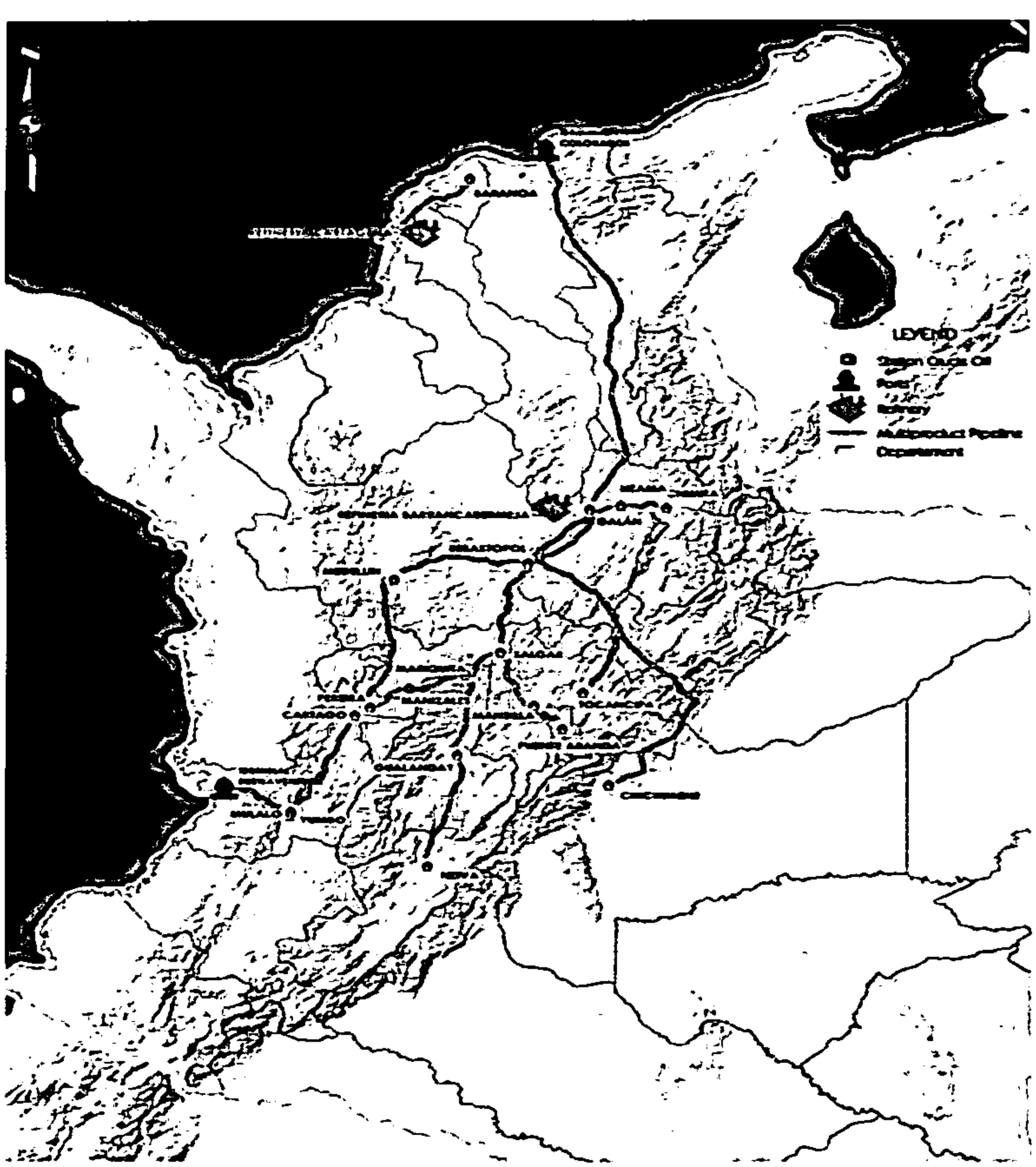
de su antigua filial gas natural BAN, que opera en Buenos Aires Argentina, donde se cuenta con una instalación de esta naturaleza para respaldar los suministros de la red de distribución de la ciudad.

En otro frente de análisis del respaldo al suministro de gas a Bogotá D.C., también se debe avanzar en la evaluación de un ensanche de la capacidad de transporte en la ruta Cusiana-Apiay-Bogotá, que requeriría la construcción de un loop para el ducto Cusiana-Apiay y la construcción de una línea nueva de mayor diámetro en la ruta Apiay-Bogotá (La actual es de 6" y opera en condiciones especiales a 1.600 psig), para que el transportador TGI S.A E.S.P pueda aumentar las entregas de gas por el sur de la ciudad, de forma que se equilibren los flujos al sistema de distribución tanto por el norte como por el sur de la red urbana.

2.4 ASPECTOS DE ASEGURAMIENTO DE LA OFERTA Y DE CONFIABILIDAD EN EL MERCADO DE GLP EN COLOMBIA.

Las operaciones involucradas para la atención de la demanda de GLP en Colombia se distribuyen a nivel regional según la infraestructura asociada a los puntos de producción, ya sean refinerías o campos de producción de GLP por secado de gas natural; lo anterior resulta más claro al ver que el Sistema Nacional de Poliductos (*Figura 361*) en contados casos tiene puntos terminales en los centros de consumo y por el contrario se puede ver fácilmente que los puntos iniciales son conexiones a instalaciones de producción.

Figura 361: Sistema de Poliductos en Colombia.



Fuente: https://www.cenit-transporte.com/poliductos/

Tabla 42: Rutas del Sistema Nacional de Poliductos.

SISTEMAS	ESTACIÓN INICIAL	ESTACIÓN FINAL	CAPACIDAD NOMINAL (KBD)	DIAMETRO PREDOMINANTE PULGADAS	LONGITUD KMS	PRODUCTOS ASOCIADOS
ZONA NORTE						
Pozos-Ayacucho	Pozos	Ayacucho	96.3	14"	321+050	ACEM, NATI, GMR, B2EIMPORTADO
Ayacucho-Galán	Ayacucho	Galán	96.3	14"	190+700	ACEM, NATI, GMR, B2EIMPORTADO
Cartagena-Barranquilla	Cartagena	Baranoa	30.9	12"	103+691	B4, GMR, GPR, KERO, JET A1
ZONA ESTE						
Galán-Bucaramanga	Galán	Bucaramanga	25.3	4"6"12"	97+606	VOIL, GMR, GPR, B2, GLP.
ZONA CENTRAL						
Galán-Sebastopol 16"	Galán	Sebastopol	168.4	16"	114+353	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, NAFTA
Galán – Sebastopol 12"	Galán	Sebastopol	75.8	12"	116+230	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, NAFTA
Galán- Sebastopol 8"	Galán	Sebastopol	14.4	8"	107+000	GLP
Sebastopol-Salgar 16"	Sebastopol	Salgar	168.4	16"	134+761	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1.
Sebastopol-Salgar 12"	Sebastopol	Salgar	75.8	12"	136+548	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1.
Sebastopol-Salgar 8"	Sebastopol	Salgar	14.4	8"	138+000	GLP
Sebastopol – Medellin 12"	Sebastopol	Medellin	68.4	10",12"16"	163+460	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1.
ZONA OESTE						
Medellin-Cartago	Medellin	Cartago	49.1	10"	235+960	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, KERO, VOIL, JET A1.
Cartago-Yumbo 10"	Cartago	Yumbo	28.8	10"	157+700	KERO,VOIL, JET A1, GMR, GPR, B2.
Salgar-Cartago	Salgar	Cartago	23.5	6",8"	210+983	KERO,VOIL, GMR, GPR, B2, GLP.
Cartago-Yumbo 6"	Cartago	Yumbo	13	6",8",10"	157+700	VOIL, GMR, VOIL, B2, GLP
Yumbo – Buenaventura	Yumbo	Buenaventura	20.5	6"12"8"	102+700	B2,GMR
Buenaventura- Yumbo	Buenaventura	Yumbo	17	6"12"8"	102+700	B2,GMR
ZONA SUR						
Salgar-Gualanday	Salgar	Gualanday	26.3	12"	168+540	GMR, GPR, B2.
Gualanday-Neiva	Gualanday	Neiva	13.3	6",8"	162+500	GMR, GPR, B2.
ZONA BOGOTA						
Salgar-Mansilla 10"	Salgar	Mansilla	94.4	10"	109+437	JET A1, GMR, GPR, B2, B2E, KERO, VOIL.
Salgar-Mansilla 8"	Salgar	Mansilla	14.4	8"	107+670	GLP
Salgar- La Dorada	Salgar	La Dorada	21.18	6"	3+800	GMR, B2.
Mansilla – Puente Aranda 10"	Mansilla	Puente Aranda	68.4	10"	43+310	JET A1, GMR, GPR, B2.
Puente Aranda el Dorado	Puente Aranda	El Dorado	14.4	6"	9+510	JET A1
Sebastopol-Sutamarchan	Sebastopol	Sutamarchan	75.8	20 y 16"	174+00	NAFTA, VOIL, GMR ,DIESEL
Sutamarchan-Apiay	Sutamarchan	Apiay	62	16 y 12 "	255+718	NAFTA
Sutamarchan-Tocancipa	Sutamarchan	Tocancipa	75.8	16"	101+916	NAFTA, VOIL, GMR ,DIESEL

Fuente: https://www.cenit-transporte.com/poliductos/

Al análisis de los mercados conectados a la infraestructura de transporte por poliductos (*Tabla 42*) del GLP de Cenit en Colombia, se debe agregar el análisis de los mercados que están en áreas de influencia de rutas de transporte de mercancía por carretera que usan flotillas de cisternas para complementar los trasiegos del gas en regiones que no tienen cobertura del servicio por poliducto y finalmente el análisis de aquellos servidos en sus últimos tramos por rutas de suministro a clientes finales, cuyo medio de entrega son vehículos para acarreo del combustible al por mayor (carrotanques) y al detal (cilindros).

Con relación al total de rutas que Cenit usa para transportar combustibles líquidos por su Sistema de poliductos, sólamente 6 de ellas están en servicio para GLP:

- Galán-Bucaramanga en la zona este.
- Galán-Sebastopol y Sebastopol-Salgar en la zona central.
- Salgar-Cartago y Cartago-Yumbo en la zona oeste. (Incluyen los tramos Salgar-Manizales, Manizales-Pereira y Pereira-Cartago)
- Salgar-Mansilla en la zona Bogotá.

El transporte de GLP por poliductos no presenta una alta proyección de uso en algunas de las rutas del Sistema como se ven la *Tabla 43*.

Tabla 43: Porcentaje máximo de la capacidad de cada tramo.

Tramo	Porcentaje máximo de utilización de la capacidad actual	Fecha de máximo uso
Galán - Bucaramanga	90%	nov-34
Galán - Sebastopol	106%	oct-35
Sebastopol - Salgar	88%	oct-35
Salgar - Mansilla	38%	oct-35
Salgar Manizales	88%	nov-34
Manizales - Peretra	73%	nov-34
Pereira - Cartago	55%	nov-34
Cartago - Yumbo	47%	nov-34

Fuente: Plan Indicativo de abastecimiento de GLP de la UPME 2018.

La razón identificada para explicar el comportamiento referido, es que el abastecimiento de las zonas centro y oeste atendidas por las rutas Salgar-Mansilla y Salgar-Yumbo será con GLP producido en plantas diferentes a Barrancabermeja y transportadas por carretera mediante flotillas de cisternas, hecho a partir del cual, se hizo el análisis de la oferta regional del combustible con cuatro puntos de suministro en el país.

GLP Producido en Cusiana:

La producción del GLP generado a partir de la corriente de gas natural en el campo Cusiana, de aproximadamente 7.300 Barriles por día (BPD) que fue incorporada a la oferta nacional en 2011, está resultando uno de los principales suministros de producción local para atender la demanda y con ella, se ha venido compensando la progresiva disminución de la oferta de GLP de Barrancabermeja al mercado nacional.

El GLP Cusiana está siendo entregado principalmente en Bogotá D.C., el altiplano Cundiboyacense, la zona del Tolima y aún llega con competitividad a los mercados del Suroccidente en el Valle, Cauca, Nariño, Caquetá y Putumayo.

El medio usado para transportar el GLP Cusiana es a través de flotillas de transporte terrestre (Cisternas) que son llenadas en el cargadero de Ecopetrol en Cusiana, de forma que, usando las vías nacionales desde Tauramena en Casanare hasta Mansilla en el área de la capital del país, hacen sus entregas a los almacenamientos de la zona.

Una parte del suministro de GLP Cusiana es transportado directamente por carretera hasta las instalaciones de los distribuidores en departamentos del Suroccidente del país y en la región del bajo Magdalena.
La oferta de GLP Cusiana es complementada en su área de influencia con los suministros de Floreña a través de Termoyopal, Apiay, Ranchohermoso, La Gloria y Corcel en los Llanos, además de Dina en el Huila y Toqui-Toqui en el Tolima.

Se espera que en el futuro se reciba producción de GLP Cupiagua para compensar los decrecimientos de la producción en Cusiana.

GLP Producido en Barrancabermeja:

La producción promedio declarada de GLP Barrancabermeja es de 5.900 BPD y representa el otro gran pilar de la oferta nacional del combustible. Con ella, se atiende un mercado regional que en la pasada década recibió entregas superiores a los 15.000 BPD de esta fuente.

EL GLP producido en Barrancabermeja es transportado principalmente a través de los poliductos Nacionales. Las rutas más habituales son las que permiten la salida del flujo a través de Galán-Bucaramanga para los consumidores de los Santanderes, zona Norte de Boyacá y las demandas marginales en Arauca. A través de Galán-Yumbo y tramos intermedios con los que se abastecen las demandas de Antioquia, el Eje Cafetero y hasta hace un tiempo, el mercado del Valle del Cauca y el sur del país.

Los volúmenes de GLP Barrancabermeja han venido decreciendo en el tiempo y de la producción total de la refinería, una parte es usada por Ecopetrol para las necesidades de las instalaciones y la producción de la compañía, por lo cual en este mercado se complementa la oferta con la producción de Payoa.

Una de las medidas que se espera a futuro para atender la demanda creciente de GLP en la región, especialmente en Antioquia que es el primer consumidor nacional, es que Ecopetrol ensanche la oferta de GLP Barrancabermeja para así satisfacer los requerimientos de los consumidores locales.

GLP Producido en Cartagena:

El tercer pilar del trípode de la oferta nacional de GLP, es la producción de 3.100 BPD de la refinería de Cartagena, que se mantendrá constante por lo menos hasta el 2021, de acuerdo a la declaración de producción de la planta.

La producción de Cartagena atiende la demanda de GLP en el norte del país y con ella se han desarrollado históricamente los mercados que consumen ese combustible en la costa Atlántica colombiana, además de ser la fuente de abastecimiento de la Isla de San Andrés en el mar Caribe colombiano.

Los excedentes de oferta de GLP Cartagena han sido soporte para complementar la demanda de otras zonas del país, como el caso de Antioquia y aún mercados extremos al sur del país como Nariño, hasta donde son transportados vía carretera por flotillas de cisternas.

GLP de Importación:

Aunque en la actualidad los volúmenes de GLP de importación no resultan representativos sobre el total de la oferta al mercado interno colombiano, resulta de gran importancia para el análisis de aseguramiento del suministro del combustible a los consumidores colombianos en virtud de la flexibilidad y eficiencia que pueden llegar a tener estas entregas en el futuro.

Recientemente, a finales de 2017, se inauguró la terminal de importación de GLP con declaración de 182 BPD, que es propiedad de cinco empresas importadoras a través del consorcio Okianus. Lo descrito refleja la oportunidad que han visto algunos agentes en atender el mercado a través de producto importado, a falta de oferta proveniente de fuentes nacionales.

A la importación a través de Okianus, se puede agregar la importación que será realizada a través de la terminal de importación de GLP de propiedad de Plexa, que está proyectada para empezar operaciones en Cartagena dentro de los próximos dos años. La oferta de importación tendría complemento a las entregas del Caribe con los proyectos que se están evaluando en el Pacífico, que incluyen una terminal de importación de GLP en Buenaventura de propiedad de PIO S.A.S.

La gran ventaja que tiene las instalaciones de importación de GLP, es que no resultan tan intensivas en capital para las inversiones como las de otros combustibles (léase GNL), lo que les permite relativa agilidad en su desarrollo y puesta de oferta en el mercado como medio para compensar las diferencias de precio con el producto nacional.

2.4.1 Análisis de riesgos asociados al suministro y confiabilidad de GLP en Colombia.

En forma análoga a lo efectuado para el gas natural, para el GLP se realizó un análisis para determinar los factores de riesgo que podría presentar la oferta y abastecimiento de GLP en Colombia.

El objetivo del análisis fue definir los factores de riesgo para el sector GLP en lo referente a un posible desabastecimiento de este combustible, como también, determinar lineamientos que puedan servir para el diseño de un plan que pueda evitar las posibles consecuencias.

Para el análisis, el equipo se adhirió a las prácticas comunes en metodología cualitativas de análisis de riesgos, eligiendo una versión básica de la metodología llamada Análisis Preliminar de Riesgos. En esta metodología, tras la recopilación de información, se elaboró un listado de riesgos asociados a los elementos del sistema definidos en la primera etapa del análisis (único elemento: Abastecimiento de gases combustibles) y se registraron los resultados.

Para empezar, el desabastecimiento de GLP se puede presentar básicamente, debido dos factores como: i) la falta del gas combustible (suministro) y ii) la falta de infraestructura para transportarlo y distribuirlo hasta los puntos finales de consumo (infraestructura). Estos dos factores representan las causas raíz del desabastecimiento de GLP.

Luego, se determinaron los eventos iniciadores/iniciantes, que son la base del inicio de una serie de eventos que pueden terminar en un desabastecimiento. Los factores (Eventos Iniciadores) elegidos fueron del tipo Ambiental/Natural, Tecnológico/Operacional, Social/Cultural, Político/Administrativo, Económico y de Infraestructura.

A continuación, y luego de ocurrencia de un evento iniciador, se presentaron una serie de eventos (de acuerdo a Evento iniciador), que fueron llamados eventos amenazantes y que podrían desencadenar más eventos que llevarían al sector a un potencial desabastecimiento de gas. Teniendo en cuenta que universalmente el riesgo se conoce como el resultado del producto de la gravedad/severidad multiplicado por la probabilidad; o en palabras más sencillas: Riesgo = Probabilidad x Gravedad, se realizaron las calificaciones dadas por el criterio de los expertos, llegando de esta manera, a un valor de nivel de riesgo asociado a la causa raíz.

Una parte importante de la elaboración y desarrollo de este método cualitativo es la creación de algunas métricas que permitan, a criterio de los expertos, la calificación y clasificación de los riesgos. Para esto, se crearon métricas para valorar los riesgos, la gravedad/severidad y la probabilidad. En las *Tablas 44, 45 y 46*, se pueden apreciar las métricas seleccionadas para el desarrollo de la metodología.

Tabla 44: Métricas de valoración de la gravedad/severidad.

VALORACIÓN DE LA GRAVEDAD/SEVERIDAD	
VALORACIÓN	**CONSECUENCIAS**
	RACIONAMIENTO Y/O DESABASTECIMIENTO
Ninguna (1)	No existe problema
Insignificante (2)	Se presenta racionamiento corto (Menor a un mes)
Marginal (3)	Se presenta racionamiento prolongado (Mayor de un mes y hasta por un año)
Crítico (4)	Se presenta racionamiento por más de un año y/o cantidad limitada y constante de la oferta de gas
Catastrófico (5)	Se presenta desabastecimiento en el cual la oferta de gas está disminuyendo

Fuente: La Consultoría.

Tabla 45: Métricas de valoración de la probabilidad.

VALORACIÓN DE LA PROBABILIDAD	
Muy Alto (Frecuente)	0,81 - 1,00
Alto (Moderado)	0,61 - 0,80
Medio (Ocasional)	0,41 - 0,60
Bajo (Remoto)	0,21 - 0,40
Extremadamente Bajo (Improbable)	0,00 - 0,20

Fuente: La Consultoría.

Tabla 46: Métricas de valoración del riesgo.

VALORACIÓN DEL RIESGO		
ALTO	3,34 - 5,00	
MEDIO	1,68 - 3,33	
BAJO	0,00 - 1,67	

Fuente: La Consultoría.

Valoración y Análisis del riesgo.

Tal como se observó en la parte metodológica, el riesgo proviene de analizar la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de magnitud variable y su incidencia frente a la gravedad de impacto que el fenómeno tiene sobre el desabastecimiento de gas en el país. En la *Tabla 47* se presenta la calificación de riesgo para cada una de las amenazas identificadas para el GLP.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia.

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA

CAUSA RAÍZ	EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
RACIONAMIENTO O DESABASTECIMIENTO DE GLP DISMINUCIÓN EN LA PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO POR FALTA DE GLP DISMINUCIÓN EN LA PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO POR FALLO EN LA INFRA ESTRUCTURA PARA TRANSPORTARLO HASTA LOS USUARIOS FINALES	AMBIENTAL/NATURAL	Actividad sísmica	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	3	0,10	0,30	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	3	0,10	0,30	BAJO
		Incendios Forestales	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	2	0,10	0,20	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	2	0,10	0,20	BAJO
		Inundaciones	Daños menores en elementos importantes de la infraestructura	1	0,05	0,05	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	1	0,05	0,05	BAJO
		Procesos Erosivos	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	4	0,20	0,80	BAJO
			Retraso en obras en proyectos prioritarios	4	0,20	0,80	BAJO
		Vientos (Fuertes, depresiones, tormentas y	Daños menores en elementos importantes de la	1	0,05	0,05	BAJO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES !(EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			huracanes)	Infraestructura				
				Retraso en obras en proyectos prioritarios	1	0,05	0,05	BAJO
			Calor extremo y prolongado (Cambio climático)	Generación de exceso de demanda de gas	1	0,30	0,30	BAJO
				Retraso en obras en proyectos prioritarios	1	0,50	0,50	BAJO
		TECNOLÓGICO/OPERACIONAL	Fallas en el Procesos de Operación	Accidentes que provoquen daños graves a personas e infraestructura	3	0,30	0,90	BAJO
			Error Humano	Accidentes que provoquen daños graves a personas e infraestructura	4	0,50	2,00	MEDIO
			Fallas en Materiales y/o Equipo	Accidentes que provoquen daños menores a personas e infraestructura	3	0,40	1,20	BAJO
			Defectos de Diseño y Construcción	Daño grave en elementos importantes de la infraestructura	3	0,50	1,50	BAJO
			Deficiencias en Seguridad Industrial	Accidentes que provoquen daños graves a personas e infraestructura	1	0,10	0,10	BAJO
			Decrecimiento de la	Disminución de la	5	0,90		

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			producción de GLP.	oferta esperada (Proyectada)			[redacted]	[redacted]
			Incumplimiento de los potenciales "offshore" esperados	No se crearían nuevas corrientes de gas para producir GLP y se disminuyen las oportunidades para generar mayor producción en el país. Disminución de la oferta esperada (Proyectada)	4	0,90	[redacted]	[redacted]
			Incumplimiento del potencial de la importación de GLP (Actuales y futuros)	Importar es una opción importante para incrementar oferta en el país, por lo tanto, si no se da (en el caso de tampoco tener nuevas fuentes o corrientes "convencionales", se podría presentar la disminución de la oferta esperada (Proyectada)	8	0,80	2,40	MEDIO
			Fallas tecnológicas para el mejoramiento de las plantas actuales (Almacenamiento) o para la	Disminución de la oferta esperada (Proyectada)	8	0,60	1,80	MEDIO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			Implementación de nuevas zonas de almacenamiento y facilidades portuarias					
		SOCIAL/CULTURAL	Daños ocasionados por terceros: No intencionales	Accidentes que provoquen daños menores o graves a personas e infraestructura	1	0,10	0,10	BAJO
			Daños ocasionados por terceros: Intencionales	Terrorismo, sabotaje, vandalismo que provoca daños graves o menores a elementos importantes de la infraestructura actual o futura	5	0,80	[redacted]	[redacted]
			Fallas en gestión del conflicto	Surgimiento de nuevas bandas criminales con potencial para atentar contra la infraestructura o sus administradores	8	0,60	1,80	MEDIO
			Conflictividad social	Procesos de consultas previas para actividades de exploración que generan demoras o detenimiento de los proyectos de E&P	1	0,80	0,80	BAJO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
				Sistemas de distribución de regalías que generan conflictos que detienen o retrasan los proyectos propuestos para garantizar la demanda (abastecimiento y confiabilidad)	2	0,60	1,20	BAJO
				Otorgamiento de licencias ambientales presionados por acciones sociales (Consultas populares), especialmente, en los proyectos propuestos para garantizar la demanda (abastecimiento y confiabilidad)	2	0,90	1,80	MEDIO
		POLITICO/ADMINISTRATIVO	Falta de interés administrativo y/o político	Ausencia de legislación que detiene o demora los proyectos	5	0,80		
				Falta de reglamentación y/o regulación que detiene o demora los proyectos	4	0,90		

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			Corrupción sin control (prolongada, reiterativa, permanente)	Leyes que solo benefician a unos pocos (personas o sectores) y que desvían el presupuesto deteniendo los proyectos	8	0,60	1,80	BAJO
			Cambios frecuentes de los equipos de gobierno	Alta rotación de personal especializado en los entes de gobierno para administrar las políticas económicas o financieras, que terminan por crear políticas energéticas equivocadas que detienen la E&P	5	0,50	2,5	MEDIO
			Proyecciones erradas en política energética	Mantener, por parte de los entes energéticos, proyecciones equivocadas con respecto a la oferta y demanda de gases combustibles, ocasionando desabastecimiento o precios equivocados	5	0,50	2,50	MEDIO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
				Incumplimiento en la finalización de los proyectos prioritarios para garantizar el suministro	4	0,50	2,00	MEDIO
			Políticas energéticas equivocadas	tanto de manera general no planear exploración, como en errores de competencia que generan desequilibrio	5	0,50	2,50	MEDIO
			Pérdida total del control del gobierno y las instituciones	Desabastecimiento o racionamiento	5	0,1	0,5	BAJO
			Lentitud en procesos de licencias ambientales	Demora o detenimiento de proyectos de E&P	8	0,80	2,40	MEDIO
			Inviabilidad para el desarrollo de los proyectos propuestos para garantizar la demanda (abastecimiento y confiabilidad)	Imposibilidad de crear mayor demanda con los proyectos actuales y/o nuevos de producción a partir de la recuperación de corrientes, permitir mayores importaciones y crear infraestructura de almacenamiento y logística que garantice la oferta adecuada	5	0,90	[redacted]	

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
		ECONÓMICO	Errores en las proyecciones económicas mundiales	Calcular equivocadamente los presupuestos de funcionamiento de los entes y sectores energéticos que provocan detenimiento de los proyectos propuestos para garantizar la demanda (abastecimiento y confiabilidad)	5	0,80	[redacted]	[redacted]
			Fallos en planeamiento económico del país	Elaborar, reiterativamente, proyecciones económicas equivocadas que lleven al país a colapsos económicos y al detenimiento de los proyectos propuestos para garantizar la demanda (abastecimiento y confiabilidad)	5	0,80		
			Precio internacional del petróleo	Disminución de ingresos en la economía que detiene la inversión en	4	0,90		

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA								
CAUSA RAÍZ		EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
				proyectos de E&P y por ende, detención de los proyectos de recuperación de corrientes de GLP				
			Términos fiscales para los proyectos propuestos para garantizar la demanda (abastecimiento y confiabilidad)	Aumento de impuestos para proyectos especiales que impedirían su ejecución	3	0,90	2,70	MEDIO
		INFRAESTRUCTURA	Falta de infraestructura para lograr el transporte y la distribución del GLP	Limitación en las actividades logísticas de transporte y distribución del GLP (Poliductos, almacenamiento, vías y flotas de vehículos)	4	0,90		
			Mal estado de la infraestructura existente para el transporte y la distribución del gas combustible	Limitación y disminución en las actividades logísticas de transporte y distribución del GLP (Poliductos, almacenamiento, vías y flotas de vehículos)	3	0,80	2,40	MEDIO
			Errado diseño tarifario para la logística del transporte o la distribución del gas	Problemas en la estructura de costos de la logística del transporte y la	3	0,60	1,80	MEDIO

Fuente: La Consultoría.

Tabla 47: Calificación del riesgo debido a los eventos amenazantes para el desabastecimiento de GLP en Colombia. (Continuación).

ÁNLISIS PARA DETERMINAR LOS RIESGOS QUE PODRÍAN CAUSAR DESABASTECIMIENTO PARCIAL O TOTAL DE GLP EN COLOMBIA							
CAUSA RAÍZ	EVENTOS INICIADORES	EVENTOS AMENAZANTES QUE PUEDEN PROVOCAR DISMINUCIÓN DE PRODUCCIÓN O DESABASTECIMIENTO DE GLP	EVENTOS AMENAZANTES FINALES (EAF)	GRAVEDAD O SEVERIDAD	PROB. DE OCURRENCIA DEL EAF	RIESGO	NIVEL DE RIESGO ASOCIADO A LA CAUSA RAÍZ
			distribución del GLP (Poliductos, almacenamiento, vías y flotas de vehículos)				

Fuente: La Consultoría.

2.4.2 Medidas a implementar para mitigar los riesgos asociados al suministro y confiabilidad de GLP en Colombia.

Teniendo en cuenta que para la cadena de suministro del GLP, los escenarios de desabastecimiento han pasado de ser un ejercicio de proyección futura a un dilema operativo permanente en el mercado actual, las medidas identificadas para mitigar los eventos de suspensión o corte, pueden ser marcadas como de corto plazo y tiene la mayor urgencia dentro de la agenda a desarrollar para todos los gases con el fin de garantizar la oferta de este combustible.

Definir un esquema que compense los esfuerzos de los importadores de GLP:

Actualmente la importación de GLP al país representa una parte marginal de los suministros del combustible al mercado, pero el esfuerzo de los importadores resulta a muy alto riesgo dada la posición de Ecopetrol como el productor de más alta participación en la oferta al consumo nacional, pues la modulación de precios y cantidades resulta establecida por este participante en virtud del esquema oligopólico del sector.

Con la entrada de las entregas de GLP de importación de la planta de Okianus en Cartagena al mercado, se ha roto incipientemente el esquema de oferta del combustible y se ha dado una primera señal dinamizadora a los agentes de la cadena y a los consumidores finales que debe ser evaluada con atención, pues resulta ser la posible ruta que tiene el sector para romper las barreras de desarrollo del suministro local.

Revisar los plazos definidos en los esquemas de los contratos de las OPC:

Los plazos definidos para los contratos resultantes de las OPC, en la actualidad son muy cortos para que los agentes de la cadena puedan establecer metas ambiciosas de mercado con garantía de cumplimiento en sus despachos, pues resulta usual que sobre los cambios de vigencia de las OPC, las variaciones de volumen sean drásticas e impidan contraer compromisos de suministro confiables a largo plazo.

El crear contratos de las OPC con más largo plazo en los compromisos de suministro, dará estabilidad a los planes de atención del mercado que requieren garantía en las entregas de GLP.

Revisión del plazo en la declaración de producción de GLP:

Actualmente, la declaración de producción de GLP está definida para que el plazo de reporte de los agentes sea a 5 años, según lo dispuesto en el Decreto 1073 de 2015, periodo que resulta demasiado corto para definir medidas de largo plazo que resulten sustanciales en la planificación de inversiones e infraestructura destinada a incrementar la oferta de GLP al mercado interno del país. Según lo anterior, resulta conveniente considerar un cambio en el plazo a reportar la declaración de producción para que contemple al menos un horizonte de 10 años.

Costos de racionamiento de GLP:

A partir del estudio realizado en 2016, la UPME ha definido los costos de racionamiento del GLP como:

> *"valoración de la pérdida de bienestar del usuario debido a una determinada interrupción del servicio de GLP, es decir el valor que está dispuesto a pagar un usuario para evitar una situación de racionamiento. Además se define el costo de racionamiento como la agregación de los costos individuales."*

La *Tabla 48* muestra los costos que estarían dispuestos a pagar los usuarios finales de GLP en evento de racionamiento del combustible.

Tabla 48: Costos de racionamiento del GLP por sector.

Días de Racionamiento	Usuarios Residenciales		Usuarios No Residenciales	
	Costo mínimo unitario ($/kg)	Incremento porcentual (Precio promedio a fecha estudio: 2,608.82$/kg)	Costo mínimo unitario ($/kg)	Incremento porcentual (Precio promedio a fecha estudio: 1,955.53 $/kg)
4	421.6	16%	511.1	26%
8	428.4	16%	434.0	22%
12	449.3	17%	476.0	24%
16	460.4	18%	501.6	26%
20	462.2	18%	517.1	26%
24	466.2	18%	518	26%

Fuente: Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP, UPME 2018.

3. RECOMENDACIONES DE POLÍTICA Y REGLAMENTACIÓN.

El desarrollo del mercado de gas natural en el país en los últimos años ha permitido incluir un conjunto de disposiciones y mecanismos para garantizar el abastecimiento de mediano y largo plazo, y fortalecer la confiabilidad de corto plazo en el suministro. Los decretos 2100 de 2001 y 2345 de 2015, contienen en este sentido los aspectos centrales de la política de continuidad en el servicio de gas natural, en tanto que para el GLP, se están comenzado a definir (a partir de las decisiones del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, y del decreto 2251 de 2015) las normas sobre declaración de producción disponible para la venta, y el Plan Indicativo de Abastecimiento. La política de abastecimiento de gas natural definida en el Decreto 2100 de 2011, se basa en primer término, en el estímulo a la autosuficiencia a través del incremento de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. El Decreto 2345 de 2015, introdujo modificaciones a las definiciones básicas y al orden de atención de la demanda interna, así como los criterios para definir cuáles proyectos del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, podrán ser desarrollados por un agente como complemento de su infraestructura y cuáles se realizarán mediante mecanismos abiertos y competitivos, y le asigna a la CREG la función de definir los esquemas de comercialización y remuneración de los mismos.

En el Decreto 2100 de 2011, y el Decreto 2345 de 2015, se establecen los siguientes instrumentos de política y regulación para asegurar el abastecimiento y la confiabilidad del gas natural:

- Obligación de atención prioritaria a la demanda para consumo interno: los agentes exportadores atenderán de manera prioritaria, la demanda nacional en situación de restricción de oferta. En caso de interrupción de exportaciones, se reconocerá el costo de oportunidad más el costo de las compensaciones pagadas.
- Obligación de atención a la demanda esencial: los agentes que representan la demanda esencial, compuesta por las estaciones de compresión del SNT; los usuarios residenciales y pequeño comercio inmersos en la red de distribución; la demanda de GNCV; y la demanda de refinerías (excluyendo su demanda de gas natural con destino a autogeneración de energía eléctrica), están obligados a contratar suministro y transporte firme con respaldo físico.
- Prioridad en la atención, después de la demanda esencial, a la demanda que cuente con contratos vigentes con garantía de suministro sin interrupciones (contratos firmes), con la prioridad más alta de abastecimiento al usuario con el más alto costo de racionamiento.
- Desarrollo de un Plan Indicativo de Abastecimiento de gas natural a 10 años, con la identificación de los proyectos a desarrollar para, bien sea, como parte de las actividades propias de los agentes, o mediante mecanismos de competencia.
- La CREG desarrollará incentivos a la importación para promover el abastecimiento, como resultado de lo cual, se establecieron las normas para que los agentes generadores pudieran construir y desarrollar una planta de regasificación de gas natural como respaldo de sus obligaciones de energía firme, la cual se remunera en un 50% mediante pagos a cargo de la demanda de los usuarios del sector eléctrico.
- Otras decisiones de política, como estímulos al desarrollo de campos de gas convencional en materia de integración vertical, y la elaboración de estudios de viabilidad de almacenamientos subterráneos.

Con el fin de establecer recomendaciones en materia de aseguramiento del abastecimiento y la confiabilidad del suministro a la demanda interna, incluyendo las nuevas demandas en el futuro, y teniendo en cuenta las recomendaciones incluidas en la hoja de ruta, además de los aspectos reseñados en cuanto al nivel de confiabilidad del suministro de gas a nivel internacional, se incluyen a continuación algunos aspectos importantes de políticas y regulación en los Estados Unidos, la Unión Europea, y el Reino Unido.

Una comparación general con las normas sobre aseguramiento del suministro y confiabilidad a nivel internacional, permitirá tener una mejor visión sobre algunos aspectos que podrían reforzarse a futuro para darle mayor garantía de continuidad de suministro a la demanda de gas.

- En el caso de los Estados Unidos, la confiabilidad del suministro está basada en la fortaleza de la oferta para el mercado, y en la cobertura de la demanda mediante contratos firmes de suministro y transporte (Natural Gas Systems: Reliable & Resilient, 2017), con más de medio millón de campos de producción, una extensa red de gasoductos estatales, interestatales e interconexiones con plantas de generación, y una capacidad de almacenamiento subterráneo, en antiguos pozos de petróleo y gas, o cavernas de sal, con una capacidad de retiro utilizable de 4.7 TPC[250], en comparación con una demanda diaria de entre 77 y 80 GPC/día en verano, pero que puede aumentar a entre 120 y 145 GPC/día durante el invierno, lo que arroja unos 60 días de capacidad de almacenamiento, pero que en invierno puede bajar a 30 días.

  El alto número de fuentes, en conjunto con la significativa capacidad de almacenamiento, las alternativas de interconexión, y la posibilidad de diferenciar entre contratos con obligaciones firmes e interrumpibles, le proveen al sistema una alta flexibilidad en la operación.

  Los almacenamientos tienen una doble función en el sistema, tanto de incrementar la capacidad de oferta en un momento dado, como de agregar flexibilidad operacional. La importancia de los almacenamientos en un sistema crecientemente exportador como el de los Estados Unidos, reside en la capacidad de ajustar la oferta a los requerimientos de demanda de países como China, o de Europa en su conjunto.

  Los grandes usuarios industriales, las plantas de generación de energía eléctrica con gas, y las compañías de distribución local, son responsables de asegurar el suministro para su demanda, desde el punto de entrega del productor, hasta el punto de consumo, a través de contratos firmes.

  No obstante lo anterior, los análisis sobre confiabilidad en el suministro de gas natural en los Estados Unidos muestran que el sistema de producción y transporte de gas es altamente confiable, con ocurrencia muy escasa de interrupciones y fallas. Esta situación es aún menos probable en los sistemas de distribución. Con cerca de 200 gasoductos en operación a lo largo de los Estados Unidos compuestos por más de 480.000 kilómetros de redes, las fallas son de baja ocurrencia a pesar del tamaño del sistema (Page, 2018).

---

250 TPC: tera pies cúbicos, equivalente a 10^12 pc (https://www.eia.gov/naturalgas/storagecapacity/).

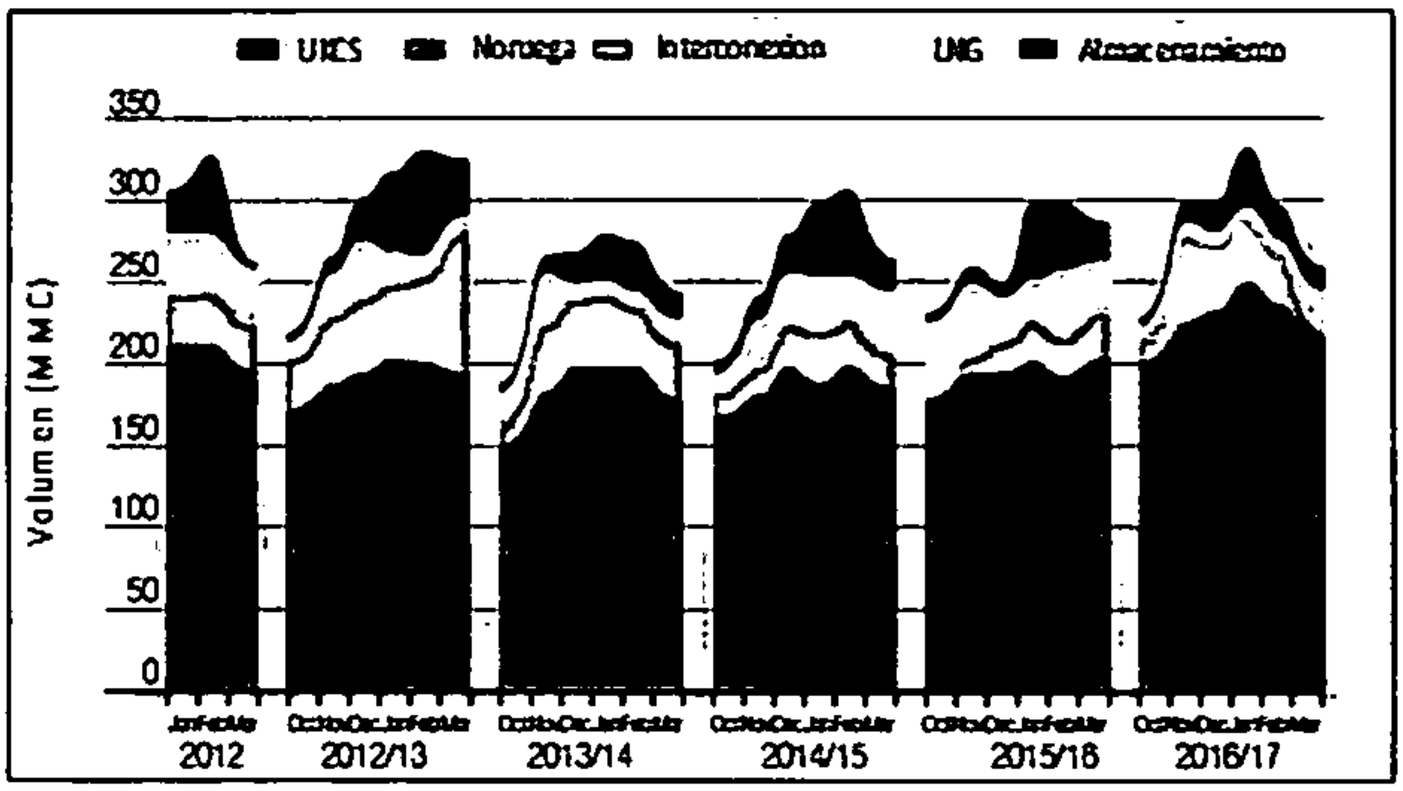
- En el caso del Reino Unido, su situación es distinta a la de los Estados Unidos dado que desde 2004, se convirtió en importador neto de gas. Por esta razón, ha basado su política de aseguramiento del suministro en la flexibilidad de fuentes de oferta de importación, por medio de interconexiones con gasoductos desde el continente europeo (Noruega, Bélgica y Holanda) y plantas de importación de GNL. Sin embargo, desde el punto de vista de la atención confiable de la demanda a corto plazo, en especial debido a las variaciones de demanda entre estaciones, la confiabilidad y flexibilidad del sistema está basada en los almacenamientos subterráneos. Se reconoce en este sentido, que la capacidad de un almacenamiento de ajustar en plazos cortos los desajustes entre oferta y demanda sólo puede ser provista de manera adecuada a través de almacenamientos, dado que en el caso del GNL, esta depende de que el gas se encuentre efectivamente disponible en los tanqueros en el momento y en la cantidad que se requiere. El campo de almacenamiento más importante en el Reino Unido es el de Rough, con capacidad de entrega de 117 GPC, una instalación en un antiguo campo de gas submarino. Se han aplicado en materia de almacenamiento, reglas que obligan a ofrecer a terceros al menos el 80% de su capacidad mediante contratos estándar de capacidad de almacenamiento, sobre bases no discriminatorias; vender la capacidad remanente no suscrita en contratos, en los primeros treinta días de cada año mediante subasta sin precio de reserva; y permitir el desarrollo de un mercado secundario de capacidad de almacenamiento. Rough ha tenido problemas de viabilidad financiera recientes debido a la reducción de los márgenes de precio entre periodos de verano e invierno, que no permiten cubrir sus costos de operación y mantenimiento. A pesar de que para 2017 Rough ya no ha estado operando, el Reino Unido ha podido manejar los cambios en la demanda a partir de las interconexiones con el continente, la importación de GNL, y el aporte de otros almacenamientos de mediana escala, en conjunto con una capacidad de 52 GPC (30% de la capacidad total de almacenamiento, contando Rough). El costo ha sido un incremento en la volatilidad del precio del gas natural en 2016-2017[251], teniendo en cuenta que la capacidad de almacenamiento con respecto a la demanda pico diaria en invierno, se ha reducido de 11 a sólo 3 días.

La *Figura 362* muestra la evolución histórica de las fuentes de oferta para cubrir la demanda durante el invierno en el Reino Unido, en donde se evidencia la alta participación del almacenamiento hasta 2015-2016, y su reducción en 2016-2017, la cual fue cubierta en mayor grado por el aporte de las interconexiones con el continente.

---

[251] Life After Rough:What Next For The Uk Gas Market?. Porter, K. November 2017. Watt-Logic. Disponible En: http://watt-logic.com/2017/11/24/gas-storage-after-rough/

Figura 362: Fuentes de oferta mensual en invierno



Fuente: Watt-Logic (2017).

- Por su parte, el mercado de gas natural de los países integrantes de la Unión Europea cubre sus necesidades de consumo por medio de gas importado mediante gasoductos, y por medio de importaciones de GNL. Entre un 40% y un 50% de los requerimientos de demanda de la UE, se abastecen mediante importaciones de GNL, que en 2016 ascendieron a unos 195 millones de metros cúbicos por año. El objetivo de la política de abastecimiento de la UE, se basa es la diversificación y el aumento en la flexibilidad de las fuentes de oferta, con un uso eficiente de la infraestructura de almacenamiento de manera que se optimice la rentabilidad de la importación de GNL[252]. Además de la creación de un mercado común interior con transacciones transfronterizas, se busca especialmente que todos los comercializadores de gas en los estados miembros tengan acceso a las facilidades de almacenamiento de GNL, y a los mercados de GNL, en la medida en que los terminales de GNL y la capacidad de almacenamiento, aunque creciente en la última década, no se encuentra distribuida de manera equilibrada en todos los países. Esto ha conducido a establecer una política de desarrollo de infraestructura de interconexión, importación y almacenamiento de gas a través de Proyectos de Interés Común (PCI) para todos los estados miembros. Para 2015, los PCI del sector de gas incluían 64 proyectos de transporte, 6 de infraestructura de almacenamiento (subterráneo) y 7 terminales de GNL[253].

  De manera consecuente, la regulación en materia de infraestructura de importación de GNL, y de almacenamientos, tanto a nivel de la UE como de los países, incluye los siguientes principios básicos:

---

[252] COM201649Gasspeicher/cepPolicyBriefCOM201649Liquefiedgasandgasstorage. https://www.cep.eu/fileadmin/userupload/cep.eu/Analysen/

[253] Trinomics (2018). Evaluation of the TEN-E Regulation. Disponible en https://trinomics.eu/wp-content/uploads/2018/08/Evaluation-of-the-TEN-E-Regulation.pdf

- ✓ Obligación de libre acceso de terceros (comercializadores de GNL) a la infraestructura de importación.
- ✓ Negociación de gas a través de mecanismos altamente competitivos, basados en Hubs.
- ✓ Definición de niveles de reservas estratégicas de gas (por país), con una determinada cantidad de gas almacenada durante todo el año.
- ✓ Obligaciones de almacenamiento mínimo para momentos específicos en el tiempo, en especial durante el período crítico de invierno.
- ✓ Las obligaciones de reserva estratégica y almacenamiento mínimo no deben distorsionar la competencia en los mercados de gas de cada país, y se deben definir con base en un análisis de riesgo de desabastecimiento, a nivel regional
- ✓ Los países deben colaborar para optimizar el uso de la capacidad de almacenamiento conjunta

El análisis de la experiencia internacional, para casos tanto de países con autosuficiencia en la producción, como los Estados Unidos; o con una infraestructura de producción nacional complementada con importaciones, en el caso del Reino Unido; o bien de importación neta, en el caso de los países de la Unión Europea, permite derivar principios de una política de confiabilidad en la entrega de manera continua en el corto plazo, y de aseguramiento del suministro de largo plazo, en condiciones normales de operación, en los términos definidos en el Decreto 2345 de 2015.

En términos generales, la confiabilidad en el suministro de gas natural depende de la diversificación de las fuentes de oferta, de la robustez y de la flexibilidad de la infraestructura de transporte, complementada por infraestructura de almacenamiento que permita absorber choques de oferta y variaciones de demanda, sin poner en riesgo la atención de la misma. En un contexto de mercado, la confiabilidad se garantiza además, a través de la gestión de los agentes responsables de la atención de demanda esencial en la suscripción de contratos firmes de suministro y transporte.

Se señalan a continuación los aspectos y recomendaciones más importantes desde el punto de vista del mercado mayorista, la infraestructura de transporte y almacenamiento, y el desarrollo de la infraestructura de distribución.

La experiencia internacional indica la necesidad de basar la política de aseguramiento de la oferta de mediano y largo plazo, a través de mecanismos que garanticen una mayor diversidad y flexibilidad en las fuentes de oferta y minimicen los riesgos de ocurrencia de eventos de riesgo de oferta. La política debe continuar incentivando la cobertura de la demanda a partir de contratos firmes, en especial para la demanda esencial, y una profundización del mercado mayorista que permita que los agentes del mercado primario puedan ajustar sus posiciones en el mercado secundario.

Para este efecto, es necesario fortalecer la infraestructura de transporte de gas, darle mayor flexibilidad a través de interconexiones, loops, posibilidad de transporte bidireccional, y desarrollo de nueva infraestructura de importación, y complementar el diseño con infraestructura de almacenamiento.

Infraestructura de transporte: reglas de expansión y cargos de entrada - salida:

En materia de infraestructura de transporte, se mantienen dos recomendaciones básicas, incorporadas en la hoja de ruta:

- Continuar examinando la posibilidad de llevar el sistema de un esquema de cargos de entrada - salida, que, al tiempo que mantengan incentivos adecuados a la expansión, reduzcan las diferencias extremas de cargos de transporte entre diferentes puntos del sistema, lo que le otorga ventajas a algunos agentes localizados cerca de fuentes de oferta importantes. Un esquema de cargos de entrada - salida, complementado con un conjunto de Hubs de transacciones, permiten un mejor funcionamiento del mercado primario y secundario de gas, y la comercialización en condiciones equilibradas del gas importado, tanto desde la costa Atlántica como desde la costa Pacífica.

- Implementar el mecanismo de Open Season para definir la disposición de la demanda a suscribir nuevos contratos de suministro, lo que permite superar las incertidumbres asociadas al mecanismo de *Contract Carrier*. El mecanismo de Open Season se utiliza en los mercados de gas natural para resolver problemas de congestión de transporte a corto y largo plazo. En particular, es un mecanismo que se viene aplicando en los Estados Unidos por parte de la FERC, y en la Unión Europea por parte de los reguladores nacionales bajo la guía de la Comisión Europea y de organismos con el CEER (Council of European Energy Regulators).

Open Season para proyectos de transporte de gas pueden ser por tanto un mecanismo de gran utilidad para destrabar y agilizar las decisiones en los procesos de expansión de capacidad. Sin embargo, para garantizar la transparencia y la eficiencia de este proceso, se requiere cumplir con una serie de procedimientos y principios, que se ajusten además a distintos casos posibles (expansiones de nueva capacidad, incrementos de capacidad existente, asignaciones de capacidad existente junto con nuevas expansiones, proyectos complejos de ampliación de varios tramos, creación de nuevos puntos de interconexión, etc...), y a consideraciones de eficiencia para garantizar que no se presenten incrementos de precios para todo el sistema, o que no se produzca un fenómeno de exceso de capacidad y activos abandonados *(stranded assets*).

Infraestructura de almacenamiento: evaluación de costo - beneficio:

A mediano y largo plazo, a medida que se define la composición de la oferta nacional e importada, se debe evaluar la conveniencia de desarrollar infraestructura de almacenamiento (subterráneo o en tanques) tanto en puertos como en tierra, como un elemento importante de la política de aseguramiento del suministro, en la medida en que no es posible depender de la posibilidad de traer en un momento determinado los cargamentos de GNL necesarios para atender contingencias, eventos o situaciones críticas para la atención de la demanda.

Tal como se definió en el caso de la planta de importación de gas natural en Cartagena, la generación térmica debe mantener una infraestructura propia de importación, que podría llegar a incluir un almacenamiento de gas para atender sus necesidades de generación diaria, cobertura de obligaciones de energía firme, así como de atención de generaciones de seguridad, sin poner en riesgo la atención de la demanda de gas natural de otros sectores, y servir al mismo tiempo como

balance de oferta y demanda, de acuerdo con los flujos de producción nacional e importada, las variaciones de oferta y demanda, y las contingencias y requerimientos de un sistema de transporte con mayor nivel de interconexión.

Dada la baja disponibilidad de sitios de localización de terminales de importación de GNL, debido a los requerimientos de calado, es posible que a futuro sea necesario ampliar la capacidad de importación, complementada con capacidad de almacenamiento, en las terminales existentes, lo que debe preverse en los procesos de diseño de nuevas terminales.

Las infraestructuras de almacenamiento pueden cumplir un doble papel de garantizar flexibilidad y aumento de la oferta para la atención de la demanda nacional, en caso de que el país pase a tener una condición de importador neto de gas, o bien para permitir ajustar los requerimientos de producción para atender la demanda nacional y las exportaciones, en el caso de que los nuevos desarrollos costa afuera permitan destinar una parte significativa de la producción disponible para la exportación. De esta forma, se podría cumplir con la obligación de atención a la demanda nacional y honrar los compromisos de exportación, minimizando posibles traslados de sobrecostos a la demanda nacional por el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar (Res. CREG 041 de 2013).

Bajo condiciones de mercado, la rentabilidad de las instalaciones de almacenamiento depende de los diferenciales de precio entre condiciones normales y condiciones de restricción de oferta. Sin embargo, bajo consideraciones de evaluación de riesgo de desatención de demanda, este tipo de infraestructura debe ser financiada mediante cargos de confiabilidad pagados por toda la demanda, que pueden ser distribuidos entre los agentes en función de los costos de racionamiento, o de los beneficios y costos que reciben en cada caso derivados de la infraestructura de confiabilidad.

Desde el punto de vista de la confiabilidad de corto plazo en el suministro, y los riesgos de atención de nuevas demandas, en especial las asociadas al transporte, es conveniente evaluar la viabilidad de instalar plantas de almacenamiento de GNL a nivel local, cerca de los grandes centros de demanda, que pueden servir de back up frente a contingencias, complementados por el almacenamiento en los gasoductos.

La evaluación de la viabilidad de este tipo de infraestructura se debe basar en un análisis de riesgo, y en un balance de costo beneficio para la demanda, así como en la evaluación de la confiabilidad del sistema de transporte sobre la base de un modelo de planeamiento que cubra las contingencias n-1, y los riesgos de mayor probabilidad de ocurrencia y mayor nivel de afectación, derivadas de la salida de operación de los elementos principales del sistema.

Los almacenamientos cerca de los grandes centros de demanda pueden cubrir los mayores riesgos asociados a contingencias en la red de transporte, y a eventos relacionados con la importación de gas, o la salida de producción de los campos principales. De esta forma, su función debe evaluarse desde el punto de vista de la posibilidad de reducir o postergar en alguna medida los requerimientos de expansión en la capacidad de transporte. Dada la ausencia de sitios adecuados en cavernas de sal o pozos petroleros depletados, es posible que en el caso del sistema de gas en Colombia se requiera utilizar almacenamientos de mayor costo, con GNL. En este caso, la evaluación de costo -

beneficio debe tener en cuenta además la posibilidad de aplanar puntas de demanda (Peak Shaving) en los sistemas de distribución.

El planeamiento indicativo de la expansión del transporte de gas debe incorporar nuevas tecnologías como el Micro GNL y el transporte de GNL en camiones en el análisis económico de alternativas de expansión, y analizar la posibilidad de incluirlas en el diseño de sistemas de cargos unificados a nivel regional. Esto puede requerir una revaluación de las restricciones de integración vertical de actividades (producción, transporte, distribución y comercialización) y de competencia entre sustitutos, con el fin de permitir la expansión del mercado y la competencia en beneficio de los usuarios finales del servicio, en especial en zonas aisladas o con dificultades de expansión de la red en el mediano plazo.

Mercado mayorista de gas: eficiencia a partir de subastas:

Por su parte, los avances en materia de fortalecimiento del mercado mayorista de gas natural, con la estandarización de contratos, la declaración de producción, la creación del Gestor del Mercado del Gas, entre otros, se deben continuar consolidando con una estructura de negociación basada en el mecanismo de subastas contemplado desde la Resolución CREG 089 de 2013, y no mediante contratación directa.

El mecanismo de subasta permite establecer el precio de equilibrio de mercado del gas disponible, para la totalidad de la demanda, lo que a su vez permite establecer la disposición a pagar de la demanda agregada, evita conductas de discriminación de precios hacia segmentos de mercado (térmicas, usuarios residenciales), y contribuye a una mayor eficiencia y desarrollo del mercado primario y secundario, eliminando diferenciales de precio que no obedecen a la racionalidad y eficiencia de los agentes.

La mayor liquidez y eficiencia en el mercado mayorista permitirá que los agentes del mercado (tanto vendedores como compradores) desarrollen estrategias de cobertura, que, como se ha visto en la experiencia internacional, son fundamentales para asegurar la confiabilidad en el suministro.

Mercado mayorista de GLP: mecanismos para alcanzar precios de equilibrio entre oferta nacional e importada:

Como se señaló en la Hoja de Ruta, no es posible desarrollar un mercado competitivo de GLP, y una estrategia de desarrollo de nuevas demandas apoyada en una oferta segura, confiable y constante, si se mantiene una política que intenta cubrir a la vez distintos objetivos, probablemente contrapuestos, como los de tener precios bajos de oferta del GLP, y promover la oferta por parte de un único productor que, en condición de inversionista privado, tiene la alternativa de utilizar el GLP como materia prima y como producto final, en función de la variación de los precios del mercado.

El instrumento de fijación de precios con base en paridad exportación, no ha dado las señales adecuadas al productor para poner mayores cantidades del producto a disposición de la demanda, ni ha incentivado la importación para competir en el mercado doméstico con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la misma, lo que ha puesto al país al borde de situaciones de racionamiento.

La alternativa de una señal de precios del GLP "en función de los costos de sus sustitutos e inferior a los del GLP importado", como lo plantea la UPME en el Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP, no lograría establecer de manera clara el precio de equilibrio del mercado, en la medida en que se convertiría en una política para arbitrar necesidades de precios entre agentes del mercado, en particular en el caso del mayor productor de gas natural y de GLP.

En este sentido, se propone:

- Evaluar un esquema de subastas simultáneas de GLP, con precios de reserva máximos al nivel del precio de importación, para revelar la disposición a pagar de la demanda por cantidades adicionales de gas, y aprovechar un escenario de posible abundancia y precios relativamente bajos del GLP importado. Un escenario de precios que refleje el costo de oportunidad de la oferta podría incentivar el desarrollo adicional de fuentes locales, como el gas de Cupiagua, que de otro modo, se consumirá en pocos años dentro de las corrientes de gas natural. Las subastas podrían ser desarrolladas por el Gestor del Mercado de Gas Natural, mediante contrato y asignación de funciones por parte de la CREG.

- Establecer un esquema de cargo por confiabilidad de GLP para remunerar la infraestructura de importación y almacenamiento, necesarias para equilibrar la oferta y la demanda, ante variaciones en la oferta interna derivadas de los cambios de incentivos del productor en refinería.

- Promover el desarrollo del potencial de GLP en Cupiagua, estimado entre 10.000 y 12.500 toneladas-mes, junto con mecanismos que promuevan la entrada de más agentes a la actividad de importación y almacenamiento, lo que permitiría garantizar el abastecimiento de GLP en un escenario de largo plazo. Los almacenamientos de GLP (nacional o importado) tendrían un incentivo importante en el aprovechamiento del spread de precios entre oferta nacional y oferta importada, ante variaciones en la oferta nacional.

El mecanismo de subasta centralizada simultánea puede contribuir a mejorar las condiciones de formación de los precios de oferta en función de la interacción de la oferta y la demanda. Sin embargo, la alta concentración de la oferta de GLP en un sólo productor hace necesario que el diseño sea muy cuidadoso para evitar que se produzcan efectos negativos con respecto a la situación actual. La fijación de un precio máximo de reserva para la primera ronda es el aspecto más delicado que debe enfrentar la regulación en este sentido. Sería necesario contar previamente con una base de oferta importada que sirva de contrapeso a la concentración de la oferta, o diseñar mecanismos de precios de reserva que eviten efectos de competencia limitada.

El desarrollo del potencial del GLP de Cusiana - Cupiagua requiere de acciones adicionales para incentivar nuevas demandas que puedan aprovecharlo, a precios incluso superiores a los de paridad de exportación, como en el caso de generación eléctrica en proyectos aislados o híbridos en zonas no interconectadas, o en zonas en donde no es posible instalar generación eléctrica convencional, para efectos de disminuir los costos de restricciones, o de la recuperación mejorada en campos petroleros. La subasta podría contribuir a revelar las preferencias de algunos agentes interesados en estos usos, aunque tendría el riesgo de incrementar el precio para el resto de la demanda.

Por otra parte, el desarrollo adecuado de un sistema de subastas simultáneas requiere que se fortalezca un sistema de transporte y de cargos de transporte que permita a los compradores arbitrar entre los precios de oferta de los diferentes campos.

Transporte de GLP: diseño de una infraestructura eficiente:

La infraestructura de transporte de GLP requiere un rediseño para asegurar que se amplié la red existente de propanoductos, se utilice la red de poliductos, y se minimice o bien se optimice el transporte por carretera. De acuerdo con los análisis del Plan Indicativo de Abastecimiento de GLP de la UPME (2018), la fuente Cusiana transporta GLP directamente por carretera hasta municipios ubicados en los departamentos de Cauca, Nariño y Putumayo, y no se transporta hasta el sistema de poliductos para ser llevado inicialmente hasta Yumbo, haciendo uso de un sistema que se presume es más eficiente y menos costoso.

Un sistema de transporte que permita complementar distintas modalidades, junto con sitios de almacenamiento localizados en las distintas zonas de influencia de la CREG, con inversión remunerada mediante un cargo por confiabilidad, y costos de operación cubiertos con tarifas por volúmenes, podrían contribuir a hacer más eficientes los costos del producto, y a asegurar la continuidad de la oferta.

BIBLIOGRAFÍA

Energía 16 (2017). China reporta un incremento del 50% en la producción de gas. https://www.energia16.com/china-reporta-un-incremento-del-50-en-la-produccion-de-gas/

Natural Gas Council (2017). Natural Gas Systems: Reliable & Resilient. Disponible en: https://www.ngsa.org/download/analysis_studies/NGC-Reliable-Resilient-Nat-Gas-WHITE-PAPER-Final.pdf

Porter, K. (2017). Life after Rough: what next for the UK gas market?. Watt-Logic. Disponible en: http://watt-logic.com/2017/11/24/gas-storage-after-rough/

Rademaekers, K. (2018). Evaluation of the TEN-E Regulation and Assessing the Impacts of Alternative Policy Scenarios. Final Report. Trinomics. Disponible en: https://trinomics.eu/wp-content/uploads/2018/08/Evaluation-of-the-TEN-E-Regulation.pdf

RT (2018). Power of Siberia: Russia's mega gas pipeline to China almost complete. Disponible en: https://www.rt.com/business/437753-power-of-siberia-china/

Xinhu (2017). Gasoductos entre China y Asia central transporta 200.000 millones de metros cúbicos de gas natural desde 2009. Disponible en: http://spanish.xinhuanet.com/2017-11/29/c_136788520.htm

Yang, G. (2017). The Role of Natural Gas on China´s Energy Revolution. Energy Research Institute of NDRC. Disponible en: http://www.keei.re.kr/keei/download/seminar/170911/II170911_c02.pdf

Delvasto & Echeverria DNP	VERSIÓN 0 / FECHA: 11-02-2011 **D&E-CON-DNP-2018**
"ESTUDIO DE DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA." **RESPUESTAS INTERROGANTES COMENTARIOS COMITÉ TECNICO SEGUIMIENTO. (CTS)**	**VERSIÓN A / FECHA:** 21-12-2018 **PÁGINA** 1 DE 5

RESPUESTAS COMENTARIOS COMITÉ TECNICO SEGUIMIENTO (CTS.)

1. COMENTARIOS PRODUCTO 1 V.A.

A continuación se presentan las respuestas a los comentarios del CTS a la V.A del Producto 1.

- ¿No aparece el GLP?

La gráfica de Matriz Energética es sobre energías primarias, el GLP no aplica.

- ¿Si la demanda energética se suple con crudo y gas, para qué usan el carbón?

Porque son el mayor productor mundial de este energético como está explicado en el informe.

- Vale la pena desarrollar q hay dentro de "otros" que constituyen un 53%

El análisis está sujeto a las fuentes de información que no reportan el desglose del rubro otros.

- D q países importan cómo es su infraestructura de importación y cómo son sus reglamentos de comercialización?

El análisis es de la balanza oferta-demanda y se presentan las proporciones de importación y producción local; las fuentes de importación no son del alcance del análisis.

- Es gas convencional? Qué pasa con los YNC? Teniendo carbón, tienen gas asociado?

Este tipo de información no está prevista en la metodología y no tiene valor sobre el análisis oferta-demanda, además de que no está reportado en ninguna fuente.

- Para atención de nueva demanda? Para sustitución de otros energéticos? Cómo es a matriz de energéticos para la generación eléctrica?Cuál es la participación del gas en esa marizQué tecnologías están empleando para la generación a partir de carbón?Cómo han avanzado en tecnologías de captura y reutilización de carbono?

Debe recordarse que la línea de desarrollo del estudio es la descarbonización y por ello esta información no se requiere para el análisis además de que no es reportada en fuentes oficiales.

- Cuál es el energético más empleado en la industria? Q participación tiene el gas en la matriz energética del sector industrial Qué usos tiene el gas en el sector ndustrial

En esta parte del informe se está analizando la balanza de gas natural por lo que la observación no es consistente con el análisis de este segmento del informe.

- Cuáles son sus metas?

  En este mismo numeral están desarrolladas las metas de China en cuanto al uso del gas natural para contribuir como combustible de transición hacia la descarbonización de la matriz.

- hasta aquí no tengo claro q la política China sea que el Gas natural sea el combustible de transición.

  Como se puede ver en las conclusiones no existe un rótulo específico para el gas natural como "Energético de Transición" en las políticas de China.

- No me queda claro por qué quieren tener el pico máximo de emisiones prontamnete.

  Claramente quieren llegar al punto de inflexión en la ruta de descarbonización en el menor plazo posible.

- no encuentro información de garantía de suministro y confiabilidad,los mecanismos implementados para el aseguramiento del suministro y la confiabilidad del sistema, su dimensionamiento, costo de inversión y operación, metodologías de reconocimiento de esos costos, metas de confiabilidad y resultados obtenidos.

  Este tema es desarrollado en el numeral 4 de este informe y adicionalmente se incluye en extenso en el producto 3.

- Cuando nos referimos al sector transporte efectivamente como esta indicado en la grafica 49 hablamos del terrestre,maritimo, aereo pero al mencionar uso de gasoductos a que se refiere ?no me queda claro.

  Se refiere al uso de gas natural para las compresoras de los gasoductos que transportan gas natural.

- cuál es la política de garantía de suministro y confiabilidad, cómo están cubiertos, cuáles son los costos?

  El capítulo define la garantía de suministro de gas natural a partir de la política del país para la seguridad energética mediante la posibilidad de aumentar las importaciones desde Rusia a través de una nueva conexión directa con el gasoducto Nord Stream 2.

Las respuestas a las demás observaciones fueron incorporadas a la V.0 del producto 1 entregada al DNP.

2. COMENTARIOS PRODUCTO 2 V.A

A continuación se presentan las respuestas a los comentarios del CTS a la V.A del Producto 2.

- La metodología propuesta para hacer este análisis corresponde al consultor y como se indicó en la reunión de presentación de producto 1 no debe limitarse a los escenarios proyectados por la UPME. El taller realizado por el consultor no contó con insumos cuantitativos para la construcción de escenarios.Parte del desarrollo de la Fase 2 es el dimensionamiento de la nueva demanda, con sus respectivos soporte y a partir de ella determinar la composición de demanda optima y las condiciones para garantizar su desarrollo

El análisis incluyo varios escenarios de demanda volumétrica proyectada que se entregaron en la radicación en el archivo editable.

- Respecto a los tiempos, estos ya estaban establecidos en los cuestionarios, es decir los invitados seleccionaba a partir de las opciones propuestas por el consultor.

Efectivamente el método Delphi usado en el taller presentó alternativas de respuesta a los tiempos a definir para los escenarios de plazos.

- La consultoría no pretende revisar o validar las cifras UPME.

La metodóloga de desarrollo del estudio se realizó usando metodologías ya validadas en estudios prospectivos de la energía a nivel mundial.

- IEA en sus escenarios no presenta esa reducción. DNV tiene mayor confianza q IEA???

No sólo IEA sino OPEP presentan las mismas tendencias que DNV hasta 2040 en sus escenarios; ninguna de estas dos fuentes tiene Outlook 2050 como DNV.

- Por favor mejorar la resolución de la gráfica

La Figura 1 está diagramada desde la fuente con opacidad en el periodo proyectado para diferenciarlo del dato histórico.

- Sería importante tener alguna mención de estas investigaciones, posiblemente como nota al pie, para que dé más fuerza al argumento de la disminución del uso de combustibles fósiles para el período de largo plazo.

Delvasto & Echeverria Abogados DNP	VERSIÓN 0 / FECHA: 11-02-2011 **D&E-CON-DNP-2018**
"ESTUDIO DE DESARROLLO DE NUEVA DEMANDA DE GAS COMBUSTIBLE EN COLOMBIA." RESPUESTAS INTERROGANTES COMENTARIOS COMITÉ TECNICO SEGUIMIENTO. (CTS)	**VERSIÓN A / FECHA:** 21-12-2018 **PÁGINA** 5 DE 5

Las investigaciones están documentadas en la referencia del pie de página 1 registrado en el informe.

-¿Por qué la demanda de gas natural cae más que la demanda agregada de combustibles fósiles?

Como lo describe el documento este comportamiento obedece al método de proyección.

- Cuál es el sector terciario?

El sector servicios o sector terciario es el sector económico que engloba las actividades relacionadas con los servicios no productores o transformadores de bienes materiales.

- Perfecto,si ya se hace porq no analizar conveniencia de hacerlo a corto o mediano plazo y q condiciones hay q cumplir para lograrlo

Todas las tecnologías requieren un Key lock para su desarrollo y la experiencia referida no puede ser asumida para formular medidas de implementación en corto y mediano plazo pues no hay tiempo de evaluación en esos periodos; es un ejercicio típico de prospectiva,

- No entendí q quieren presentar aquí.

Se presenta que la dinámica de consumo comercial no siempre resulta idéntica a la del sector residencial.

- Se tienen datos, cuándo hicieron el cambio de q energético a q energético cambiaron q inversiones hicieron, q resultados han obtenido...

Estos son ejemplos cualitativos de los procesos de transición energética y la data es privada por ello no se refiere de manera cuantitativa.

- Por q consignar esto aquí en el mediano plazo... si ya existen hoy

Porque la demanda de estos pocos proyectos es incipiente y sólo hasta el mediano y largo plazo este tipo de experiencias jalonarán demandas que resulten relevantes a nivel de volumen.

Las respuestas a las demás observaciones fueron incorporadas a la V.0 del producto 2 entregada al DNP; no se recibieron observaciones del producto 3.