

PLAN DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Tema: CONFIABILIDAD

Abril 2022



5
6
7
8
9
10

REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26

Christian Rafael Jaramillo Herrera
DIRECTOR GENERAL
SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCIÓN DE DEMANDA

Bogotá D.C – Colombia

27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
1. SUPUESTOS DE DEMANDA Y OFERTA	8
1.1 Demanda	8
1.2 Oferta.....	11
1.2.1 Crudo.....	11
1.3 Refinación.....	14
1.4 Derivados	15
2. Análisis de indisponibilidades	17
2.1 Metodología de estimación de la indisponibilidad de los elementos	17
2.2 Resultados de indisponibilidad de los elementos.....	18
2.2.1 Indisponibilidad de oleoductos y poliductos	18
2.2.2 Indisponibilidad de transporte carretero y cabotaje.....	19
2.2.3 Indisponibilidad de puertos y refinerías.....	20
2.3 Interrupciones externas al sistema	21
3. Efectos de las indisponibilidades en el suministro	22
3.1 Valor esperado de demanda no abastecida.....	22
3.1.1 Valor esperado de demanda no abastecida nacional	22
3.1.2 Regionalización del Valor esperado de demanda no abastecida por nodo, normalizado - <i>VEDNAP_{Ai}</i>	23
3.2 Días de Firmeza en cada nodo – <i>DFP_{Ai}</i>	24
3.3 Volumen en Firme en cada nodo - <i>VF(PA)_{i, j}</i>	25
4. Necesidades de confiabilidad por región, nodo y combustible	26
5. Necesidad de internación de producto	29
5.1 Fallas en la logística de suministro: el problema de internación	32
5.2 Requerimiento para la internación de producto.....	34
6. Recomendaciones de la UPME al Ministerio de Minas y Energía para la confiabilidad 35	
6.1 Características de las soluciones de confiabilidad	35
6.2 Recomendación de almacenamiento estratégico.....	36
6.3 Internación de producto	37
6.4 Almacenamientos operativos y comerciales	43
7. Conclusión	44
ANEXO 1	45

64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1-1. Escenario base de Recursos y Reservas (MB)	11
Tabla 1-2. Capacidades de refinación Cartagena y Barrancabermeja Crudo de entrada y derivado de salida (kBD)	15
Tabla 4-1. Resumen de requerimientos de confiabilidad por nodo (compuesto por planta(s) de abasto) y combustible	28
Tabla 5-1. Volúmenes totales transportados. Origen-Destino de	31
Tabla 6-1. Volumen en firme por región y producto proyectado para 2032 (kB)	36
Tabla 6-2. Flujos origen-destino de gasolina motor (corriente y extra).....	38
Tabla 6-3. Flujos origen-destino de diésel	39
Tabla 6-4. Flujos origen-destino de Jet Fuel.....	40
Tabla 6-5. Flujos origen-destino de GLP	41
Tabla 6-6. Macro-regiones para las soluciones de internación de productos.....	42
Tabla 6-7. Origen-Destino de las soluciones de confiabilidad	43

82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103

LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 1-1. Series de demanda 2003-2021 y proyecciones 2021-2035.....	9
Gráfica 1-2. Variaciones anuales de la demanda por tipo de combustible 2022-2040.....	10
Gráfica 1-3. Distribución nodal de consumo de combustibles	10
Gráfica 1-4. Escenario base de Recursos y Reservas (MB)	12
Gráfica 1-5. Carga Proyectada Crudo Refinería de Cartagena	12
Gráfica 1-6. Carga Proyectada Crudo Refinería de Barrancabermeja	13
Gráfica 1-7. Balance Proyectado de Crudo Liviano (> 30°API)	13
Gráfica 1-8. Balance Proyectado (15°API) < Crudo Liviano (< 30°API)	14
Gráfica 1-9. Balance Proyectado Crudo Pesado (< 15°API)	14
Gráfica 2-1. Magnitudes de indisponibilidad para oleoductos	18
Gráfica 2-2. Magnitudes de indisponibilidad para poliductos.....	19
Gráfica 2-3: Magnitudes de indisponibilidad en tramos de transporte carretero y cabotaje	20
Gráfica 2-4: Magnitudes de indisponibilidad en puertos y refinerías	21
Gráfica 3-1. Valor Esperado de Demanda No Abastecida	23
Gráfica 3-2. Valor Esperado de Demanda No Abastecida en cada nodo, normalizado	24
Gráfica 3-3. Volumen en Firme en nodo (Planta(s) de Abasto).....	25

INTRODUCCIÓN

104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155

El documento presentado a continuación contiene la segunda parte del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos y en él se presenta el análisis de confiabilidad. Por tratarse de un plan *indicativo*, este documento hace recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía que no son de carácter mandatorio y cuyo fin es que sean usadas como insumo para la toma de decisiones en el Plan de Continuidad.

El análisis de confiabilidad para el abastecimiento de combustibles líquidos recoge los resultados de los ejercicios que permiten determinar las vulnerabilidades e identificar las necesidades del sistema de suministro y transporte de gasolinas, diésel, jet fuel y GLP en presencia de fallas. A partir de esos resultados, se plantean unos criterios que permitan responder a las necesidades.

Posteriormente, se realiza un ejercicio de identificación de alternativas para responder a esas necesidades. En diciembre de 2021 se publicó para comentarios de agentes y demás interesados el documento de consulta, planteando las alternativas identificadas con la información disponible a final de ese año.

Durante el primer trimestre de 2022, la UPME recibió la retroalimentación por parte de agentes y demás interesados y realizó el análisis interno, que incluye la actualización de las proyecciones de demanda de los combustibles con la información más reciente disponible a finales del 2021. Una vez se definen los criterios de confiabilidad, la UPME procede a determinar cuáles son las acciones que se recomiendan en el Plan de Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – Análisis de Confiabilidad 2022, y que permitan, bien sea mediante la adopción de un proyecto específico o mediante la adopción de un proceso de competitivo de asignación, obtener las soluciones más eficientes.

Una solución integral que permita asegurar la continuidad del funcionamiento de la cadena de distribución de combustibles líquidos, incluso en presencia de fallas, para atender las necesidades de la demanda no se restringe a una sola modalidad de transporte o de almacenamiento.

Específicamente, para determinar las vulnerabilidades de la cadena, se cuantifican (i) la demanda desabastecida como resultado de las fallas en alguno de los componentes de la cadena y (ii) los tiempos durante los cuales esa demanda ha estado desabastecida. Ambos componentes (volumen de demanda desabastecida y duración del desabastecimiento) están basados en la información histórica proveída por el Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol, Cenit y por otros agentes de la cadena de distribución.

Las fallas a las que se hace referencia dentro del análisis incluyen tanto fallas operativas del sistema como afectaciones a la continuidad del servicio por fenómenos naturales que resulten en restricciones de suministro.

La demanda desabastecida (Valor Esperado de Demanda No Abastecida – en adelante VEDNA) se interpreta como las necesidades no atendidas en términos de producto (gasolinas, diésel, Jet Fuel y GLP) para distintas regiones del país. Dichas necesidades representan el objetivo de volumen de producto cuyo suministro debe estar asegurado para un número de días para cada región.

En el documento de consulta se plantearon algunas de las alternativas que podrían formar parte de una solución de confiabilidad, comparando sus características y sus costos indicativos. Al respecto la UPME recibió comentarios por parte de los agentes, que fueron respondidos en un documento anexo a este.

156
157 Sin embargo, la configuración exacta que permita de manera eficiente abastecer la demanda ante
158 fallas en la cadena es un desarrollo que puede ser propuesto por actuales o potenciales agentes
159 participantes de la cadena y que será definido mediante un proceso competitivo.

160
161 El análisis probabilístico parte del escenario base que se encuentra en el PIACL-Análisis de
162 Abastecimiento¹ (diésel, gasolina corriente, gasolina extra, jet A1 y GLP) y de la simulación de
163 fallas (n-1) dentro del sistema, habiendo actualizado las proyecciones de demanda con la
164 información producida por la Subdirección de Demanda en el primer trimestre de 2022. El periodo
165 de tiempo analizado es de 2021 a 2035. Por su parte, el análisis determinístico compara los costos
166 indicativos de contar con almacenamiento en función de los días de producto almacenado, sin
167 asumir fallas en el sistema.

168
169 La actualización de las series de demanda considera los comportamientos más recientes del
170 consumo de combustibles, incluyendo las condiciones observadas post-pandemia, aquellas
171 ocurridas durante el paro del segundo trimestre de 2021 y la coyuntura de final de año. Por
172 supuesto, por tratarse de series proyectadas a 15 años, la ponderación de una coyuntura trimestral
173 no necesariamente se traduce en un cambio de tendencia.

174
175 Como parte del ejercicio que ilustra algunas de las configuraciones presentadas, se estiman los
176 costos de cada una de ellas y su eventual impacto (aproximado) sobre el precio final de venta al
177 público. Se trata de una aproximación precisamente porque los costos empleados hasta el
178 momento son costos directos del desarrollo de dichas obras y, por ende, no incorporan los costos
179 indirectos, de externalidades o de efectos del entorno.

180
181 La premisa que se planteó desde la consulta es que en la práctica existen distintas configuraciones
182 que pueden responder a las necesidades de manera eficiente. Cuál es la más eficiente de ellas,
183 depende de los costos específicos de cada proyecto y de la viabilidad técnica y financiera de
184 quienes las diseñen y financien. Desde el punto de vista metodológico, a través de un proceso
185 competitivo es posible que las distintas propuestas de configuración rivalicen entre sí, de manera
186 que se seleccione aquella que cumpla con los criterios de confiabilidad establecidos minimizando
187 los costos para los usuarios.

188
189 Al igual que ha ocurrido en el sector eléctrico y en el sector de gas natural, la multiplicidad de
190 oferentes en igualdad de oportunidades en un proceso de selección permite decantar no
191 solamente el proponente con el menor costo, sino las configuraciones mismas, que pueden ser
192 combinaciones de transporte intermodal y almacenamiento que provean el nivel de confiabilidad
193 deseado.

194
195 En consecuencia, el costo (directo, indirecto, con externalidades y efectos del entorno) final será
196 definido en el proceso competitivo, en función de la valoración de la inversión y de los riesgos que
197 realicen los proponentes, considerando sus requerimientos de inversión y los demás aspectos
198 indirectos y externos, con información exacta sobre cada uno de los componentes del tipo de
199 transporte, su probabilidad de falla y sus alternativas de respaldo.

200
201 Según Artículo 2.2.1.1.2.2.1.7 del Decreto 1281 de 2020 los almacenamientos se definen así:

202
203 *Almacenamiento Estratégico: es el volumen de combustibles líquidos derivados del petróleo*
204 *requerido para garantizar el abastecimiento del mercado durante un periodo determinado.*
205 *Cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de combustibles, éste podrá ser*

¹ <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx> Plan Indicativo de Abastecimiento de
Combustibles Líquidos 2021.

206 *consumido con el propósito de mantener el suministro a la demanda mientras se superan*
207 *tales restricciones.*

208 *Almacenamiento Comercial: es el volumen de combustibles líquidos derivados del petróleo*
209 *requerido en las plantas de almacenamiento de los agentes de la cadena de distribución,*
210 *para realizar las actividades de comercialización y asegurar el suministro continuo a la*
211 *demanda.*

212 *Almacenamiento Operativo: es el volumen de combustibles líquidos derivados del petróleo*
213 *requerido para equilibrar u optimizar el flujo o tránsito continuo de dichos productos. Esto*
214 *con el fin de mantener una operación segura y eficiente en los sistemas de transporte*
215 *(poliductos o medios de transporte alternativos), así como en los sistemas de refinación,*
216 *puertos y plantas de abastecimiento.*

217
218 Los almacenamientos de los refinadores, los transportadores y los distribuidores son necesarios,
219 tal como se planteó en el Plan Indicativo de Combustibles Líquidos – Análisis de Abastecimiento,
220 en términos de producto disponible para su uso. Ninguno de estos almacenamientos se limita a
221 las capacidades en tanques, puesto que esas capacidades, en la práctica, no garantizan la
222 disponibilidad de los productos y, por ende, no atienden los objetivos de la normatividad.

223
224 La UPME entiende que los agentes que desarrollan sus actividades de refinación, transporte y
225 distribución deben desarrollar los almacenamientos que les corresponden, para cumplir con los
226 objetivos establecidos en la política pública, es decir, en cumplimiento del decreto citado.

227
228 El presente documento plantea las necesidades de la cadena para garantizar su confiabilidad, es
229 decir, en términos de almacenamiento, se refiere a los almacenamientos estratégicos. Estos
230 requerimientos son adicionales a los volúmenes de los almacenamientos operativos y
231 comerciales, que son responsabilidad de los agentes en sus refinerías, en sus sistemas de
232 transporte y en sus plantas.

233
234 En el caso particular del GLP, este documento incluye las necesidades de confiabilidad para
235 atender la demanda en los eslabones de la cadena de distribución que son comunes a este
236 energético y a los combustibles líquidos. Sin embargo, además de ser producido en las refinerías)
237 el GLP proviene directamente de campos de producción de crudo y gas natural. La UPME
238 considera que el análisis de la proyección de oferta del GLP en Colombia debe llevarse de manera
239 separada, considerando además las condiciones específicas de su cadena aguas abajo y las
240 señales de política pública que impactan el desarrollo de su mercado.

241
242 En consecuencia, la UPME está trabajando de manera simultánea en el análisis del GLP en el
243 marco del Plan de Sustitución de Leña y en el abastecimiento y confiabilidad del servicio de
244 distribución de GLP.

245
246 El presente documento tiene la siguiente estructura:

247
248 En primer lugar se presentan los supuestos de oferta y demanda, en segundo lugar se presenta
249 el análisis de indisponibilidades y el capítulo 3 contiene los efectos de indisponibilidades en el
250 suministro. Los capítulos 4 y 5 presentan las necesidades de confiabilidad regionalizadas y las
251 necesidades de internación de producto, respectivamente. El capítulo 6 plantea las
252 recomendaciones de la UPME para el Ministerio de Minas y Energía sobre confiabilidad.
253 Finalmente, las conclusiones se encuentran en el capítulo 7.

254 **1. SUPUESTOS DE DEMANDA Y OFERTA**

255 256 **1.1 Demanda**

257

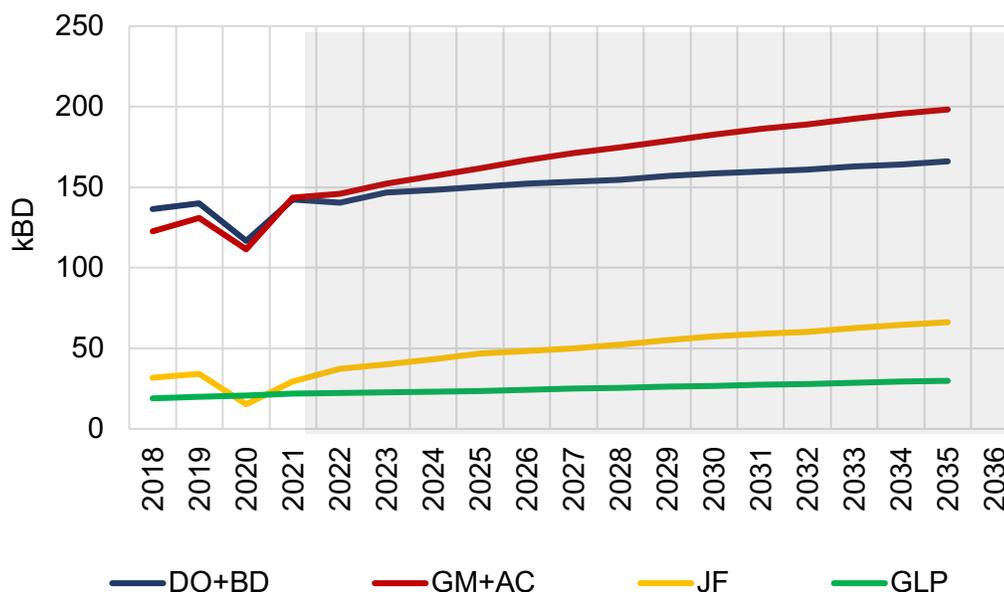
258 Para efectos del plan indicativo, se utilizan las proyecciones elaboradas por la UPME, que han
 259 sido trabajadas a partir de un estudio contratado con la Universidad de Antioquia durante 2021.
 260 Tanto el estudio como los resultados de las proyecciones oficiales de la UPME serán publicados
 261 durante 2022. Durante su desarrollo, se contrastó la energía (llevada a galones) del escenario de
 262 Actualización del Plan Energético Nacional (PEN) contra la energía (también en galones) de las
 263 proyecciones de demanda empleadas en el presente plan y se concluyó que efectivamente son
 264 compatibles.

265
 266 Más allá de los choques ocasionados por el Covid-19 y el paro, las series a más largo plazo
 267 presentan un crecimiento promedio anual en gasolinas y Jet Fuel del 2,3% y 6,2% para el periodo
 268 2022-2035, respectivamente. Para ese mismo periodo, el diésel, está proyectado con tasas de
 269 crecimiento promedio anual del 1,1%, mientras que para el GLP se espera un comportamiento
 270 más estable con tasas de crecimiento anual promedio del 2,3%.

271
 272 Hacia adelante, los modelos empleados plantean escenarios de crecimiento estable.

273
 274

Gráfica 1-1. Series de demanda 2003-2021 y proyecciones 2021-2035



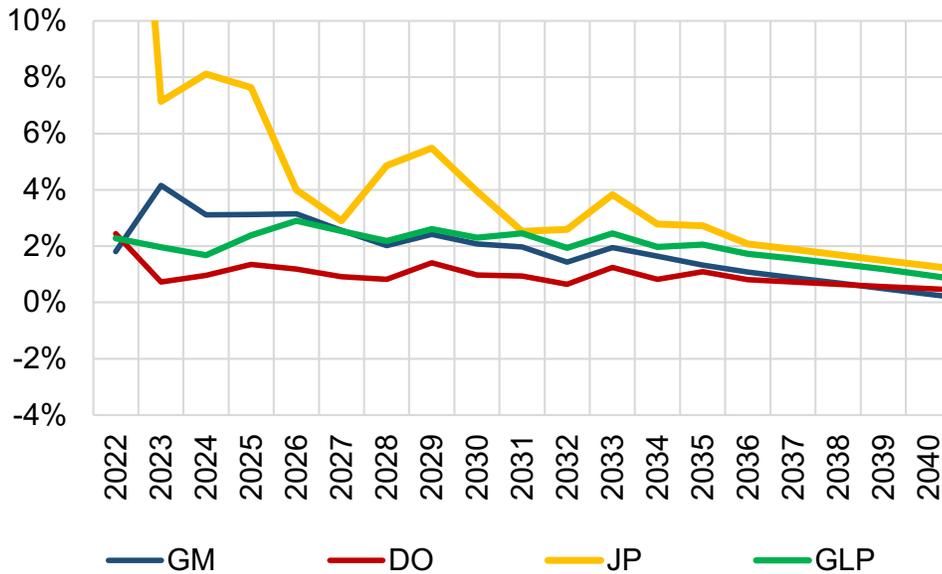
275
 276
 277
 278
 279
 280
 281
 282
 283
 284

Fuente: UPME. 2022.

Como se mencionó antes, las tasas de crecimiento son compatibles con el escenario de Actualización del PEN, proyectando una demanda de diésel con tasas muy bajas a lo largo de todo el periodo y en comparación con los demás combustibles. Las tasas de crecimiento de la gasolina también son decrecientes, pero a un ritmo mucho más lento y cercanas a las del GLP. El Jet Fuel, en contraste, tiene proyectadas tasas de crecimiento mucho más altas durante la primera década, convergiendo a tasas por debajo del 2% al final del periodo proyectado.

285

Gráfica 1-2. Variaciones anuales de la demanda por tipo de combustible 2022-2040

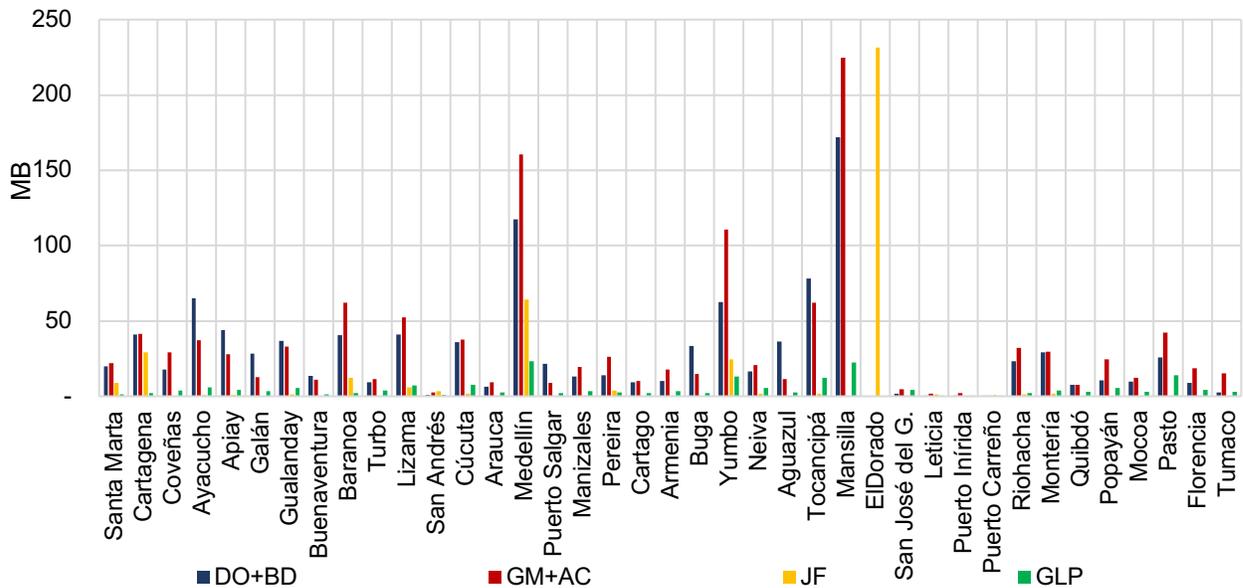


286
287
288
289
290
291
292
293
294
295
296

Fuente: UPME, 2022.

Una vez actualizadas las series de demanda a nivel nacional, para realizar el ejercicio de confiabilidad se deben llevar los valores de las series a nodos. Aquí se toman las participaciones de cada nodo dentro del total de la demanda nacional por tipo de combustible. De acuerdo con la distribución nodal, el consumo de gasolina y diésel se concentra principalmente en los nodos Mansilla, Medellín y Yumbo. El consumo Jet Fuel está concentrado en El Dorado, Medellín y Cartagena y el consumo de GLP está principalmente concentrado en Medellín, Mansilla y Pasto.

Gráfica 1-3. Distribución nodal de consumo de combustibles



297
298
299
300
301
302

Fuente: UPME, 2022.

Con la distribución nodal, es posible estimar las necesidades de abastecimiento y los requerimientos de confiabilidad.

303 **1.2 Oferta**

304
305 El escenario de oferta utiliza la información suministrada por la ANH en el reporte de recursos y
306 reservas. Esta información corresponde al reporte de mayo de 2021. Los insumos se introducen a
307 los modelos obtenidos a partir del estudio contratado por la UPME en 2020, que permite construir
308 escenarios de oferta de crudo².

309
310 El escenario base asume la oferta del 100% de las reservas probadas, el 75% de las reservas
311 probables y el 50% de las reservas posibles. Adicionalmente, toma el 75% de los recursos
312 contingentes de alta probabilidad, el 50% de los recursos contingentes de probabilidad media y el
313 25% de los recursos contingentes de probabilidad baja. El escenario base no incorpora recursos
314 prospectivos (ni convencionales ni no convencionales) por considerarse de muy baja probabilidad.

315
316 **1.2.1 Crudo**

317
318 La Tabla 1-1 presenta el escenario de oferta de crudo empleado para el balance, que está
319 compuesta por reservas totales de 2524 MB, de las cuales 70% son reservas probadas (1.747
320 MB), 20% son reservas probables (506 MB) y 10% son reservas posibles (271 MB). El escenario
321 de oferta también incorpora 715 MB en recursos contingentes (C1, C2 y C3).

322 **Tabla 1-1. Escenario base de Recursos y Reservas (MB)**

Reservas	Probadas	1P	Liviano	1.747	74	
			Mediano		722	
			Pesado		951	
	Probables	2P	Liviano	506	55	
			Mediano		222	
			Pesado		228	
	Posibles	3P	Liviano	271	13	
			Mediano		166	
			Pesado		92	
Recursos	Contingentes	Probabilidad Alta	C1	Liviano	23	
				Mediano	76	
				Pesado	141	
		Probabilidad Media	C2	Liviano	200	13
				Mediano		77
				Pesado		110
		Probabilidad Baja	C3	Liviano	274	14
				Mediano		93
				Pesado		167

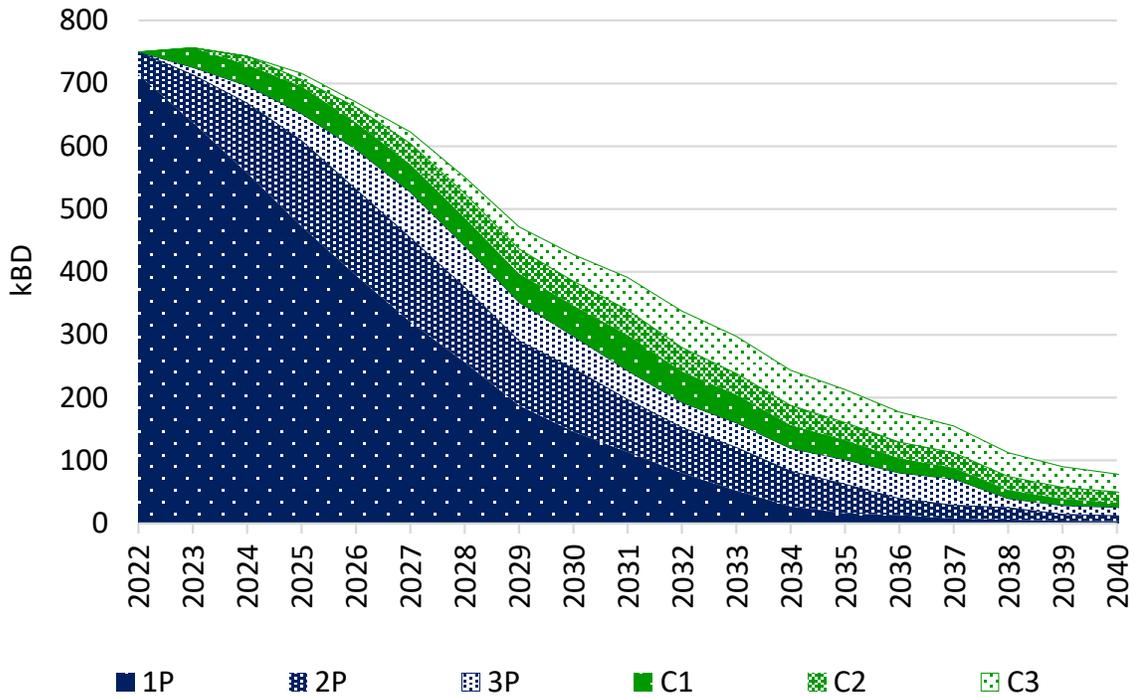
324 Fuente ANH. Elaboración: UPME 2022.

325
326
327 La Gráfica 1-4 muestra el escenario base para el periodo 2022 a 2040. El declive continuo de las
328 reservas probadas (1P) se ve compensado en este escenario con la incorporación de reservas 2P
329 en su mayoría, incluso desde el inicio del periodo de análisis. En el mediano plazo, los recursos
330 contingentes de alta probabilidad se mantienen relativamente estables, pero en la década de 2030
331 se incorporan recursos C3.

² "Contrato Consultoría C - 067 DE 2020. Determinar los escenarios de incorporación de reservas de petróleo y gas con un horizonte de 25 años, que incluyan recursos convencionales y no convencionales, se estime las inversiones y los principales hitos asociados a cada escenario, a partir de la actualización de las variables de entorno nacional e internacional, que impactan el desarrollo de la actividad exploratoria de hidrocarburos en Colombia." publicado en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Hidrocarburos.aspx> en el enlace "Estudios recientes y publicaciones".

332

Gráfica 1-4. Escenario base de Recursos y Reservas (MB)

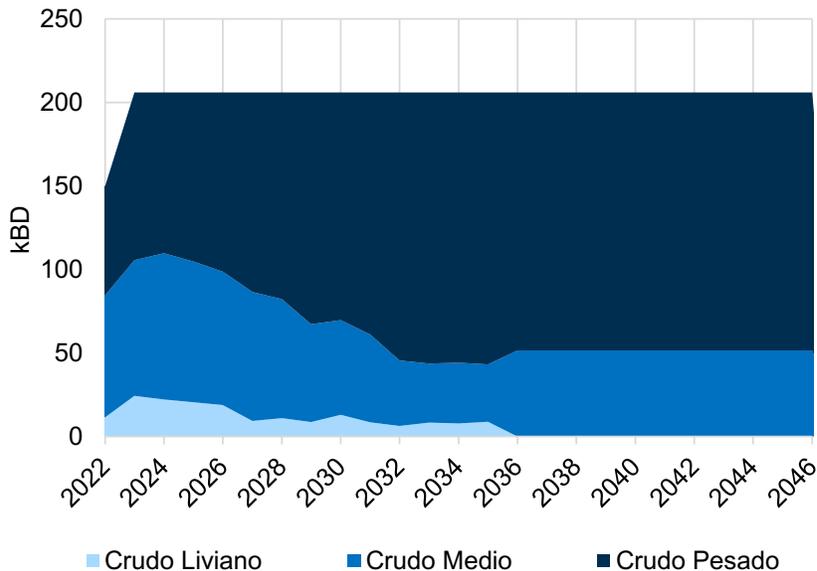


Fuente ANH. Elaboración: UPME 2022.

333
334
335
336
337
338
339
340
341
342
343
344

La proyección de la carga de crudos a las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja se asume a partir de su calidad medida en grados API, asumiendo como crudos livianos aquellos con densidad igual o superior a 30°API, crudos medios con densidad superior a 15° API y menores a 30°, y crudos pesados con densidad igual o inferior a 15°API, sin considerar otros parámetros químicos que debe cumplir dicha carga. Bajo este supuesto, en la Gráfica 1-5 y la Gráfica 1-6, se presentan como las refinerías demandan en su mayoría crudos medios y pesados, como se muestra a continuación:

Gráfica 1-5. Carga Proyectada Crudo Refinería de Cartagena

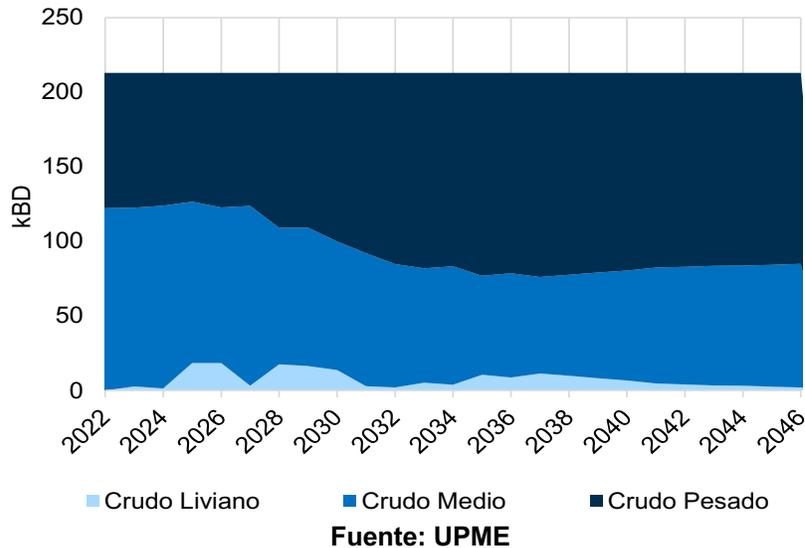


Fuente: UPME

345
346
347

348

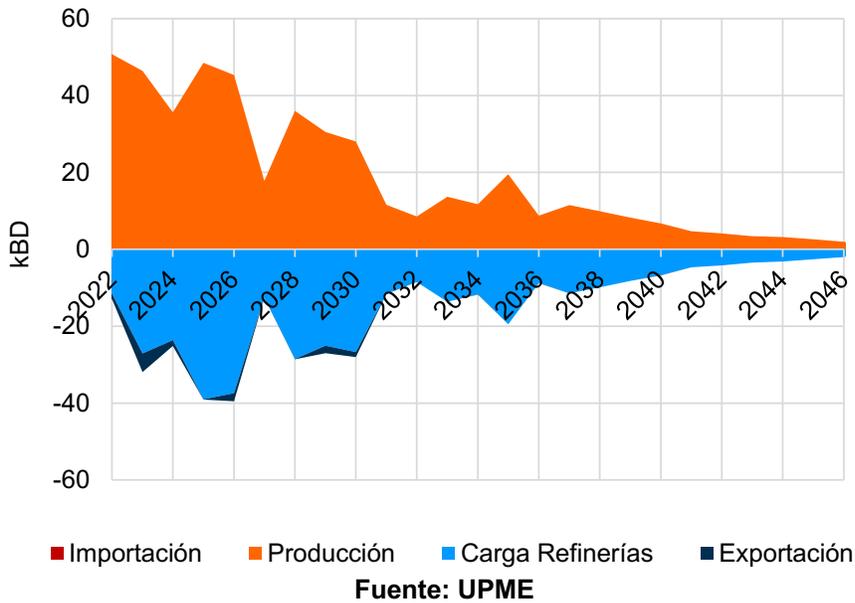
Gráfica 1-6. Carga Proyectada Crudo Refinería de Barrancabermeja



349
350
351
352
353
354
355
356
357

El balance de cada uno de los tres (3) tipos de crudo arroja excedentes en producción para exportaciones aproximadamente hasta el año 2030. A partir de este periodo habría necesidad de importación para los crudos medios y pesados. La eventual incorporación de nuevas reservas de crudo puede eliminar o reducir esta necesidad. (Ver desde la Gráfica 1-7 hasta la Gráfica 1-9).

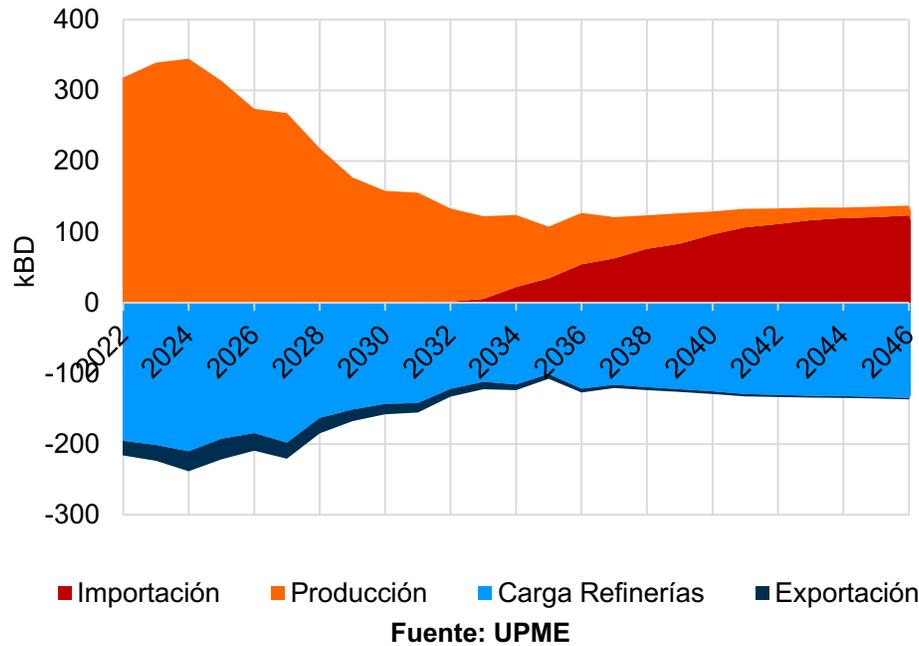
Gráfica 1-7. Balance Proyectado de Crudo Liviano (> 30°API)



358
359
360

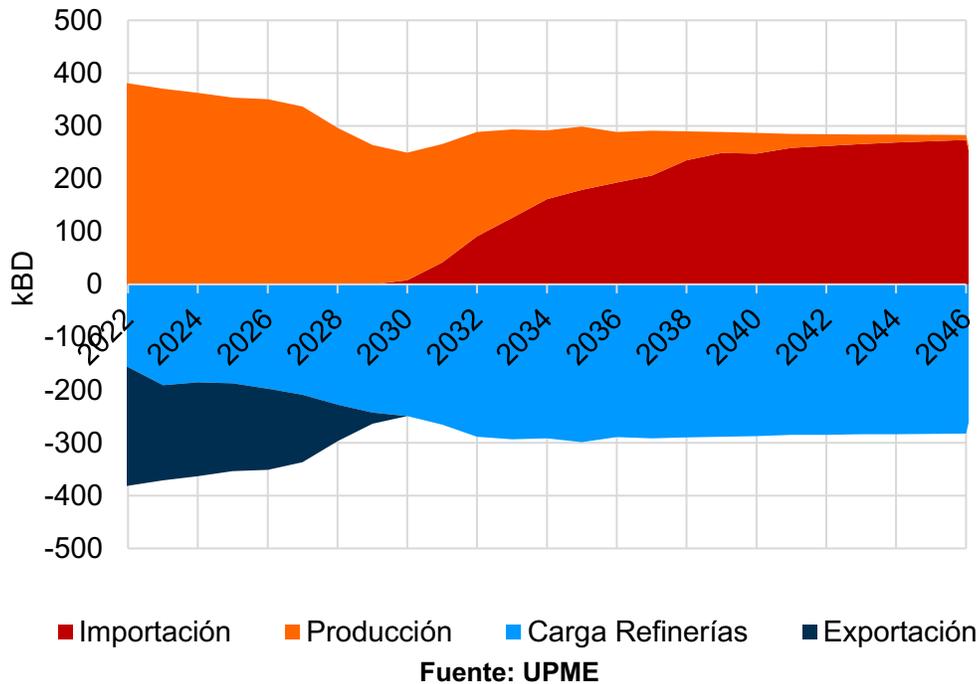
361

Gráfica 1-8. Balance Proyectado (15°API) < Crudo Liviano (< 30°API)



362
363
364
365

Gráfica 1-9. Balance Proyectado Crudo Pesado (< 15°API)



366
367
368
369
370
371
372
373
374

1.3 Refinación

Las capacidades de refinación reportadas a la UPME por parte de ECOPETROL se presentan a continuación para la Refinería de Cartagena, con su capacidad actual y con un incremento de capacidad planteado por la empresa para 2023. El incremento de capacidad corresponde, de acuerdo con ECOPETROL, a la interconexión de la planta de destilación de crudo original con las

375 facilidades de procesamiento de la nueva refinería, aumentando los volúmenes de combustibles
 376 ofrecidos desde la refinería de Cartagena.
 377

378 Para Barrancabermeja se presentan las capacidades de refinación actuales. En todos los casos
 379 se reconoce que las salidas de refinería dependen de las características del crudo de entrada que
 380 es una variable estable en el tiempo. En consecuencia, los volúmenes de derivados que de ella
 381 resulten, también pueden cambiar.
 382

383 **Tabla 1-2. Capacidades de refinación Cartagena y Barrancabermeja Crudo de entrada y**
 384 **derivado de salida (kBD)**

Cartagena	Entrada			Salida			79,7%
	26° API	150	kBD	GM	29,2	kBD	19,5%
			ACPM	77,8	51,9%		
			JP	10,9	7,3%		
			GLP	1,7	1,1%		

Cartagena Actualización 2023	Entrada			Salida			71,5%
	26° API	206	kBD	GM	36,6	kBD	17,8%
			ACPM	90,4	43,9%		
			JP	17,9	8,7%		
			GLP	2,4	1,2%		

Barrancabermeja	Entrada			Salida			63,1%
	26° API	213	kBD	GM	50,7	kBD	23,8%
			ACPM	61,1	28,7%		
			JP	19,7	9,2%		
			GLP	2,8	1,3%		

Fuente ECOPETROL 2021. Elaboración: UPME 2022.

385
 386
 387

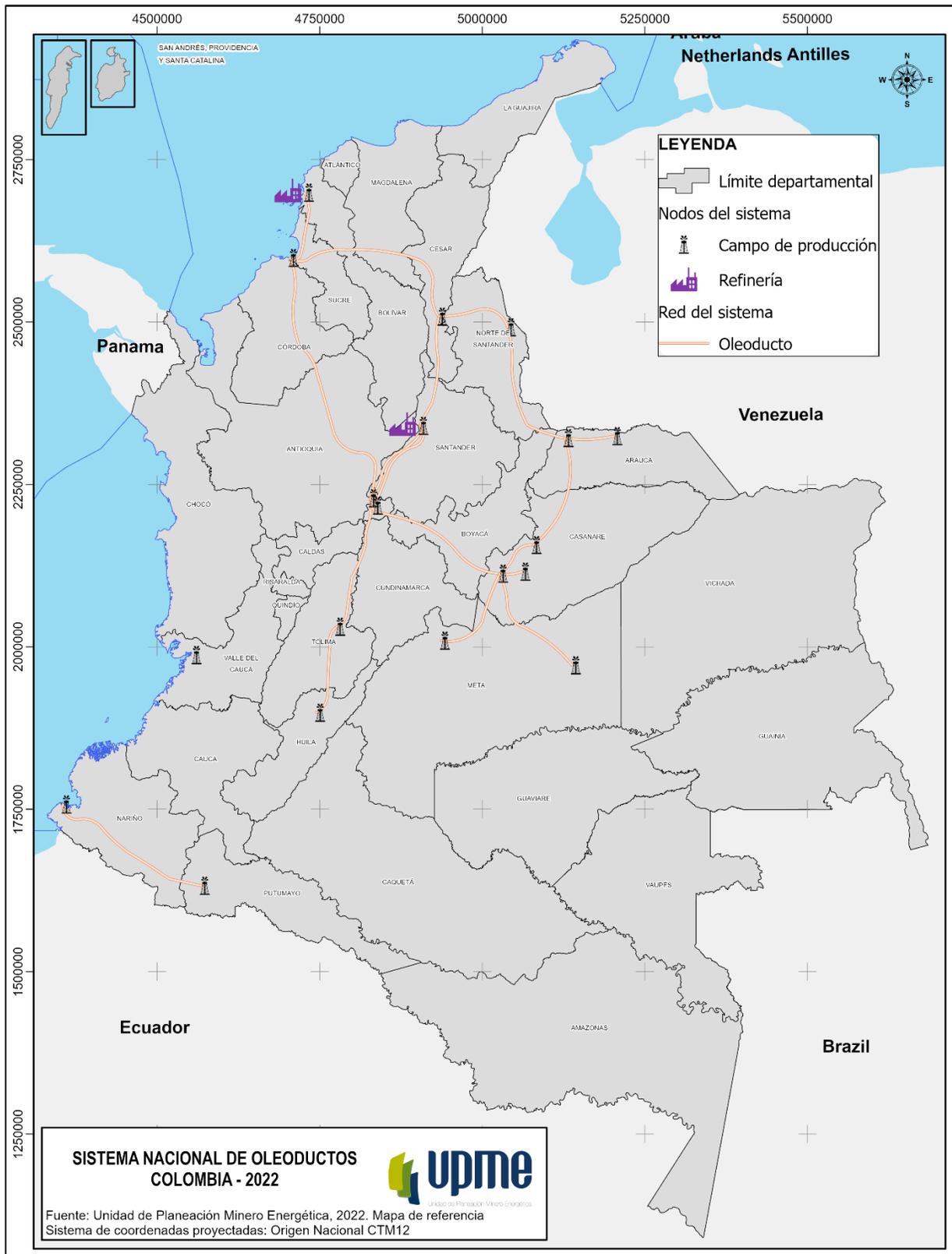
1.4 Derivados

388 A continuación, se muestra la proyección de cada uno de los combustibles líquidos para abastecer
 389 la demanda a partir de la **Error! Reference source not found.** hasta la **Error! Reference source**
 390 **not found..** Las series evidencian la necesidad importar gasolina, Jet Fuel, GLP y Nafta, mientras
 391 que la producción nacional es excedentaria para el Diésel representada en exportaciones.
 392
 393
 394

395 En la Figura 1-1 se puede observar el Sistema Nacional de oleoductos y las dos principales
 396 refinerías. Esta infraestructura que ya se encuentra desarrollada podría verse en desuso en la
 397 medida en que los campos de producción reduzcan los volúmenes ofertados y no se incorporen
 398 más reservas en esas mismas áreas. Esto puede representar una oportunidad para que los
 399 oleoductos en desuso sean acondicionados al transporte de otros líquidos, entendiendo que así
 400 habría un aprovechamiento eficiente de la infraestructura existente.

401

Figura 1-1. Sistema nacional de oleoductos en Colombia



402
403
404

Fuente: UPME, 2022

405 **2. Análisis de indisponibilidades**

406

407 **2.1 Metodología de estimación de la indisponibilidad de los elementos**

408

409 Para analizar las fallas al interior del sistema, se define una función de disponibilidad de un tramo
410 de transporte de hidrocarburos en función de la longitud del mismo, de la forma $D(L)$.

411

412 Considerando que al aumentar la longitud de un tramo L en un margen ΔL , la disponibilidad del
413 nuevo tramo $D(L + \Delta L)$ se reduciría en un margen $\lambda \cdot \Delta L$, se plantea la siguiente ecuación:

414

$$415 \quad D(L + \Delta L) = D(L) \cdot (1 - \lambda \cdot \Delta L) \quad (\text{Eq. 1})$$

416

417 Reorganizando tal ecuación:

418

$$419 \quad \frac{D(L+\Delta L)-D(L)}{\Delta L} = -\lambda \cdot D(L)$$

420

421 Asumiendo que ΔL tendería a ser infinitesimal, la ecuación en diferencias se hace una derivada:

422

$$423 \quad \frac{\partial D(L)}{\partial L} = -\lambda \cdot D(L) \quad (\text{Eq. 2})$$

424

425 Cuya solución es la función exponencial de la siguiente forma:

426

$$427 \quad D(L) = K \cdot e^{-\lambda \cdot L}$$

428

429 Considerando que cuando L tiende a ser cero, la disponibilidad es del 100%, entonces la constante
430 K sería igual a 1, de manera que la disponibilidad de un tramo de transporte de hidrocarburos en
431 función de su propia longitud sería:

432

$$433 \quad D(L) = e^{-\lambda \cdot L} \quad (\text{Eq. 3})$$

434

435 Para estimar el valor λ se realiza una regresión lineal estadística entre el logaritmo natural de la
436 disponibilidad de los tramos y su propia longitud:

437

$$438 \quad \ln[D(L)] = a_0 + a_L \cdot L \quad (\text{Eq. 4})$$

439

440 Donde a_L corresponde a $-\lambda$ y $a_0 = 0$

441

442 Para la regresión se utilizó información de indisponibilidad de los diversos tramos de oleoductos y
443 poliductos suministrada por la empresa transportadora *Cenit – Logística y Transporte de*
444 *Hidrocarburos*, así como sus longitudes. Tal regresión generó los siguientes resultados:

445

$$446 \quad -\lambda = -0.00035318$$

447

448 Y los límites de confianza inferior y superior de $-\lambda$, respectivamente, serían:

449

$$450 \quad LCI_{-\lambda} = -0.00053088$$

451

$$452 \quad LCS_{-\lambda} = -0.00017548$$

453

454

455 **2.2 Resultados de indisponibilidad de los elementos**

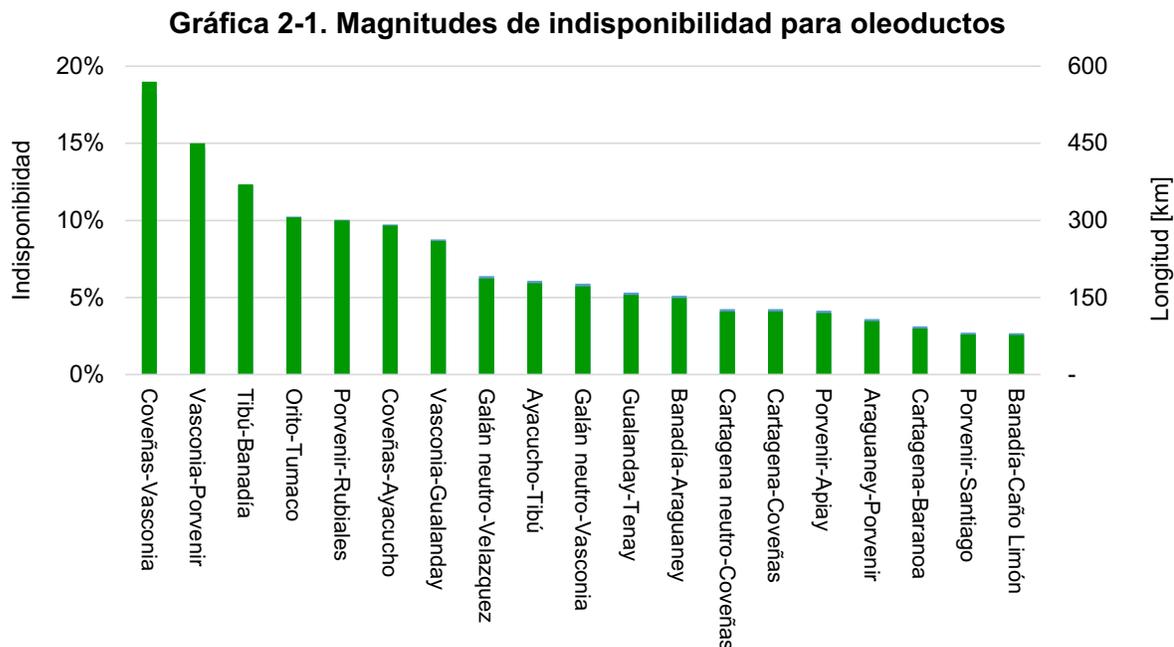
456

457 **2.2.1 Indisponibilidad de oleoductos y poliductos**

458

459 Considerando las magnitudes antes establecidas, según el tipo de elemento se determina su
 460 indisponibilidad. Para oleoductos y poliductos se usa el exponente $-\lambda$ esperado de -0.00035318^3 ,
 461 obteniéndose los valores de indisponibilidad que se presentan en la Gráfica 2-1 y Gráfica 2-2.
 462

463



464

Fuente: UPME, a partir de información de Cenit. 2022.

465

466

467 Los oleoductos de mayor indisponibilidad son Coveñas-Vasconia, Vasconia-Porvenir, Tibú-
 468 Banadía, Orito-Tumaco y Porvenir-Rubiales, con longitudes superiores a los 300km y niveles de
 469 indisponibilidad superiores al 10%.

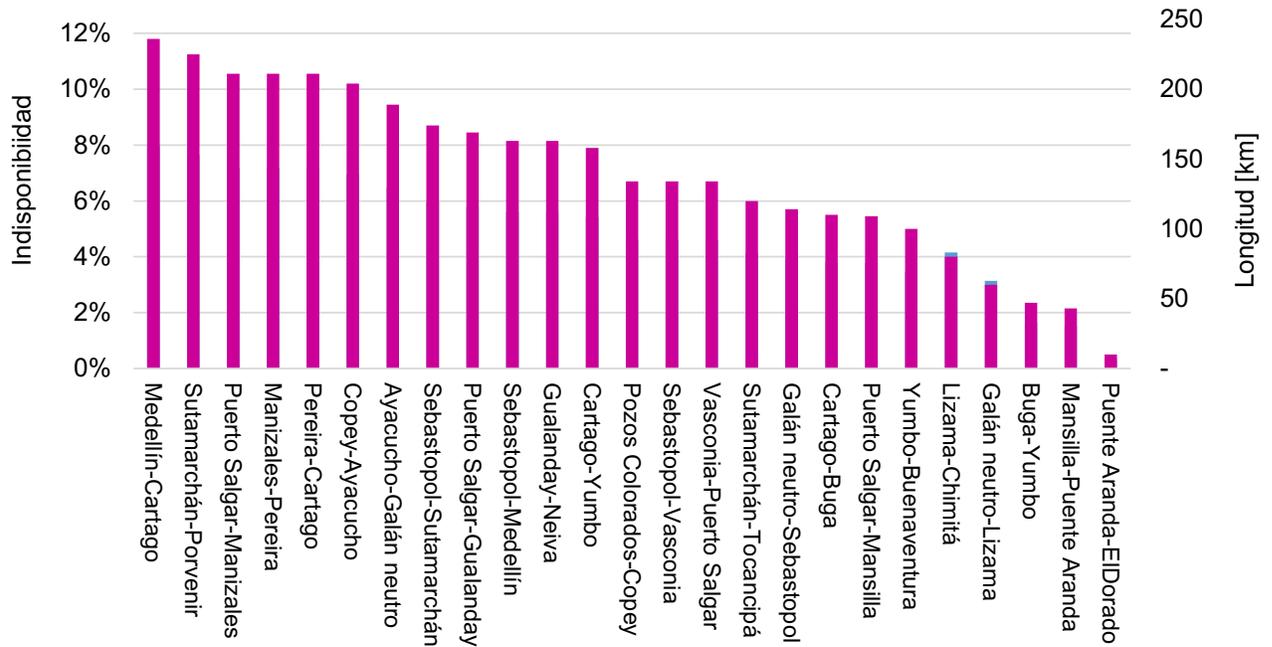
470

471 Las indisponibilidades más altas (por encima del 10%) de los poliductos corresponden a los tramos
 472 Medellín-Cartago, Sutamarchán-Porvenir, Puerto Salgar-Manizales, Manizales-Pereira, Pereira-
 473 Cartago y Copey-Ayacucho, con longitudes superiores a los 200km.
 474

³ De manera particular, para los tramos Galán-Lizama y Lizama-Chimit, se aplicó el $LCS_{-\lambda}$, estimado antes en -0.00017548 . Esto en razón de las dificultades históricas que se ha tenido para el transporte y suministro de combustibles para tal región.

475

Gráfica 2-2. Magnitudes de indisponibilidad para poliductos



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit. 2022.

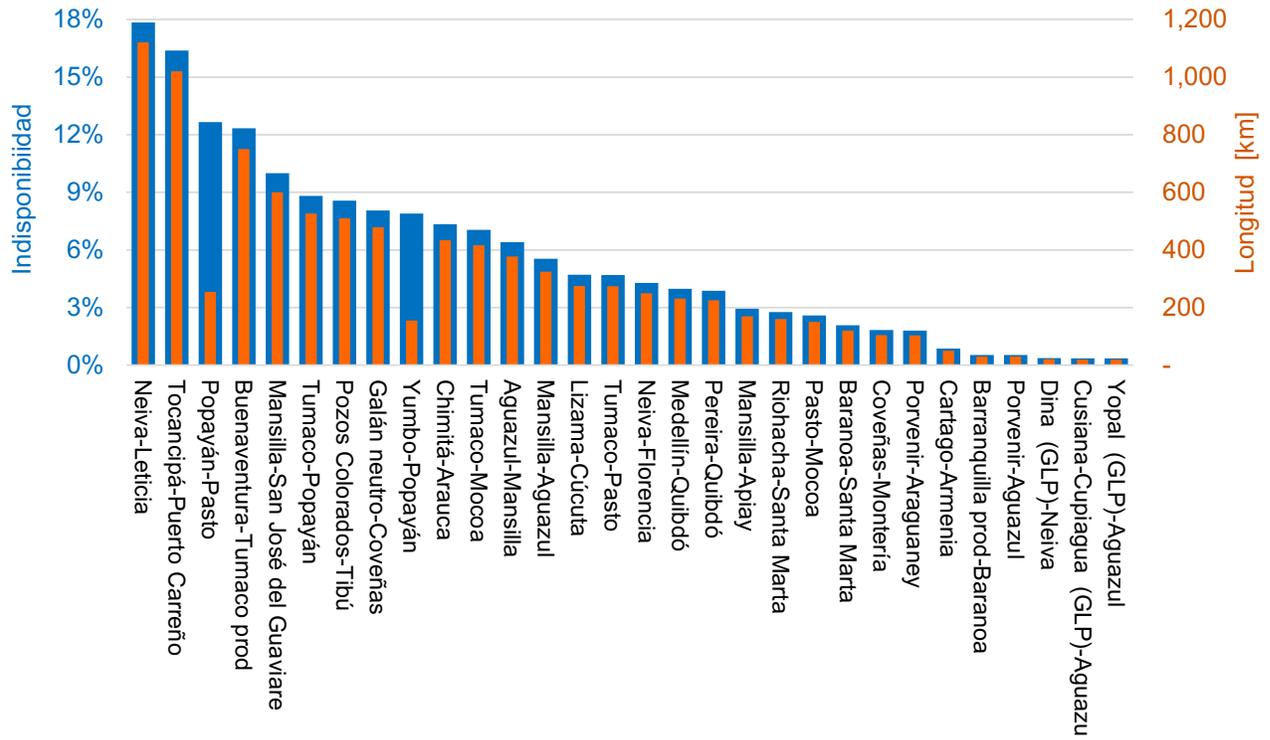
476
477
478
479
480
481
482
483
484
485

2.2.2 Indisponibilidad de transporte carretero y cabotaje

Para tramos de transporte carretero y cabotaje se asumió como exponente el $LCI_{-\lambda}$ antes establecido, con magnitud de -0.00017548. Esto en consideración a que comúnmente existen vías alternativas de transporte entre diferentes plantas de abasto⁴. Se obtienen los valores de indisponibilidad que se presentan en la Gráfica 2-3.

⁴ De manera particular, para los tramos Yumbo-Pasto y Popayán-Pasto, se aplicó el $LCS_{-\lambda}$, estimado antes en -0.00017548. Esto en razón de las dificultades históricas que se ha tenido para el transporte y suministro de combustibles para tal región.

486 **Gráfica 2-3: Magnitudes de indisponibilidad en tramos de transporte carretero y cabotaje**



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit. 2022.

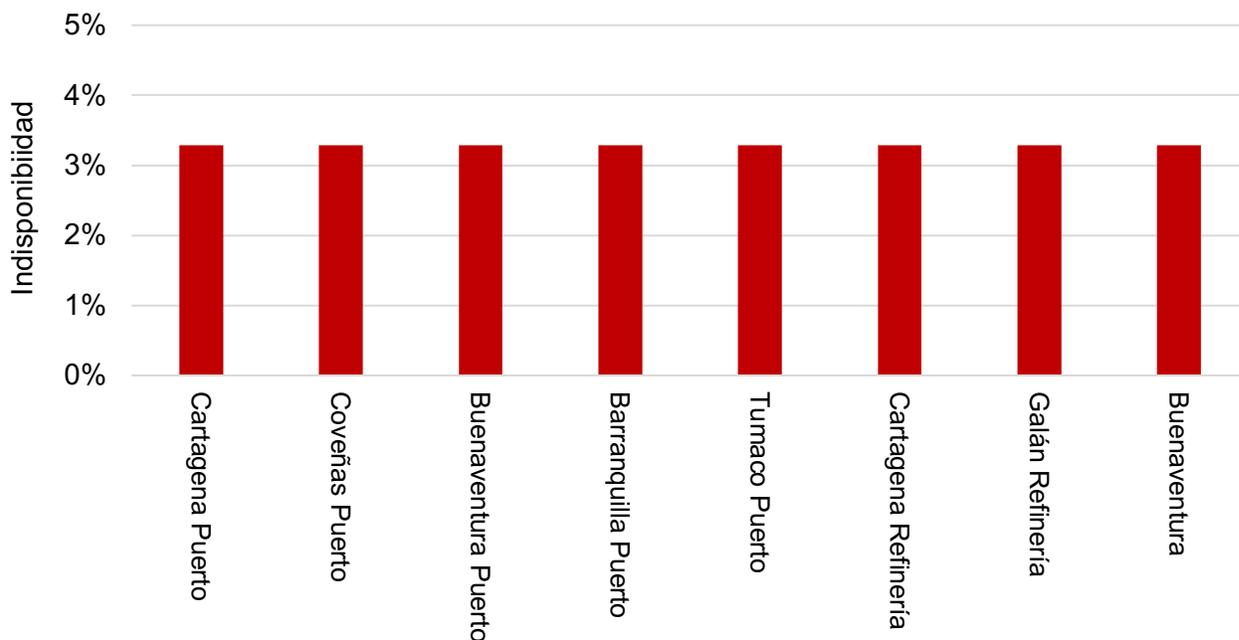
487
 488
 489
 490 Para el transporte carretero, notablemente la relación indisponibilidad-longitud no es directa en el
 491 caso de los tramos Popayán-Pasto y Yumbo-Popayán, que cuentan con una sola vía de acceso y,
 492 por lo tanto, altamente susceptibles a interrupción del servicio en caso de cierre de la Vía
 493 Panamericana.

494
 495 **2.2.3 Indisponibilidad de puertos y refinerías**

496
 497 Para estos elementos se asumió un valor de indisponibilidad de 3.29% (=12/365). Es decir, se
 498 estimó que 12 días tales instalaciones no estaría operativas (ver Gráfica 2-4).
 499

500

Gráfica 2-4: Magnitudes de indisponibilidad en puertos y refinerías



Fuente: UPME, 2022.

501
502
503

Las indisponibilidades al interior del sistema permiten estimar el Valor Esperado de Demanda No Abastecido (VENDA) con el cual se identifican las necesidades a las cuales debe responder el sistema cuando cumple los criterios de confiabilidad. Sin embargo, el VEDNA no contabiliza eventos externos al sistema. Estos eventos, originados en riesgos por acciones humanas o de la naturaleza, se analizan aparte.

508

2.3 Interrupciones externas al sistema

510

Los eventos observados durante los meses de mayo y junio de 2021 permitieron evidenciar las vulnerabilidades de la cadena de distribución a acciones humanas como bloqueos en las vías de acceso que permiten entregar los combustibles vía transporte terrestre hasta las estaciones de servicio en todos los centros de consumo del país. Esto se traduce en riesgo de interrupción de suministro a los usuarios, es decir, que los consumidores de los combustibles líquidos y el GLP pueden no recibir los productos para su consumo final, para el desarrollo de sus actividades productivas o incluso para la generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas que reciben electrocombustible.

519

Específicamente, en mayo de 2021, el suroccidente del país (Putumayo, Caquetá, Huila, Valle del Cauca, Cauca y Nariño) tuvieron afectaciones de suministro desde la refinería de Barrancabermeja. Además de la afectación al suministro, algunos departamentos agotaron los inventarios y tuvieron limitaciones para el transporte de carrotaques desde las fuentes principales y alternas, con bloqueos intermitentes en vías de acceso.

526

La logística para entregar combustibles desde las plantas de abasto (Yumbo, Neiva), que se encuentran en las colas del sistema, hasta los centros de consumo final también afectó el suministro de los departamentos que reciben productos de estas plantas.

527

528

Otras regiones del país, como el eje cafetero, Boyacá, Casanare y Arauca llegaron a mínimos históricos en los inventarios de las estaciones de servicio, requiriendo de la gestión por parte del Ministerio de Minas y Energía y, por supuesto, de los agentes de la cadena para lograr soluciones

531

532

533

534 logísticas de manera oportuna. Estos eventos generaron caídas en el consumo y, a su vez, dada
535 la magnitud de lo ocurrido, caídas en las cargas de la refinería de Barrancabermeja, llegando a
536 mínimos operativos.

537
538 Los eventos de mayo y junio generaron caídas en el consumo de combustibles y
539 consecuentemente reducciones en las ventas de las estaciones de servicio. En las regiones más
540 afectadas las caídas en ventas llegaron, de acuerdo con lo reportado por el Ministerio de Minas y
541 Energía, a 50% en comparación con los niveles de enero y febrero de 2021. Los efectos se vieron
542 registrados a lo largo de la cadena en términos de volúmenes vendidos y transportados y, por
543 supuesto, en términos de ingresos. A lo anterior se suman los efectos externos al sector de
544 combustibles líquidos, es decir, a los efectos en otros sectores de la economía como el transporte
545 y la distribución de alimentos; o a los efectos inflacionarios.

546
547 En general, no acotado a 2021, el sistema es confiable cuando responda a las indisponibilidades
548 estimadas en el numeral 2.2 y en el presente numeral.

549 **3. Efectos de las indisponibilidades en el suministro**

550
551 Con el objetivo de determinar qué se necesita para asegurar el suministro de combustibles a la
552 demanda en eventos de falla, a partir de las series históricas de fallas suministradas por los agentes
553 de la cadena, se calculan:

- 554
555 i. El valor esperado de la demanda no abastecida, VEDNA, es decir, el impacto de las fallas
556 para los usuarios del servicio público. Este valor se calcula a nivel agregado para el total
557 nacional y a nivel de nodo dentro de cada región. Cada nodo está conformado por la planta
558 (o las plantas) de abasto ubicadas en ese municipio;
- 559
560 ii. Se determina el número de días, en función de esas series históricas de falla, que se
561 requiere contar con los productos mientras se resuelve la falla. Este número de días se
562 denomina “Días de Firmeza”; y
- 563
564 iii. Se calcula el volumen de producto (en físico, no en capacidad de almacenamiento) que
565 necesita tener en cada planta para poder atender la demanda hasta que se resuelva la falla.
566 Ese volumen de producto que necesita cada planta se denomina “Volumen en Firme”.

567
568 A continuación, se describe la forma de calcular los pasos (i) a (iii).

569 **3.1 Valor esperado de demanda no abastecida**

570 **3.1.1 Valor esperado de demanda no abastecida nacional**

571
572 Este valor corresponde a la demanda del total de combustibles (GM, DO, JF y GLP) que se dejaría
573 de atender en las plantas de abasto en cada nodo, debido a fallas probabilísticas en los diferentes
574 elementos del sistema⁵. Esta magnitud cambia en el tiempo a medida que la demanda de las
575 plantas cambia, se dan cambios en la oferta de petróleo o se dispone de nueva infraestructura. La
576
577

⁵ Metodológicamente, para establecer este indicador para cada nodo (planta(s) de abasto:

i)- Se determina la demanda desabastecida del total de las plantas de abasto que habría en caso de falla (salida de operación) de cada uno de los elementos del sistema;

ii)- Para cada elemento que falla, se multiplica la demanda desabastecida (numeral anterior i) por la probabilidad de falla del elemento que la causa, denominando a este producto demanda desabastecida ponderada;

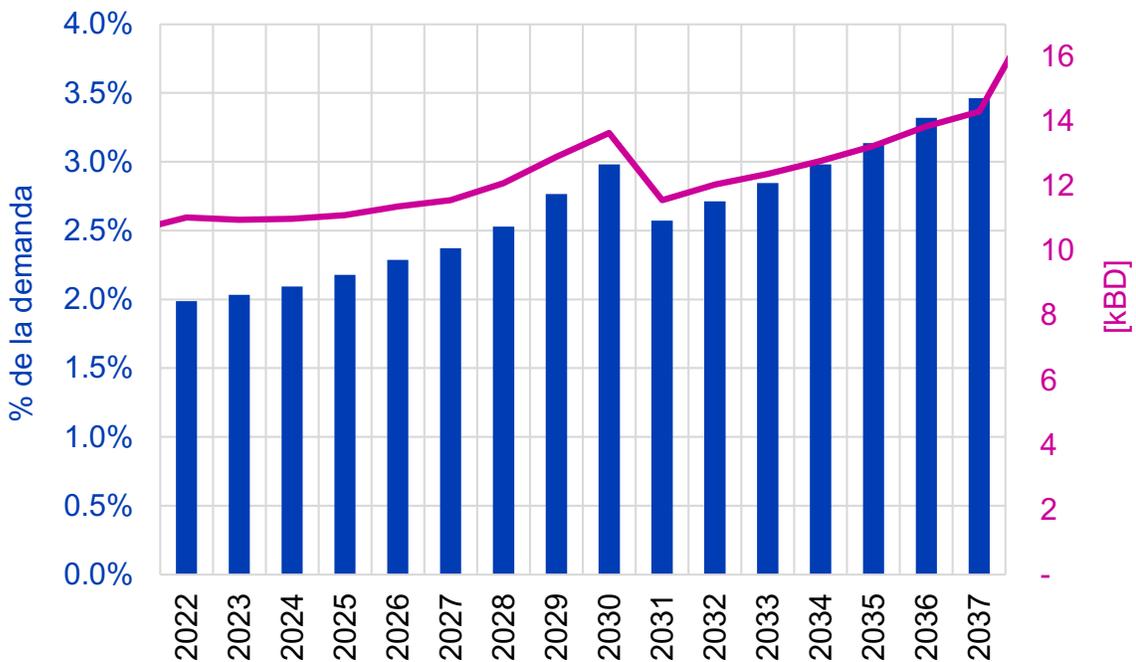
iii)- Se suman las demandas desabastecidas ponderadas (el número de sumandos es el número de elementos del sistema que pueden fallar).

578 Gráfica 3-1 presenta estos valores en su promedio para el periodo 2022-2037 como en sus
 579 magnitudes originales [kBD] como en relación de la demanda nacional [%].
 580

581 Los problemas identificados para responder a restricciones de la oferta en el contexto de la
 582 confiabilidad están altamente asociados a problemas en la logística de entrega. Es decir, los
 583 riesgos que se han materializado históricamente y que impiden o limitan el suministro de
 584 combustibles a los usuarios finales están asociados a las indisponibilidades del transporte por
 585 poliducto o del transporte por carretera. En menor medida, provienen de riesgos asociados a
 586 indisponibilidad de refinerías.
 587

588 En consecuencia, se busca identificar la potencial de demanda no abastecida a **nivel regional**,
 589 considerando que la atención de la demanda en las distintas regiones depende de dinámicas
 590 distintas en el comportamiento de la demanda y, sobre todo, requiere de un logística diferente, que
 591 responda a las particularidades del suministro en esa región.
 592
 593

Gráfica 3-1. Valor Esperado de Demanda No Abastecida



Fuente: UPME

594
 595
 596

3.1.2 Regionalización del Valor esperado de demanda no abastecida por nodo, normalizado $-VEDNA(PA)_i$

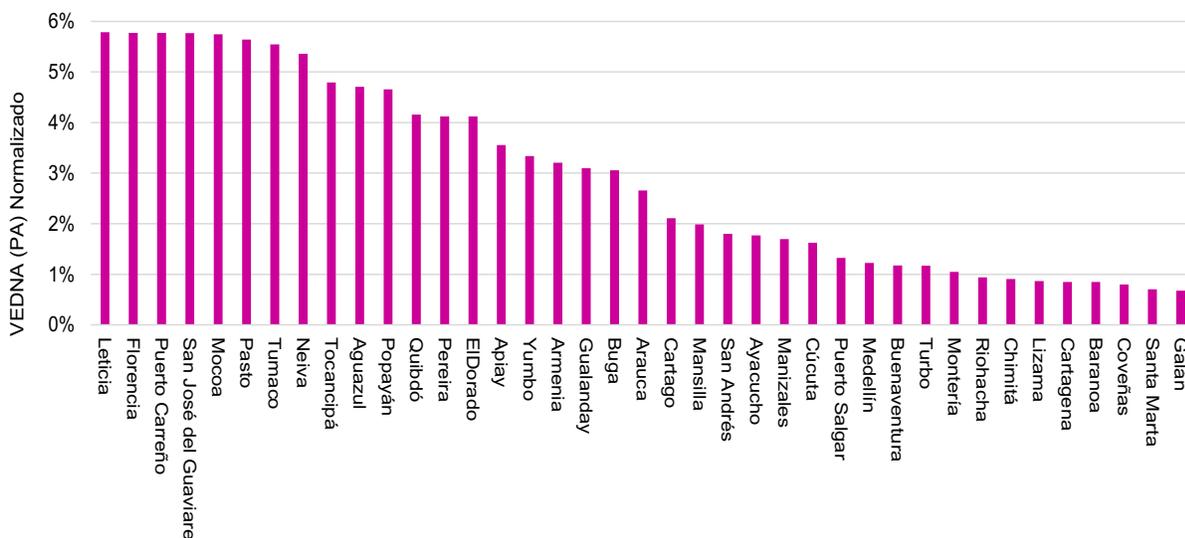
597 Para regionalizar la demanda no abastecida (y sus necesidades), se ha repartido el sistema de
 598 distribución en regiones que están compuestas, a su vez, por nodos. Los nodos están conformados
 602 por la(s) planta(s) de abasto ubicadas en un mismo municipio.
 603

604 Se toma el valor definido en el numeral anterior (0) y se le aplica una función que condiciona sus
 605 valores a una banda entre 0.68% (≈ 2.5 días / 365 días) y 5.75% (≈ 21 días / 365 días). Esto con
 606 el propósito de que las plantas de abasto tengan un mínimo volumen disponible en razón a superar
 607 posibles fallas de suministro, así como a limitar este mismo volumen en las plantas de abasto más
 608 distantes ⁶.

⁶ La indisponibilidad de los elementos de transporte puede alcanzar valores extremos. El propósito de la normalización es limitar tales valores.

609
 610 El valor esperado de la demanda no abastecida se modifica en el tiempo en la medida que cambian
 611 la demanda de combustibles, las fuentes de suministro de crudo y la infraestructura del sistema,
 612 además de los efectos de las interrupciones ocasionadas por eventos externos al sistema, como
 613 los descritos anteriormente. Para cubrir estas fluctuaciones, se toma como referencia, en adelante,
 614 la magnitud proyectada para el año 2032 (ver Gráfica 3-2).
 615

616 **Gráfica 3-2. Valor Esperado de Demanda No Abastecida en cada nodo, normalizado**



Fuente: UPME

617
 618 Los resultados evidencian los nodos más susceptibles a interrupciones en lugares no conectados
 619 al sistema de transporte por poliducto (Leticia, Florencia, Puerto Carreño, San José del Guaviare,
 620 Mocoa, Pasto, Tumaco) y en los cuales las vías de acceso son más restrictivas. Estos nodos tienen
 621 VEDNA por encima del 5%. En el otro extremo del espectro están los nodos que son centrales al
 622 sistema de transporte, es decir, Galán, Santa Marta, Baranoa, Cartagena, Lizama, Chimitá. Todos
 623 estos tienen VEDNA por debajo del 1%.
 624
 625

626
 627 En el medio de la tabla hay nodos que acumulan grandes volúmenes de la demanda nacional y
 628 que se encuentran conectados al poliducto (El Dorado, Yumbo, Mansilla, Ayacucho). Los VEDNA
 629 de estos nodos están entre 2% y 4%. Dentro del total, llaman la atención nodos como Turbo, que
 630 tiene abastecimiento por cabotaje y bajo VEDNA y Tocancipá, que estando conectado tiene
 631 VEDNA relativamente alto, como resultado de las indisponibilidades reportadas.
 632

633 3.2 Días de Firmeza en cada nodo – $DF(PA)_i$

634
 635 Para determinar el volumen de cada producto (en físico) necesario en cada nodo (es decir, para el
 636 agregado de las plantas de abasto que conforman cada nodo) para responder ante un evento de
 637 falla, se calculan en primer lugar los días que duraría la falla en cada uno de los nodos (i), los
 638 cuales son también los *Días de Firmeza* necesarios $DF(PA)_i$:
 639

$$640 DF(PA)_i = VEDNA(PA)_i \cdot 365 \text{ días}$$

641

642 En este sentido, si un nodo cuenta con volumen de cada producto en físico equivalente a los Días
 643 de Firmeza calculados, podrá asegurar el suministro de su demanda ante fallas en el sistema de
 644 petróleo y derivados que le impidan a esa planta ser abastecida hasta que se restablezca el
 645 servicio. Es decir, el nodo que cuente con los volúmenes de producto correspondientes a los Días
 646 de Firmeza, podrá prestar un servicio confiable, incluso en presencia de fallas.
 647

648 Esto se hace asumiendo una falla por año para cada año para cada nodo. Como se ha planteado
 649 antes, las fallas empleadas para los cálculos provienen de las series históricas reportadas por los
 650 agentes de la cadena.
 651

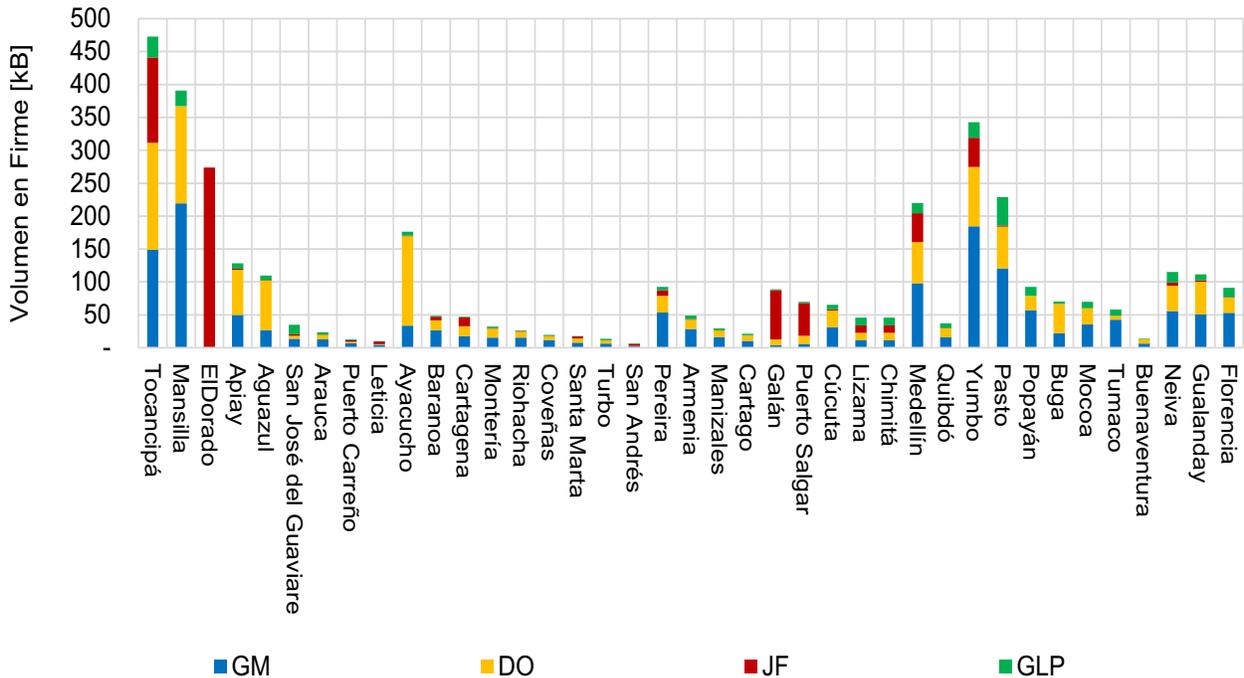
652 **3.3 Volumen en Firme en cada nodo $-VF(PA)_{i,j}$**

653 Este indicador $VF(PA)_{i,j}$ estima, para cada nodo (planta(s) de abasto) (i) y combustible (j), el
 654 volumen necesario para superar eventos de falla que durarían el tiempo definido antes con el
 655 indicador $DF(PA)_i$. Se define según la siguiente relación:
 656
 657

$$VF(PA)_{i,j} = DF_i \cdot Dem_{i,j}$$

658
 659 Donde $Dem_{i,j}$ corresponde a la demanda en el nodo (planta(s) de abasto) (i) de combustible (j) en
 660 el año 2032, para ser consecuente con lo establecido en el numeral 3.1.2 (ver Gráfica 3-3).
 661
 662

663 **Gráfica 3-3. Volumen en Firme en nodo (Planta(s) de Abasto)**



Fuente: UPME

664 El Volumen en Firme de combustible para un nodo consiste en la seguridad física y comercial de
 665 contar con el producto. En este punto es importante notar que la necesidad del nodo en el análisis
 666 de confiabilidad es adicional a la necesidad de abastecimiento en condiciones normales (sin fallas).
 667 No se trata, entonces, de una necesidad de almacenamiento por parte de cada agente mayorista
 668 para responder a sus obligaciones comerciales. Tampoco se trata del almacenamiento que
 669 requiere el transportador para mantener su operación andando. Se trata de volúmenes adicionales
 670
 671
 672

673 de **respaldo al funcionamiento de la cadena** que entran a suplir la ausencia de productos en
674 eventos de falla cuando dicha falla corresponda a una insalvable restricción en la oferta de
675 combustibles.

676
677 En el documento que presentó el análisis de abastecimiento se planteó la necesidad de una serie
678 de obras para garantizar el suministro. Esas obras fueron adoptadas por el ministerio en diciembre
679 de 2021 a través del Plan de Expansión de la Red de Poliductos. En la medida en que ese plan se
680 implemente, y las obras se construyan y entren en operación, la cadena de distribución contará
681 con la capacidad para atender la demanda en cada nodo en condiciones de operación normales.
682 Esto es, sin restricciones insalvables de la oferta.

683
684 Las necesidades que suple el Plan de Expansión no incluyen, sin embargo, las necesidades de
685 confiabilidad. Para resolver estas últimas, se plantean a continuación los requerimientos de
686 volumen en firme por región y por nodo. Como se mencionó antes, los nodos están compuestos
687 por una o más plantas de abasto. Los volúmenes que se requiere respaldar por confiabilidad están
688 asociados a los volúmenes vendidos por las estaciones de servicio, provenientes de las plantas de
689 abasto. Sin embargo, la confiabilidad no se asocia directamente a cada planta de abasto. Es
690 concebible la posibilidad de obtener mayores niveles de eficiencia en el manejo del
691 almacenamiento estratégico si se agrupa, al menos al nivel regional, la gestión de dicho
692 almacenamiento.

693
694 Lo anterior implica que una gestión centralizada a nivel regional debe permitir atender todas las
695 necesidades del área que cubre dicha región, sin que esto le otorgue un derecho exclusivo a una
696 u otra planta de abasto dentro del área. Toda la demanda de la región deberá estar en igualdad de
697 condiciones para poder recibir suministro de combustibles en evento de restricción insalvable de
698 la oferta, independientemente de la bandera mayorista o de la planta asociada a cada estación de
699 servicio.

700 **4. Necesidades de confiabilidad por región, nodo y combustible**

701
702 Para poder entregar los productos a las estaciones de servicio, las plantas de abasto deben contar
703 con los volúmenes de almacenamiento comercial en físico, de acuerdo con lo que establece la
704 normatividad. Esas plantas de abasto reciben, en condiciones normales, combustibles del
705 poliducto o de otros modos de transporte cuando no están conectadas o cuando no hay suficiente
706 capacidad en el tubo. En presencia de fallas, las plantas necesitan recibir el producto de una fuente
707 alterna. Esta fuente alterna es la que asegura la confiabilidad del sistema.

708
709 Cada región está compuesta por los nodos y, a su vez, por la(s) planta(s) de abasto que reciben
710 el combustible para entregarlo a las estaciones de servicio. En la mayoría de los casos, se trata de
711 agrupaciones geográficamente visibles, incluso si algunos de los nodos están alejados de otros.
712 Es el caso, por ejemplo, de los nodos al interior de la región Suroeste, dentro de los cuales están
713 los nodos de Buenaventura y Pasto, geográficamente distantes. Otras regiones están compuestas
714 por nodos que no son geográficamente relacionados, como la región Centro. Esta región es
715 particular, puesto que dentro de ella se agrupan nodos que se abastecen de la planta de Mansilla,
716 aun cuando están ubicados en territorios como Puerto Carreño o Leticia. En estos casos, la
717 agrupación corresponde a la logística del abastecimiento tal como funciona actualmente.

718
719 Dada la disparidad de condiciones entre una región y otra, y entre nodos al interior de ciertas
720 regiones, una misma solución no necesariamente va a responder de manera eficaz a todas las
721 necesidades.

722
723 Como se mencionó antes, para contar con los volúmenes en firme es posible almacenarlos
724 manteniendo esos niveles de almacenamiento (en producto, no es capacidad de tanques) para

725 atender una falla en todo momento. En este caso, la solución de confiabilidad estaría basada
726 exclusivamente en almacenamiento estratégico. Se denomina estratégico para diferenciarlo del
727 almacenamiento para responder a las necesidades comerciales de la cadena en condiciones
728 normales y del almacenamiento para operar el sistema.

729
730 En general, es concebible una solución mixta entre almacenamiento físico y respaldo comercial y
731 logístico de producto, es decir, una solución que incorpore tanto un modo de transporte para
732 mantener un flujo de producto hasta el nodo que lo requiera, como el almacenamiento estratégico
733 que permita acceder al producto de respaldo en presencia de una falla. Sin embargo, como se
734 presenta en las recomendaciones, el volumen que responde a las necesidades de confiabilidad es
735 un volumen físicamente disponible, de forma que un almacenador estratégico pueda atender los
736 nodos de demanda asignados su región ante una restricción insalvable de la oferta, en las
737 condiciones exigidas durante el proceso de asignación del proyecto y de conformidad con la
738 normatividad aplicable por el Ministerio de Minas y Energía y por la CREG.

739
740 Estas soluciones, desde el punto de vista de la planeación, no están incorporadas actualmente en
741 la actividad de un agente de la cadena de distribución. En este sentido, podrían ser asignadas
742 mediante un proceso competitivo a quien demuestre que puede (i) cumplir con los criterios de
743 confiabilidad, estructurando un proyecto que responda a las necesidades identificadas y (ii) cumpla
744 con los requisitos para poder llevar a cabo la actividad asignada dentro de la cadena de prestación
745 del servicio público. Esto es adicional a las condiciones que se requieran de él por parte de la
746 política pública y la regulación.

747
748 El incremento de la demanda agregada de todos los combustibles entre 2025 y 2032 es de 15%.
749 Las necesidades están planteadas a 2032. Se espera contar con los volúmenes/flujo
750 especificados en la entrada en operación de cada solución de confiabilidad.

751
752 A continuación, la Tabla 4-1 presenta los indicadores de Volumen en Firme en cada nodo (Planta(s)
753 de Abasto) y Días de Firmeza en ese nodo, determinados en los numerales anteriores:
754

755 **Tabla 4-1. Resumen de requerimientos de confiabilidad por nodo (compuesto por planta(s)**
756 **de abasto) y combustible - Volumen en firme en nodo de consumo**

	Región	Nodo Planta(s) de Abasto	GM	DO	JF	GLP	TOTAL	Días de Firmeza VF(PA) _{i,j}
1	Centro	Tocancipá	148,59	162,66	129,93	31,75	472,93	17,5
2		Mansilla	219,57	147,56	-	23,65	390,79	7,3
3		ElDorado	-	-	273,79	-	273,79	15,0
4		Apiay	49,93	68,27	1,93	8,30	128,43	13,0
5		Aguazul	26,82	75,28	0,89	6,78	109,76	17,2
6		San José del Guaviare	13,79	4,63	1,91	14,41	34,74	21,0
7		Arauca	12,84	7,24	0,08	3,43	23,60	9,7
8		Puerto Carreño	7,24	1,72	2,57	1,25	12,77	21,1
9		Leticia	4,52	0,97	3,97	0,43	9,89	21,1
10	Costa Atlántica	Ayacucho	33,54	135,91	0,98	5,75	176,17	6,5
11		Baranoa	26,82	14,93	5,65	1,01	48,41	3,1
12		Cartagena	17,65	15,11	13,67	0,89	47,32	3,1
13		Montería	15,58	13,45	0,91	2,10	32,05	3,8
14		Riohacha	15,26	9,42	0,57	1,04	26,30	3,4
15		Coveñas	11,76	6,24	0,09	1,59	19,68	2,9
16		Santa Marta	7,88	6,06	3,47	0,43	17,84	2,6
17		Turbo	6,47	4,81	-	2,47	13,75	4,3
18		San Andrés	2,20	0,58	3,17	0,95	6,90	6,6
19	CQR	Pereira	53,62	25,33	8,63	5,15	92,74	15,0
20		Armenia	28,62	14,04	0,69	5,60	48,96	11,7
21		Manizales	16,51	9,73	0,09	2,97	29,30	6,2
22		Cartago	10,64	8,54	-	2,19	21,36	7,7
23	Magdalena Medio	Galán	4,28	8,39	75,00	1,26	88,92	2,5
24		Puerto Salgar	5,78	12,41	50,00	1,53	69,72	4,8
25	NordEste	Cúcuta	31,21	25,68	1,72	6,70	65,31	5,9
26		Lizama	11,42	7,75	1,41	1,65	22,24	3,2
27		Chimitá	11,42	7,75	1,41	1,65	22,24	3,3
28	NorOeste	Medellín	97,96	62,37	44,30	15,18	219,81	4,5
29		Quibdó	15,99	13,82	0,33	7,03	37,17	15,2
30	SurOeste	Yumbo	184,60	89,90	44,80	23,30	342,60	12,2
31		Pasto	120,74	63,41	1,85	42,80	228,80	20,6
32		Popayán	57,22	21,48	-	13,86	92,56	17,0
33		Buga	22,27	44,54	-	3,35	70,16	11,1
34		Mocoa	35,62	24,12	0,54	9,47	69,74	21,0
35		Tumaco	42,69	5,77	-	9,65	58,12	20,2
36		Buenaventura	6,47	6,94	-	0,88	14,29	4,3
37	Tolima-Huila	Neiva	55,90	38,59	4,65	16,17	115,31	19,6
38		Gualanday	50,91	49,39	2,16	9,19	111,65	11,3
39		Florencia	53,24	22,85	1,06	13,80	90,96	21,1
TOTAL			1.537,6	1.237,6	682,2	299,6	3.757,07	

Fuente: UPME, 2022

757
758
759
760 La Tabla 4-1 anterior se lee de la siguiente manera: en la región CQR (Caldas-Quindío-Risaralda)
761 el nodo de Pereira (fila 19), por ejemplo, requiere 15 días de firmeza. Esto equivale, de acuerdo
762 con la demanda de ese nodo, a 53,62 kB de gasolina, 23,33 kB de diésel, 8,63 kB de Jet Fuel y
763 5,15 kB de GLP. Los 15 días de firmeza pueden ser obtenidos mediante (i) almacenamiento
764 estratégico de producto, (ii) flujo de producto, o (iii) combinación de almacenamiento estratégico y
765 flujo de producto. En esa misma región, el nodo de Cartago necesita 10,64 kB de gasolina, 8,54
766 kB de diésel y 2,19 kB de GLP para asegurar 7,7 días de firmeza, obtenidos de alguna de las
767 formas descritas para el nodo de Pereira.
768

769 Las necesidades por nodo se agrupan a nivel de región para efectos de las recomendaciones que
770 hace la UPME al Ministerio de Minas y Energía. De acuerdo con lo previsto, el Ministerio podrá

771 adoptar las recomendaciones de la UPME y priorizar así los proyectos que considere necesarios
772 para asegurar la confiabilidad de la cadena.
773

774 Si al momento de la implementación se designa mediante un proceso competitivo el responsable
775 de la solución de almacenamiento estratégico, este responsable debe estructurar el proyecto que
776 tiene a su cargo considerando todos los nodos dentro de la región y las características de esa
777 región. Las condiciones de competencia que deben propiciarse son señales exógenas a la
778 planeación, pero que responden a principios de eficiencia y permiten depurar las propuestas tanto
779 en términos técnicos como en términos económicos.
780

781 La eficiencia de estos proyectos no es solo aquella asociada a la obra. Es fundamental, por tratarse
782 de un tema de confiabilidad, que la eficiencia sea considerada desde el punto de vista del sistema:
783 la confiabilidad es un elemento favorable a la gestión de la atención de la demanda a nivel
784 agregado. Su regionalización no corresponde a una necesidad excluyente entre una y otra zona
785 del país, sino a una forma de organizar la atención de la demanda en condiciones de falla que
786 restrinjan la oferta, bien sea a nivel nacional o de manera localizada.
787

788 Una vez implementadas las soluciones de confiabilidad, deberán estar acompañadas de la
789 reglamentación que permita determinar las fallas ocasionadas por restricciones insalvables de la
790 oferta de combustibles, activando el mecanismo de confiabilidad necesario. En el caso de los
791 requerimientos regionales, los eventos que causen restricciones insalvables de la oferta que
792 atiende los nodos al interior de las regiones.
793

794 Dicha reglamentación, por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien delegue, podrá definir
795 las condiciones de operación, control, manejo y liberación y los volúmenes de almacenamiento
796 estratégico, así como las demás reglas que se requieran para su adecuada gestión.
797

798 **5. Necesidad de internación de producto**

799
800 En los numerales anteriores se ha analizado el suministro a los nodos en los cuales se encuentran
801 las plantas de abasto y se han planteado las necesidades de esos nodos para que puedan
802 abastecer a sus usuarios aguas abajo. A continuación, se analiza el problema de suministro desde
803 las fuentes hasta esos nodos de consumo.
804

805 En Colombia, como se explicó en detalle en el documento de Plan Indicativo de Abastecimiento de
806 Combustibles Líquidos – Análisis de Abastecimiento⁷, las fuentes de suministro de producto son
807 las refinerías ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja y los puertos de importación ubicados en
808 la costa Caribe y en la costa Pacífica. Aunque la mayoría de las importaciones se hacen por el
809 Caribe, los puertos de Buenaventura y Tumaco también están habilitados para importar
810 directamente.
811

812 Puesto que la demanda del interior del país es mucho mayor que la capacidad de refinación de la
813 refinería de Barrancabermeja, que es la refinería que se encuentra más cerca de los nodos de
814 consumo, el país tiene permanentemente un flujo de internación de productos provenientes de la
815 Refinería de Cartagena y de los puertos empleados para la importación.
816

7

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Indicativo_Abastecimiento_Combustibles_Liquidos.pdf

817 El problema solía estar planteado como la necesidad de una “conexión entre refinerías”. Sin
818 embargo, la diversificación de fuentes de suministro adicionales a REFICAR, amplía el espectro
819 del análisis, más allá de la conexión, a un problema más genérico de internación de producto.

820
821 El resultado es una necesidad logística para proveer los combustibles al interior del país de manera
822 continua que consiste en:

- 823
- 824 - Producción/Importación en Cartagena con cabotaje Cartagena-Pozos Colorados e
825 internación por poliducto o por vía fluvial.
 - 826 - Importación por Pozos Colorados e internación por poliducto o por vía fluvial.
 - 827 - Importación por Barranquilla e internación por carrotanque.
 - 828 - Importación por Guajira principalmente para uso local.
 - 829 - Importación o cabotaje por Buenaventura e internación por poliducto o carrotanque hasta
830 Yumbo o a los nodos de consumo.
 - 831 - Importación o cabotaje por Tumaco e internación por carrotanque a los nodos de consumo.
- 832

833 En los procesos de internación interactúan múltiples agentes de la cadena (refinador, importador,
834 transportador por poliducto, transportador terrestre, transportador fluvial, mayoristas, grandes
835 consumidores) y de manera crucial, participa el Ministerio de Minas y Energía, que monitorea y
836 gestiona las acciones para garantizar la coordinación entre agentes y el suministro de productos a
837 tiempo. Esto incluye, dependiendo de la necesidad puntual, gestión con otros organismos estatales
838 como la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) o los operadores portuarios o la Dirección
839 General Marítima (DIMAR), entre otros.

840
841 En las columnas de la siguiente tabla se encuentran los distintos puntos de origen (REFICAR,
842 Barrancabermeja, Pozos Colorados, Barranquilla, Buenaventura, Tumaco, o desde otros campos
843 de GLP) de productos, bien sea de producción nacional o de importación. Las filas tienen los
844 destinos, que corresponden a todos los nodos de consumo descritos anteriormente. Los productos
845 incluidos en esta tabla son: gasolinas, diésel, jet A1 y GLP⁸. Cada celda presenta la proyección del
846 volumen transportado desde el origen hasta el nodo de consumo en 2036.

847
848 Las dos primeras filas de la tabla tienen la oferta total (incluyendo las exportaciones en rojo). La
849 oferta que se agrega en Barrancabermeja y que se distribuye desde allí a la mayoría de los nodos
850 de consumo al interior del país se compone de producción local de esta refinería, producción de la
851 Refinería de Cartagena (cabotaje Cartagena → Pozos Colorados → Barrancabermeja) e
852 importación realizada por Pozos Colorados. La demanda atendida desde Barrancabermeja (320,27
853 kBd) tiene como principal nodo de consumo a Mansilla, que acumula el 16%, seguido de Medellín,
854 que agrupa el 15,3% y de El Dorado con 10,9%. Otros nodos con porcentajes relativamente altos
855 de demanda de Barrancabermeja son Ayacucho (8,5%), Yumbo (6,9%) y Tocancipá (6,2%).

856
857 La oferta desde Cartagena incluye productos de esta misma Refinería, productos importados en
858 Cartagena y productos exportados desde allí. La demanda abastecida desde Cartagena está
859 concentrada en la región de la Costa Atlántica. Además del suministro en local, que agrupa el
860 25,5% de la demanda abastecida por esta fuente, Baranoa (17,6%) y Montería (14,0%) son los
861 mayores nodos de consumo.

862
863 Con respecto a la oferta y demanda de los otros puertos (Barranquilla, Buenaventura y Tumaco),
864 su oferta está limitada a las capacidades existentes. Sin embargo, dada la disponibilidad de
865 infraestructura y la cercanía con algunos nodos de demanda, el desarrollo de capacidad portuaria

⁸ Aunque el transporte de Pozos Colorados hasta el interior del país tiene un alto porcentaje de NAFTA, este diluyente no se incluye en esta tabla por no tratarse de un combustible destinado a atender la demanda nacional del servicio público en cuestión.

866 para importación de combustibles permitiría diversificar las fuentes de suministro y daría mayor
 867 confiabilidad al sistema. Es el caso, por ejemplo, de Barranquilla, cuyas importaciones han
 868 abastecido las plantas locales (Baranoa) y que también se han usado para el abastecimiento a
 869 través de transporte terrestre (como puerto alterno) directamente a las estaciones de servicio en
 870 coyunturas que limitan la oferta desde otras fuentes. Buenaventura y Tumaco también han sido
 871 empleados como puertos alternos para importación y suministro directamente a las estaciones de
 872 servicio en restricciones de oferta. Inversiones que expandan la capacidad de recibo de estos
 873 puertos diversifican las fuentes y mitigan el riesgo de un racionamiento en restricciones insalvables
 874 de la oferta.
 875
 876
 877

Tabla 5-1. Flujos totales transportados. Origen-Destino de gasolina, diésel, Jet A1 y GLP proyectado para el año 2032 (kBd)

Oferta		148,70	72,63	98,95	59,29	0,50	5,10	14,00	3,00	5,96	
Exportación							15,39				
408,12	Demanda	Refinería de Barrancabermeja	Cabotaje Cartagena → Pozos Colorados → Barrancabermeja	Import. Pozos Colorados → Barrancabermeja	Refinería de Cartagena	Import. Cartagena	Cartagena Cabotaje y Exportación		Nota: el DO surtido desde Barranquilla, Buenaventura y Tumaco, procede de cabotaje desde Cartagena		
		320,27			59,79		5,10	14,00	3,00	5,96	
		Desde Barrancabermeja			Desde Cartagena		Desde Barranquilla	Desde Buenaventura	Desde Tumaco	Desde Otros Campos de GLP	
Hacia Nodos de Demanda	Santa Marta	-	-	-	6,96	-	-	-	-	-	
	Cartagena	-	-	-	15,26	-	-	-	-	-	
	Coveñas	-	-	-	6,74	-	-	-	-	-	
	Ayacucho	27,27	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Apiay	9,26	-	-	-	-	-	-	-	0,64	
	Galán	5,64	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Gualanday	9,88	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Buenaventura	0,21	-	-	-	-	7,05	-	-	-	
	Tumaco	-	-	-	-	-	-	-	2,87	-	
	Baranoa	-	-	-	10,51	-	5,10	-	-	-	
	Turbo	-	-	-	3,22	-	-	-	-	-	
	Lizama	14,04	-	-	-	-	-	-	-	-	
	San Andrés	-	-	-	1,05	-	-	-	-	-	
	Cúcuta	11,03	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Arauca	2,43	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Medellín	49,14	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Puerto Salgar	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	
	Manizales	4,25	-	-	-	-	-	-	-	0,48	
	Pereira	5,82	-	-	-	-	-	-	-	0,34	
	Cartago	2,77	-	-	-	-	-	-	-	-	
Armenia	3,70	-	-	-	-	-	-	-	0,48		
Buga	6,29	-	-	-	-	-	-	-	-		
Yumbo	22,14	-	-	-	-	-	6,95	-	-		
Neiva	5,89	-	-	-	-	-	-	-	-		
Aguazul	5,99	-	-	-	-	-	-	-	0,39		
Tocancipá	19,89	-	-	-	-	-	-	-	-		
Mansilla	51,27	-	-	-	-	-	-	-	2,57		
ElDorado	34,83	-	-	-	-	-	-	-	-		
San José del Guaviare	0,97	-	-	-	-	-	-	-	0,68		
Leticia	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-		
Puerto Carreño	0,55	-	-	-	-	-	-	-	0,06		
Riohacha	-	-	-	7,69	-	-	-	-	-		
Montería	-	-	-	8,37	-	-	-	-	-		
Quibdó	2,45	-	-	-	-	-	-	-	-		
Popayán	5,32	-	-	-	-	-	-	0,13	-		
Mocoa	3,33	-	-	-	-	-	-	-	-		
Pasto	11,12	-	-	-	-	-	-	0,00	-		
Florencia	4,32	-	-	-	-	-	-	-	-		

Fuente: UPME. 2022.

880
881 Con respecto a los campos que producen GLP (distintos a las refinerías), 30% del suministro se
882 distribuye en nodos de consumo en el oriente del país (Apiay, Aguazul, San José del Guaviare y
883 Puerto Carreño). El restante 70% se distribuye al interior del país, principalmente desde Mansilla
884 y en el eje cafetero.

885
886 Desde el punto de vista del abastecimiento de la demanda actual (y su proyección), el GLP está
887 incluido en el Plan Indicativo de Abastecimiento publicado por la UPME en octubre de 2020. Otros
888 elementos de confiabilidad que son comunes al análisis de los demás combustibles se plantean
889 en este documento. Sin embargo, las particularidades de la oferta del GLP y la necesidad de
890 ampliar información sobre la demanda (por ejemplo sectorial) hacen necesario ampliar el análisis
891 detallado de este energético.

892
893 Específicamente, se encuentra en estudio el potencial de GLP que podría incorporarse y que sería
894 relevante para el análisis de abastecimiento. Esto se viene llevando a cabo desde la ANH.
895 Adicionalmente, se está llevando a cabo un estudio promulgado en la Ley de Gas (2128 de 2021)
896 sobre los subsidios a la distribución de GLP en cilindros por parte de la UPME. De manera
897 simultánea se viene trabajando en la UPME en el Plan de Sustitución de Leña en el cual se analiza,
898 desde el punto de vista de la demanda, dónde sería viable reemplazar el actual consumo de leña
899 para la cocción de alimentos por combustibles más eficientes, entre ellos el GLP. En consecuencia,
900 una vez la UPME disponga de estos insumos para el análisis del mercado de GLP, se podrán
901 complementar las recomendaciones específicas para este sector en un documento aparte que será
902 socializado con el público interesado y remitido al Ministerio de Minas y Energía.

903
904 De cara al análisis de confiabilidad y específicamente a la logística que se requiere para el
905 suministro de los energéticos entre su punto de origen hasta su destino en un nodo de consumo,
906 la tabla anterior ilustra de manera general las necesidades de entrega, reflejando las dinámicas
907 actuales de internación. Esto es: para llegar al interior del país hay una multiplicidad de modos de
908 transporte (cabotaje, poliducto, fluvial, terrestre) que se emplean permanentemente.

909
910 Sin embargo, el suministro depende en un alto grado del poliducto entre Pozos Colorados y
911 Barrancabermeja. No se trata de una logística integrada entre uno y otro modo de transporte que
912 permita optimizar tanto el uso de la infraestructura existente como el suministro de los productos a
913 los nodos de consumo.

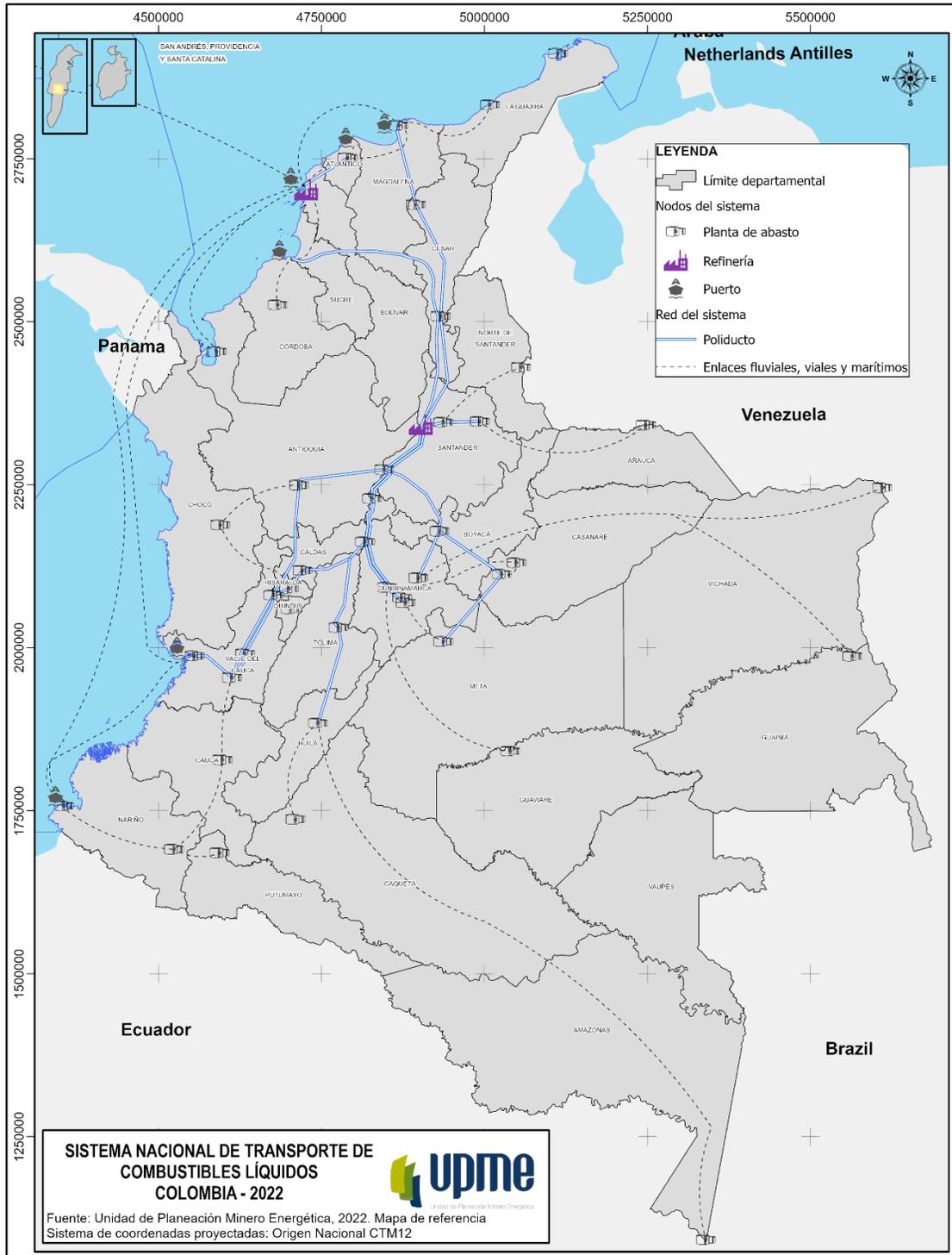
914 **5.1 Fallas en la logística de suministro: el problema de internación**

915
916 La complejidad de esta operación y la ausencia de un diseño integrado genera riesgos en la cadena
917 de distribución que, por estar ubicados aguas arriba, pueden afectar las actividades de los agentes
918 aguas abajo y eventualmente a los usuarios. Para efectos del análisis de confiabilidad, como se
919 planteó para los requerimientos de volumen en firme, las fallas en la logística de internación son
920 aquellas fallas que ocasionan insalvables restricciones de la oferta.

921
922 Para el análisis de la confiabilidad asociada a la logística de suministro desde las fuentes
923 (nacionales o de importación) hasta los nodos de consumo, se entiende que es primordial
924 garantizar el abastecimiento y para lograrlo se requiere implementar el Plan de Expansión de la
925 Red de Poliductos emitido por el Ministerio de Minas y Energía. Esto incluye las obras y proyectos
926 listados, así como adecuaciones en puertos y almacenamientos que permitan la continuidad y
927 seguridad de las actividades de refinación, transporte y distribución de combustibles. También se
928 entiende que, por su parte, los agentes llevan a cabo las acciones para dar cumplimiento a los
929 obligaciones asignadas por el Decreto 1281 de 2020, especialmente, en el caso de la confiabilidad,
930 en términos de almacenamientos (operativos y comerciales).

932
 933 Sobre este fundamento se realiza el análisis de la logística de suministro de los productos entre
 934 refinерías y puertos de importación hasta los nodos de consumo o los puntos intermedios dentro
 935 del sistema. Las fallas que ocasionen restricciones insalvables pueden resultar de una interrupción
 936 en la salida de refinерía, en la importación o en el transporte y exceder la capacidad de gestión de
 937 los agentes para resolverlas.
 938

939 **Figura 5-1. Mapa Sistema nacional de transporte de combustibles líquidos**



940
 941

Fuente: UPME, 2022

942
943 En el mapa anterior se encuentra esquematizada la cadena de distribución desde las
944 refinerías/puertos hasta los nodos de consumo. Las líneas azules presentan el transporte dedicado
945 (poliducto) y las líneas puntuadas representan los distintos medios por los cuales se lleva el
946 producto por cualquier otro medio (fluvial, terrestre, marítimo).

947
948 Hoy en día hay una la logística que permite entregar los productos. Sin embargo, no existe una
949 solución integral que permita:

- 950
- 951 i. Determinar de manera anticipada cuál es la logística requerida para optimizar el uso de
952 la infraestructura (incluso en condiciones de falla de alguno de los elementos);
 - 953 ii. Determinar de manera previsible los costos de esa logística; y
 - 954 iii. Garantizar el suministro de los productos a los distintos nodos de consumo sin depender
955 de un solo modo de transporte y de un tramo al interior del sistema actual.
- 956
957
958

959 **5.2 Requerimiento para la internación de producto**

960
961 La necesidad consiste entonces en contar con una solución integral que pueda planear la
962 operación asociada a la internación, coordinarla entre los diferentes actores (públicos y privados)
963 y contar con los anillos de seguridad tanto físicos como comerciales para minimizar las
964 incertidumbres de dicha operación. Esa solución integral debe considerar los aspectos técnicos,
965 logísticos, operativos y comerciales con costos eficientes y de manera transparente para garantizar
966 la confiabilidad en el proceso de internación de producto.

967
968 Puesto que el objetivo es encontrar una solución de confiabilidad que permita tener firmeza
969 suficiente con respecto a la disponibilidad de producto, una solución integral podrá tener cuantas
970 capas de seguridad sean necesarias para alcanzar ese objetivo, combinando las distintas
971 modalidades de transporte y, por supuesto, incorporando de manera eficiente el almacenamiento
972 en la medida en que sea necesario. La solución integral no se limita a la visión tradicional de
973 conectar dos refinerías. Como se ha planteado, esa solución debe responder a las características
974 de la logística compleja de suministro.

975
976 Art. 2.2.1.1.2.2.1.6. del Decreto 1281 de 2020 establece que el Plan de Abastecimiento de
977 combustibles líquidos debe contener el listado de proyectos y servicios elegibles y requeridos para
978 asegurar el abastecimiento y la confiabilidad en el corto, mediano y largo plazo.

979
980 Para entregar los insumos que requiere el ministerio para la elaboración de ese plan, la UPME ha
981 identificado una serie de proyectos que, bajo distintas configuraciones, permiten responder a las
982 necesidades.

983
984 Para lograr este objetivo se ha planteado la necesidad de generar las condiciones regulatorias para
985 que se lleve a cabo un proceso de convocatoria en el cual agentes privados estructuren sus
986 propuestas, incluyendo el diseño de las soluciones que integre distintos modos de transporte y que
987 considere las limitaciones de cada modo. Se trata de un esquema de confiabilidad que garantiza
988 el suministro de manera eficiente y beneficia la demanda de los combustibles a nivel nacional,
989 incluso cuando las fallas por restricciones insalvables de la oferta puedan afectar a unas regiones
990 más que a otras.

991

992 El documento de consulta publicado en diciembre de 2020 presentaron de manera ilustrativa
993 posibles configuraciones, como se mencionó en la introducción. A continuación se resumen
994 algunas de esas alternativas consideran:

- 995
- 996 - Cabotaje desde Cartagena hasta Buenaventura para el transporte de los volúmenes
997 demandados en el sur y suroccidente del país y adecuación de la capacidad portuaria y
998 eventualmente de la capacidad de transporte hasta su conexión con el resto del sistema de
999 poliducto.
 - 1000 - Cabotaje desde Cartagena hasta Tumaco, donde hay infraestructura existente con
1001 capacidades de almacenamiento que pueden ser adaptadas para la recepción de producto
1002 y su posterior distribución en los Departamentos de Nariño, Putumayo y sur del Cauca.
 - 1003 - Adecuación de la infraestructura existente de oleoductos en la Costa Caribe que permita
1004 conectar la refinería de Cartagena con el sistema de poliductos.
 - 1005 - Adecuación de la infraestructura existente de oleoductos que permita la importación por el
1006 puerto de Coveñas y se conecte con el sistema de poliductos.
 - 1007 - Adecuación de la infraestructura existente para el transporte fluvial hasta Puerto Salgar y
1008 que se conecte con el sistema de poliductos.
 - 1009 - Adecuación de la infraestructura existente en el corredor férreo desde Ciénaga hasta La
1010 Dorado o hasta Puerto Salgar y que se conecte con el sistema de poliductos.

1011

1012 Puesto que todas estas alternativas parten de la existencia de una infraestructura existente, las
1013 adecuaciones requieren inversiones que permitan habilitar el uso para el recibo, el transporte y la
1014 entrega de los combustibles. Adicionalmente, en la medida en que una alternativa emplee más de
1015 un modo de transporte, la solución de confiabilidad debe velar por una logística que integre todos
1016 los modos de transporte empleados. Esto es entendiendo que las instalaciones que responden a
1017 las necesidades de confiabilidad, al igual que el actual sistema de transporte, son infraestructura
1018 de libre acceso destinada a la prestación del servicio público de distribución de combustibles
1019 líquidos.

1020 **6. Recomendaciones de la UPME al Ministerio de Minas y Energía para la confiabilidad**

1021

1022 **6.1 Características de las soluciones de confiabilidad**

1023

1024 A partir de los análisis de confiabilidad presentados se plantean algunas características de las
1025 soluciones de confiabilidad, tanto las soluciones que atiendan las necesidades regionalizadas de
1026 volumen en firme como la solución integral de internación de producto.

1027

- 1028 a. Oportunidad. las soluciones de confiabilidad deben poder atender las necesidades de
1029 manera oportuna. Esto significa que, en concordancia con las reglas que establezca el
1030 Ministerio de Minas y Energía (o quien delegue) para activar el mecanismo de confiabilidad,
1031 el volumen en firme debe poder ser suministrado a la región o al nodo que lo requiera en
1032 dentro de los tiempos máximos que se definan, evitando que, ante un evento que genere
1033 una restricción insalvable de la oferta, la demanda quede desabastecida.

1034

1035 Los tiempos exactos en los que debe responder la solución de confiabilidad en cada
1036 región/nodo dependen de las características de esa región y deberán ser establecidos en
1037 el proceso de asignación de cada solución.

1038

1039 Para la solución integral de confiabilidad, la oportunidad se entiende como la capacidad de
1040 esa solución de gestionar el suministro continuo de los productos a los nodos de consumo,
1041 incluyendo el producto necesario para las plantas de abasto y para los almacenamientos
1042 estratégicos regionales, incluso en presencia de fallas en alguno de los elementos del
1043 sistema.

- 1044
1045
1046
1047
1048
1049
1050
1051
1052
1053
1054
1055
1056
1057
1058
1059
1060
1061
- b. Eficacia. Las soluciones de confiabilidad deben responder a las necesidades especificadas en términos de volumen en firme para efectos de las regiones. Para la solución integral de internación, se espera que la operación garantice efectivamente, mediante instrumentos técnicos, logísticos y comerciales, el suministro a los nodos de consumo.
 - c. Eficiencia. Las soluciones de confiabilidad, tanto las regionalizadas con la solución integral de internación de producto, deben operar de manera que optimicen el uso de la infraestructura y de los demás recursos empleados, incluyendo los recursos del Estado para la gestión de la cadena de distribución.
 - d. Simplicidad. Las soluciones deben buscar en la medida de los posible esquemas simples que respondan a las necesidades, permitiendo que haya transparencia en su operación y en el seguimiento y supervisión de sus actividades.
 - e. Adaptabilidad. Las soluciones deben tener la capacidad de adaptarse a cambios en los comportamientos de la demanda a mediano y largo plazo.

1062 El desarrollo de la reglamentación de operación, control, manejo y liberación de los productos
1063 requiere, por supuesto, de la intervención del Ministerio de Minas y Energía para que las señales
1064 de política pública permitan habilitar la construcción y puesta en marcha de estas soluciones.
1065 Requisitos y criterios adicionales generales y específicos serán desarrollados por quien
1066 corresponda.
1067

1068 6.2 Recomendación de almacenamiento estratégico

1069
1070 Para garantizar la confiabilidad del suministro de la cadena de distribución de combustibles líquidos
1071 entre las plantas de abasto ubicadas en las regiones y en los distintos nodos de consumo del país,
1072 la UPME recomienda al Ministerio de Minas y Energía:

- 1073
1074
1075
1076
1077
1078
1079
1080
1081
1082
- i. Establecer la necesidad del desarrollo de los proyectos de almacenamiento estratégico que respondan a las necesidades identificadas en este plan para las regiones y los nodos de consumo, considerando los criterios de confiabilidad definidos en el numeral anterior.
 - ii. Definir los siguientes volúmenes en firme recomendados para cada región que deben estar físicamente en las plantas de almacenamiento estratégico son:

Tabla 6-1. Volumen en firme por región y producto proyectado para 2032 (kB)

Región	GM	DO	JF	GLP	TOTAL
Centro	483,29	468,33	415,08	90,00	1.456,70
Costa Atlántica	137,16	206,50	28,51	16,24	388,42
CQR	109,39	57,64	9,41	15,92	192,35
Magdalena Medio	10,06	20,80	125,00	2,78	158,64
Nordeste	54,05	41,19	4,55	10,00	109,79
Noroeste	113,96	76,18	44,63	22,21	256,99
Suroeste	469,61	256,16	47,18	103,32	876,27
Tolima-Huila	160,06	110,83	7,87	39,15	317,91
TOTAL	1.537,57	1.237,63	682,24	299,62	3.757,07

Fuente: UPME, 2022.

- 1083
1084
1085
1086
1087
- iii. Definir que las necesidades en volúmenes en firme deben estar **físicamente almacenados**, de manera que la confiabilidad asignada esté directamente asociada a la disponibilidad del producto en el tanque de almacenamiento estratégico y su

- 1088 gestión ante un evento de restricción insalvable de la oferta sea corresponda a la
1089 gestión prevista por el almacenador para suministrar el producto a los nodos que la
1090 requieran.
- 1091
- 1092 iv. Adicional a los volúmenes de almacenamiento estratégico que se encuentren
1093 físicamente en los tanques, dejar abierta la posibilidad para que el almacenador
1094 pueda tener la capacidad de contar con más producto, aunque no se encuentre
1095 físicamente en la planta. Este respaldo puede estar a través de contratos de
1096 suministro y logística. Esto le permite tener un margen incremental para responder
1097 a eventos de mayor duración. Es recomendable un margen del 20% o 30% adicional
1098 al volumen en tanques, que le permite al sistema contar con mayor holgura y no
1099 estar estrictamente restringido a las proyecciones basadas en los comportamientos
1100 anteriores de la demanda.
- 1101
- 1102 v. Habilitar los mecanismos competitivos necesarios para la asignación de
1103 inversionistas que diseñen, estructuren y desarrollen proyectos de almacenamiento
1104 estratégico en las condiciones que determine la política pública y la regulación.
- 1105
- 1106 vi. Realizar asignaciones separadas para cada una de las 8 regiones: Centro, Costa
1107 Atlántica, CQR, Magdalena Medio, Nordeste, Noroeste, Suroeste, Tolima-Huila,
1108 propendiendo por generar condiciones de competencia en los mercados y teniendo
1109 en cuenta las características actuales para evitar abusos de posición dominante.
- 1110
- 1111 vii. Establecer una Fecha de Puesta en Operación al menos 36 meses después de la
1112 adjudicación de cada almacenamiento. Esto incluye el tiempo para la construcción
1113 del almacenamiento, la gestión ambiental y social y la gestión comercial que debe
1114 realizar para su puesta en operación.
- 1115
- 1116 viii. Dejar abierta la posibilidad de que el almacenador estratégico defina la ubicación
1117 específica de los tanques de manera que pueda garantizar el suministro ante una
1118 restricción insalvable de la oferta en cualquier nodo de la región que le ha sido
1119 asignada.
- 1120

1121 Además de las características mínimas exigibles a cada almacenamiento estratégico descritas, las
1122 condiciones de los procesos competitivos y los requerimientos para la operación del agente
1123 denominado como almacenador estratégico serán aquellas definidas por las entidades
1124 correspondientes.

1125

1126 **6.3 Internación de producto**

1127

1128 Para garantizar la confiabilidad del suministro de la cadena de distribución de combustibles líquidos
1129 entre las fuentes de suministro (refinerías o puertos de importación), la UPME recomienda al
1130 Ministerio de Minas y Energía:

1131

- 1132 i. Establecer la necesidad del desarrollo una solución integral de confiabilidad que
1133 permita responder a las necesidades de entrega, transporte, recibo y suministro de
1134 combustibles líquidos y GLP entre los puntos de origen y los destinos (nodos de
1135 consumo).
- 1136
- 1137 ii. Definir los volúmenes mínimos que debe poder suministrar la solución de
1138 confiabilidad desde el punto de origen hasta su destino, de manera que integre y
1139 optimice el uso de los modos de transporte necesarios aprovechando la

1140 infraestructura existente, haga uso de las economías de escala de manera eficiente
 1141 y cumpla con las características del numeral 6.1 y la normatividad aplicable. A
 1142 continuación, se presentan las necesidades por tipo de combustible de acuerdo con
 1143 la demanda a 2032 y su composición por nodos de consumo en kBd.

a. Para gasolinas, garantizar los siguientes flujos:

Tabla 6-2. Flujos origen-destino de gasolina motor (corriente y extra) proyectado para 2032 (kBd)

172,51 Oferta		59,70	9,88	61,52	26,72	-	5,10	7,48	2,11	-	
- Exportación											
		Refinería de Barranca-bermeja	Cabotaje Cartagena → Pozos Colorados → Barranca-bermeja	Import. Pozos Colorados → Barranca-bermeja	Refinería de Cartagena	Import. Cartagena	Cartagena Cabotaje y Exportación	Nota: el DO surtido desde Barranquilla, Buenaventura y Tumaco, procede de cabotaje desde Cartagena			
172,51 Demanda	131,10			26,72			5,10	7,48	2,11	0,00	
		Desde Barrancabermeja			Desde Cartagena			Desde Barranquilla	Desde Buenaventura	Desde Tumaco	Desde Otros Campos de GLP
Hacia Nodos de Demanda	Santa Marta	-	-	-	3,08	-	-	-	-	-	-
	Cartagena	-	-	-	5,69	-	-	-	-	-	-
	Coveñas	-	-	-	4,03	-	-	-	-	-	-
	Ayacucho	5,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Apiay	3,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Galán	1,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gualanday	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Buenaventura	-	-	-	-	-	1,51	-	-	-	-
	Tumaco	-	-	-	-	-	-	2,11	-	-	-
	Baranoa	-	-	-	3,55	-	5,10	-	-	-	-
	Turbo	-	-	-	1,51	-	-	-	-	-	-
	Lizama	7,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Andrés	-	-	-	0,34	-	-	-	-	-	-
	Cúcuta	5,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Arauca	1,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Medellín	21,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puerto Salgar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Manizales	2,67	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pereira	3,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cartago	1,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Armenia	2,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Buga	2,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yumbo	9,18	-	-	-	-	5,98	-	-	-	-
	Neiva	2,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Aguazul	1,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tocancipá	8,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mansilla	30,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ElDorado	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San José del Guaviare	0,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Leticia	0,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puerto Carreño	0,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Riohacha	-	-	-	4,46	-	-	-	-	-	-
	Montería	-	-	-	4,07	-	-	-	-	-	-
	Quibdó	1,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Popayán	3,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mocoa	1,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pasto	5,87	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-
	Florencia	2,53	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: UPME, 2022.

1149
1150
1151
1152
1153

1154
1155
1156
1157

b. Para diésel, garantizar los siguientes flujos:

Tabla 6-3. Flujos origen-destino de diésel proyectado para 2032 (kBd)

161,63	Oferta	65,40	53,35	-	21,66	-	0,00	5,54	0,29	-	
15,39	Exportación									15,39	
146,24	Demanda	118,75			21,66			0,00	5,54	0,29	0,00
		Desde Barrancabermeja			Desde Cartagena			Desde Barranquilla	Desde Buenaventura	Desde Tumaco	Desde Otros Campos de GLP
Hacia Nodos de Demanda	Santa Marta	-	-	-	2,36	-	-	-	-	-	-
	Cartagena	-	-	-	4,87	-	-	-	-	-	-
	Coveñas	-	-	-	2,14	-	-	-	-	-	-
	Ayacucho	21,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Apiay	5,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Galán	3,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gualanday	4,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Buenaventura	-	-	-	-	-	5,54	-	-	-	-
	Tumaco	-	-	-	-	-	-	0,29	-	-	-
	Baranoa	-	-	-	4,81	-	-	0,00	-	-	-
	Turbo	-	-	-	1,12	-	-	-	-	-	-
	Lizama	4,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Andrés	-	-	-	0,09	-	-	-	-	-	-
	Cúcuta	4,34	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Arauca	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Medellín	13,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puerto Salgar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Manizales	1,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pereira	1,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cartago	1,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Armenia	1,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Buga	3,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yumbo	7,38	-	-	-	-	-	-	(0,00)	-	-
	Neiva	1,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Aguazul	4,38	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Tocancipá	9,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Mansilla	20,33	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ElDorado	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San José del Guaviare	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Leticia	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Puerto Carreño	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Riohacha	-	-	-	2,75	-	-	-	-	-	-	
Montería	-	-	-	3,51	-	-	-	-	-	-	
Quibdó	0,91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Popayán	1,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mocoa	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pasto	3,08	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	
Florencia	1,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Nota: el DO surtido desde Barranquilla, Buenaventura y Tumaco, procede de cabotaje desde Cartagena

Fuente: UPME, 2022.

1158
1159
1160
1161
1162
1163
1164
1165
1166
1167

En particular para diésel cabe notar que la oferta de los puertos de Barranquilla, Buenaventura y Tumaco proviene de Cartagena. En este sentido, en la medida en que la oferta nacional sea suficiente, la logística puede simplificarse para atender de forma más eficiente los nodos de consumo.

c. Para Jet Fuel, garantizar los siguientes flujos:

1168
1169
1170

Tabla 6-4. Flujos origen-destino de Jet Fuel proyectado para 2032 (kBd)

61,38 Oferta		20,80	9,40	21,70	8,50	-	0,00	0,98	0,00	-	
- Exportación											
61,38 Demanda		51,90			8,50			0,00	0,98	0,00	0,00
		Desde Barrancabermeja			Desde Cartagena			Desde Barranquilla	Desde Buenaventura	Desde Tumaco	Desde Otros Campos de GLP
Hacia Nodos de Demanda	Santa Marta	-	-	-	1,35	-	-	-	-	-	-
	Cartagena	-	-	-	4,41	-	-	-	-	-	-
	Coveñas	-	-	-	0,03	-	-	-	-	-	-
	Ayacucho	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Apiay	0,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Galán	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gualanday	0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Buenaventura	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-	-
	Tumaco	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-
	Baranoa	-	-	-	1,82	-	-	0,00	-	-	-
	Turbo	-	-	-	0,00	-	-	-	-	-	-
	Lizama	0,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Andrés	-	-	-	0,48	-	-	-	-	-	-
	Hacia Nodos de Demanda	Cúcuta	0,29	-	-	-	-	-	-	-	-
Arauca		0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medellín		9,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Salgar		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manizales		0,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pereira		0,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartago		0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Armenia		0,06	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buga		0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yumbo		3,68	-	-	-	-	0,98	-	-	-	-
Neiva		0,24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguazul		0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tocancipá		0,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mansilla		0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ElDorado		34,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San José del Guaviare		0,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Leticia		0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puerto Carreño		0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riohacha	-	-	-	0,17	-	-	-	-	-	-	
Montería	-	-	-	0,24	-	-	-	-	-	-	
Quibdó	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Popayán	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mocoa	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pasto	0,09	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	
Florencia	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Nota: el DO surtido desde Barranquilla, Buenaventura y Tumaco, procede de cabotaje desde Cartagena

Fuente: UPME, 2022.

1171
1172
1173
1174
1175
1176
1177
1178
1179
1180
1181

En el caso del Jet Fuel, el comportamiento reciente no ha llegado a los niveles previos a la pandemia. Sin embargo, las proyecciones de demanda plantean un regreso a los niveles 2019 y un crecimiento sostenido, como se explicó al inicio de este documento. En consecuencia, se mantiene el requerimiento.

1182
1183
1184
1185

d. Para GLP, garantizar los siguientes flujos:

Tabla 6-5. Flujos origen-destino de GLP proyectado para 2032 (kBd)

28,00 Oferta		2,80	-	15,73	2,40	0,50	-	-	0,60	5,96	
- Exportación											
28,00 Demanda		18,53			2,90			0,00	0,00	0,60	5,96
		Desde Barrancabermeja			Desde Cartagena			Desde Barranquilla	Desde Buenaventura	Desde Tumaco	Desde Otros Campos de GLP
Hacia Nodos de Demanda	Santa Marta	-	-	-	0,17	-	-	-	-	-	-
	Cartagena	-	-	-	0,29	-	-	-	-	-	-
	Coveñas	-	-	-	0,54	-	-	-	-	-	-
	Ayacucho	0,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Apiay	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,64
	Galán	0,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gualanday	0,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Buenaventura	0,21	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-
	Tumaco	-	-	-	-	-	-	-	0,48	-	-
	Baranoa	-	-	-	0,33	-	-	-	-	-	-
	Turbo	-	-	-	0,58	-	-	-	-	-	-
	Lizama	1,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	San Andrés	-	-	-	0,14	-	-	-	-	-	-
	Cúcuta	1,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Arauca	0,35	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Medellín	3,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puerto Salgar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32
	Manizales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,48
	Pereira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34
	Cartago	0,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Armenia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,48	
Buga	0,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Yumbo	1,91	-	-	-	-	-	(0,00)	-	-	-	
Neiva	0,83	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Aguazul	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,39	
Tocancipá	1,82	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Mansilla	0,69	-	-	-	-	-	-	-	-	2,57	
ElDorado	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
San José del Guaviare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,68	
Leticia	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Puerto Carreño	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	
Riohacha	-	-	-	0,31	-	-	-	-	-	-	
Montería	-	-	-	0,55	-	-	-	-	-	-	
Quibdó	0,46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Popayán	0,69	-	-	-	-	-	-	-	0,13	-	
Mocoa	0,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pasto	2,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Florencia	0,66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Nota: el DO surtido desde Barranquilla, Buenaventura y Tumaco, procede de cabotaje desde Cartagena

Fuente: UPME, 2022.

1186
1187
1188
1189
1190
1191
1192
1193
1194

iii. Se propone que las soluciones de internación se agrupen en macro-regiones con el fin de lograr economías de escala en el diseño y la implementación de esas soluciones. Esto es, considerando que una sola integración de todos los mercados en el territorio nacional implica una complejidad alta. Las macro-regiones propuestas son cuatro (4) y están compuestas por Departamentos, así:

1195

Tabla 6-6. Macro-regiones para las soluciones de internación de productos

Norte	Centro	Oriente	Occidente
Antioquia	Bogotá	Arauca	Amazonas
Atlántico	Boyacá	Casanare	Cauca
Bolívar	Caldas	Guainía	Nariño
Cesar	Caquetá	Guaviare	Putumayo
Chocó	Cundinamarca	Meta	Valle del Cauca
Córdoba	Huila	Vaupés	
La Guajira	Quindío	Vichada	
Magdalena	Risaralda		
Norte de Santander	Santander		
San Andrés	Tolima		
Sucre			

Elaboración: UPME, 2022.

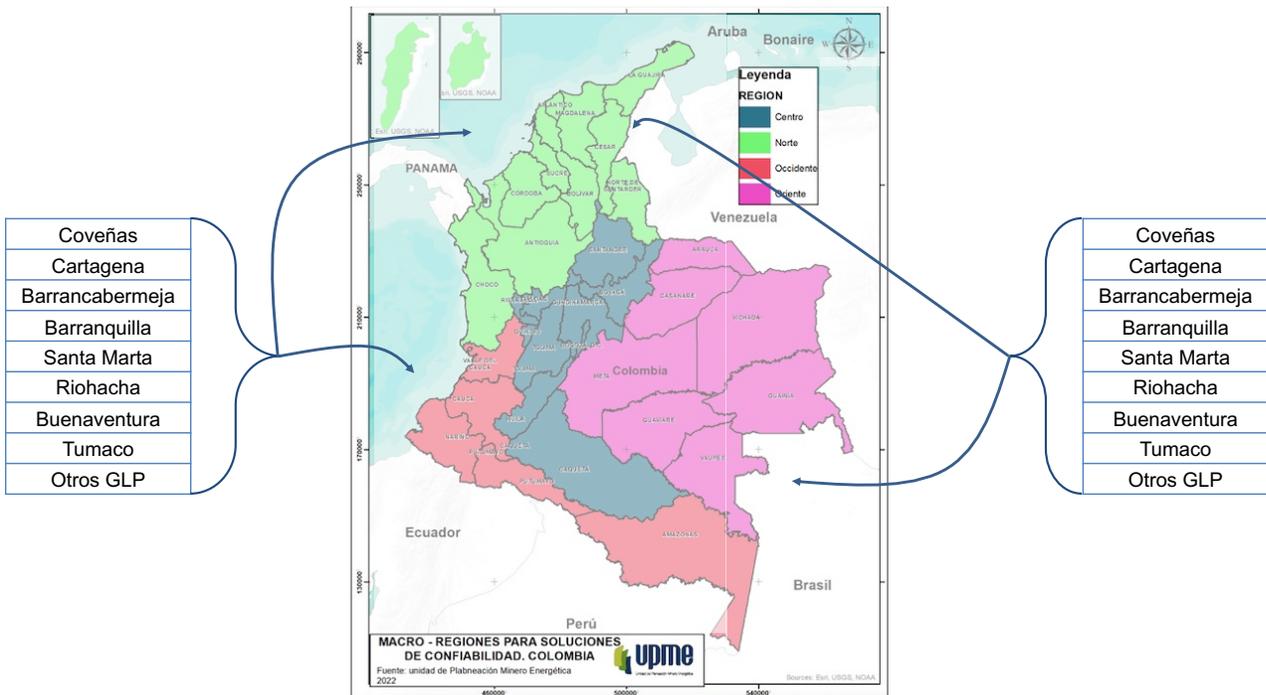
1196
1197
1198
1199
1200
1201
1202
1203
1204

Los nodos de consumo al interior de las macro-regiones son los que se encuentran en cada Departamento. Esto se plantea de manera indicativa, teniendo en cuenta que las macro-regiones son áreas extensas y que pueden reorganizarse en función de los modos de transporte que empleen con el fin de optimizar los costos y el uso de la infraestructura.

ORIGEN →

DESTINO

← ORIGEN



1205
1206
1207
1208
1209
1210
1211
1212
1213
1214

Algunos departamentos como Amazonas tienen condiciones de abastecimiento muy específicas y para contar con una logística confiable tienen menos flexibilidades que otros departamentos cuya regionalización les permite gestionar de manera agregada los riesgos. En este sentido, Amazonas debería poder contar con el almacenamiento de productos de manera local, incluyendo el margen adicional, puesto que no necesariamente tiene la misma capacidad de responder de manera expedita ante una falla.

1215 iv. Las necesidades de las macro-regiones se plantean en términos de una matriz
1216 Origen-Destino, así:

**Tabla 6-7. Origen-Destino de las soluciones de confiabilidad
Flujos de Gasolinas, Diésel, Jet Fuel y GLP (kBd)**

ORIGEN	Cartagena	Barranquilla	Santa Marta	Buenaventura	Tumaco	Otros GLP
DESTINO						
Centro	162,30	-	-	-	-	4,18
Norte	89,89	59,79	5,10	-	-	-
Oriente	19,67	-	-	-	-	1,78
Occidente	48,41	-	-	14,00	3,00	-
	320,27	59,79	5,10	14,00	3,00	5,96

1220
1221
1222 Las macro-regiones delimitan los destinos de los productos. Los orígenes actuales
1223 son los descritos anteriormente (Cartagena, Barraquilla, Santa Marta,
1224 Buenaventura, Tumaco). Sin embargo, hay potencial desarrollo portuario en lugares
1225 como Coveñas y Riohacha, que por supuesto podrían participar dentro de una
1226 solución de internación de productos.

1227
1228 v. Establecer un margen para llenar el inventario activando la logística de confiabilidad.
1229 Esto puede ser especificado dentro por región durante la implementación de los
1230 procesos competitivos, en términos de requisito de días para sostener la demanda
1231 y reponer el inventario.

1232
1233 vi. Habilitar la implementación de un mecanismo competitivo para la asignación de un
1234 inversionista que diseñe, estructure y desarrolle una solución de confiabilidad.

1235
1236 vii. Establecer para la fecha de puesta en operación un tiempo máximo de 60 meses a
1237 partir de la asignación del inversionista responsable del desarrollo del proyecto. Esto
1238 incluye el tiempo para la construcción del almacenamiento, la gestión ambiental y
1239 social y la gestión comercial que debe realizar para su puesta en operación.

1240
1241 viii. Se considera recomendable el responsable de las soluciones de confiabilidad
1242 mantengan neutralidad con respecto a los demás agentes del mercado, puesto que
1243 ocuparían una posición estratégica dentro de la cadena de distribución.

6.4 Almacenamientos operativos y comerciales

1244
1245
1246 Para garantizar la confiabilidad del servicio como elemento que respalda el sistema de distribución
1247 de combustibles líquidos, la UPME considera indispensable que los agentes refinadores,
1248 transportadores por poliducto y distribuidores realicen las adecuaciones físicas y comerciales para
1249 cumplir las condiciones establecidas para los almacenamientos operativos y comerciales en
1250 volumen, no solo en capacidad de almacenamiento.

1251
1252 Específicamente, estos volúmenes comerciales y operativos responden a las necesidades locales
1253 de suministro. Por lo tanto, resulta necesario que los volúmenes estén además ubicados en
1254 cercanía de la demanda que deben atender. Los almacenamientos operativos permiten un
1255 funcionamiento continuo y eficiente de la refinación/importación hasta los nodos de consumo.

1256
1257 En ese sentido, sus capacidades de recibo deben considerar los tamaños de los cargamentos y
1258 los tiempos de inyección al sistema de transporte. Esto es de particular notorio en los puertos
1259 marítimos en los cuales las capacidades de recibo son menores a las capacidades de las
1260
1261

1262 embarcaciones, lo que implica tiempos adicionales para el descargue de los productos y, en
1263 consecuencia, costos adicionales para la cadena. La adecuación de las capacidades portuarias es
1264 necesaria para minimizar los tiempos y minimizar las ineficiencias asumidas por tiempos de espera
1265 de los buques en los distintos puertos.

1266
1267 En la medida en que (i) los almacenamientos operativos funcionen con capacidades suficientes
1268 para atender la demanda (y las fluctuaciones de esa demanda) y (ii) los almacenamientos
1269 comerciales cuenten con producto cerca de los centros de consumo y no solo con capacidad de
1270 tanque, la cadena de distribución podrá contar con los volúmenes básicos en condiciones normales
1271 de funcionamiento del sistema en cada eslabón. Las soluciones de confiabilidad podrán entonces
1272 entrar a responder en condiciones de restricción de oferta por eventos insalvables, tal como están
1273 definidas.

1274
1275 Poner en marcha soluciones de confiabilidad sin que se cumplan los requisitos de los otros tipos
1276 de almacenamiento puede generar incentivos perversos a utilizar los volúmenes estratégicos para
1277 cubrir eventos que no son insalvables y que pudieran haber evitado restricciones de oferta.

1278 **7. Conclusión**

1279
1280 Los análisis presentados en este documento son estimaciones obtenidas utilizando la información
1281 de los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, información oficial del SICOM
1282 e información remitida por otros interesados. Las necesidades planteadas y las recomendaciones
1283 finales buscan resolver los problemas de confiabilidad más prevalentes en la cadena de
1284 distribución. Estos problemas han sido resueltos tradicionalmente por el Ministerio de Minas y
1285 Energía mediante la gestión de eventos aislados.

1286
1287 Para su implementación, se entiende que las soluciones tienen externalidades asociadas, es decir
1288 los efectos indirectos que resultan del desarrollo del proyecto y de la actividad asociada al proyecto.
1289 Al momento de evaluar las alternativas, las externalidades también deben ser tenidas en cuenta.
1290 Esto es, se deben considerar tanto los riesgos de desabastecimiento de cara a la demanda, como
1291 los efectos en precios de combustibles de una restricción en la oferta, los efectos sobre el recaudo
1292 de impuestos y aquellos sobre otros sectores de la economía, como el transporte y los alimentos.

1293
1294 Las características del terreno, la disponibilidad de infraestructura existente y la dispersión
1295 geográfica de la demanda hacen de la multimodalidad de transporte un aspecto básico para el
1296 diseño de una solución de confiabilidad: no es viable pensar en una solución integral con un solo
1297 modo de transporte. En este contexto, el objetivo es buscar que haya una optimización y una
1298 coordinación del suministro aguas arriba.

1299
1300 La UPME continuará con el análisis de los temas de confiabilidad que no son del alcance de este
1301 documento. Específicamente, son primordiales los análisis de las necesidades de sector de GLP,
1302 tanto desde la proyección de oferta como en el comportamiento y los requerimientos de la
1303 demanda.

ANEXO 1

Análisis del VEDNA

1304
1305
1306
1307
1308
1309
1310
1311

La cadena de transporte, desde el upstream hasta el downstream se somete a interrupciones debidas a fallas de los elementos que componen el sistema, y de cada interrupción se obtiene la demanda no abastecida $DNA_{t,i}$ la cual depende del año t y del elemento que falla i con respecto a cada elemento de un total de L elementos entre los tramos y las fuentes.

1312
1313
1314
1315

La primera hipótesis es que tramos diferentes tienen estadísticas independientes entre sí. Lo anterior se debe a que las causas que originan las fallas en un elemento no son las mismas de las fallas en otro elemento ubicado en un lugar diferente de la red.

1316
1317
1318
1319
1320
1321
1322
1323

La segunda hipótesis considera que la probabilidad de que dos o más elementos fallen es muy pequeña comparada con la de un elemento. De modo que el espacio muestral se reduce a una falla. Esta se debe a que, debido a la independencia de las interrupciones supuestas en la primera hipótesis, la probabilidad de una falla simultánea corresponde al producto de las indisponibilidades individuales. Dado que estos factores son alrededor del 10%, salvo algunos tramos, la probabilidad de falla de dos elementos ya es inferior del 1%, y en el caso de tres elementos se hace inferior al 0.1%. De esta forma se puede reducir el espacio hasta la falla de al menos 1 elemento.

1324
1325

Así la probabilidad de falla de un único elemento queda como:

1326
1327

$$Q_i = P_i \prod_{j=1, j \neq i}^L (1 - P_j) \tag{A1.1}$$

1328
1329

Siendo P_i el factor de indisponibilidad mostrado en las gráficas A1.1, A1.2 y A1.3.

1330
1331

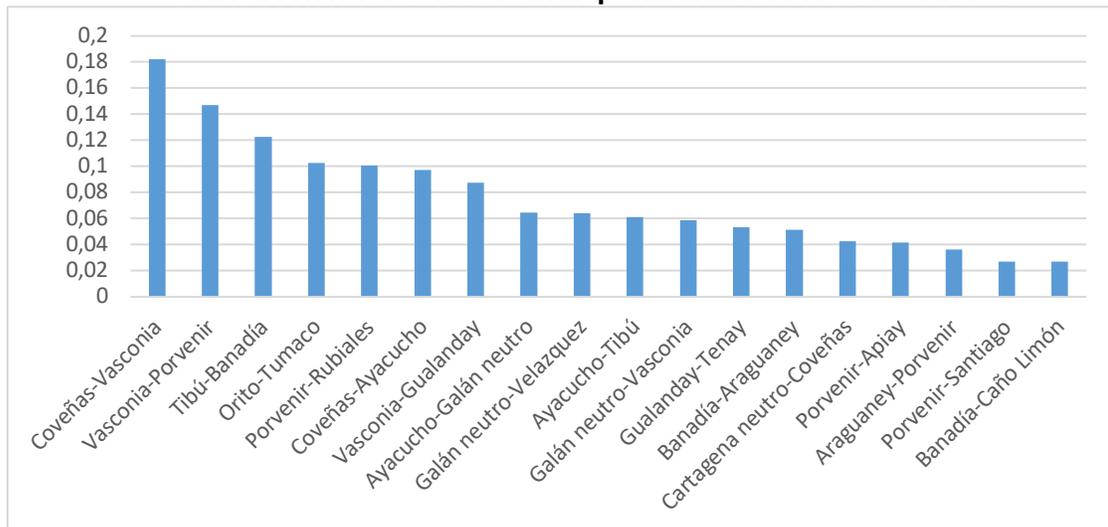
La probabilidad de que no falle ningún elemento es

1332
1333

$$Q_0 = \prod_{i=1}^L (1 - P_i) \tag{A1.2}$$

1334
1335

Gráfica A1.1: Factores de indisponibilidad de los oleoductos

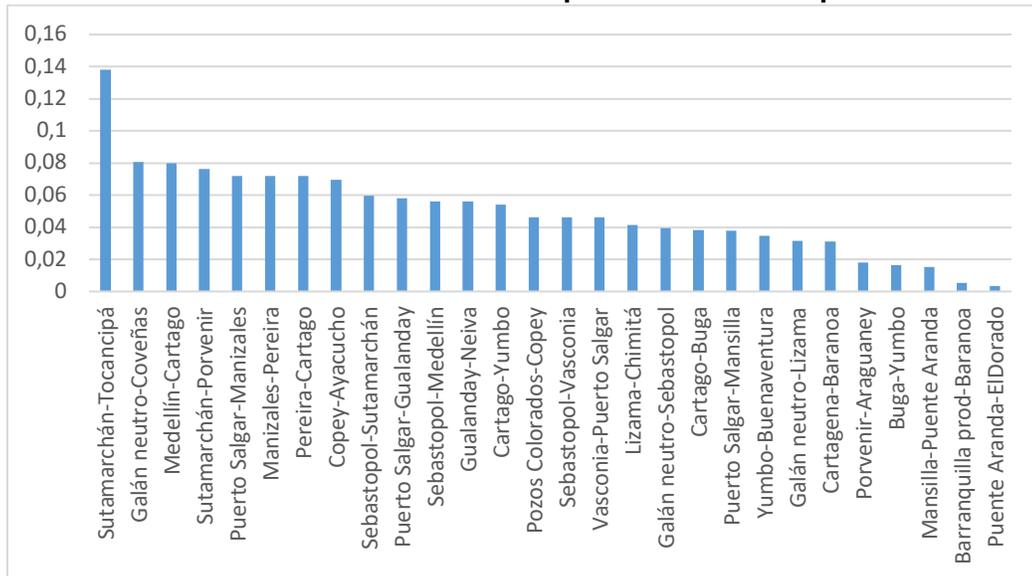


Fuente: UPME, a partir de información de Cenit, histórico de fallas no programadas.

1336
1337
1338
1339

1340

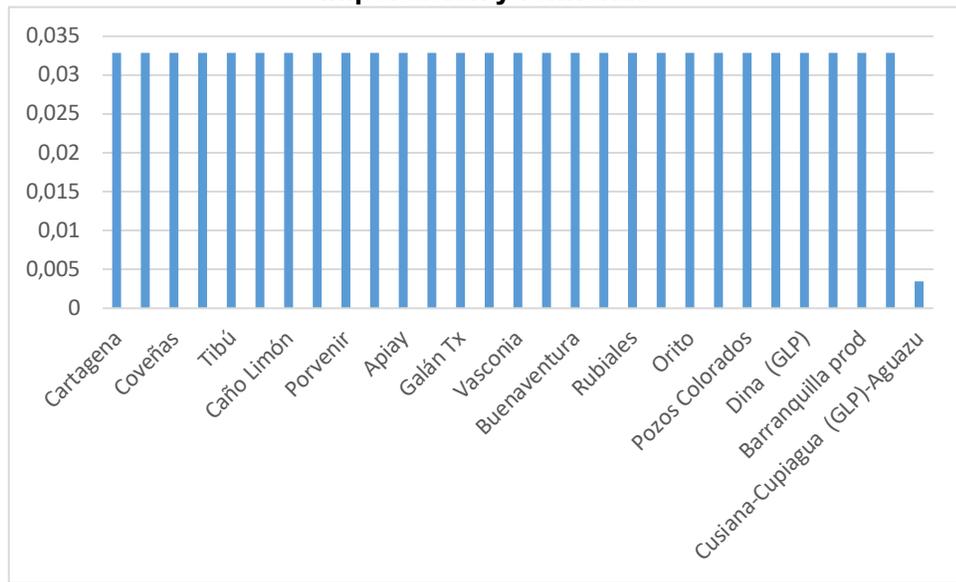
Gráfica A1.2: Factores de indisponibilidad de los poliductos



Fuente: UPME, a partir de información de Cenit, histórico de fallas no programadas.

1341
1342
1343
1344
1345

Gráfica A1.3: Factores de indisponibilidad de los campos de producción, puertos de importación y refinерías



Fuente: UPME, histórico de fallas no programadas.

1346
1347
1348
1349
1350
1351
1352
1353
1354
1355
1356
1357

La segunda hipótesis se modela aplicando el teorema de Bayes a la falla de un solo elemento, teniendo en cuenta las indisponibilidades del elemento. Los resultados se resumen en la ecuación (A1.1). En caso de no fallas no hay demanda desabastecida esperada, con lo que $DNA_{t,0} = 0$

De esta forma se tiene:

$$VEDNA_{t,i} = \frac{\sum_{i=1}^L DNA_{t,i} Q_i}{\sum_{i=0}^L Q_i} \quad (A1.3)$$

La cual se simplifica a:

1358

$$VEDNA_{t,i} = \frac{\sum_{i=1}^L DNA_{t,i} \frac{P_i}{1-P_i}}{1 + \sum_{i=1}^L \frac{P_i}{1-P_i}} \quad (4)$$

1359

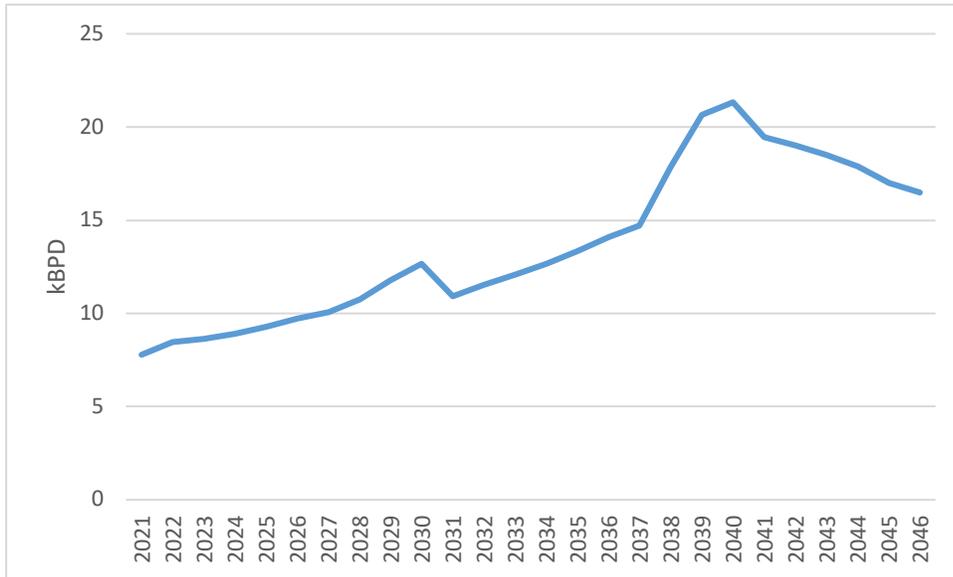
1360

La demanda desabastecida esperada se muestra en la Gráfica A1.4.

1361

1362

Gráfica A1.4: VEDNA Resultante del análisis de fallas



Fuente: Cálculos del modelo UPME, 2022

1363

1364

1365

1366

1367

1368

1369

1370

1371

1372

1373

1374

El VEDNA calculado corresponde a los valores que no se abastecen de demanda siguiendo la ecuación (4); se inicia en el 2021 con el 2,5% de la demanda total de gasolina, ACPM, JP y GLP, que equivale a 7.78 kBPd, tomando las demandas no abastecidas de $DNA_{2021,i}$ que totalizan 311.18 kBPd entre los cuatro combustibles, considerando fallas de 122 tramos y 30 fuentes, con un valor de $L=153$. Conforme pasa el tiempo y debido a que las expansiones son graduales el sistema se hace más vulnerable de modo que al final del horizonte el VEDNA corresponde a 3,69% de la demanda nacional que para esa época se estima en 447.68 kBPd.

Tabla A1.1. VEDNA obtenido de la Gráfica A1.4

Año	VEDNA
2021	7.78
2022	8.45
2023	8.64
2024	8.90
2025	9.27
2026	9.72
2027	10.08
2028	10.75
2029	11.76
2030	12.67
2031	10.93
2032	11.54
2033	12.09
2034	12.68

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS – ANÁLISIS DE
CONFIABILIDAD

Año	VEDNA
2035	13.33
2036	14.11
2037	14.72
2038	17.86
2039	20.65
2040	21.33
2041	19.44
2042	19.01
2043	18.48
2044	17.88
2045	17.00
2046	16.50

Fuente: Cálculos del modelo UPME, 2022

1375
1376
1377