



**CONSULTORÍA EN APOYO A LA MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN LOS TEMAS DE
ABASTECIMIENTO, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, REGASIFICACIÓN, DEMANDA,
ASPECTOS INSTITUCIONALES Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL**

WHITE PAPER

**Carmenza Chahín
Ana María Ferreira
David Madero
Miguel Vásquez**

Bogotá, enero 22 de 2020

CONTENIDO

1. ESQUEMA DE ABASTECIMIENTO	3	4.2. PROPUESTA – EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE.....	35
1.1. DIAGNÓSTICO.....	3	5. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN E INFORMACIÓN	43
1.2. PROPUESTA	11	6. ALMACENAMIENTO Y CONFIABILIDAD	48
2. RÉGIMEN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	21	6.1. DIAGNÓSTICO	48
2.1. DESCRIPCIÓN DEL RÉGIMEN	21	6.2. PROPUESTA	49
2.2. PROPUESTA	22	7. DEMANDA Y ENERGY SYSTEMS INTEGRATION	59
3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	25	7.1. DIAGNÓSTICO	59
3.1. MODELO DE MERCADO.....	25	7.2. PROPUESTAS	59
3.2. DIAGNÓSTICO - COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	27	8. ASPECTOS INSTITUCIONALES.....	70
3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.....	29	8.1. GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	70
3.4. EL PAPEL DE LA DEFENSA DE LA COMPETENCIA	31	8.2. SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES	70
4. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y SU REMUNERACIÓN	34	ANEXO RÉGIMEN DE LIBRE ACCESO A TERMINALES DE REGASIFICACIÓN	72
4.1. DIAGNÓSTICO – EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE	34		

1. ESQUEMA DE ABASTECIMIENTO

1.1. DIAGNÓSTICO

El Balance de Oferta y Demanda de Gas Natural señala que se presentará déficit de suministro en los próximos diez (10) años. La declinación de los grandes campos de gas con que contaba el país evidencia la necesidad de incrementar la oferta de este energético identificando alternativas que le den sostenibilidad de largo plazo al sector, ya sea con la incorporación de recursos convencionales y/o no convencionales a la oferta doméstica, ya sea a través de importaciones.

Si bien existen reservas con posibilidad de entrada en el corto y mediano plazo con base en recursos contingentes y el eventual desarrollo de fuentes no convencionales (Shale Gas o Coalbed Methane), condicionar el abastecimiento de la demanda nacional a una oferta cuya incorporación afronta los riesgos inherentes al desarrollo de estas fuentes, que no se restringen al mero aval legal de este tipo de explotaciones, compromete el crecimiento del sector pudiendo causar la destrucción de demanda existente y restringir, como de hecho viene sucediendo, decisiones de inversión por parte de consumidores potenciales de este recurso.

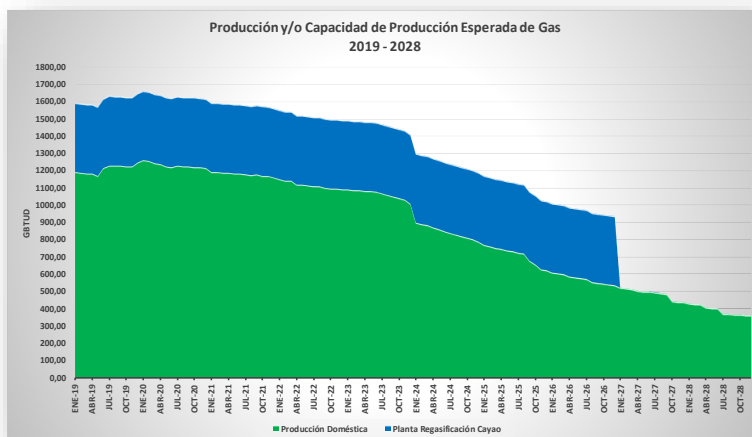
Así mismo, los escenarios de proyección de oferta y demanda con un horizonte de diez años (2019 – 2028), no tienen en cuenta que el país, desde el 2006, destruyó gran parte de la demanda de gas del sector termoeléctrico, demanda cuya existencia permitió el desarrollo de los programas de masificación de gas, que hicieron posible que, en la actualidad, 9.598.716 usuarios finales se encuentren conectados a las redes de gas (cifra al cierre del primer trimestre de 2019). La reincorporación de este parque de generación como consumidores de esta fuente primaria de producción de electricidad debería ser un objetivo prioritario tanto para el sector de gas como para el sector eléctrico, en la medida en que solventar esta situación favorecería a los consumidores de ambos sectores y coadyuvaría al incremento de la productividad del país.

La problemática actual que enfrenta el abastecimiento de gas está asociada directamente con un enfoque errado de la política, el planeamiento y la regulación sectorial. El enfoque al que se hace referencia consiste en la visualización del futuro del sector siempre basada en las perspectivas y expectativas de la producción doméstica y no en garantizarle a los consumidores finales, existentes y potenciales, que pueden contar con garantía de suministro en el mediano y largo plazo, con independencia del origen de este energético.

Así mismo, este enfoque ha favorecido la consolidación de posiciones dominantes en el mercado y ha distorsionado la regulación sectorial, con un alto costo para los usuarios del servicio y un alto costo para el país en términos económicos y ambientales, siendo también recurrentes las alertas de racionamiento en el sector de gas y por ende en el sector eléctrico, o alertas de racionamiento en el sector eléctrico y por ende en el sector de gas. (Esta última alerta se materializó durante el Fenómeno de El Niño 2009 – 2010).

El diagnóstico brevemente descrito, se ilustra a continuación con cifras y gráficos. Las fuentes de información fueron el MME, la UPME y XM S. A. E. S. P. A partir de ellas se realizaron gráficos y cálculos propios.

Proyecciones de producción doméstica

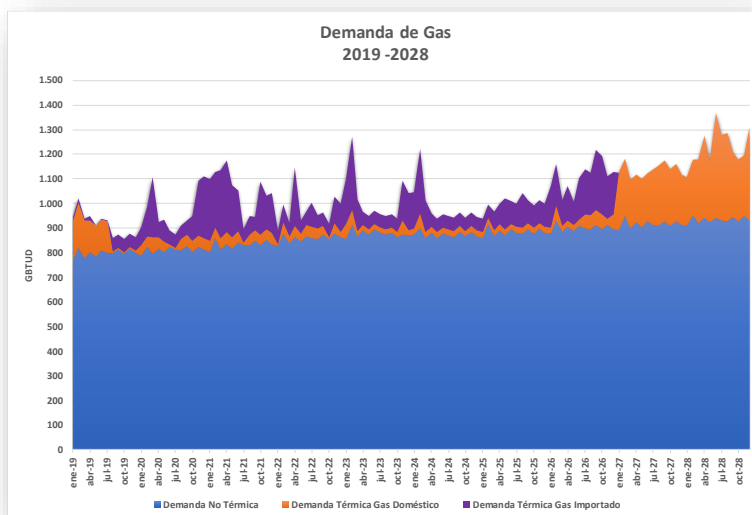


La oferta doméstica, como se mencionó, muestra el mismo perfil que la declinación de los principales campos de producción del país (La Guajira y Cusiana).

Además de la oferta doméstica, el país cuenta con una Planta de Regasificación ubicada en el Puerto de El Cayao en Cartagena de Indias. Esta planta de regasificación es del tipo FSRU con capacidad de 400 GBTUD. Es de “acceso cerrado” y su explotación está destinada al abastecimiento de las plantas termoeléctricas TEBSA, Termobarranquilla 3 y 4, Termoflores 1, Termoflores 4 y Termocandelaria 1 y 2.

El contrato de arrendamiento de la FSRU finaliza el 30 de noviembre de 2026 con posibilidad de prórroga.

Proyecciones de demanda

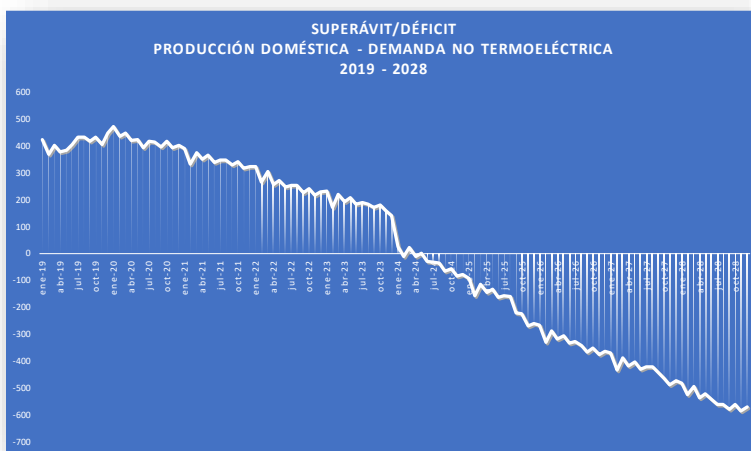
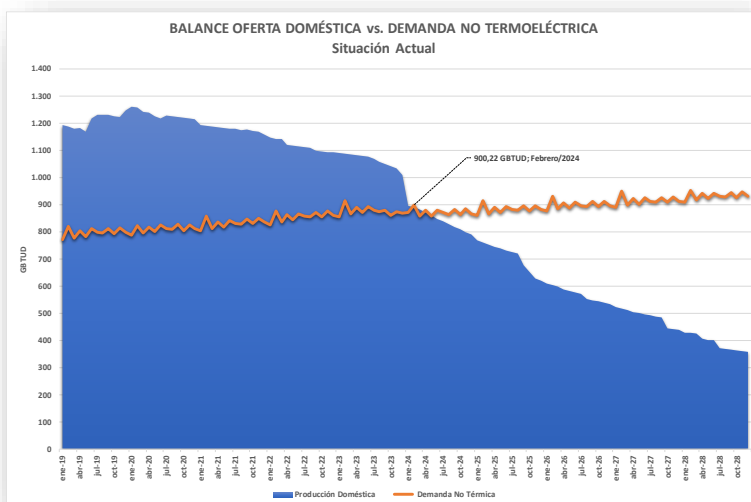


La demanda esperada durante el período de producción no muestra crecimientos significativos.

En tanto que el sector no termoeléctrico registra incrementos promedio anuales del 0,2% durante el período de proyección, el sector térmico registra la volatilidad de los despachos hidrotérmicos, influenciados por las condiciones climáticas.

El sector térmico presenta máximos de 426 GBTUD y mínimos de 62 GBTUD, siendo el promedio durante el horizonte de 170 GBTUD.

Balance Oferta Doméstica vs. Demanda No Termoeléctrica



Si se realiza el balance excluyendo del mismo tanto la oferta de la planta de regasificación de El Cayao como la totalidad de la demanda termoeléctrica, es decir, si solo se considera la producción doméstica y la demanda no térmica, se concluye que el país tendría racionamiento de gas en el mes de febrero de 2024. Difícilmente sin que

mediante decisiones concretas, se incorporarán antes de esa fecha suficientes reservas domésticas comerciales que impidan el déficit.

Sector termoeléctrico

Como se mencionó previamente, desde el 2006 se destruyó gran parte de la demanda de gas doméstico del sector termoeléctrico. De los 3.925 MW de termoeléctricas a gas instalados en el país, 3.482 MW declararon como respaldo de sus Obligaciones de Energía Firme combustibles diferentes al gas. Lo anterior implica la pérdida del 86% de la demanda potencial de gas doméstico de este sector (684 GBTUD de 790 GBTUD):

Combustible Declarado	MW	% Capacidad Térmicas a Gas
Gas Importado	1.835	46,75%
Diesel Oil	766	19,52%
Fuel Oil	272	6,93%
Carbón	286	7,29%
Jet A-1	323	8,23%
TOTAL	3.482	88,72%

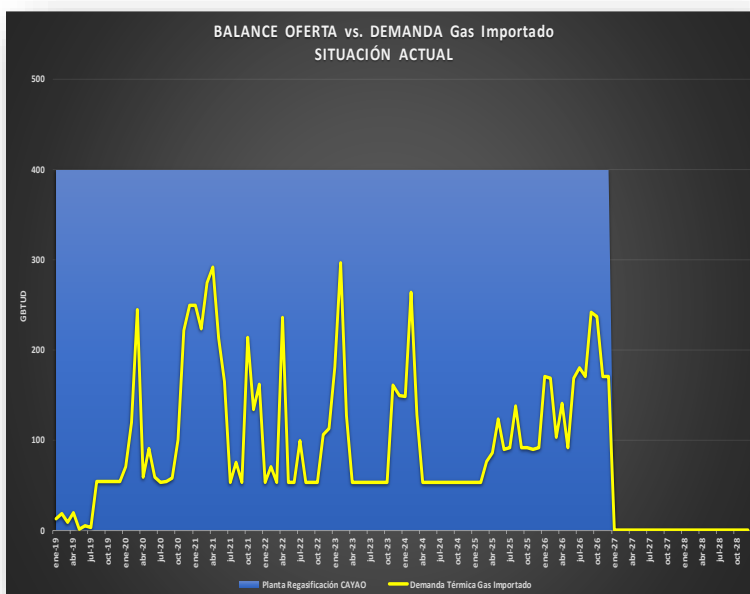
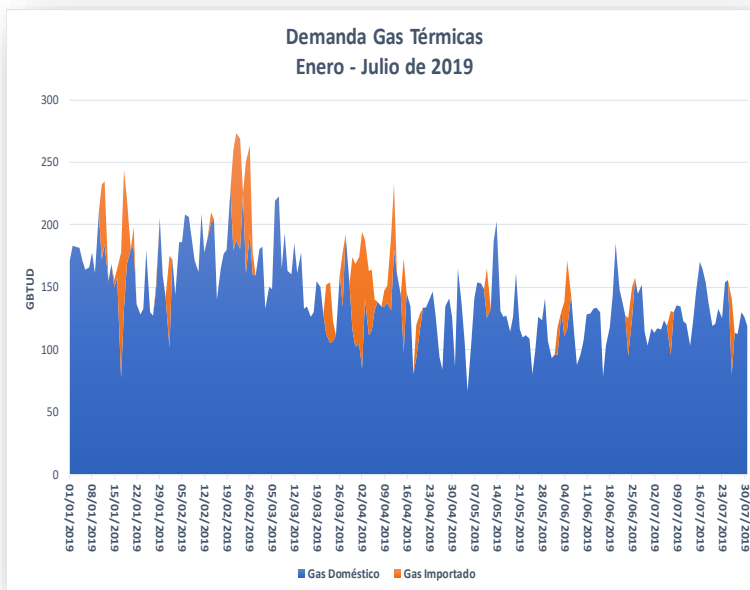
La pérdida de esta demanda, cuando la misma se hizo efectiva, no se debió a la escasez de este energético, sino a la imposibilidad financiera de los agentes térmicos de asumir los costos fijos de suministro y transporte de esta fuente primaria y a la renuencia del regulador en su momento para adoptar medidas que solucionaran esta problemática.

En la siguiente tabla se presenta la lista de termoeléctricas existentes con tecnología a gas:

EXISTENTES	MW	Factor de Carga	Opción Combustibles
TERMOPIEDRAS	3,75	79,39%	Gas Natural
TERMOCAPACHOS	4,80	28,94%	Gas Natural
TERMOBOLIVAR 1	9,70	1,20%	Gas Natural
TERMOMECHERO 4	19,30	95,50%	Gas Natural
TERMOMECHERO 5	19,30	94,68%	Gas Natural
TERMOMECHERO 6	19,30	97,21%	Gas Natural
CIMARRON	19,90	90,75%	Gas Natural
EL MORRO 1	19,90	97,77%	Gas Natural
EL MORRO 2	19,90	88,87%	Gas Natural
TERMOYOPAL 1	19,90	94,53%	Gas Natural
TERMOYOPAL 2	30,00	96,73%	Gas Natural
TERMOTORADA 1	44,00	0,36%	Gas Natural/Jet-A1/Diesel Oil
PROELECTRICA 1	45,00	30,79%	Gas Natural
PROELECTRICA 2	45,00	23,14%	Gas Natural
CARTAGENA 1	56,00	0,02%	Gas Natural/Fuel Oil
BARRANQUILLA 3	60,00	6,78%	Gas Natural/Fuel Oil
BARRANQUILLA 4	60,00	2,26%	Gas Natural/Fuel Oil
CARTAGENA 2	62,00	1,60%	Gas Natural/Fuel Oil
CARTAGENA 3	66,00	0,20%	Gas Natural/Fuel Oil
TERMONORTE	88,00	41,49%	Gas Natural/Fuel Oil
GUAJIRA 1	143,00	1,71%	Gas Natural/Carbón
GUAJIRA 2	143,00	1,02%	Gas Natural/Carbón
TERMOCANDELARIA 1	157,00	4,40%	Gas Natural/Diesel Oil
TERMOCANDELARIA 2	157,00	9,20%	Gas Natural/Diesel Oil
FLORES 1	160,00	11,81%	Gas Natural/Diesel Oil
MERIELECTRICA 1	167,00	0,27%	Gas Natural
TERMOVALLE 1	200,00	20,69%	Gas Natural/Diesel Oil
TERMOEMCALI 1	213,00	0,44%	Gas Natural/Diesel Oil
TERMOCENTRO CC	279,00	1,83%	Gas Natural/Jet-A1/Diesel Oil
TERMO SIERRAB	353,00	0,35%	Gas Natural/Diesel Oil
FLORES 4B	450,00	16,64%	Gas Natural/Diesel Oil
TEBSAB	791,00	46,32%	Gas Natural
TOTAL	3.924,75	19,49%	

No obstante lo anterior, y salvo situaciones de sequía en las que la operación del parque térmico se ve exigida al máximo (Fenómeno de El Niño), las térmicas que han declarado combustibles diferentes al gas usan este energético en condiciones de operación normal del sector eléctrico y del sector de gas, lo que implica que el déficit previsto para el mes de febrero de 2024 podría anticiparse.

Para ilustrar la situación descrita se presenta a continuación, en la gráfica de la izquierda, la demanda de gas natural doméstico del parque térmico durante 2019 (con corte al mes de julio):

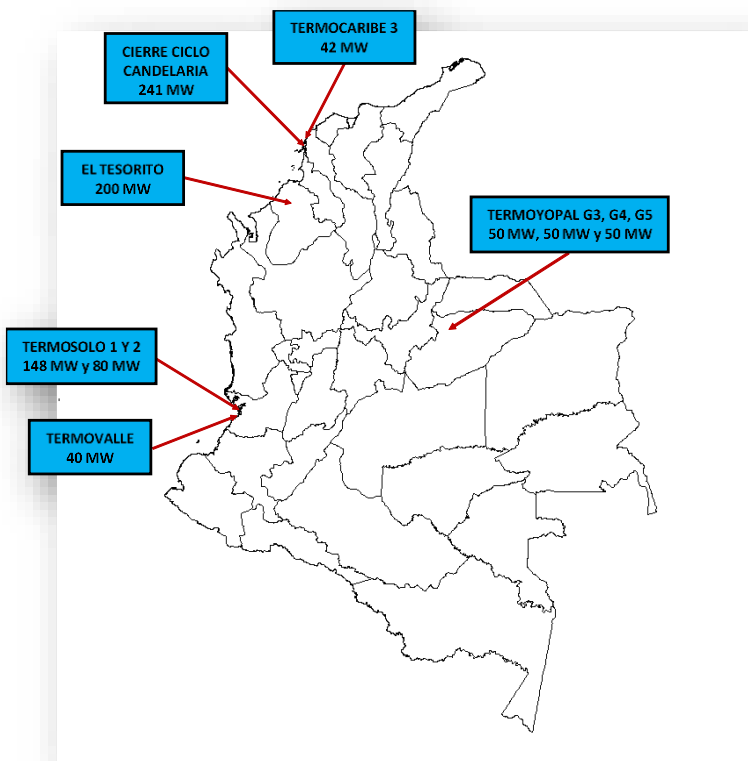


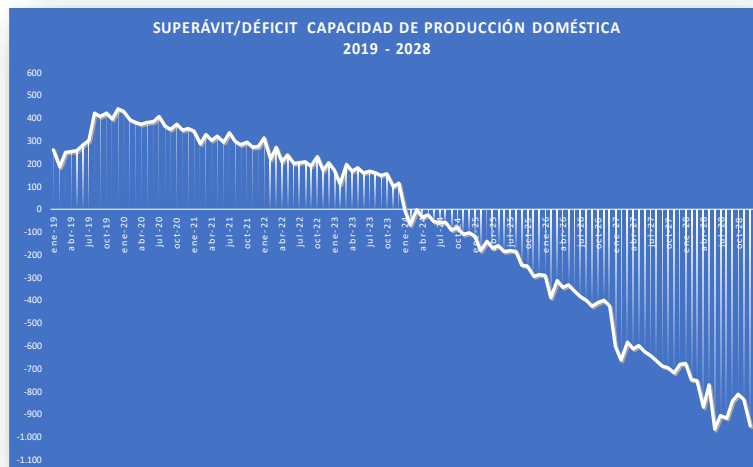
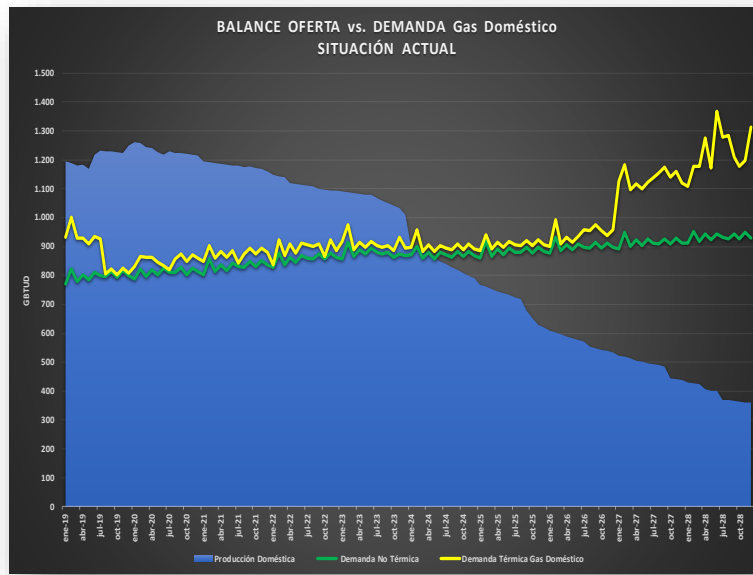
Esta demanda superó en repetidas ocasiones los 107 GBTUD (791 GBTUD – 684 GBTUD).

En la gráfica de la derecha se muestra la proyección de la demanda de gas importado del sector termoeléctrico, respaldada por la Planta de El Cayao. Esta proyección parte del supuesto de que el parque termoeléctrico asociado con esta planta únicamente consumirá gas importado, situación diferente a la que se presenta en la práctica, lo que permite reiterar que probablemente el déficit de gas se anticipará a la fecha prevista.

Con relación a la incorporación de nuevos proyectos termoeléctricos a gas, en la última Subasta de Obligaciones de Energía Firme (Cargo por Confiabilidad) realizada en el mes de febrero de 2019, potencialmente se registraría una demanda adicional de gas de 154 GBTUD. Aunque tres (3) de estos proyectos declararon como combustible el GLP (TERMO SOLO 1 y 2, y TERMO CARIBE 3), según la información disponible al menos uno (1) de ellos estarían buscando posibles negociaciones para abastecerse con gas natural doméstico.

TERCERA SUBASTA CxC	MW	MBTU/MWh	GBTUD
TERMOVALLE	40	6,94	6,7
EL TESORITO	200	9,88	47,4
TERMO SOLO 1	148	9,88	35,1
TERMO SOLO 2	80	9,88	19,0
TERMOYOPAL G3	50	9,88	11,9
TERMOYOPAL G4	50	9,88	11,9
TERMOYOPAL G5	50	9,88	11,9
TERMO CARIBE 3	42	9,88	10,0
CIERRECICLO CANDELARIA	241	9,88	0,0
TOTAL	901		154





En las gráficas anteriores se realiza el balance de gas, aislando de la proyección la oferta de la planta de El Cayao (400 GBTUD) y la demanda de las termoeléctricas asociadas con esta planta. Los resultados obtenidos muestran que aún en estas condiciones teóricas se produciría un déficit de gas en enero de 2024.

Como se desprende del diagnóstico, Colombia tradicionalmente ha visualizado el futuro del sector en función de la disponibilidad doméstica de oferta de gas, e incluso ha sacrificado un despacho termoeléctrico limpio y a precios competitivos, facilitando la sustitución del gas natural en el portafolio de generación por combustibles líquidos, lo que ha implicado costos elevados de despacho y riesgos de logística de suministro de combustibles durante períodos de sequía (fenómenos de El Niño 2009-2010 y 2015-2016).

Lo anterior se ha traducido en una desaceleración significativa en el ritmo de crecimiento sectorial, motivado por la falta de certeza sobre la disponibilidad de una oferta suficiente y confiable de este energético. Esta incertidumbre limita el incremento potencial de la demanda en la medida en que los proyectos que potencialmente podrían incorporarse como consumidores de gas requieren de una oferta estable y confiable de mediano y largo plazo. Se trata de proyectos de inversión con períodos de amortización no superiores a siete (7) años, que no pueden desarrollarse bajo escenarios de incertidumbre. Ejemplo de este tipo de proyectos son los de movilidad (transporte masivo de pasajeros y carga), cogeneración, distritos térmicos y proyectos industriales intensivos en energía con procesos de calor directo o procesos petroquímicos.

Se considera por lo tanto imprescindible que los escenarios de abastecimiento no se centren en las posibilidades de oferta local (sin descartar ni minimizar su impacto positivo), sino en los requerimientos de la demanda y su potencial de crecimiento.

El objetivo planteado no es incompatible con la necesidad de que Colombia desarrolle todo su potencial de explotación de gas, incluyendo las fuentes no convencionales y el gas *offshore*. No obstante, frente a estas dos últimas alternativas se presentan retos de tipo ambiental y social para su desarrollo, así como cuestionamientos sobre su viabilidad económica debido al tamaño relativamente modesto del mercado local. En el caso particular de las reservas de gas *offshore*, este gas no podría ser comercializado si la viabilidad de dichos proyectos depende del mercado doméstico.

1.2. PROPUESTA

La propuesta busca garantizar el abastecimiento pleno de la demanda actual y potencial, incluyendo en esta última la reincorporación como consumidor del parque de generación termoeléctrico existente con tecnología de combustión de gas.

De las plantas de regasificación

En la situación actual y dadas las perspectivas sectoriales, se requiere la ejecución de proyectos estratégicos de regasificación que, aunados a la producción doméstica, permitan la atención plena de la demanda actual y potencial de este energético.

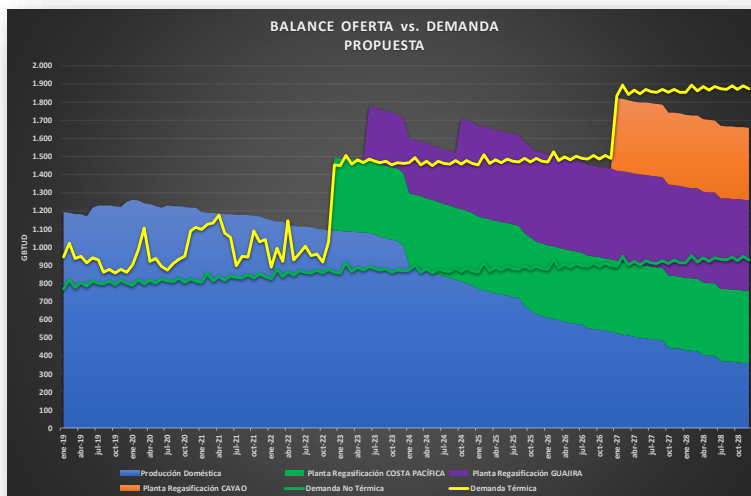
En principio y sujeto a validaciones por parte de la UPME, se requeriría la siguiente infraestructura de regasificación:

- Planta de Regasificación de 400 GBTUD en la Costa Pacífica con entrada en operación en diciembre de 2022;
- Planta de Regasificación en la Costa Caribe (La Guajira) con entradas escalonadas: 300 GBTUD en junio de 2023 y 200 GBTUD adicionales en octubre de 2024; y
- Prórroga o sustitución de la Planta de Regasificación de El Cayao (400 GBTUD) al vencimiento del contrato vigente (noviembre de 2026).

La planta de regasificación en La Guajira, además de requerirse para garantizar el abastecimiento pleno de la demanda durante la próxima década, evitaría la desconexión de los mercados de la Costa y del Interior del país. No se considera viable durante el horizonte de análisis, la importación de gas proveniente de Venezuela a través del gasoducto Antonio Ricaurte.

Sobre la entrada modular de esta planta de regasificación, la UPME deberá evaluar su conveniencia considerando las economías de escala.

Con la propuesta planteada, el nuevo Balance de Oferta y Demanda sería el siguiente:



El esquema que se adoptaría para viabilizar financieramente la ejecución de la propuesta se presenta en la siguiente tabla y se describe a continuación:

GBTUD	Demanda No Térmica	Demanda Térmica	Total Contratación Producción Doméstica o Capacidad de Regasificación	Producción Doméstica	Capacidad Total Regasificación	Faltante a Cubrir con Producción Doméstica Adicional o Ampliación Capacidad de Regasificación
dic-22	856,5	593,0	1449,5	1092,6	400,0	0,0
dic-23	877,0	593,0	1470,0	1010,1	700,0	0,0
dic-24	873,9	593,0	1466,9	789,8	900,0	0,0
dic-25	883,3	593,0	1476,3	620,9	900,0	0,0
dic-26	899,4	593,0	1492,4	533,6	900,0	-58,8
dic-27	914,6	914,7	1829,4	438,7	1300,0	-90,7
dic-28	931,7	944,0	1875,7	359,2	1300,0	-216,5
	DEMANDA			OFERTA		

Sería exigible y deberá supervisarse que cada comercializador que sirve a usuarios finales del servicio, o que intermedie con comercializadores que atiendan usuarios finales del servicio, así como los usuarios no regulados que actúen directamente en el mercado, cuenten el 1 de diciembre de cada año con contratos de suministro de gas doméstico y/o contratos de servicios de regasificación que les permitan atender su demanda durante los siguientes diez (10) años. La demanda de referencia sería la correspondiente a la registrada en los doce (12) meses previos al 1 de diciembre de cada año.

Nótese que no se estarían exigiendo contratos de importación de gas, sino contratos de servicios de regasificación que, según cada caso particular, se requerirían para garantizar el abastecimiento pleno de la demanda. Así mismo, se propone que agentes y usuarios no regulados opten por la fuente de suministro de gas que más convenga a sus intereses.

Se propone que este esquema de contratación comience a operar el 1 de diciembre de 2022. Es decir, a partir de esa fecha la demanda deberá suscribir o bien contratos de suministro de gas doméstico a 10 años y/o respaldarse con contratos de capacidad de infraestructura de regasificación por un término igual de forma permanente. En cualquier momento del tiempo, la demanda deberá garantizar una cobertura mínima de 10 años, bien sea en contratos de suministro doméstico o bien sea en capacidad de regasificación.

Se considera relevante señalar que aún con la instalación de las plantas de regasificación propuestas, como se muestra en la tabla anterior, se requeriría para abastecer plenamente la demanda un incremento en la oferta doméstica que oscilaría entre 100 GBTUD y 250 GBTUD al final del período (dic/2026, dic/2027 y dic/2028).

La propuesta, además de garantizar el abastecimiento de gas en el corto, mediano y largo plazo, permitiría contar con una oferta competitiva y un mercado contestable, reduciendo, sino eliminando, el poder de mercado y las distorsiones que este conlleva.

Sobre los costos de la propuesta, se realizan los siguientes estimativos teniendo como fuentes de información Dongsha, Z., Ning, S., Jun, L., Li, L., y Yinghua, Z. (2017). *Comparative Research on LNG Receiving Terminals and FSRU*. Australian Institute of Management – The University of Western Australia,¹ y cálculos propios:



¹ Disponible en https://www.itsi.wa.gov.au/docs/default-source/LNG-2017-Graduation-Presentations/comparative-research-on-lng-receiving-terminals-and-fsru.pdf?sfvrsn=9266d1c_8

Capacidad de Regasificación 400 GBTUD		
CAPEX	Millones USD	
Componente	Terminal de LNG	FSRU
Jetty incluyendo tubería	60	60
Líneas de descarga	100	NA
Tanque 180.000 m3	85	En la FSRU
Buque FSRU	NA	250
Equipos de proceso	130	En la FSRU
Servicios públicos	60	NA
Infraestructura en tierra	NA	30
Derechos terreno	125	30
TOTAL	560	370
OPEX		
	USD/día	
Terminal de LNG	20.000 - 40.000	
FSRU	20.000 - 45.000	

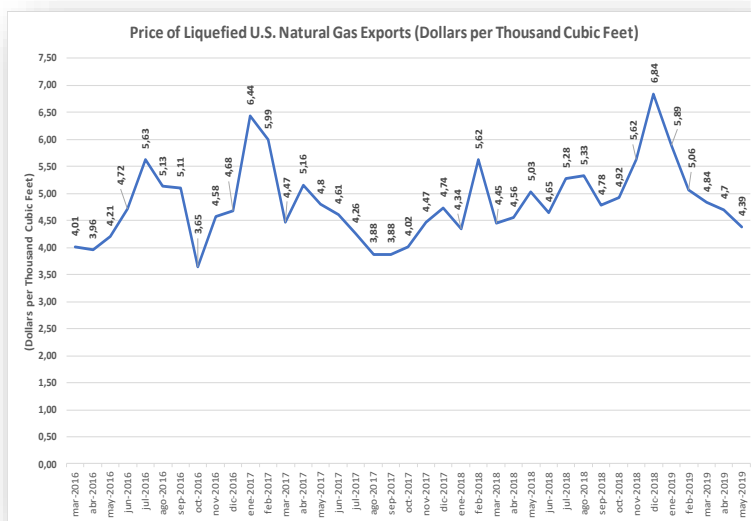
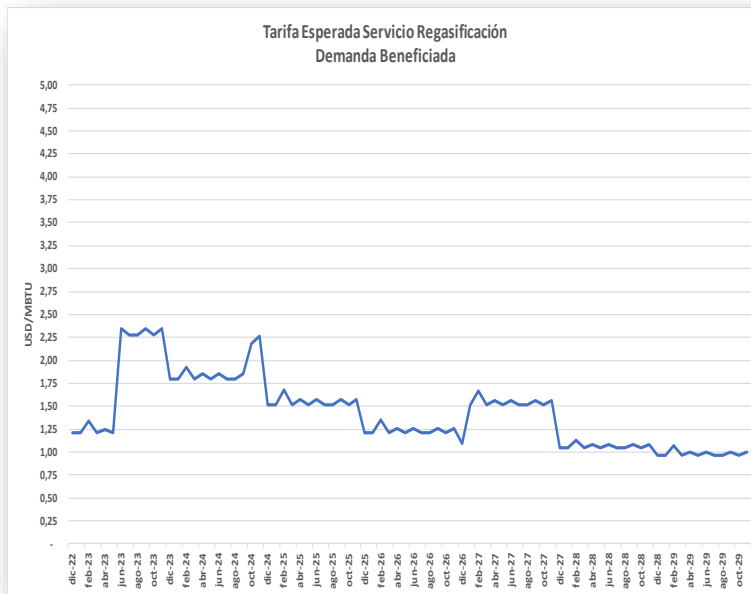
El OPEX de las instalaciones de regasificación FSRU usualmente equivale anualmente al 2,5% del CAPEX, aunque varían con su localización.

Obviando las economías de escala, cuyo efecto ha disminuido de manera significativa durante la última década, se asume la siguiente estructura de costos para las plantas de regasificación propuestas:

Instalación	GBTUD	Fecha Inicio	CAPEX (USD)	OPEX Anual (USD)
Planta Buenaventura	370,0	44896,0	370.000.000	9.250.000
Planta Guajira Fase 1	300,0	45078,0	325.000.000	8.125.000
Planta Guajira Fase 2	200,0	45566,0	150.000.000	3.750.000
Planta Cayao	400,0	46388,0	250.000.000	9.250.000
Tasa	12%			
Periodo Amortización	10			

El CAPEX de la eventual prórroga del contrato de la Planta de Regasificación de El Cayao se asume en USD 250 millones y no en USD 370 millones, toda vez que la nueva inversión cubriría únicamente la FSRU.

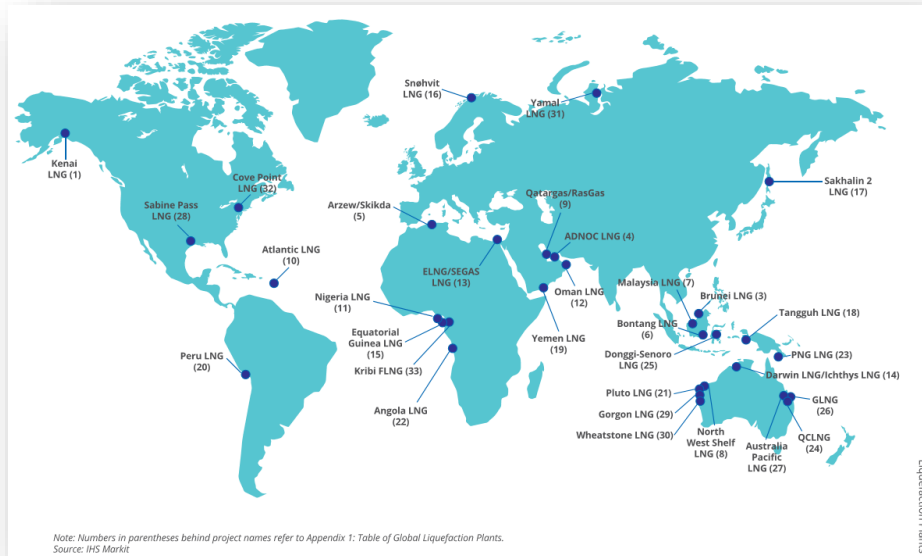
Los resultados del estimativo se ilustran en la gráfica izquierda que se muestra a continuación:



Los costos de la infraestructura de regasificación serían asumidos por la demanda que se beneficia de la misma y serían cubiertos a través de los contratos de reserva de capacidad de regasificación que suscriban agentes y/o usuarios con el horizonte de diez (10) años exigido. Los resultados de la estimación arrojan durante el período de análisis una tarifa promedio por servicios de regasificación de 1,43 USD/MMBTU, con un máximo de 2,35 USD/MMBTU en los primeros dos (2) años del período de análisis (que supone la venta de la totalidad de la producción doméstica) y un mínimo de 0,97 USD/MMBTU al final del período de análisis.

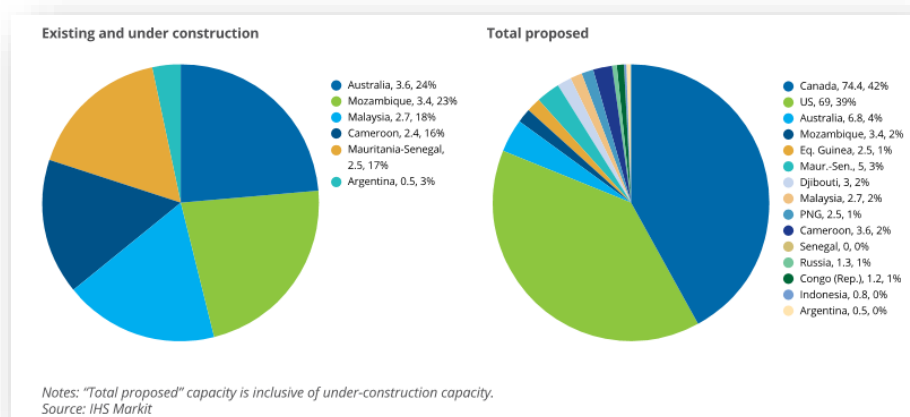
Con relación al precio de gas importado y otra vez con fines ilustrativos, en la gráfica de la derecha se presentan los precios de GNL para la exportación de USA durante los últimos tres (3) años. Se registró durante este trienio un precio promedio de 4,84 USD/MBTU, con un máximo de 6,84 USD/MBTU y un mínimo de 3,65 USD/MBTU. Se recalca que entre mayor es la extensión del contrato de importación, mejores precios se obtienen.

En la actualidad se encuentran en operación cerca de cincuenta terminales de licuefacción a nivel mundial:



Africa
Arzew - CAMEL GL1Z, GL2Z, GL3Z, GL4Z, Skikda GL K Phase 1 & 2, Skikda GL1k [Algeria]
EG LNG [Equatorial Guinea]
SEGAS LNG; ELNG IDCO LNG [Egypt]
Nigeria LNG [Nigeria]
Angola LNG [Angola]
Asia
Malaysia LNG [Malaysia]
Brunei LNG [Brunei]
Arun, Badak NGL, Tangguh [Indonesia]
Petronet LNG Terminal [India]
Russia
Sakhalin LNG, Yamal LNG [Russia]
Middle East
ADGAS [United Arab Emirates]
Oman LNG, Qalhat LNG [Oman]
Qatargas, Ras Laffan, Rasgas [Qatar]
Yemen LNG [Yemen]
South America
Peru LNG [Peru]
Australia
Queensland Curtis LNG/Queensland, Karratha Gas Plant/Western Australia, Pluto LNG/Western Australia, Darwin LNG, Gladstone LNG, Australia Pacific LNG, Wheatstone LNG, Gorgon LNG [Australia]
Europe
Hammerfest LNG [Norway]
Tornio, Pori [Finland]
North America
Kenai LNG (Alaska), Cheniere Energy Sabine Pass terminal (Louisiana), Cameron LNG, Hackberry (Louisiana), Dominion Cove Point LNG (Maryland), Cheniere Energy Corpus Christi terminal (Texas), Freeport LNG Terminal (Texas), Southern LNG (Georgia), [US]
Costa Azul LNG near Ensenada (Baja California), Solensa (Monterrey), [Mexico]
Atlantic LNG, [Trinidad and Tobago]

Así mismo, otras tantas se encuentran en construcción y como proyectos.



De la producción doméstica

Como se indicó previamente, aún con la instalación de las plantas de regasificación propuestas se requeriría para abastecer plenamente la demanda un incremento en la oferta doméstica que oscilaría entre 100 GBTUD y 250 GBTUD al final del período de análisis (dic/2026, dic/2027 y dic/2028).

Consecuentemente, es necesario viabilizar la puesta en el mercado de gas contingente. Son múltiples los factores asociados con la viabilización de estas reservas. Dentro de las acciones que deberían tomarse se encuentran las siguientes:

- Racionalización de los procesos asociados con el licenciamiento ambiental y consultas previas con comunidades. Se deben establecer censos definitivos y facilitar o coadyuvar con el cierre de casos pendientes de expedición de licencias y pacto con las comunidades.

La explotación de proyectos de gas, al estar asociado el suministro de este energético a la prestación de un servicio público domiciliario, cuya continuidad debe garantizar el Estado, cumplen las exigencias requeridas para ser considerados Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINE) o Proyectos de Interés Regional y Estratégicos (PIRES), como se desprende de los criterios establecidos en el Documento CONPES 3762 de 2013, "Lineamientos de política para el desarrollo de PINE". Aunque son múltiples los proyectos de hidrocarburos que han sido clasificados como tales, se requiere generar acciones oportunas que faciliten la ejecución eficiente y oportuna de estos proyectos.

Así mismo, la reapertura permanente de procesos de licenciamiento y consultas previas cuando la licencia ya ha sido expedida, implica incertidumbre, altos costos de transacción y puede comprometer la viabilidad de proyectos. Se requiere también unidad de criterio, coordinación y proporcionalidad en el proceso de licenciamiento.

- Distinción regulatoria clara entre las fuentes no convencionales de gas. Debe distinguirse claramente entre yacimientos de roca naturalmente fracturada y la tecnología de fracking. Se requiere definir y diferenciar entre las condiciones de explotación de gas asociado a mantos de carbón de roca naturalmente fracturada

(GMAC – Coalbed Methane) y las condiciones de explotación de gas asociado a la tecnología de fracking. Existen proyectos de Coalbed Methane que podrían entrar en explotación comercial en el muy corto plazo.

- Sujeto a las recomendaciones de la Comisión de Expertos convocada por el Gobierno Nacional y a las decisiones de las Cortes, viabilizar allí donde sea factible los proyectos de *fracking*.
- Ejecución de infraestructura de transporte prioritaria que permita la realización de reservas contingentes en el corto plazo, así como desarrollo de las inversiones requeridas para habilitar contraflujos en el Sistema Nacional de Transporte (SNT).
- En el caso de campos de gas con perfiles de vida útil y agotamiento inferiores a diez (10) años, se requiere establecer para los gasoductos de conexión que requiere la puesta en el mercado de este gas períodos de amortización de las inversiones más cortos, de tal manera que la obsolescencia temprana de esta infraestructura no impida el cubrimiento del CAPEX de estos proyectos.
- Para garantizar una adecuada planeación y una mejor coordinación entre el suministro y el transporte, se debe vincular a los productores, en función de su capacidad de producción, al desarrollo de la infraestructura de transporte a través de señales tarifarias. Como se planteará posteriormente en el aparte pertinente de este documento, parte del riesgo de la infraestructura de transporte debe ser asignado a y asumido por el productor.

De las termoeléctricas

Como se indicó, la totalidad del parque termoeléctrico con tecnologías de combustión a gas, trátase de plantas existentes o futuras, debe incorporarse a la demanda sectorial. Las tecnologías de gas duales, si bien constituyen un factor que incrementa la confiabilidad del suministro eléctrico, deben considerar al combustible sustituto del gas como un recurso de última instancia y no como el combustible principal.

Se puede afirmar de manera general que los sustitutos del gas en tecnologías duales resultan más contaminantes y por ende producen más toneladas de CO₂. Con base en información de XM S.A. E.S.P. para el período junio/2016 a nov/2018, se encuentra la siguiente correlación entre la generación real por tipo de combustible y las emisiones:

$$Emisiones = 0,000834924 \times +0,000875247 \times +0,001027157 \times +0,000481152 \times +0,000783243 \times$$

Si bien los resultados son predecibles por predefinición de las emisiones asociadas con cada tipo de combustible, solo se busca ilustrar la afirmación consignada y señalar que las emisiones asociadas con el consumo de gas en el sector termoeléctrico resultan significativamente inferiores a las asociadas con los combustibles sustitutos en las tecnologías duales:

Combustible	Emisiones Combustible/Emisiones Gas
Diesel Oil	174%
Carbón	182%
Fuel Oil	213%
Gas Natural	100%
Jet A-1	163%

Los problemas de las termoeléctricas con relación al suministro de Gas Natural, como se había mencionado previamente, no se relacionan con el déficit de suministro que coyunturalmente se pueda presentar en el país, sino con los costos fijos que deben pagar por concepto de suministro y transporte de este energético, en el contexto de la baja despachabilidad de los recursos térmicos en condiciones de hidrología normal.

Se recomienda en consecuencia y con el fin de reincorporar a las termoeléctricas con tecnología de combustión a gas a la demanda sectorial, remunerarles a las plantas termoeléctricas a gas existentes los costos fijos de suministro y transporte de gas exógenamente, en condiciones eficientes de adquisición de estos servicios, en la medida en que dichos costos fijos no hacen parte, o no deben hacer parte, de la formación de precios en el mercado *spot*.

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 6 de la Resolución CREG-055 de 1994, las ofertas de precios en la bolsa de energía que presenten diariamente los generadores termoeléctricos: “[...] deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta [...] el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.

El efecto de la posible reincorporación de las plantas termoeléctricas a gas existentes a la demanda sectorial, así como la vinculación de un nuevo parque termoeléctrico a gas en el mercado eléctrico, traería, además de externalidades positivas en términos ambientales, los siguientes beneficios:

i) Beneficios para usuarios del sector eléctrico

- No implicaría sobrecostos para los usuarios en la medida en que las ofertas de precios de estas termoeléctricas, en la actualidad, terminan jalonando al alza los precios de bolsa cuando estas plantas marginan en el mercado. De hecho, los usuarios experimentarían una reducción de los precios en el mercado *spot*;
- Se evitaría el costo de “Generaciones de Seguridad” con combustibles líquidos más contaminantes y más costosos; y
- Se garantizaría mayor confiabilidad de suministro eléctrico en épocas de sequía.

ii) Beneficios para usuarios del sector gas natural

- La incorporación de termoeléctricas como remitentes del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural permitiría un mejor aprovechamiento de escala y, *ceteris paribus*, reducirían las tarifas de transporte del sector no térmico; y
- La demanda del parque termoeléctrico por suministro de gas haría más atractivo para los inversionistas el mercado de gas colombiano.

iii) Beneficios para el sector de derivados del petróleo

Se evitan los costos de construir capacidad adicional de almacenamiento de líquidos, posible expansión de poliductos y requerimiento de expansión de los muelles de importación de derivados.

iv) Beneficios para termoeléctricas a gas

- Se ofrece una solución de largo plazo a la problemática que vienen enfrentando desde el 2006;
- Valoradas como negocio en marcha, recuperan el valor que estos activos pierden cuando operan con líquidos y no con gas;

- Menor desgaste de máquinas y menor costo de mantenimiento;
- Todas las térmicas a gas existentes, competirían en igualdad de condiciones en el MEM. Así mismo, sus precios de oferta en la Bolsa serían más competitivos;
- Se elimina el riesgo de pérdidas cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, si el mecanismo actual de Cargo por Confiabilidad se mantiene vigente; y
- Podrían derivar ingresos adicionales en los Mercados Secundarios de Suministro y Transporte de Gas;

v) Beneficios para el Mercado Mayorista de Electricidad

- Se reduce el poder de mercado de los agentes mayoritariamente hidroeléctricos;
- Tendría impacto de mediano y largo plazo en la formación de precios en el mercado *spot*. Aumentaría el nivel de competencia. Posibilidad de precios a la baja; y
- La despachabilidad de termoeléctricas a gas facilitaría la Regulación Secundaria de Frecuencia, aspecto que constituye un reto con la incorporación de plantas que operan con energía renovable (eólicas y solares) y cuyo aporte a la oferta es intermitente (en ausencia de facilidades de almacenamiento).

2. RÉGIMEN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

2.1. DESCRIPCIÓN DEL RÉGIMEN

El Anexo de este documento se enfoca en la descripción detallada de la operación de Terminales de GNL de Acceso Abierto tomando como referente las terminales de Europa, continente con la regulación más avanzada en esta materia. Así mismo, contiene las reglas recomendadas por Carmenza Chahín en su calidad de Consultora a la Secretaría Nacional de Energía de la República de Panamá y que fueron la base de las decisiones adoptadas por este país en la suscripción del Contrato entre la Secretaría y la empresa desarrolladora del proyecto. La correspondiente consultoría fue financiada por el BID.

Se subrayan aquellos aspectos y normas de funcionamiento que se consideran relevantes para garantizar que los sistemas de Acceso de Terceros cumplan con los objetivos de promover el uso eficiente y contribuyan a un mercado de gas más competitivo.

Se debe tener en cuenta que las disposiciones que rigen la operación de las Terminales de GNL difieren significativamente de país a país dependiendo de las características y grado de desarrollo de los mercados domésticos de gas y de la dependencia y/o acceso de estos mercados al mercado internacional de este energético.

En Europa se presentan dos tipos de regímenes de libre acceso a las terminales: un Régimen “*Third Party Access*” (TPA) regulado, de tal manera que se impone a sus propietarios la obligación de abrir y compartir el acceso con cualquier tercero autorizado, en condiciones transparentes y no discriminatorias; y un Régimen de Exención de los requisitos del Régimen TPA de acuerdo con condiciones predefinidas (la implementación de mercados secundarios y mecanismos contra el acaparamiento es a menudo una condición previa para tal exención, obligando a los agentes con derechos primarios de capacidad no utilizada, a declararla disponible para terceros).

En un Terminal Exento el propietario es libre de negociar contratos directamente con remitentes primarios, pero los mecanismos contra el acaparamiento de la terminal, que son controlados por los reguladores, deben ser lo suficientemente transparentes y deben permitir a los remitentes secundarios obtener acceso a la capacidad excedentaria.

En la prestación de sus servicios, el Operador de la Terminal debe establecer y garantizar la igualdad de trato a sus usuarios y/o empresas que lleguen a operar dentro del área de la Concesión Portuaria del Operador, y se debe obligar para con ellos, a suscribir contratos o acuerdos sobre una base justa y razonable, que no limite o restrinja la capacidad de su infraestructura y el uso efectivo de la misma, entre los diferentes agentes del mercado.

En el Anexo citado se desarrollan los siguientes conceptos y/o contenidos, que responden a las mejores prácticas internacionales en materia de libre acceso a terminales:

- i) Definiciones Relevantes
- ii) Servicio Estándar Integrado de GNL
- iii) Condiciones de Libre Acceso y Asignación de Capacidad
- iv) Tarifas de Acceso al Sistema del Operador de la Terminal
- v) Reglas Operativas de la Terminal
- vi) Normas Técnicas Planta de Regasificación y Calidad del Producto
- vii) Fuerza Mayor o Caso Fortuito

2.2. PROPUESTA

Si se validan por parte de la UPME las fechas en las que posiblemente se registrarían déficit de gas durante los próximos diez (10) años, sería necesario:

- i- Realizar la convocatoria pública para la contratación del desarrollo del proyecto de la planta de regasificación de la Costa Pacífica, a más tardar en el primer trimestre de 2020, proyecto que debe incluir, conjunta o separadamente, la construcción del gasoducto que conecte la Terminal con el SNT.
- ii- Con relación al proyecto de la planta de regasificación de La Guajira, la UPME, en este mismo año 2020, debería contratar un estudio similar al realizado para la planta de la Costa Pacífica, es decir, un estudio para la “Definición y elaboración de las Condiciones Técnicas de Ingeniería Conceptual para la Construcción de la Planta de Regasificación...de conformidad con las normas técnicas, la reglamentación específica del sector de gas natural, la normatividad de la prestación de los servicios públicos, la función estatal y todo aquello relacionado con el Proceso de Selección de Adjudicatario para la expansión en el suministro de Gas Natural en Colombia”. La convocatoria pública para la contratación del desarrollo del proyecto de la planta de regasificación de La Guajira debería realizarse a más tardar en el mes de mayo de 2021.
- iii- De decidirse la ejecución de los dos (2) proyectos, la UPME debería replantear el plan de expansión indicativo de la red de transporte, en la medida en que probablemente no se requerirían todas las inversiones de contraflujo consideradas actualmente. Mientras las termoeléctricas instaladas en el suroccidente del país podrían abastecerse físicamente de la planta de la Costa Pacífica, las termoeléctricas del Magdalena Medio podrían abastecerse físicamente de la planta de La Guajira.

Con relación al Régimen de Acceso que se recomienda adoptar para ambas plantas y para la planta de El Cayao, a partir de diciembre de 2026 en el caso de esta última, se propone que las plantas tengan Régimen de Acceso Abierto, sin que se descarte el Régimen de Acceso Abierto con Exenciones. En el caso del Régimen de Acceso Abierto con Exenciones, la CREG deberá predefinir los criterios aplicables para permitir tales exenciones.

No se prevén plantas de regasificación desarrolladas por iniciativa privada, a menos que se trate de plantas con Régimen Exento por la totalidad de la capacidad de la infraestructura (caso El Cayao actualmente), es decir, plantas de Acceso Cerrado para cubrir exclusivamente las necesidades de suministro de gas de su desarrollador. Debe entenderse que las zonas costeras constituyen un recurso limitado por el cual compiten diversos sectores económicos y cuya explotación presenta restricciones de distinto origen.

Los siguientes extractos del Documento Base para la elaboración de la “Política Nacional de Ordenamiento Integrado de las Zonas Costeras Colombianas”, producto de una consultoría contratada por el Ministerio del Medio Ambiente (MMA) y financiado por el BID, ilustran la situación descrita:

“La Constitución Política de Colombia establece en su artículo 82 que es un deber del Estado, velar por la protección de la integridad del espacio público y por su destinación al uso común, el cual prevalece sobre el particular.

Se entiende por espacio público todos los bienes que por su naturaleza, uso o afectación están destinados a satisfacer necesidades e intereses colectivos, que trascienden por tanto el derecho individual. Lo constituyen entre otros, los cuerpos de agua, las aguas requeridas para la circulación tanto peatonal como vehicular, para la recreación pública, la seguridad, la tranquilidad ciudadana, las fuentes de agua, parques, plazas y similares, las necesarias para la preservación y conservación de las playas marítimas y fluviales,

esteros y el entorno de lagos y aguas interiores, los terrenos de bajamar, sus elementos vegetativos, arenas y corales, los elementos que conforman el patrimonio histórico y cultural y todos aquellos existentes o proyectados para el uso o disfrute colectivo.

...

Colombia tiene una longitud de costa, aproximadamente de 3.000 kilómetros, de cuales más de un área corresponden a playas, con un patrimonio público aún sin calcular en términos de áreas, pero que puede ascender a varias hectáreas, con un incalculable valor por las posibilidades que ofrece, pero que resulta escaso ante la creciente demanda que soporta en algunos sitios en especial, muy sensible y de difícil recuperación en su equilibrio físico.

...

La escasez de espacio costero en el país, le confiere un valor de uso incalculable e irremplazable a los bienes de uso público en pro del desarrollo, generando una tensión a la que no ha respondido una política coherente que intente equilibrar los diferentes conflictos, especialmente los relacionados con los bienes de uso público del dominio marítimo localizados en la zona costera”.

Es por lo anterior que debe privilegiarse la instalación de plantas de regasificación con Régimen de Acceso Abierto, o Acceso Abierto con Exenciones, sobre plantas de regasificación de Acceso Cerrado.

De los desarrolladores de los proyectos

Sobre los desarrolladores de tales proyectos, la regulación actual impide que productores–comercializadores participen en la ejecución o explotación de este tipo de proyectos, salvo que realicen importaciones de gas para su uso como materia prima. Esta regla resulta razonable en la medida en que permite la desconcentración del mercado y evita acaparamientos.

No obstante, productores-comercializadores que sean usuarios potenciales de gas por su integración vertical con el eslabón de refinación o el de la industria petroquímica, podrían eventualmente aspirar al desarrollo de proyectos bajo la figura de Régimen de Acceso Abierto con Exenciones, siempre y cuando se acojan a los condicionamientos de este Régimen, que está descrito en el Anexo.

De los Criterios de Adjudicación

Con relación a las convocatorias públicas que llegue a realizar la UPME, se recomienda que la adjudicación se sujete a minimizar un CAPEX y un OPEX Anual que ofrecerían los proponentes, implícitos en el ofrecimiento de un Ingreso Anual con un horizonte de diez (10). La Rentabilidad sobre el CAPEX será la misma que defina la CREG para el Servicio de Transporte. La UPME debería establecer un mínimo de oferentes para garantizar que el proceso de selección resulte competitivo y así mismo, debería fijar un precio techo para las ofertas, pudiéndose diseñar una Subasta Descendente (Subasta Holandesa), si el número de oferentes es mayor a tres (3) proponentes.

A partir del año 11, de requerirse la prórroga de los servicios, en el caso de plantas *onshore* se remunerará el CAPEX no amortizado y el OPEX Anual ofertado previamente y actualizado. En el caso de plantas *offshore* (FSRU), se realizará convocatoria para la contratación de la FSRU, en la cual podrá participar la FSRU incumbente.

De los procesos de asignación de la capacidad de regasificación

En línea con la propuesta planteada en el numeral 1 de este documento y siguiendo los criterios de asignación de capacidad planteados en el Anexo, la CREG deberá reglar el proceso de asignación y verificación anual de

requerimientos de capacidad (noviembre de cada año) de acuerdo con el esquema contractual previamente ilustrado en el numeral 1 del documento.

Lo anterior no implica que usuarios existentes o potenciales de las facilidades de las plantas de regasificación puedan acceder o contratar cantidades adicionales de servicios a lo largo del año y por fuera del cronograma anual definido por el regulador.

Se pone énfasis en que las reglas de asignación deben evitar el acaparamiento de capacidad de regasificación de las plantas.

De las tarifas por concepto del servicio estándar integrado de GNL

Los desarrolladores y/u operadores de las plantas de regasificación estarían sometidos a una regulación de ingresos tipo *revenue-cap* (CAPEX + OPEX Anual de Adjudicación) para la prestación del que aquí se denomina Servicio Estándar Integrado de GNL, definido en el Anexo en los siguientes términos:

“Paquete de servicios ofrecido por el Operador de la Terminal compuesto, al menos, por el derecho a un atraque de buques metaneros durante un cierto período de tiempo, el derecho a la descarga del GNL, una capacidad temporal de almacenamiento de GNL, y un servicio de regasificación con la correspondiente capacidad de envío”.

El Operador de la Terminal deberá publicar las tarifas aplicables en su página web de tal manera que los usuarios de la terminal y terceros interesados puedan consultarlas permanentemente. Las tarifas deben ser transparentes y reflejar los costos del Servicio Estándar Integrado, diferenciando cada uno de los servicios que lo componen y garantizando que dichos costos correspondan al *revenue-cap* establecido.

No obstante, y por concepto de los servicios que se presten que excedan las condiciones del Servicio Estándar Integrado de GNL (condiciones que debe predefinir la UPME en los pliegos de la convocatoria), el desarrollador y/u operador podrá devengar ingresos adicionales aplicando las mismas tarifas por tipo de servicio adicional prestado.

Así mismo, no estarían sujetos a regulación cargos de balance, cargos por congestión y cargos para el Fondo del Abandono, este último aprobado por la autoridad competente.

Las tarifas o cargos de balance, así como las tarifas o cargos por congestión (de llegar a proponerse y aplicarse estos últimos) deberán ser públicas y reflejar los costos en la medida de lo posible, proporcionando incentivos adecuados a los usuarios de la terminal para equilibrar sus aportaciones y retiradas de gas. El desarrollador y/u operador de la terminal del mismo modo puede aplicar una tarifa o cargo de penalización a los usuarios de la terminal cuyas aportaciones o retiradas del sistema no estén compensadas con arreglo a normas de balance previamente establecidas.

Estarán también desregulados cargos por servicios a corto plazo, basados en los costos marginales que también deberán ser predefinidos y publicados por el desarrollador y/u operador de la planta de regasificación.

3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

3.1. MODELO DE MERCADO

La coordinación de la industria de gas natural se caracteriza por presentar marcos institucionales muy diversos. Inicialmente, se podría identificar que las infraestructuras de transporte son tan diversas como los marcos institucionales. Como consecuencia, sería posible concluir que las características reales de la infraestructura de transporte determinan el mejor marco institucional para el comercio. Como se muestra en Glachant, Hallack y Vázquez (2015), la elección de un marco institucional para las transacciones no solo depende de la arquitectura física del sistema de transporte, sino también de los mecanismos económicos elegidos para el comercio. Cualquier elección conlleva costos y beneficios debido, principalmente, a la existencia de altos costos de transacción en el sector.

La arquitectura precisa de las redes de gas y, por lo tanto, el grado de desarrollo de tales infraestructuras, determina la especificidad actual de los activos de la industria y el potencial para las opciones de disposición del mercado. Con un número plural y diverso de consumidores y proveedores que pueden conectarse a diferentes rutas de transporte, las transacciones de gas se vuelven menos específicas. Esto es típico de los sistemas de transporte y de mercado más desarrollados, en los que la infraestructura relacionada ya es un conjunto de tuberías, compresores, instalaciones de almacenamiento, etc. Sin embargo, la arquitectura de los activos de infraestructura no es la única variable explicativa. Además, debe considerarse la estructura institucional de la apertura de la red y el comercio de gas.

Las redes de transporte de gas se caracterizan por una serie de limitaciones técnicas estrictas, por lo que se puede decir que los servicios de transporte ofrecidos a los usuarios a través de un transportador son específicos del sitio y dedicados. Por lo tanto, la arquitectura de contratación requerida para comerciar gas en diferentes puntos de red y horizontes de tiempo necesariamente debe adaptarse para hacer frente a costos de transacción severos. Dicho de otra manera, las identidades de los jugadores son importantes en la industria del gas, y se espera por parte de ellos una preferencia por los contratos a largo plazo y la integración vertical (ver Williamson (1975) o Williamson (1985)). Esto encaja bien con la estructura inicial de las industrias del gas que dependen en gran medida de servicios públicos integrados verticalmente o casi integrados en todo el mundo.

Para abrir un mercado de gas liberalizado, primero debe abrirse el acceso al sistema de transporte. El acceso abierto evita que la red se confabule con ciertos jugadores y excluya a otros de acceder a la red de transporte y al mercado relacionado. Definir e implementar el acceso abierto puede identificarse como el principal impulsor de la diversidad institucional encontrada en las industrias de gas liberalizadas.

La garantía de libre acceso requiere de una reestructuración que consiste, esencialmente, en transformar industrias anteriormente integradas verticalmente en industrias basadas en el mercado. Algunas, no todas, las actividades de la cadena de suministro deben abrirse a la competencia. Este objetivo impulsa el rediseño de las reglas para evitar que las características de monopolio de la infraestructura se conviertan en barreras de entrada en el mercado resultante; es decir, el uso de la misma infraestructura por parte de diferentes actores es el núcleo de la reforma. No obstante, la forma en que se hace esto varía según el contexto.

La lógica detrás de los diferentes sistemas de transporte se resume a continuación:

- **Transporte basado en contratos** – El ejemplo típico es el sector del gas estadounidense. Está organizado en torno a empresas privadas que se encargan de decidir sobre la producción, el transporte, el almacenamiento y la entrega de gas aguas arriba. En este contexto, los participantes del mercado gestionan tanto la inversión

como la operación de la red de transporte. Los elementos centrales del diseño del mercado estadounidense son los contratos bilaterales a largo plazo entre productores y proveedores; además, los derechos de transporte también se compran con mucha anticipación. En tales transacciones, los productores y proveedores firman contratos que otorgan el derecho a usar la red para transportar gas de un punto a otro. Las contrapartes son los propietarios de la infraestructura involucrada en el camino entre ambos puntos. En este sentido, los usuarios deciden sobre la ruta física que seguirá el gas y pagan por el uso de la infraestructura asociada. Según este diseño, la inversión en infraestructura de red está impulsada en gran medida por esos contratos a largo plazo. No obstante, los patrones de oferta y demanda de gas son altamente volátiles, y el balance de flujos en el sistema de gas debe coordinarse en términos más cortos. Dado lo anterior, en el corto plazo los usuarios enfrentarán desequilibrios frecuentes, que deben abordarse mediante combinaciones complejas de acuerdos de comercialización de gas y los cambios asociados con los derechos de transporte. En consecuencia, los mercados mayoristas se asocian típicamente con la definición de un lugar donde tiene lugar la entrega física del producto: el centro físico (el más importante es el Henry Hub). Sirviendo a los mercados, los centros se han visto a menudo como un prerrequisito para la fijación de precios del gas a través de la competencia de gas a gas. Por lo tanto, los sistemas de transporte por contrato se basan en la idea de la competencia de tubería a tubería. Dicho de otro modo, la competencia desempeña un papel relevante en la coordinación no solo de las actividades relacionadas con los productos básicos, sino también de las actividades de transporte.

- **Transporte centralizado (*common carrier*)** – Ejemplos típicos son la UE o el mercado de Victoria. La idea básica es considerar que las redes son bienes públicos en contra de la opinión del transporte por contrato en USA. La lógica de esta decisión se basa en que las actividades de la red de gas tienen la estructura de un monopolio natural o están demasiado concentradas (oligopolio) y, por lo tanto, esta podría reconocerse como la principal barrera para abrir el mercado de productos básicos. En tal situación, como en el sector eléctrico, las actividades relacionadas con la producción y el suministro se consideran negocios abiertos que pueden beneficiarse de un acuerdo de mercado, considerando que las actividades de la red deben estar sujetas a la regulación pública, en relación con su operación e inversión. Desde un punto de vista diferente, también podría ser posible apoyar la regulación de las actividades de la red argumentando que las decisiones excesivamente descentralizadas en el funcionamiento de la red conducirían a ineficiencias. La opción eficiente es entonces diseñar una operación centralizada por medio de un Operador del Sistema de Transporte, coordinando las interacciones del sistema de gas de la manera más efectiva posible.

Con relación a las redes de distribución y la actividad de comercialización minorista, en el marco de un servicio de transporte centralizado (*common carrier*) y un mercado de suministro liberalizado, la competencia debe adentrarse en el mercado minorista de electricidad y establecer reglas que faciliten la competencia del gas natural frente a energéticos sustitutos.

Aunque es innegable que la distribución de gas a través de redes de tuberías tiene características de monopolio natural y esto implica que la forma más eficiente de prestar este servicio es a través de un único agente en un mercado relevante, ello no significa que esta actividad deba estar sometida a una regulación como la vigente. El grado de detalle y las inflexibilidades que impone la regulación actual le impiden al distribuidor fijar cargos por el servicio que le permitan competir en un mercado energético en el cual enfrenta sustitutos en todos los sectores de consumo y en todos los usos (excepto cuando el gas se utiliza como materia prima).

En tanto que en un mercado liberalizado se debe flexibilizar la regulación aplicable a la actividad de distribución, la actividad de comercialización debe ser desregulada; de lo contrario se estaría asignando el excedente del consumidor a los productores-comercializadores, sin que exista un argumento subyacente válido en este direccionamiento de rentas.

El modelo de mercado implantado en Colombia sigue como reglas la liberalización de la actividad de producción-comercialización, separada de la infraestructura de transporte, y una agrupación de las actividades de distribución y comercialización sujetas a regulación (no se registra gradualidad en el proceso de desregulación de usuarios y, por ende, en la contestabilidad de la actividad de comercialización). Este modelo es similar al que actualmente rige en la mayoría de los Estados de USA. La lógica de este modelo es garantizar que la infraestructura se desarrolle tan pronto como los consumidores y productores acuerden un compromiso a largo plazo.

Este modelo de mercado, como ha sido comprobado en la experiencia internacional, enfrenta desafíos significativos a la hora de crear un ambiente líquido de gas natural. De la misma forma, las dificultades asociadas a financiar infraestructura solamente a través de contratos con los clientes suponen normalmente una barrera para el desarrollo del sistema de transporte. Por el contrario, en la versión europea, la infraestructura de transporte se considera un monopolio natural, y por tanto su expansión no depende de la contratación de largo plazo con los usuarios de la red.

El diagnóstico en este sentido es similar a muchas otras experiencias en la liberación de los mercados de gas natural: es necesario hacer una elección básica de los elementos del modelo del mercado que correspondan con los objetivos buscados. Si bien todos los modelos presentan ventajas y desventajas, se considera que el objetivo básico en el que se debe focalizar el modelo colombiano es la contestabilidad y liquidez del mercado de molécula, y que otros objetivos son secundarios (por ejemplo, favorecer la competencia en el transporte, definir cargos de transporte por distancia, etc.).

3.2. DIAGNÓSTICO - COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

De acuerdo con la Resolución CREG 114 de 2017, el mercado mayorista de gas natural es el conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y el mercado secundario.

El mercado primario es aquel donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural; igualmente, es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte. Esquemáticamente, los participantes en este mercado son los siguientes:



De acuerdo con la información reportada por el Gestor del Mercado de Gas Natural, a la fecha en el país se tienen registrados 16 productores-comercializadores, tres comercializadores de gas importado, siete transportadores, 85 comercializadores, 18 generadores térmicos y 43 usuarios no regulados.

Las modalidades contractuales definidas por el regulador son las siguientes:

- Contrato de Suministro Firme al 95% (CF95)
- Contrato de Suministro C1
- Contrato de Suministro C2
- Contrato de Transporte Firme
- Contrato de Transporte con Firmeza Condicionada
- Contrato de Opción de Compra de Transporte
- Contrato de Opción de Compra de Gas contra Exportaciones
- Contrato de Suministro de Contingencia
- Contrato de Transporte de Contingencia
- Contrato con Interrupciones

Los requisitos mínimos establecidos para los contratos de suministro y de transporte contemplan que, dentro del clausulado de los mismos, se establezcan condiciones de eventos de fuerza mayor, caso fortuito o causa extraña; eventos eximentes de responsabilidad; duración permisible para suspensiones del servicio; incumplimiento; compensaciones y actualización de precios.

Así mismo, las reglas establecen cuándo se pueden realizar negociaciones directas, cuándo el proceso de venta debe estar condicionado a la ejecución de subastas y en qué momentos del año y en qué condiciones se puede contratar suministro.

En el mercado secundario pueden participar los siguientes actores:



Dentro de las modalidades de contratos permitidas en el mercado secundario, están contempladas las siguientes:

- Contrato Firme o que Garantiza Firmeza
- Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada
- Contrato de Opción de Compra de Gas
- Contrato de Opción de Compra de Gas contra Exportaciones
- Contrato de Opción de Compra de Transporte
- Contrato de Suministro de Contingencia
- Contrato de Transporte de Contingencia
- Contrato con Interrupciones

Respecto a la duración de los contratos pactados en el mercado secundario, la regulación definió los siguientes plazos: i) intradiario, ii) diario, iii) semanal, iv) mensual, v) trimestral, vi) anual y vii) multianual. Adicionalmente, los contratos de suministro de gas natural que se pacten en el mercado secundario deben estar asociados a alguno de los 17 puntos estándar de entrega definidos por la CREG.

Finalmente, el regulador estableció el Proceso Úselo o Véndalo, según el cual los compradores que con contratos de suministro o con contratos de capacidad de transporte tengan excedentes frente a lo contratado, deben acogerse a este mecanismo para ofrecer su exceso de suministro contratado o su exceso de capacidad de transporte.

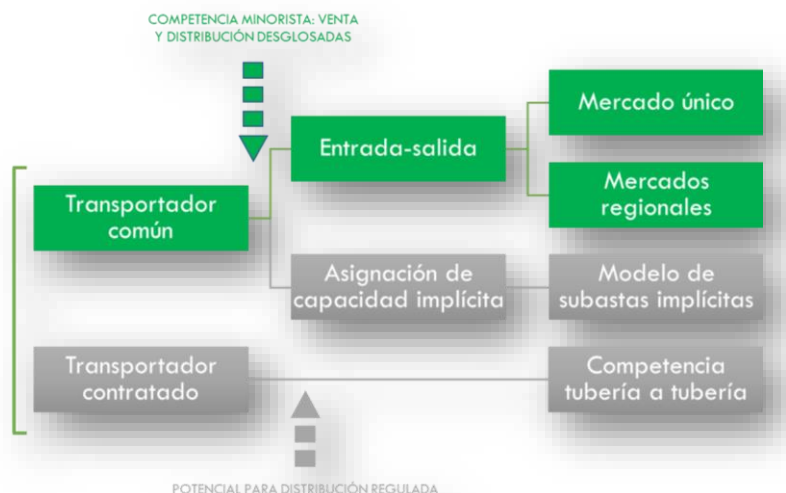
Resumiendo, la CREG como mecanismo de mitigación de la posición dominante de Ecopetrol en el mercado, así como en respuesta a los riesgos de déficit en el mercado de suministro, optó por adoptar una regulación que busca agregar oferta en un momento del año y permitir transacciones solamente para determinadas ventanas de tiempo basadas en las declaraciones de cantidades disponibles para la venta de los productores. Simultáneamente, permitió un esquema de flexibilidad para casos puntuales, incluyendo campos menores y campos aislados.

Los esquemas adoptados por la CREG, si bien buscan mitigar el poder de mercado y solventar alertas de déficit de suministro, se traducen en un mercado mayorista de gas altamente inflexible y con escasa liquidez. Entre las rigideces del diseño se destaca la imposibilidad de crear demanda adicional en cualquier momento del año, sin asumir riesgos de insuficiencia y/o alto costo de suministro y riesgos de insuficiencia de capacidad de transporte. Así mismo, contratos de largo plazo en transporte y contratos de suministro de corto y mediano plazo constituyen obstáculos en la dinámica del sector, que originan la iliquidez del mercado.

Coherente y consecuentemente con la propuesta de abastecimiento consignada en el numeral previo, es necesario replantear el mercado de comercialización de la producción en la medida en que se establezca un mercado contestable que pueda ser liberalizado.

3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En la experiencia internacional, el modelo principal para facilitar la liquidez en el mercado de molécula es el sistema entrada-salida (metodología *entry-exit*). La idea básica detrás de este modelo (que no es solo un modelo de determinación de tarifas sino, como veremos más adelante, es un modelo de definición de las reglas de acceso al sistema de transporte y por lo tanto de estandarización de los puntos de entrega de la molécula) es facilitar la entrada al mercado de gas. Simplificar al máximo los contratos de molécula facilita la entrada, y una de las formas más relevantes de conseguirlo es a través de la definición de punto de entrega; para ello, el sistema entrada-salida establece los “puntos de entrega virtuales”. Las propuestas contenidas en este documento giran en torno a la idea de implantar un mercado de gas basado en puntos de entrega virtuales. En la siguiente ilustración se muestra una perspectiva de las diferencias entre modelos:



Esto significa que, desde el momento inicial, dos (decisiones se suponen tomadas):

- El transporte será organizado centralizadamente (*common carriage*). Esto significa que la remuneración del transportador no depende de la contratación sino de los ingresos reconocidos (Allowed Revenue), que serán pagados por los usuarios a través de las tarifas definidas por la regulación (ver numeral 4 de este documento para más detalles). Desde el punto de vista de esta sección, esto significa que el acceso a la red de transporte será regulado, y no basado en los términos de la negociación contractual (como ocurriría en el caso de escoger *contract carriage*). Concretamente, las reglas de acceso serán las correspondientes a las resultantes de la aplicación de la metodología *entry-exit* y la definición de uno o dos *hub* (centros) virtuales.
- Consecuentemente con la elección del sistema de transporte, el objetivo es la implantación de competencia mayorista y minorista, por lo que se supondrá un nivel mínimo de separación entre la distribución y la comercialización.

Con relación a la Comercialización del Suministro propiamente dicha, con la incorporación al mercado de plantas de regasificación que permitirán la presencia de un número significativo de nuevos oferentes y con la garantía de suministro, se propone que este mercado sea liberalizado, permitiendo la libre negociación de las partes mediante contratos bilaterales tanto para el gas doméstico como para el LNG importado a través de la infraestructura de regasificación. Este mercado deberá contar con un sistema de información robusto que facilite transacciones en el mercado secundario de gas natural.

Con un sistema de transporte *common carriage* y la definición de cargos de entrada-salida, los productores-comercializadores solo podrán discriminar precios por diferencias objetivas entre compradores, como el perfil de consumo, y no por consideraciones espaciales del mercado destino, como algunos lo hacen actualmente. En todo caso, en la definición de precios los productores-comercializadores no podrán aplicar discriminaciones injustificadas, ni favorecer a sus vinculados o asociados económicos. De hecho, se deben eliminar las exoneraciones de contratación para consumo propio de instalaciones industriales pertenecientes al productor. Las cantidades de gas que reserven los productores para consumo propio deben limitarse al gas destinado a la reinyección de campos para optimizar la recuperación de reservas y la operación de los mismos.

Si bien se derogaría gran parte de la regulación vigente a partir del mes de diciembre de 2022, en concordancia con la propuesta de que trata el numeral 1 de este documento, el regulador puede predefinir modalidades contractuales según la distribución de riesgos entre las partes.

En todo caso, se recomienda de manera particular que la modalidad *take or pay*, todavía vigente bajo otra denominación (*Contratos Firmes o que Garantizan Firmeza*), incluya cláusulas de compensación o reposición del gas no nominado, con plazos razonables, sin hacer una expropiación anticipada de derechos. Así mismo, la modalidad contractual denominada “Opción de Compra de Gas” debe ser sometida a vigilancia especial, en la medida en que puede no existir oferta suficiente para cumplirlas una vez se ejerza la Opción, llevando a subestimar los requerimientos de oferta del sector (situación que puede estar ocurriendo en la actualidad).

La totalidad del gas transado debe contar con contratos escritos, cuyo clausulado debe ser estandarizado, o debe ser objeto de supervisión de tal manera que se evite la inclusión de disposiciones anticompetitivas o disposiciones que restrinjan la competencia.

Las transacciones del mercado secundario también deben ser libres. Los esquemas de “úselo o véndalo” no serían aplicables en el caso de suministro y debe ser el comprador quien tome la decisión de nominar las cantidades mínimas exigibles en los contratos, o postergar su consumo en el caso de los *take or pay*. Al existir flexibilidad contractual en modalidades contractuales y en la proporción de pagos fijos en los contratos, la venta al secundario debe ser potestativa del comprador inicial en función de sus requerimientos de consumo y las condiciones económicas del mercado.

3.4. EL PAPEL DE LA DEFENSA DE LA COMPETENCIA

La liberalización del mercado de suministro requiere del ejercicio de las labores de supervisión y control por parte de las autoridades sectoriales a quienes se le han asignado estas funciones (SSP y SIC).

Se pueden dividir las actividades de defensa de la competencia en dos áreas principales:

- Actuar sobre la estructura (derechos de propiedad)
- Actuar sobre las conductas

Las medidas basadas en actuar sobre la estructura tienen como objetivo actuar de dos maneras sobre los derechos de propiedad: cambiarlos o evitar que cambien. Las acciones más comunes que cambian los derechos de propiedad son la desagregación y la venta obligatoria de gas. En cuanto a la segunda forma, destacamos las acciones sobre posibles fusiones y adquisiciones.

La acción sobre conducta anticompetitiva requiere un estudio caso por caso, ya que existen numerosos comportamientos anticompetitivos que son exclusivos de la industria del gas natural; además, pueden evitar la necesidad de actuar (acciones complementarias) sobre los derechos de propiedad. La manipulación del mercado es la conducta más intuitiva asociada con las prácticas anticompetitivas. La vigilancia del mercado para evitar la manipulación de precios es típica de la FERC, y está comenzando a abordarse en el contexto de la Unión Europea (investigación abierta contra Gazprom en 2013 y el desarrollo de normas de transparencia, REMIT).

En Europa, sin embargo, otras acciones sobre la conducta de los agentes han tenido históricamente más peso. Estas acciones se basan en dos artículos del Tratado de la Unión Europea (Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, TFUE, anteriormente el Tratado CEE):

- Artículo 101 – Prohíbe acuerdos anticompetitivos
- Artículo 102 – Prohíbe el abuso de posición dominante

Los dos comportamientos que han sido muy investigados por la Comisión son: (1) comportamientos de intercambio de mercado (*market sharing*), que son acuerdos anticompetitivos identificados como prácticas de carteles; (2) cierre del mercado a través de contratos a largo plazo, que se estudia como una práctica de abuso de posición dominante.

Uno de los puntos centrales con respecto a los contratos a largo plazo como una barrera de entrada para los nuevos competidores son los contratos de acceso a la capacidad de transporte. La lógica principal detrás de actuar para evitar que los contratos de transporte detengan a los nuevos agentes es el concepto de instalación esencial (*essential facility*). Estas instalaciones son redes de transporte u otra infraestructura cuyo acceso es indispensable para la competencia en un mercado determinado. Según la legislación de la UE, se puede exigir al titular de una instalación esencial (según la ley antimonopolio), bajo ciertas circunstancias, que garantice el acceso a la instalación. En este contexto, la Comisión rechazó todas las solicitudes de consideración de la infraestructura de transporte de gas natural como potencialmente competitiva. Rechazó el argumento de que la infraestructura podría ser replicada por un competidor, dados los costos, la duración de las inversiones y los riesgos que podría traer a la planificación.

Se supone que los incumbentes propietarios de las redes de transporte o del derecho a usar redes pueden usar estrategias anticompetitivas para evitar el acceso a las mismas y, por lo tanto, asegurar una posición dominante. De acuerdo con los principios de instalación esencial, la UE debe garantizar el acceso a la red. La Comisión ha sido especialmente activa en este campo.

Conducta anticompetitiva	Estrategia
Acumulación de capacidad (<i>capacity hoarding</i>)	Poner a la venta menos capacidad que la existente. La conducta representa una negativa a proporcionar un servicio asociado con una instalación esencial.
Degradación de la capacidad (<i>capacity degradation</i>)	Proporcionar acceso de una manera relativamente poco atractiva. La conducta representa una negativa a proporcionar un servicio asociado con una instalación esencial.
Subinversión estratégica (<i>strategic underinvestment</i>)	Limitar estratégicamente la inversión en nueva capacidad.
Compresión de margen (<i>margin squeeze</i>)	Reduce artificialmente los márgenes de sus rivales. Tiene una doble naturaleza: puede verse como un abuso de posición dominante o como una práctica de exclusión (predadora). Los tratamientos en USA y la UE son diferenciados.

La industria colombiana del gas natural tiene elementos significativos de ambos enfoques. Por un lado, la presencia de un titular verticalmente integrado sugiere que las experiencias europeas en el tratamiento del comportamiento anticompetitivo en el acceso a la capacidad de transporte son relevantes. Por otro lado, parece importante adoptar medidas, bajo las perspectivas reguladoras y competitivas, que promuevan la desagregación o faciliten y alienten la entrada de agentes económicos independientes en el mercado colombiano.

En la última década, el gas natural ha aumentado en la matriz energética nacional, pasando del 14,70% del suministro de energía doméstica en 2005 al 20,72% en 2016, según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés). Este escenario, acompañado de cambios en el marco regulatorio del sector, especialmente desde la introducción de la Resolución CREG 114 de 2017 y otras normas infralegales, refuerza la necesidad de una definición clara de los objetivos de la política energética nacional, para promover la expansión de la infraestructura de ductos y expandir los mercados de consumo y producción de gas natural.

El examen detallado de las características de la industria del gas natural en Colombia debe considerar aspectos tales como la estructura del segmento de transporte por tubería, la red de distribución, la dependencia del sector eléctrico, los precios relativos y la interdependencia energética. El análisis debe pasar por las dimensiones de oferta, infraestructura y demanda, los aspectos pertinentes a la coordinación institucional de las áreas regulatoria, competitiva y de política energética. En este sentido, la acción conjunta y cooperativa entre el organismo regulador y la entidad antimonopolio parece ser un elemento fortalecedor de la acción estatal dirigida a identificar posibles prácticas anticompetitivas y abusos de posición dominante por parte de los agentes económicos.

Temas para construir una agenda prioritaria para el caso colombiano

Transparencia en la formación del precio del gas	Actualmente, aparte de los diferentes precios cobrados por la venta de gas natural, el proceso de fijación de precios no es transparente. La acción antimonopolio enfrenta desafíos ya que no puede confiar en la transparencia de los precios. La transparencia en el proceso de fijación de precios es esencial para el análisis e investigación de prácticas anticompetitivas (por ejemplo, determinar si cierta discriminación de precios o políticas de contratación resultan de abusos de posición dominante). Teniendo en cuenta la reciente regulación sectorial, es necesario identificar las debilidades restantes. La transparencia en la formación de precios parece ser el tema prioritario en el contexto colombiano.
Acceso a gas natural y estructura vertical	Aquí es donde es probable que las experiencias internacionales sean menos acordes con la realidad colombiana. Por un lado, defender la competencia en la producción no es un problema al que se enfrenta la UE. Por otro lado, los Estados Unidos no se ocupan de la presencia de un gran titular que ocupe una posición dominante. Para este asunto, las soluciones deben adaptarse al contexto colombiano, ya sea a través de la regulación o a través del control antimonopolio.

Por lo tanto, como se mencionó y a la luz de los problemas planteados, la coordinación de las acciones del regulador y las agencias de vigilancia y competencia aparece como un elemento central para enfrentar los desafíos de la industria colombiana de gas natural. Además de descartar esfuerzos superpuestos, la coordinación institucional evitaría que ninguna de las agencias aborde los problemas relevantes de la industria por falta de comprensión de cómo actuar sobre los elementos que se cruzan. Sin embargo, esta coordinación depende de manera crítica del marco institucional de cada sistema. Un problema frecuentemente observado es la aplicación paralela de la ley y la regulación de la competencia. Por lo tanto, se debe avanzar hacia la aplicación complementaria y no contradictoria de ambas competencias.

4. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y SU REMUNERACIÓN

4.1. DIAGNÓSTICO – EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

En Colombia, según la regulación vigente, la expansión de la capacidad de transporte y de las redes del sistema se rige por procedimientos híbridos según los cuales: i) si se trata de ampliaciones consistentes en la construcción de *loops* o en la instalación de compresores de los gasoductos existentes, estas ampliaciones deben ser realizadas por el transportador incumbente bajo un esquema de expansión por contratos; ii) cuando se trata de extensiones de la red, se prevé la ejecución de tales inversiones según ofertas realizadas por los interesados. Según tipo de red pueden participar en las invitaciones que realiza la CREG solo transportadores (Redes Tipo 1) o transportadores y distribuidores (Redes Tipo 2); y iii) si se trata de gasoductos de conexión de campos productores o facilidades de importación, las inversiones asociadas pueden ser realizadas por un transportador por licitación pública que realice el productor, o por el productor interesado.

La complejidad del esquema y los resultados poco exitosos del mismo presentan distorsiones adicionales originadas en que la remuneración de los tres tipos de expansión considerados se realiza aplicando metodologías diferentes. En el primer caso, la CREG fija cargos por uso con base en costos medios; en el segundo caso, la CREG garantiza la remuneración aplicando la metodología de ingreso regulado, basado en la oferta seleccionada; y en el tercer caso, si la conexión es realizada por un transportador, previa convocatoria pública del productor o importador, los cargos por uso deben ser aprobados por la CREG.

La poca expansión de la red que se ha ejecutado desde 2010 (fecha de la norma), se realiza con criterios de corto plazo y surge de requerimientos coyunturales planteados por los transportadores, o por sus remitentes.

El escaso impacto de los procedimientos de expansión regulados por la CREG se origina, entre otros, en los siguientes aspectos que se han identificado:

- Incertidumbre sobre las reservas y períodos de declinación de nuevos campos, con períodos de recuperación de la inversión (20 años) que superan la obsolescencia anticipada de la infraestructura asociada a los respectivos gasoductos de conexión.
- Asignación asimétrica de riesgos de la infraestructura de transporte en cabeza de los remitentes interesados, por el descalce temporal entre contratos de suministro y transporte.
- Definición de un factor de utilización eficiente en el cálculo de las tarifas, atado a la capacidad contratada en el momento de su fijación.
- Metodología de costo medio de mediano plazo que implica tarifas bajas cuando la infraestructura está operando a plena capacidad y altas cuando hay capacidad excedentaria.
- Rezagos en la incorporación de las inversiones de ampliación de capacidad en las tarifas de transporte por retrasos en la actualización tarifaria por períodos que exceden sustantivamente los quinquenios previstos en la ley.
- Hundimiento de los costos de inversión cuando los transportadores realizan ampliaciones de capacidad durante el período tarifario extendido (más de cinco años) y dichas ampliaciones no estaban inicialmente consideradas en el plan quinquenal de inversión contemplado en las tarifas. El riesgo de no reconocimiento pleno de las inversiones de estas ampliaciones, requeridas por la demanda, debe ser asumido por el transportador.
- No aprobación por parte de la CREG de los ingresos solicitados por los interesados para la expansión por extensión de la red.

Son múltiples las señales regulatorias que originan aversión al riesgo por parte de los transportadores para la ejecución de obras asociadas con ampliaciones de la capacidad o de extensiones de la red.

La CREG ha propuesto y sometido a consideración de los agentes sectoriales un esquema de expansión según el cual, para la ejecución de los proyectos identificados por la UPME en su Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el transportador tendría la primera opción de ejecutarlos a costos determinados por la CREG. Si el transportador no está dispuesto a realizar la inversión al costo indicado, el proyecto se realizaría a través de una convocatoria, en la cual el transportador antedicho no podrá participar. La convocatoria se adjudicaría con independencia de si el proyecto se despejó a un costo mayor al inicialmente determinado por la CREG. Este esquema no resuelve, sino que profundiza los problemas identificados.

En adición a lo anterior, la regulación de la CREG es ambigua al definir o interpretar cuándo un gasoducto debe considerarse como ducto de transporte, cuándo de distribución y cuándo de conexión, lo que puede conducir a la desnaturalización de lo que hasta hoy se ha denominado Sistema Nacional de Transporte.

4.2. PROPUESTA – EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

Del planeamiento de la expansión

El “Plan de Abastecimiento de Gas Natural” que elabora la UPME y que incluye la identificación de las ampliaciones y extensiones que requiere el Sistema Nacional de Transporte, desde el punto de vista metodológico, se ajusta a las mejores prácticas internacionales en su elaboración. Sin embargo, como se mencionó en el numeral 1 de este documento, debe cambiar su enfoque en lo referente a la variable que debe constituir el *driver* de la toma de decisiones, enfocándose en los requerimientos de demanda y no en la disponibilidad de oferta. Es decir, debe identificar todas aquellas inversiones que es necesario desarrollar para garantizar la cobertura de la demanda en un horizonte no inferior a diez (10) años.

Así también, aunque se realizan análisis aislados de proyectos que podrían mejorar la confiabilidad del suministro, al no existir criterios a cumplir en esta materia y no existir indicadores meta, las variables de continuidad y confiabilidad no están incorporadas de manera sistemática y explícita en los ejercicios de planeación.

En resumen, se encuentra necesario lo siguiente:

- El objetivo del ejercicio de planeación debe ser que el país tenga un abasto pleno de gas natural que sea seguro, confiable y eficiente.
- La proyección del crecimiento de la demanda ha de ser el elemento que dirige la planeación de la infraestructura. La proyección de crecimiento de la oferta nacional será complementada con importaciones vía ducto o por GNL.
- La planeación ha de tener un horizonte de diez (10) años.
- Los nuevos proyectos de infraestructura que se identifiquen deberán ser clasificados como Estratégicos o Indicativos.
- Los Proyectos Estratégicos serán aquellos que el Gobierno considere necesarios para asegurar los objetivos del país en la materia, incluyendo obras de interés para el desarrollo social (objetivos de política que pueden incluir problemas de cambio climático, acceso universal al gas, etc.).
- Los Proyectos Indicativos serán los que la sociedad (agentes sectoriales y terceros interesados), haya identificado y que se considere que los agentes sectoriales pueden desarrollar de manera rentable. La identificación de los proyectos Indicativos podrá hacerse a través de consultas públicas en las que participen consumidores actuales y futuros, así como los agentes de la industria y los desarrolladores.

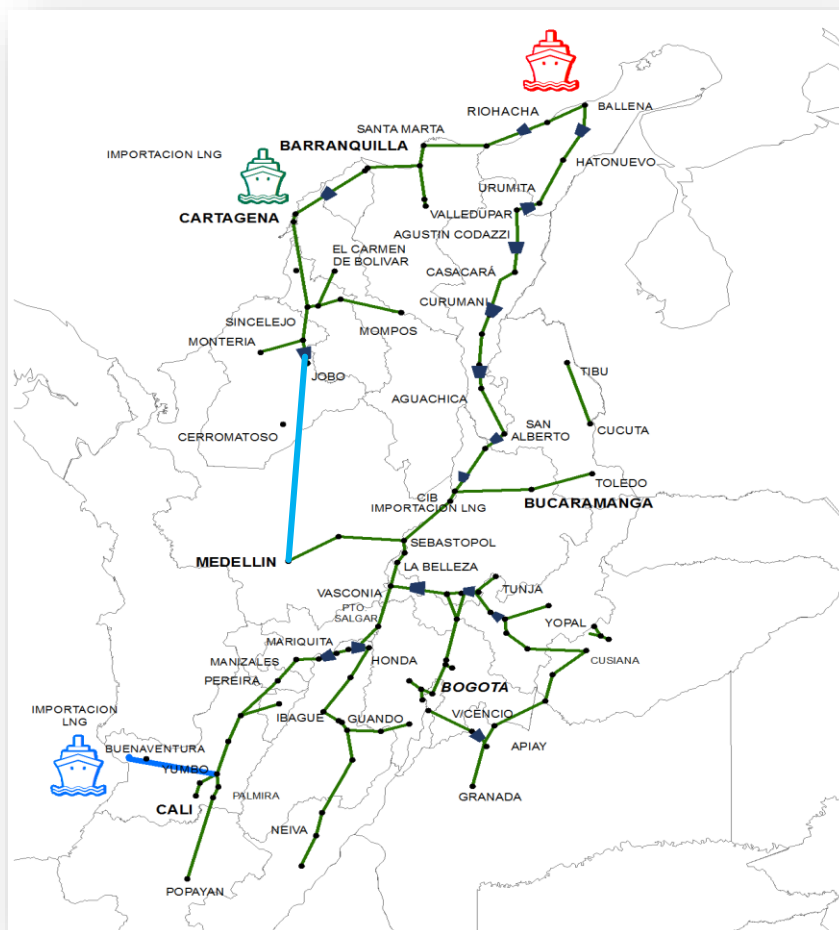
- Mientras los Proyectos identificados como Estratégicos se desarrollarían a través de convocatorias públicas con el objeto de seleccionar al ejecutor de las mismas, los Proyectos identificados como Indicativos serán desarrollados por los agentes sectoriales existentes.
- El documento que contiene la planeación debe ser publicado anualmente por el Gobierno.

Como se verá, en las propuestas y recomendaciones desarrolladas en el numeral 5 de este documento (“*Coordinación de la Operación*”) un actor adicional participaría en el proceso de planeamiento sectorial y es el aquí se denominará “*Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento*”.

Con relación a los criterios de confiabilidad de suministro, estos se abordan en el numeral 6 del documento (“*Almacenamiento y Confiabilidad*”).

De las expansiones consideradas como prioritarias

Ya identificadas por la UPME, dos extensiones de red consideradas como estratégicas se deben desarrollar a la mayor brevedad posible: el Gasoducto Costa Pacífica – SNT y el Gasoducto Jobo – Medellín. Ambas extensiones deberían salir a convocatoria pública antes de finalizar el primer trimestre de 2020. Mientras la primera viabilizaría el proyecto de la planta de regasificación de la Costa Pacífica, el segundo permitiría darle salida y entrada al Sistema de las reservas de gas de los departamentos de Córdoba y Sucre, con la externalidad positiva de aumentar la confiabilidad de suministro.



De ser adoptadas las propuestas planteadas en este documento, la UPME, en los planes de expansión que llegue a elaborar, deberá indicar qué contraflujos se requieren en la red de transporte, cuáles de ellos requerirían inversiones para materializar físicamente dichos contraflujos y cuáles de ellos serían contraflujos virtuales.

De las inversiones en gasoductos y su remuneración

El transporte de gas natural por redes de tubería es considerado un monopolio natural por las barreras derivadas de las economías de escala presentes en la actividad. De presentarse competencia en transporte por tubería, ninguno de los agentes, o solo uno de ellos, recuperaría los costos fijos de inversión en la infraestructura. Además, se trata de costos hundidos que no tienen un uso alternativo.

Los costos de construcción de la infraestructura son función de la longitud del gasoducto, del diámetro de la tubería y de la presión de operación. También es relevante el nivel de costos asociado con cada tipo de terreno. El diámetro de la tubería es un parámetro determinante en las economías de escala. La capacidad se incrementa a medida que se incrementa el diámetro. En transporte de gas, las economías obtenidas con cada pulgada adicional de diámetro de tubería son más que proporcionales. En dos tubos con las mismas características de longitud y terreno, si uno de ellos duplica en diámetro a otro, la capacidad adicional es mayor al doble. Se trata entonces de una relación no lineal.

Las economías de escala son inherentes a la infraestructura de transporte (por esa razón es una actividad monopólica). Este agente, que ya cuenta con la infraestructura, tiene economías de escala por varios factores asociados con la inversión, pero también por operar en la zona (economías de alcance) y, en general, por las sinergias asociadas a la operación y mantenimiento del sistema. La expansión genera ahorros en la medida en que se realiza sobre la infraestructura del transportador o paralela a la misma. Estas economías implican que es el transportador incumbente quien puede realizar la expansión consistente en aumentos de capacidad al menor costo posible. Este tipo de expansiones de ser realizadas por un tercero resultan en un mayor costo por sacrificio de economías y carencia de sinergias en la zona de influencia del transportador.

El transporte de gas enfrenta tanto costos fijos como variables. No obstante, la actividad es intensiva en capital y, por lo tanto, los costos fijos de inversión representan la mayor proporción de costos en tanto que los variables son menores y se asocian principalmente a los costos de compresión. En consecuencia, los costos fijos de inversión son los que determinan la mayor proporción del costo unitario de transporte.

Teniendo en cuenta lo anterior, la solución típica implica que el Gobierno legisle para asegurar el monopolio en los trayectos donde ya existe un incumbente.

En reto del regulador en este tipo de expansiones, no sometidas a convocatorias públicas, es:

- Evaluar los costos apropiados (principalmente relacionados con la definición de la base de activos regulada).
- Asignar riesgo y recompensa (que se relaciona principalmente con la definición de costo de capital y depreciación).

Si bien los reguladores deben proteger a los consumidores del comportamiento de la tubería monopólica, también deben proteger al transportador contra los intereses de corto plazo. Dado que los costos están hundidos, el inversor se enfrenta a una posible sub remuneración de la red que ya está en funcionamiento; el Gobierno (regulador) tiene un incentivo para bajar los precios porque los inversores ahora no tienen poder de ejercer arrepentimiento. Este es un problema para el regulador porque desincentiva la inversión (el problema “compromiso / riesgo regulatorio”). La medida típica para mitigar estos incentivos perversos es la regulación

independiente, la protección a través de los tribunales y para los inversores extranjeros, los tratados de inversión (por ejemplo, el *Energy Charter Treaty*). Los economistas ven la regulación independiente como un medio para que el Gobierno se comprometa renunciando a parte de su poder.

No obstante, el perfil de los reguladores independientes definirá su propensión a ser capturados por el Gobierno, por los Agentes, o por los Usuarios del servicio, situación ante la cual no existen soluciones simples.

i) Precios demasiado bajos

El regulador establece el retorno de la inversión, pero si es demasiado bajo, la compañía elegirá no invertir. Este problema se presenta en al menos dos “versiones”:

- Versión simple: precio por debajo del costo (generalmente se produce cuando la regulación está muy politizada).
- Versión más compleja: el precio cubre el costo si todo va bien, pero existe un riesgo asimétrico. Un ejemplo de esto es una situación en la que la tarifa se establece de modo que la tubería recupere sus costos solo si se utiliza por completo. Si la demanda está por debajo del pronóstico, se recuperará parcialmente, pero la situación de recuperación excesiva no es posible. Esta asimetría significa que el rendimiento esperado está por debajo del costo. Las soluciones típicas son las mismas que para la retención.

ii) Precios demasiado altos

El regulador ajusta el retorno de la inversión, pero si es demasiado alto, las empresas tratarán de invertir en exceso (efecto Averch-Johnson), aún en presencia de planes de expansión adoptados centralizadamente. Una solución alternativa es “simplemente relajarse”: a veces se argumenta que los reguladores no deberían preocuparse demasiado por la sobreinversión (el efecto Averch-Johnson, si bien es teórica y racionalmente sustentable, su materialización no tiene evidencia empírica). Una pequeña cantidad de exceso de capacidad es relativamente barata, mientras que una pequeña falta de capacidad puede conducir a grandes aumentos de precios y eventualmente a racionamientos.

Una solución relativamente simple es que el regulador establezca una guía sobre la forma en que los transportadores deben licitar la construcción de las obras de infraestructura que deben ejecutar en su calidad de incumbentes (Proyectos Indicativos según la UPME). En la guía se definirían pautas que garanticen que la contratación de obras por parte de los incumbentes se realice en condiciones competitivas y demás reglas que el regulador considere pertinentes. En este caso, todo proyecto desarrollado por el transportador incumbente deberá ser reconocido por el regulador al costo efectivo y demostrable de ejecución.

Definida la base de activos regulada y el costo de capital a reconocer, el siguiente dilema está relacionado con el reconocimiento de la base de activos una vez termina el período de recuperación de la inversión. El regulador, en ocasiones, y algunos usuarios del servicio plantean que, concluido el período de recuperación del CAPEX, al transportador solo se le debería reconocer el OPEX asociado con tal activo. Esta discusión no solo se presenta de manera recurrente en Colombia, sino que es tema de debate en otras latitudes.

Frente a la vida útil efectiva de unos activos que superan ampliamente los períodos de recuperación de la inversión fijados por el regulador, se plantea que la inversión ya ha sido recuperada y por ende no requiere reconocimientos de remuneración adicional, una vez concluye el período de recuperación de la inversión. Sobre esta materia debe entenderse que los reguladores fijan períodos de recuperación de la inversión inferiores a la vida útil efectiva de los activos, principalmente por las siguientes razones:

- Los proyectos por ejecutar deben ser “apalancables”, es decir, el transportador normalmente financia la construcción de proyectos con una relación deuda/equity determinada. Es decir, debe acudir en una proporción a líneas de endeudamiento para viabilizar el proyecto. Como es conocido, ningún banco o línea de crédito estaría dispuesto a financiar un proyecto con amortizaciones de la deuda a cincuenta (50) o más años.
- De fijarse el período de recuperación de la inversión igual a la vida útil efectiva esperada del activo, la inversión del transportador tendría otros usos alternativos más rentables en el mercado de capitales, u otros destinos de inversión más atractivos.
- En activos cuya vida útil esperada es significativamente larga, el riesgo de obsolescencia del activo durante este horizonte es muy alto. Es decir, de igualarse el período de recuperación de la inversión a la vida útil esperada del activo es posible la obsolescencia anticipada, o es posible que el mismo deje de ser usado por los usuarios. En estas condiciones, nunca se recuperaría la inversión inicial.

Es por estas razones, entre otras, que los reguladores anticipan el período de recuperación de la inversión. Así mismo, no puede el regulador confundir dos conceptos completamente diferenciables: la amortización de un activo con la depreciación del mismo. En contaduría los dos conceptos son asimilables; en economía, no.

“For a long time, there has been a considerable disagreement among economists and accountants on how costs should be treated. The reason for the difference of opinion is that the two groups want to use the cost data for dissimilar purposes. Accountants always have been concerned with firms’ financial statements. Accountants tend to take a retrospective look at firms finances because they keep trace of assets and liabilities and evaluate past performance. The accounting costs are useful for managing taxation needs as well as to calculate profit or loss of the firm. On the other hand, economists take forward-looking view of the firm. They are concerned with what cost is expected to be in the future and how the firm might be able to rearrange its resources to lower its costs and improve its profitability. They must therefore be concerned with opportunity cost. Since the only cost that matters for business decisions are the future costs, it is the economic costs that are used for decision-making. Accountants and economists both include explicit costs in their calculations. For accountants, explicit costs are important because they involve direct payments made by a firm. These explicit costs are also important for economists as well because the cost of wages and materials represent money that could be useful elsewhere. We have already seen, while discussing actual costs and opportunity costs, how economic cost can differ from accounting cost [...] Accountants and economists use the term ‘profits’ differently. Accounting profits are the firm’s total revenue less its explicit costs. But economists define profits differently. Economic profits are total revenue less all costs (explicit and implicit costs). The economist takes into account the implicit costs (including a normal profit) in addition to explicit costs in order to retain resources in a given line of production. Therefore, when an economist says that a firm is just covering its costs, it is meant that all explicit and implicit costs are being met, and that, the entrepreneur is receiving a return just large enough to retain his/her talents in the present line of production. If a firm’s total receipts exceed all its economic costs, the residual accruing to the entrepreneur is called an economic profit, or pure profit... The economist found that the accountant had underestimated the costs...” (“Accounting Costs and Economic Costs” - <http://www.jbdon.com/cost-concepts-and-analysis-i.html>).

No puede entonces pretenderse que la confusión conceptual lleve a las empresas de transporte a enfrentar perfiles de ingresos decrecientes, situación insostenible para los accionistas, o lleve a los transportadores a realizar reposiciones innecesarias de los activos para mantener su perfil de ingresos.

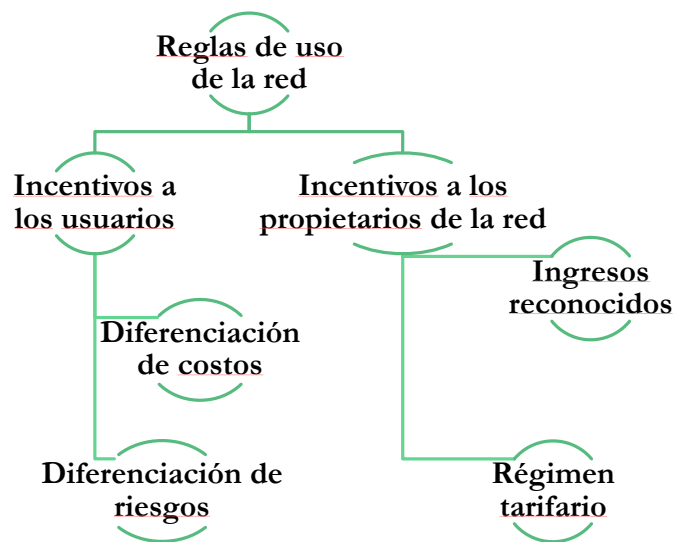
El hecho de que se anticipe el período de recuperación de la inversión no implica que, concluido dicho período, el regulador no deba reconocerle a perpetuidad (hasta que el activo salga del servicio) una rentabilidad garantizada sobre la inversión inicial.

Se propone en consecuencia que, una vez transcurrido el período de recuperación de la inversión anticipado por el regulador, en los subsiguientes períodos tarifarios se reconozca explícitamente un ROA sobre el activo valorado a costo de reposición, descontando de este último los deméritos a que haya lugar. Es decir, no se remuneraría nuevamente el CAPEX, sino la rentabilidad sobre dicho CAPEX que esperaría cualquier inversionista durante toda la vida útil efectiva del activo.

De la metodología de remuneración y las tarifas de transporte

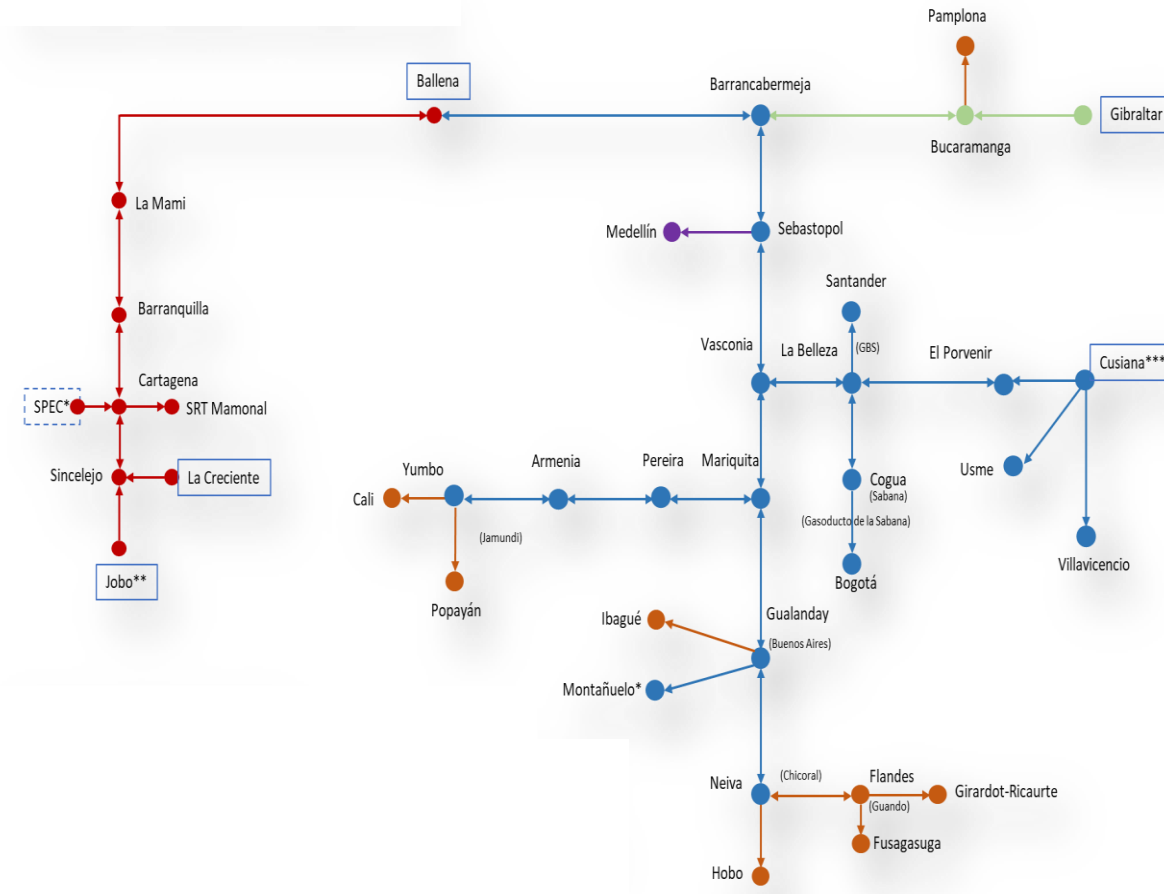
Como se propuso previamente, el régimen tarifario de transporte pasaría de *contract carriage* a *common carriage*, condición que es consistente con la adopción de cargos entrada-salida y con un esquema de remuneración de “ingresos regulados”.

En un sistema de transporte así basado, el regulador es una contraparte de ambos lados del negocio: usuario y propietario de la infraestructura (incluyendo como usuarios a productores y consumidores o intermediarios de los consumidores), como se esquematiza a continuación:



Los propietarios de la red deben ser compensados por su negocio de tal manera que tengan incentivos para invertir de manera eficiente en los Proyectos Indicativos que resulten del Plan de Abastecimiento de Gas Natural elaborado por la UPME. Es decir, no tendrían incentivos para sub invertir estratégicamente (menor capacidad, mayor precio), ni se les desaconsejaría invertir por temor a un comportamiento oportunista (después de la inversión no monetiza el capital hundido).

Además, como se describe en la ilustración, se debe definir la distribución de los costos de la red entre los usuarios: productores por sus requerimientos de inyección (entrada) y consumidores o intermediarios de los consumidores por sus requerimientos de extracción (salida).



Se propone aplicar la metodología entrada-salida con una distribución de los costos de transporte 50%/50% entre puntos de inyección y puntos de extracción, siendo la tarifa calculada con base en capacidades, es decir, kpcd.

En la modelación de los cargos de transporte se asumirían como factibles todas las trayectorias posibles entre puntos de inyección y puntos de extracción, aunque en la realidad algunas de las trayectorias se materializarán físicamente, en tanto que otras implicarán flujos virtuales (comerciales). Lo anterior enfrenta la dificultad de la balancear los flujos efectivos entre oferta y demanda. Tal situación se puede subsanar asumiendo que las cantidades en cada punto de inyección se distribuyen proporcionalmente entre todos los puntos de extracción.

Se obtendría una matriz de cargos en USD/kpcd con las siguientes características:

Salidas/Entradas	Ballena	Crecente	Gibraltar	Cusiana	...
Barrancabermeja					
Sebastipol					
Vasconia					
...					
La Mami					
Barranquilla					
...					

La implantación de la propuesta, que debería materializarse a más tardar en diciembre de 2022, requiere de la creación de un Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento, cuyas funciones se describen en el siguiente numeral.

Para todos los efectos, la CREG debería establecer Cargos por Uso de la Red de Transporte transitorios, mientras se adopta la nueva metodología de remuneración de este servicio. Debe señalarse que, si bien es necesario cumplir con los quinquenios tarifarios establecidos en la legislación, la metodología general que establezca la CREG para remunerar este servicio debe ser flexible y prever la incorporación de la remuneración de nuevos activos de transporte, en la medida en que dichos activos entren en operación comercial.

Finalmente, el abandono del Régimen “*Contract Carriage*”, implicará que el Ingreso Regulado y las Tarifas que se fijen, deben garantizar la remuneración del CAPEX y su Rentabilidad y el OPEX de todos los Transportadores. La entidad encargada de distribuir los ingresos entre los agentes transportadores sería el Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento.

5. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN E INFORMACIÓN

Se describen, a continuación, los conceptos fundamentales asociados con el modelo de entrada-salida que se estaría proponiendo, tales como asignación de capacidad, mecanismos de equilibrio, precios de oferta de suministro y servicios complementarios, entre otros. En particular, el diseño de los mercados de gas natural se basa en las siguientes definiciones:

De la asignación de capacidad

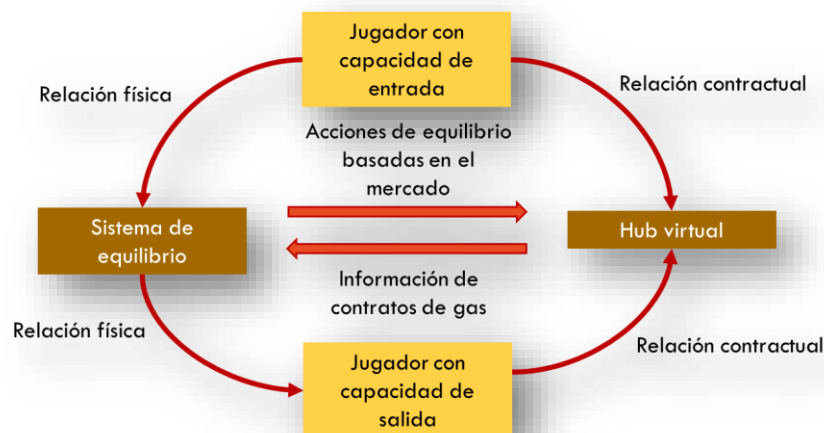
Con relación a la Asignación de Capacidad de Transporte, si bien es posible realizar esta asignación con base en subastas, se recomienda que dicha Asignación se realice por directivas, a través de reglas y a prorrata. La diferencia entre ambas opciones es la siguiente:

	Basado en el Mercado	Basado en reglas
Preocupación por la congestión	Subastas de capacidad	(Dificultad para diseñar reglas sin preferencias sobre congestión)
Exceso de capacidad esperada	(Los mercados no funcionan bien sin escasez)	Primero en llegar, primero en servirse Pro-rata

La principal diferencia entre ambos está en el foco del mecanismo. Si se espera que la capacidad sea excesivamente alta, el uso de subastas puede generar conflictos (ya que no hay escasez, el precio de la subasta sería cero). Por otro lado, si la capacidad se vuelve escasa, los mecanismos basados en reglas tienden a ser ineficientes.

De la contratación de servicios de equilibrio

Con relación a la Contratación de Servicios de Equilibrio (Balance), el problema básico se ilustra a continuación:



El sistema de equilibrio tiene como función básica establecer una relación física con los agentes del sistema (parte izquierda de la ilustración). Por otro lado, estos agentes tienen relaciones contractuales con el centro virtual (parte derecha).

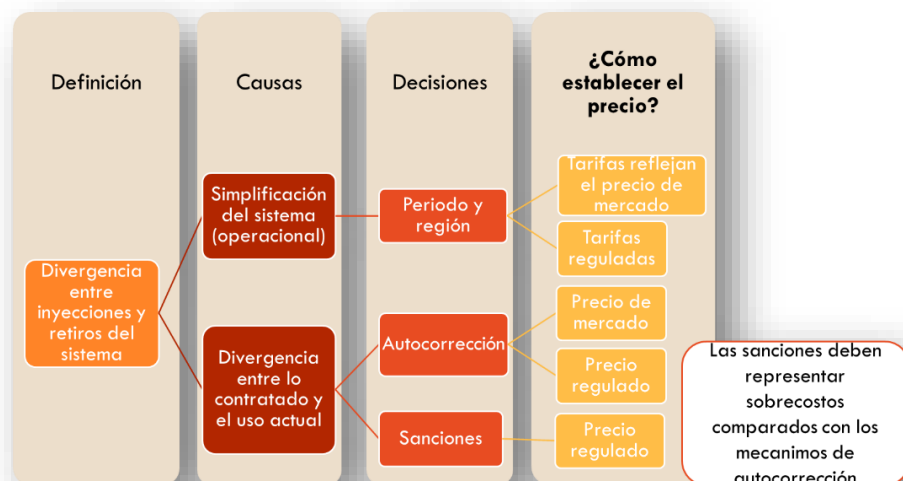
El nuevo agente institucional, que se ha denominado Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento, compañía que estaría conformada por los transportadores que realicen operaciones en el Sistema Nacional de Transporte, tendría como función, precisamente, hacer esta conexión entre el sistema de equilibrio y un centro virtual de transacciones por definir. En breves palabras, el Gestor equilibra el sistema de la siguiente manera: (1) El transportador le informa al Gestor sobre cualquier desequilibrio o necesidad de realizar cualquier operación de equilibrio; (2) El Gestor actúa en el centro virtual buscando reflejar los flujos reales del sistema; (3) Al final del día de balance, el Gestor cobra (o paga) los cargos de balance a los agentes que causan el desequilibrio (costo compartido entre agentes).

Las opciones de diseño se pueden resumir como mecanismos para establecer la relación entre el sistema de equilibrio y el centro virtual. Estas opciones se resumen en la ilustración siguiente:

	Basadas en el mercado	Basadas en reglas
Decisiones simultáneas	Equilibrio de mercado (subastas)	Preocupaciones del Operador <ul style="list-style-type: none"> Nivel mínimo de capacidad de regasificación Nivel mínimo de la capacidad de almacenamiento
Decisiones secuenciales	Comercio continuo	

Un sistema de equilibrio de mercado puede mejorar la eficiencia dado que todas las ofertas se reciben antes de la compensación; sin embargo, el comercio por separado del gas utilizado dentro del proceso de equilibrio puede limitar la cantidad de gas en el mercado, generando menor liquidez en el sistema. Respecto a las opciones de diseño basadas en reglas, una de las virtudes asociadas es que pueden mitigar potenciales problemas asociados a las subastas cuando no se tiene escasez en el mercado, así como pueden facilitar la coordinación de las decisiones de operación del sistema.

En cualquier caso, estos servicios deberán tener un precio de acuerdo con las decisiones de diseño. Esquemáticamente, las opciones serían las siguientes:



Dependiendo del tipo de desequilibrio, se requerirá un mecanismo regulado o un mecanismo de ajuste mediante el uso del mercado. El mecanismo regulado sería esencialmente un cargo para los usuarios del sistema; sin embargo, los mecanismos de autocorrección pueden basarse en mecanismos de mercado. A mayor liquidez de la zona de equilibrio, mejor será el funcionamiento de los mecanismos del mercado; por lo tanto, será mayor la capacidad de autorregulación de los agentes. En cualquier caso, es posible establecer un mecanismo regulado como una transición hacia un mecanismo de mercado.

Para establecer el precio del mecanismo de ajuste, es necesario tener en cuenta las dos opciones analizadas hasta el momento: resultados del mercado o precios regulados. Para el primero de los escenarios, los precios de mercado envían señales a los usuarios de la red sobre los costos de desequilibrio; respecto a los precios regulados, es importante tener en cuenta que estos no necesariamente reflejan mercados eficientes. En cualquiera de los dos casos, es importante tener en cuenta que el precio de los desbalances debe reflejar los costos de los mismos, dado que precios muy altos pueden disuadir la entrada de los agentes.

De los precios de la oferta de suministro

En lo referente al Centro Virtual de Transacciones, o *HUB* Virtual, una vez definido debe brindársele la opción a los productores-comercializadores si ofrecen el suministro en el punto de inyección al Sistema Nacional de Transporte o en el *HUB* Virtual, en el que podrán conseguir mejores condiciones. La diferencia entre un *HUB* Virtual y uno físico es la siguiente:

Físico: Son lugares físicos en los que varios gasoductos están interconectados, lo que permite trasvasar el gas de un gasoducto a otro. Los *hubs* físicos pueden tener interconectadas instalaciones separadas de almacenamiento y tratamiento de gas. El operador meramente trasiega el gas del cliente. Los *hubs* físicos suelen estar emplazados en zonas de suministro, donde se reciben importantes volúmenes de gas y se encauzan hacia los mercados, con poca o ninguna actividad bidireccional. Un ejemplo de *hub* físico es el existente en Bélgica, el Zeebrugge *Hub*.

Virtual: Los *hub* virtuales representan una zona de balance y pueden funcionar casi independientemente de las instalaciones físicas, aunque en determinados momentos es posible que usen dichas infraestructuras para incrementar sus operaciones y servicios. Estos *hubs* virtuales facilitan la formalización de acuerdos de transporte desde las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. Estos *hubs* también proporcionan una localización, o “mercado”, donde los transportistas de gas y traders pueden comprar y vender capacidad de transporte y el propio gas. Un ejemplo de *hub* virtual es el existente en Reino Unido, en el National Balancing Point (NBP). (<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/5-1-los-hubs-de-gas-en-europa/>).

Los *hub* facilitan atender las necesidades operativas de los agentes, fomentan la competencia, promueven el arbitraje entre mercados, permiten valorar la flexibilidad y contribuyen a la creación de un mercado de gas a plazo.

De los servicios complementarios

La CREG deberá desarrollar el marco de reglas en el cual los Transportadores o el Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento, pueden prestar Servicios Complementarios tales como: Transporte/Wheeling, Parqueo, Préstamos, Almacenamiento, Balance, Pooling/Agregación de Volúmenes, Transferencia de Titularidad, Transferencia Hub-to-Hub, de establecerse la necesidad de más de un HUB.

La CREG deberá definir cuáles de estos Servicios estarán sujetos a regulación tarifaria y cuáles serían desregulados.

De las funciones del Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento

Entre las funciones del Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento del Gas Natural, adicionales a las descritas previamente, se deberían asignar, entre otras, las siguientes:

- Elaborar y proponer ante la UPME los Proyectos Indicativos que deberían ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas;
- Realizar las convocatorias públicas, actualmente en cabeza de la UPME, con el fin de que se ejecuten los Proyectos Estratégicos que esa entidad defina en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural;
- Presentar ante la CREG los Pliegos Tarifarios para establecer las Tarifas Entry-Exit en nombre de todos los transportadores;
- Recibir y distribuir, mensualmente, los pagos de productores-comercializadores, importadores y demás remitentes por concepto de transporte y almacenamiento de gas natural;
- Gestionar diariamente las inyecciones y extracciones del sistema integrado para que este funcione de la manera más segura, confiable y eficiente posible;
- Realizar la actividad comercial diaria, recibiendo las nominaciones y dando la confirmación de los volúmenes a ser transportados por las diferentes troncales que hacen parte del Sistema Nacional de Transporte;
- Publicar un boletín electrónico diario en el cual se transparenten todas las transacciones comerciales del día en el Mercado Primario y Secundario, las Inyecciones y Extracciones, la Utilización de la Capacidad, los Incidentes por Mantenimientos Programados y No Programados, así como cualquier oferta o demanda por capacidad en la infraestructura; y
- Publicar mensual y anualmente Informes de Operación y de Mercado.

La CREG deberá aprobar los Ingresos Reconocidos al Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento que serán sufragados por los Transportadores y deben ser incluidos en las Tarifas Entry-Exit que se definan. Estos Ingresos deberán considerar el CAPEX y OPEX eficiente, así como el retorno sobre el capital invertido.

Se recomienda que el Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento entre a operar, en la medida de lo posible, antes del mes de diciembre de 2022. La entidad deberá ser creada a través de ley, estableciendo su gobernanza y demás condiciones societarias.

6. ALMACENAMIENTO Y CONFIABILIDAD

6.1. DIAGNÓSTICO

El Sistema Nacional de Transporte no cuenta con infraestructura redundante, o complementaria, que le permita garantizar la continuidad del servicio frente a eventos de mantenimientos preventivos o correctivos, programados y no programados de las facilidades de producción y/o transporte. Loops, Anillamiento de Redes, o Facilidades de Almacenamiento, no han sido objeto de decisiones concretas de política, planeamiento o regulación que hayan permitido la prestación del servicio en mejores condiciones de confiabilidad.

Con relación a este tema, la CREG expidió la Resolución 075 de 2008, introduciendo incentivos para que las empresas distribuidoras-comercializadoras adelantaran proyectos que garantizaran la confiabilidad en el suministro de gas, pero la respuesta fue escasa y solo una empresa presentó un proyecto de almacenamiento (*peak shaving*) para garantizar la prestación del servicio en la capital colombiana, propuesta sin resolver.

Posteriormente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2730 de 2010, mediante el cual estableció otro tipo de obligaciones de confiabilidad. Este fue reemplazado por el Decreto 2100 de 2011 (*“por el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”*), cuyo artículo 18 invita a todos los agentes a incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. En el Artículo 19 del mismo Decreto, se estableció lo siguiente:

“Almacenamiento subterráneo en campos de hidrocarburos. En un plazo no superior a un (1) año, el MME y la ANH evaluarán conjuntamente la viabilidad de la utilización de campos de hidrocarburos con fines de almacenamiento de gas natural como alternativa para asegurar la confiabilidad del servicio público”.

La UPME en línea con las disposiciones transcritas y en el contexto de sus Planes Indicativos de Gas Natural y Planes de Abastecimiento de Gas Natural, ha evaluado escenarios de infraestructura para aumentar la confiabilidad del servicio mediante la construcción de gasoductos redundantes o enmallados, concluyendo que:

“Es importante apreciar la reducción de la demanda no atendida por la construcción de infraestructura redundante y el cierre de anillos. Es evidente que esquemas redundantes pueden satisfacer la demanda en situaciones de contingencias por la seguridad y flexibilidad que proporcionan al sistema, en tanto que una red radial no está en posibilidad de atender dicha demanda”.

Así mismo, esta entidad ha evaluado con carácter indicativo proyectos de almacenamiento específicos, como la instalación de una facilidad de almacenamiento (*peak shaving*) para atender el mercado de Bogotá.

Concluye la UPME, en relación con las tres (3) opciones analizadas en el “Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural - Versión marzo de 2015”, que:

“Los primeros análisis financieros desarrollados en esta versión del Plan indican como no viable el desarrollo de una red de transporte redundante con algunos tramos que pretenden darle un carácter enmallado al sistema. En la siguiente versión se considerarán nuevas alternativas y criterios para incrementar el grado de confiabilidad en el servicio. Asimismo, la posibilidad de una planta de almacenamiento de gas natural para la ciudad de Bogotá probó ser en este primer análisis financieramente viable”.

Recomienda la UPME que se debe:

“Incluir nuevos criterios para cuantificar el nivel de riesgo y las potenciales indisponibilidades del sistema nacional de transporte de gas natural; también incluir en los análisis la capacidad de almacenamiento propia del sistema. Lo anterior permitiría cuantificar de manera más veraz el grado de confiabilidad del mismo y sus requerimientos asociados”.

A la fecha, ninguna inversión cuyo propósito sea aumentar la confiabilidad de suministro se ha materializado.

Coincidimos con la UPME en que la indefinición de criterios, indicadores o estándares de continuidad que deban ser exigidos en materia de confiabilidad del servicio no hace posible la toma de decisiones y la ejecución de proyectos relacionados con este tópico.

En la página web del CNO – Gas (<https://cnogas.org.co/asp/documentacion.asp?id=15&ids=4>) se encuentran los siguientes estudios que se han publicado sobre el tema:

Documento	Entidad	Fecha
Regulatory Development for Gas Storage, Line pack and Restrictions Management, Final Report CERI project 205, sep 202	Cap Gemini Ernst & Young	01/09/2010
Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización, Informe Final y Recomendaciones	Itansuca - Freyre & Asociado	01/09/2010
Arthur D Little. Informe III Recomendaciones de Confiabilidad	Arthur D Little	04/02/2010

Los estudios y las recomendaciones planteadas en ellos no han tenido desarrollos concretos.

Aunque las plantas de regasificación de Acceso Abierto que aquí se proponen, y más específicamente sus facilidades de almacenamiento, seguramente pueden coadyuvar a incrementar la confiabilidad del servicio, se trata de externalidades positivas asociadas a este tipo de infraestructura y no a una concepción holística del tema.

6.2. PROPUESTA

En línea con lo dispuesto en el Decreto MME-2100 de 2011, en el cual, como se mencionó, se dispuso que son necesarios mecanismos adicionales a los existentes hasta el momento con el fin de apoyar proyectos orientados a aumentar la confiabilidad del sistema, en esta sección se presenta nuestra visión sobre las posibles mejoras en el proceso de toma de decisiones de inversión en proyectos de confiabilidad en el Sistema Nacional de Transporte. Se identifica la necesidad de mecanismos adicionales a los actualmente existentes, que tengan como prioridad garantizar la confiabilidad del servicio.

La experiencia internacional revela las dificultades relacionadas con el uso de un único indicador que englobe la problemática de continuidad y confiabilidad de suministro. Esta sección se estructura de la siguiente manera: se presenta un análisis general del problema de la confiabilidad, donde se definen las dimensiones de suficiencia de la capacidad y seguridad de la operación; se identifican los principales desafíos que enfrenta el régimen regulatorio en esta materia; se analizan las limitaciones del manejo de un solo indicador; se plantea la relación entre la confiabilidad del sector de gas y el sector eléctrico; se definen los principios y criterios para la formulación de una metodología mejorada; se proponen los criterios para mejorar el proceso de planificación del sistema de transporte de gas colombiano; y, por último, se recoge un esquema estilizado que representa los elementos fundamentales de una propuesta de mecanismo para incentivar los proyectos de seguridad.

De la identificación del problema

En la discusión en Colombia, se pueden identificar diversas interpretaciones del significado de inversiones por confiabilidad. Las interpretaciones se dividen en tres dimensiones: la disponibilidad de cantidad suficiente de gas (molécula), la disponibilidad de capacidad de transporte suficiente para atender las demandas puntas y la existencia de infraestructura de seguridad para hacer frente a las incertidumbres técnicas.

Para garantizar el flujo de gas hasta el consumidor final, es necesario que las tres dimensiones se aborden al mismo tiempo; sin embargo, los mecanismos para hacer frente a cada una de ellas son diferentes. En este aparte, el desarrollo se centra en estudiar la última de las tres dimensiones, la seguridad. Si bien la primera dimensión, de asegurar la disponibilidad de gas, no se relaciona directamente con la red de transporte, las dos dimensiones restantes no son fáciles de separar porque muchas de las soluciones que se dan al problema de la suficiencia de la capacidad tienen una dimensión de seguridad en la red de transporte. Así mismo, se presenta un *trade-off* entre la expansión de la capacidad o las redes de transporte y el desarrollo de infraestructura de confiabilidad. Por lo tanto, para definir con precisión el problema se deben estudiar en detalle estas dos últimas dimensiones de la confiabilidad en el transporte.

Las medidas necesarias para tratar el problema de suficiencia están relacionadas con mecanismos regulatorios que ayudan en la coordinación de las decisiones de asignación intertemporal de las inversiones. Es decir, el problema económico general que tratan los mecanismos regulatorios de suficiencia es el de que los agentes no consiguen coordinar eficientemente sus decisiones en varios periodos. El caso paradigmático es el de la asignación de riesgos: como los agentes del sistema no consiguen optimizar perfectamente la relación entre sus decisiones presentes y futuras, sus decisiones en cuanto al nivel de riesgo adoptado no son eficientes. Las experiencias internacionales muestran que estos problemas están asociados a una estimación de escenarios de pico relativamente muy arriesgadas.

Por otro lado, los mecanismos que tratan el problema de seguridad están asociados con la existencia de un servicio con características de bien público, y que por tanto involucran más frecuentemente mecanismos de toma de decisiones centralizadas para asegurar una coordinación eficiente.

De la seguridad en la operación de la red

El elemento central del problema de seguridad son los flujos de gas por el sistema y no la capacidad de transporte. Es necesario considerar la red de transporte como un todo, teniendo en cuenta disponibilidad de los equipos y naturaleza de los flujos. Por tanto, el modelado de los flujos de gas a través del sistema se vuelve central para resolver el problema de seguridad.

Al mismo tiempo, la necesidad de considerar la red como un todo hace que la caracterización de objetivos resulte significativamente más compleja. En este caso ya no es suficiente definir un parámetro relativamente simple como “capacidad”, sino que es necesario confiar en indicadores. Los indicadores se pueden definir como una herramienta que proporciona una descripción de un fenómeno más complejo o que permite detectar un fenómeno que no es observable directamente.

El uso de indicadores es habitual en la planificación de la red de los sistemas europeos. Por ejemplo, el indicador N-1 forma parte de la gran mayoría de metodologías de planificación: mediante este indicador se calcula si es posible que el sistema funcione incluso con el fallo de una instalación significativa; existen diferentes versiones: si falla el mayor punto de entrada del sistema, si falla cualquier elemento del sistema, etc. Probablemente, el caso de estudio más interesante en esta línea es el de la UE, donde se han definido un gran número de indicadores en el contexto de la nueva metodología de análisis costo-beneficio para los proyectos de interés común.

Además de la definición de los indicadores, el diseño de los escenarios de flujos de gas a través de la red a considerar, así como el del modelo para calcular los flujos óptimos (y probablemente varios de los parámetros de la red de transporte), son centrales para la determinación del nivel de seguridad de dichos flujos. Una de las mayores dificultades que aparece en ese contexto es la combinación de varios conjuntos de informaciones: informaciones de los usuarios de la red, informaciones del transportador, informaciones del CNO – Gas, informaciones del Gestor Técnico propuesto, e informaciones sobre objetivos generales de funcionamiento de la industria de gas natural.

De los principales desafíos de la metodología de confiabilidad en Colombia

El sistema de transporte colombiano prevé la inclusión de incentivos adicionales, además de los asociados al régimen tarifario basado en la contratación de capacidad firme. Una regulación fuertemente incentivada, como la colombiana, dificultaría las inversiones en confiabilidad (que típicamente tendrían factores de uso reducidos). Sin embargo, al considerar un régimen diferenciado para esas inversiones, el problema de los incentivos no debería ser una barrera significativa.

Ahora bien, el hecho de que el régimen tarifario permita e incentive, al menos en teoría, inversiones por confiabilidad, no quiere decir que necesariamente se hagan. Las Resoluciones CREG 137 y 138 de 2013 incluyeron dentro de la estructura tarifaria un componente denominado “cargo por confiabilidad”, que será cero hasta que la CREG lo defina, pero que permitiría financiar este tipo de inversiones. Es decir, el régimen tarifario diferenciado no parece ser suficiente para incentivar la construcción de infraestructura de confiabilidad. En este sentido, es necesario implantar un proceso de toma de decisiones adecuado para facilitar las inversiones. Este es el objetivo de las metodologías de análisis de costo-beneficio.

Un primer problema a ser abordado tiene que ver con la dimensión institucional. La expansión de la red de transporte, en la actualidad, se realiza mediante contratos. El esquema colombiano vigente se sitúa así en la línea del sistema de USA. Esto significa que la hipótesis subyacente es que es mediante esos contratos que se determinaría el nivel de confiabilidad. Sin embargo, debido a las condiciones mínimas regulatorias impuestas en estos contratos, que prevén períodos máximos de suspensión programada del servicio de 120 horas, en adición a que el servicio se puede suspender de manera no programada si existe un evento de fuerza mayor o caso fortuito (situación de emergencia), no hay en realidad un criterio de confiabilidad implícito en dichos contratos. Por lo tanto, desde la expedición del Decreto 2100 de 2011 se considera la necesidad de establecer mecanismos complementarios.

El método probablemente más directo, que se observa en todas las experiencias europeas, es admitir proyectos de confiabilidad en la base de activos reconocida por el regulador al transportador, o al Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento, si ello resulta pertinente (en realidad, esto también es posible en el esquema americano, aunque en la práctica tiene poca relevancia). La cuestión a partir de esta óptica sería desarrollar una metodología que permita evaluar esos proyectos de manera objetiva y transparente. Desde ese punto de vista se debe definir cómo organizar la combinación de todas las informaciones relevantes.

De las limitaciones del manejo de un solo indicador (costo de racionamiento)

Los frecuentes racionamientos programados en Colombia tienen costos directos e indirectos que deben ser considerados de una manera más adecuada en la definición de los parámetros de análisis del PIAGN. El único parámetro de estudio para los posibles costos de interrupción que utiliza la UPME tiene como base el costo del GLP como producto sustituto. Sin embargo, tal índice resulta en una subestimación de los costos de los cortes de gas.

La dificultad de un cálculo más preciso empieza por saber cuáles son los agentes y usuarios afectados en caso de racionamiento programado. El abastecimiento parcial de la demanda en situaciones de cortes programados y no programados de facilidades del sistema tiene un orden de prioridad definido por el MME en el “Estatuto de Racionamiento”, que no guarda relación con el costo de las interrupciones para los afectados. En este contexto, no es claro si los agentes y usuarios afectados por los cortes del sistema tienen un costo cero al tener que adaptarse a la utilización de corto plazo del combustible sustituto (GLP u otros combustibles sustitutos). Además, los cortes que impactan a la industria pueden generar disminución de la producción de corto plazo y, sobre todo, desincentivar inversiones que consuman gas al disminuir la expectativa de acceso a este energético de manera confiable en el largo plazo. Esto representa una limitación seria en el desarrollo del sistema de gas.

Por lo tanto, la estimación precisa de racionamiento, para todas las situaciones posibles, no es viable. La práctica internacional estándar, en este caso, es añadir criterios adicionales que permitan aliviar los efectos de las simplificaciones en la estimación. En general, en los países de la UE, las dos dimensiones fundamentales que requieren de indicadores específicos son la seguridad del sistema (típicamente el criterio N-1/criterio probabilístico) y la flexibilidad del sistema.

De la relación con el sistema eléctrico

Es innegable el problema de confiabilidad en la intersección entre el sistema de gas y el eléctrico. En concreto, existe la posibilidad de que la confiabilidad en el sistema eléctrico requiera medidas de confiabilidad en el sistema de gas.

Se puede ilustrar la situación mediante un ejemplo. Supongamos que el criterio de seguridad N-1 para un sistema eléctrico implica que existen nodos de generación eléctrica que deben funcionar siempre (por ejemplo, si no genera existiría una caída de tensiones que produciría un apagón). Supongamos que en ese nodo solo existe generación basada en centrales que queman gas. En ese caso, cumplir el criterio N-1 del sistema eléctrico significa trasladar un criterio N-1 a la entrega de gas en ese punto. Es decir, si falla la entrega de gas en ese punto, se produce un apagón en el sistema eléctrico. La coordinación entre las dos redes de transporte se vuelve fundamental para evitarlo.

La adaptación del sistema de transporte de gas natural a la interacción entre gas y electricidad es compleja, como muestra la experiencia internacional. En Colombia no es diferente, lo que motiva que el problema de confiabilidad de gas tiene también una dimensión de confiabilidad eléctrica. Esto justifica la necesidad de coordinación entre

el sistema de transmisión de electricidad y de gas, dado que la localización de las plantas de generación termoeléctricas depende de las capacidades disponibles y de la seguridad de los flujos a través de los dos sistemas.

Por ejemplo, si las centrales térmicas se sitúan más próximas de un centro de consumo (a manera de ejemplo, Bogotá), ello implica: (a) una mayor necesidad de capacidad de transporte de gas (principalmente para la punta de demanda); (b) mayor importancia del sistema de confiabilidad del transporte de gas (pues gran parte de la confiabilidad eléctrica se basa en la confiabilidad del transporte de gas); y (c) mayores costos relacionados con el racionamiento de gas (costos directos e indirectos). Si, por el contrario, las plantas de generación a partir de gas se sitúan cerca de los puntos de producción, entonces: (a) existen mayores necesidades de inversiones en capacidad de transmisión eléctrica; y (b) existen mayores inversiones asociadas a la seguridad de la red de transporte de electricidad.

El papel de los agentes de la industria de electricidad para la revelación de información de costos y beneficios en esta coordinación es relevante. Una primera opción es implantar esta coordinación de manera unidireccional a través de contratos, como es el caso de New England. En este contexto, es responsabilidad y riesgo del sistema eléctrico decidir cuánta capacidad de almacenamiento requeriría (u otro tipo de facilidades) y en qué puntos del Sistema Nacional de Transporte debe ser construida. El sistema de gas sería el encargado de revelar el costo respectivo y garantizar la capacidad contratada (a excepción de causas de fuerza mayor establecidas en el contrato; un sistema de transporte anillado o enmallado permite mayor confiabilidad en el sistema, y por tanto son menos relevantes las causas de fuerza mayor).

Una segunda opción para la coordinación de los sistemas de gas y electricidad es a través de la coordinación de las regulaciones, como sucede en Europa, donde la confiabilidad de las termoeléctricas (la composición y la flexibilidad del sistema) es considerada en los planes de expansión de la capacidad de transporte de gas. En la práctica, en ausencia de señales de localización de las termoeléctricas en el sistema de transporte, lo que se observa es una adecuación del sistema de gas natural para garantizar el suministro (capacidad y seguridad) de estos generadores.

De los principios y criterios para la formulación de una metodología mejorada

Separar los criterios de suficiencia y seguridad es difícil porque la gran mayoría de las inversiones tienen un papel desde ambas perspectivas. Sin embargo, se puede concluir que, en ausencia de grandes variaciones en las condiciones de oferta y demanda de un sistema, una gran sobrecapacidad cumple un papel fundamentalmente de redundancia en las instalaciones. Nótese que sobrecapacidad hace referencia a la capacidad del sistema, no a la de una sola infraestructura sobredimensionada. En ese sentido, para definir redundancia es importante que los elementos adicionales no estén expuestos a las mismas condiciones de riesgo. Por ejemplo, dos gasoductos redundantes no podrían estar en el mismo derecho de vía porque las condiciones de riesgo son similares: si existe un evento geológico, afectaría a los dos gasoductos.

Un ejemplo interesante es la inversión asociada con varios de los PCI (*Projects of Common Interest*) que se establecen en el *Energy Infrastructure Package* de la Unión Europea. Como subrayan desde la Comisión Europea, muchos de los PCI son proyectos de capacidad redundante para incrementar la seguridad del sistema.

Este tipo de expansión se puede observar también en los gasoductos de importación del gas de Rusia, donde el aumento de la capacidad de transporte ha sido mayor que el aumento de los flujos (por ejemplo, en el gasoducto *Nord Stream*). Además, los nuevos proyectos de transporte de gas natural de Rusia se pueden entender como capacidad redundante, dado que el aumento de flujo que se espera no será significativo.

Un primer problema a abordar tiene que ver con la dimensión institucional. Desde la expedición del Decreto 2100 de 2011, se reconoce que existe una necesidad de complementar el conjunto de mecanismos de coordinación de la industria de gas natural en Colombia con mecanismos que aseguren la confiabilidad del sistema. Desde ese punto de vista, la opción más directa sería incluir esas inversiones en la base de activos reconocida por el regulador, de forma que las tarifas de transporte se encarguen de proporcionar la correspondiente remuneración reconocida. En ese esquema, surge la necesidad de contar con un proceso de toma de decisiones transparente que permita seleccionar el nivel de confiabilidad adecuado y los proyectos adecuados para satisfacerlo. Una de las mayores dificultades que aparece en ese contexto, como ya se mencionó, es la combinación de varios conjuntos de informaciones: informaciones de los agentes del sector, informaciones del transportador, informaciones del CNO – Gas, informaciones del Gestor Técnico propuesto, e informaciones sobre objetivos de política. Se puede pensar en tres grandes modelos para coordinar la interacción entre esos conjuntos: (1) Planificador Central; (2) Planificación por Contratos; y (3) Planificación Híbrida.

i) Modelo 1: Planificador Central

En este esquema, uno de los agentes define los criterios de confiabilidad, estima los parámetros de entrada y define el modelo de operación que se usará para determinar los proyectos necesarios. Este modelo se observa en España o Hungría. El problema principal es que un agente solo (sea el regulador, el transportador o el agente encargado de los objetivos políticos) va a necesitar estimar un conjunto grande de informaciones que no tiene. En los casos donde el planificador central es fundamentalmente el transportador (aunque los planes deben ser aprobados por el regulador), existe un incentivo a sobrestimar la confiabilidad, dado que el transportador debe ser adverso al riesgo de corte, pero tiene incentivos débiles al considerar el costo de esas inversiones. La capacidad ociosa, observada en España, parece síntoma de que el problema puede ser relevante. Si el planificador central fuese el regulador, podría existir un conflicto de incentivos opuestos, ya que podría tener más incentivos a considerar los costos de inversión que el riesgo de corte. En cualquiera de los dos casos, la dificultad principal viene del hecho de que un solo agente es el encargado de hacer todas (o la mayor parte) de las valoraciones.

ii) Modelo 2: Planificación por Contratos

Este modelo respondería a la lógica que se aplica al problema de confiabilidad de la generación eléctrica. Se definiría un escenario de oferta y demanda determinado que debe cubrirse (por ejemplo, “fallo como máximo en 1 de 20 años simulados”). Esa oferta y esa demanda deberían contratar la capacidad firme asociada con esos volúmenes. Al mismo tiempo, el transportador estaría encargado de plantear las inversiones alternativas que le permitan garantizar la firmeza de los flujos determinados anteriormente.

Es necesario considerar que en este modelo los agentes deberían tener un conocimiento considerablemente mayor del sistema de transporte. Por ejemplo, deberían identificar qué riesgos de continuidad en el servicio existen, o pueden materializarse, antes de optar por cualquiera de las inversiones de confiabilidad alternativas. En el caso de optarse por alternativas consistentes en la expansión de redes, se puede llegar a la toma de decisiones ineficientes. De hecho, la crítica más frecuente al sistema americano es que la expansión de la red, al estar basada en contratos, no es eficiente porque no estudia todas las opciones posibles. La respuesta más frecuente a esa crítica es que es cierto, pero se considera que la ganancia en eficiencia asociada a la competencia entre gasoductos es superior a la pérdida de eficiencia asociada al efecto anterior (cabe resaltar que, excepto en USA, en ningún sistema del mundo se dan condiciones de competencia entre gasoductos similares).

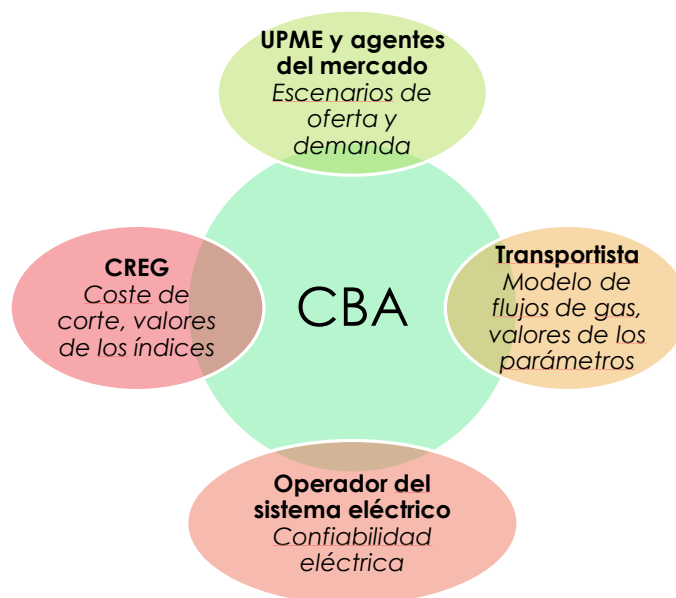
iii) Modelo 3: Planificación Híbrida

La planificación híbrida es el modelo que se observa cada vez más en aquellas regulaciones donde se realizan reformas. Es el caso de Gran Bretaña, donde el regulador y el transportista interactúan estrechamente. La idea general detrás del nuevo sistema RIIO es establecer criterios para las características que debe cumplir el sistema de transmisión de gas (*output regulation*). En cada una de las dimensiones que se considera que se debe actuar para asegurar el servicio de transporte, se definen indicadores (*primary derivables*). Como la regulación pura por objetivos es difícilmente viable, se definen también criterios adicionales (*secondary derivables*).

Desde el punto de vista del sistema colombiano, es un caso interesante para estudiar la posible interacción entre los agentes reguladores y los transportistas. Sería un proceso por el cual la CREG definiría criterios generales e indicadores detallados (como se indicó previamente, se encuentran limitaciones al usar el corte del suministro como único indicador) y el transportista decidiría, basándose en un modelo transparente y fácil de supervisar, las mejores soluciones para implantar los objetivos del regulador. En la siguiente sección se proponen algunos indicadores adicionales, inspirados en la experiencia europea, que servirían de apoyo a la planificación de la red, especialmente en lo relacionado con las inversiones por confiabilidad que debe desarrollar el país.

El caso de la Unión Europea es probablemente el caso paradigmático de planificación coordinada entre varios agentes. Desde el punto de vista del transporte de gas en Colombia, presenta un ejemplo muy detallado de cómo combinar diversas informaciones entre los agentes. Aunque tradicionalmente en los Estados Miembros de la Unión Europea la tendencia ha sido a concentrar gran parte de las decisiones de expansión de la red en el transportador, la construcción del mercado interior de gas ha motivado la utilización de procesos de planificación híbridos.

En el sistema colombiano esta experiencia podría ser de utilidad, especialmente en la implantación del modelo costo-beneficio (*Cost-Benefit Analysis*, o CBA) usado para planificar inversiones por confiabilidad. En la gráfica se representa una posible interacción entre los agentes de la industria, apoyada en la experiencia de la UE. El modelo CBA, que se comenta a continuación, tomaría como base un modelo de cálculo de flujos a través de la red, similar al utilizado en el PIAGN:



El contexto para la introducción de criterios de planificación por confiabilidad es el modelo de CBA. Es interesante considerar la planificación coordinada de la Unión Europea. De la misma forma que la metodología propuesta por la CREG, que a su vez es la utilizada en el PIAGN, el modelo de la UE se basa en la programación lineal. En el contexto de la planificación europea (*Ten Years Network Development Plan*), se trata de modelar el flujo de gas por la red usando:

- Las capacidades de red obtenidas mediante simulaciones hidráulicas del sistema de transporte
- Las capacidades de generación eléctrica (consumo de gas para generación eléctrica)
- Oferta y demanda de gas para consumo no eléctrico

Mediante la metodología del CBA se puede definir adecuadamente el problema de la suficiencia. Este criterio (suficiencia de la capacidad) aparece en todos los modelos de planificación de la confiabilidad estudiados (este escenario es definido, en USA, por la capacidad que los agentes deciden contratar). No es el único, sin embargo. Un ejemplo interesante de la definición y uso de este tipo de indicadores se encuentra tanto en Gran Bretaña como en la UE. Es decir, confiabilidad puede ser que el sistema pueda seguir funcionando si deja de funcionar la mayor entrada al sistema, pero también puede significar que ningún centro de consumo se quede sin suministro durante un período predefinido. En ese sentido, una solución sería definir qué se busca con más detalle, de forma que se reduzca el espacio de posibles proyectos que puedan satisfacer los criterios de confiabilidad.

Se proponen a continuación dos indicadores con este fin, ambos comúnmente utilizados en el contexto europeo:

CRITERIO N-1/CRITERIO PROBABILÍSTICO

Este criterio tiene varias definiciones dependiendo del sistema considerado. La idea principal es describir la robustez del sistema ante fallas (típicamente imprevistas). En muchas ocasiones se usa como una restricción al plan de expansión. Es decir, el plan de expansión tiene que garantizar que la oferta y la demanda se equilibran también cuando fallan las infraestructuras del sistema. La definición concreta de ese fallo en las infraestructuras cambia de sistema a sistema. Se puede definir como la continuidad del suministro de gas cuando falla la infraestructura más grande, cuando falla cualquier infraestructura, etc.

En el contexto del *Ten Years Network Development Plan*, con la intención de poder compararlo con otros criterios, el N-1 se ha transformado en un indicador, en lugar de una restricción. Sin entrar en detalle, la intuición detrás del indicador es medir la diferencia entre la capacidad total de las infraestructuras del sistema y la capacidad de la mayor infraestructura. Esa diferencia se mide en términos relativos al dividir por la demanda del sistema.

Una opción interesante para el sistema colombiano podría ser aplicar este criterio por zonas de la red de transporte, lo que se sitúa en línea con los criterios del sistema europeo, que se divide por sistemas nacionales o sub nacionales.

MARGEN DE FLEXIBILIDAD

Este criterio es relevante para entender la capacidad de respuesta del sistema. Se define como 1 menos la razón entre flujo y capacidad. Si se aplica a un gasoducto, sería la razón entre el flujo de gas por el gasoducto y su capacidad. Sin embargo, este criterio es especialmente interesante cuando se aplica a zonas de la red (se transformaría en sumatoria de flujos en la zona entre capacidad de esa zona). Esto permite obtener zonas de la red con poca o ninguna flexibilidad, y por tanto muy expuestas a eventos inesperados. Una de las características más relevantes de este índice es que el indicador considera tanto el flujo que permanece en una cierta zona como el flujo que continúa hacia zonas adyacentes. Esto significa que mide la contribución de un proyecto a aumentar

la capacidad del sistema de responder ante eventos inesperados (no programados) no solo en su zona, sino también aguas abajo en el sistema.

Del mecanismo propuesto

En esta última sección se condensan las ideas desarrolladas en este numeral mediante un esquema simplificado de un mecanismo para seleccionar proyectos destinados a la seguridad de la red. En particular, se propone un mecanismo híbrido, donde se facilita la coordinación de los agentes involucrados en la toma de decisiones. En este mecanismo híbrido, el planificador y el Gestor Técnico propuesto tomarían parte activa en el proceso de identificación de los proyectos de seguridad por medio de la definición de los criterios a cumplir, y el planificador sería responsable además de la evaluación y aprobación final de las propuestas recibidas. Estas decisiones a la vez deben ser adoptadas por el regulador. Los transportadores, por su parte, serían los encargados de presentar soluciones técnicas para cumplir los criterios de confiabilidad definidos por el planificador. Los agentes del mercado participarían a través de la definición de los parámetros del modelo para el análisis costo-beneficio. Para tener en cuenta las consideraciones anteriores, se puede pensar en un proceso que responda a un esquema simplificado como el que se propone a continuación:

Paso 1 – Se trata de analizar las necesidades de expansión de la red en conjunto. En este paso, además de analizar las necesidades de expansión para atender nueva demanda (ya sea firme o para asegurar la suficiencia de la red), se estudian las necesidades del sistema desde el punto de vista de la seguridad del flujo. Estas necesidades se obtienen también del modelo de expansión y se calculan mediante indicadores de seguridad. Estos indicadores son los propuestos anteriormente.

Paso 2 – Con las informaciones resultantes del análisis de expansión, que incluye expansión por seguridad, los transportadores proponen proyectos de seguridad que aborden las necesidades detectadas. Cuando un determinado proyecto no forma parte de la red de un transportador específico, se debe tener en cuenta que pueden existir varios promotores. En ese caso, es necesario que los proyectos sean fácilmente comparables. Para ello, los proyectos se evalúan respecto a los indicadores de seguridad definidos en el Paso 1. En concreto, se analiza, para cada proyecto, cuál es la contribución incremental del mismo a cada indicador. Es decir, cuánto mejora un determinado indicador si el proyecto finalmente se lleva a cabo. Esta estrategia permite, además de comparar proyectos fácilmente, internalizar en el proceso la relación entre los diferentes componentes de la red de transporte.

Paso 3 – La autoridad competente, en caso de existir varias propuestas por parte de los transportadores, debe decidir una clasificación de los proyectos. Al contrario que las inversiones por capacidad, las inversiones por seguridad son difíciles de monetizar. Esta etapa, por lo tanto, requerirá una valoración hasta cierto punto cualitativa de la autoridad competente. En caso de que la contribución a cada índice de todos los proyectos sea la misma, se escogerá el más barato. En caso de que un proyecto más barato contribuya menos a la seguridad, la decisión final dependerá necesariamente de cuánto se valore la seguridad, que es significativamente difícil de monetizar.

En la siguiente figura se representa el esquema para el proceso de selección de proyectos.



Garantizar la seguridad de la operación de la red de transporte es un problema económico diferente del problema de garantizar capacidad de transporte suficiente. Los fallos de mercado a los que responden los mecanismos son diferentes, y por lo tanto el diseño de los instrumentos debe ser diferente también. En Colombia no existen actualmente medidas orientadas a garantizar la seguridad de la operación, al contrario de lo que se observa en la experiencia internacional. Para ello se proponen medidas con el objetivo de complementar los mecanismos de confiabilidad existentes.

La propuesta del proceso se basa en centrar la interacción entre los agentes del sistema alrededor de un modelo de análisis de costo-beneficio. El proceso representa un modelo híbrido de planificación, donde el transportador no es responsable por todas las decisiones de planificación, sino que el planificador, el Gestor Técnico cuya creación se propone, el regulador y los usuarios de la red intervienen activamente. En él, el planificador identifica las necesidades del sistema y los transportadores proponen soluciones para satisfacer esas necesidades. Finalmente, el regulador es el encargado de aprobar la remuneración de los proyectos priorizados, pasando a formar parte de la base de activos reconocidos.

La seguridad de la operación de la red de transporte, y en general la confiabilidad, no puede planificarse independientemente de la expansión de la red. Estas dimensiones del problema son mutuamente dependientes, y por tanto el proceso de planificación debe reconocer esa dependencia. Esto motiva la necesidad de crear un método para estandarizar la evaluación de los proyectos, de forma que estos sean comparables entre sí. Para ello, se proponen indicadores que permitan medir la contribución de los proyectos a la seguridad de la operación de la red. Estos indicadores se toman de la experiencia internacional, en particular de la metodología para la selección de proyectos de interés común en la Unión Europea, recientemente desarrollada. Estos indicadores permiten complementar el análisis de los proyectos, que hasta ahora se basaba en una estimación simplificada del costo de racionamiento de gas. Siguiendo la opinión mayoritaria en la experiencia internacional, se propone combinar indicadores fáciles de monetizar (como los relacionados con la reducción del costo del suministro de gas) con indicadores sin monetizar (el caso paradigmático son los indicadores de contribución a la seguridad del transporte). Esta combinación, por otro lado, hace necesario que la evaluación de los proyectos tenga dos fases: una fase cuantitativa, donde se calculan los indicadores que describen las contribuciones de los proyectos, y una fase cualitativa donde se analiza la evaluación cuantitativa anterior.

7. DEMANDA Y ENERGY SYSTEMS INTEGRATION

7.1. DIAGNÓSTICO

La demanda del sector de gas, como se analizó en desarrollo del numeral 1 de este documento, no ha registrado crecimientos significativos en los últimos años, tendencia que se mantienen en las proyecciones elaboradas por la UPME. De hecho, mientras para la demanda no térmica se prevén incrementos promedio anuales del 0,2% durante el horizonte de proyección, el sector térmico que todavía respalda su generación con el uso de este energético como fuente primaria registra volatilidad en los despachos hidrotérmicos, influenciados por las condiciones climáticas.

En adición a lo anterior, como se indicó y se retoma aquí, desde el 2006 se destruyó gran parte de la demanda de gas doméstico del sector termoeléctrico. De los 3.925 MW de termoeléctricas a gas instalados en el país, 3.482 MW declaran como respaldo de sus Obligaciones de Energía Firme combustibles diferentes al gas. Lo anterior implica la pérdida del 86% de la demanda potencial de gas doméstico de este sector (684 GBTUD de 790 GBTUD).

Así mismo, con relación a la incorporación de nuevos proyectos termoeléctricos a gas, en la última Subasta de Obligaciones de Energía Firme (Cargo por Confiabilidad) realizada en el mes de febrero del año 2019, potencialmente se registraría una demanda adicional de gas de 189 GBTUD. Sin embargo, cuatro de estos proyectos declararon como combustible el GLP (TERMOSOLO 1 y 2; y TERMOCARIBE 1 y 3) y probablemente, la ampliación de 40 MW de TERMOVALLE se respaldará con *diesel oil*.

Lo anterior implica que lograr un crecimiento de la demanda de gas significativa y hacer del mercado doméstico un mercado atractivo, dependerá, además del entorno económico en que se desarrolle el país, de una reforma sectorial que involucre cambios significativos en el enfoque de política y planificación del sector y un replanteamiento del marco regulatorio sectorial.

Los diagnósticos, análisis y propuestas desarrollados en los numerales anteriores, señalan las principales barreras que están impidiendo una mayor dinámica sectorial y plantean recomendaciones para solventarlas.

Se esperaría que, de implantarse las propuestas realizadas, el sector recuperaría de manera natural y no forzada su senda de crecimiento. No obstante, se destacan a continuación, decisiones puntuales que se consideran relevantes y cuya adopción impacta directa y positivamente el incremento de la demanda sectorial.

7.2. PROPUESTAS

Se identifican y priorizan las siguientes propuestas por su impacto significativo en la demanda sectorial:

- i) **Reincorporación de la demanda del sector termoeléctrico con tecnología de combustión a gas a la demanda sectorial, e incorporación de la demanda de las termoeléctricas con tecnología de combustión a gas que resultaron con Asignaciones de OEF en la última Subasta de Cargo por Confiabilidad y que optaron por declarar otros combustibles.**

Esta propuesta, que se describió en detalle en el numeral 1 del documento, implicaría un aumento en la demanda de suministro de 817,6 GBTUD. Es decir, con esta sola decisión prácticamente se estaría duplicando la demanda sectorial.

- ii) **Incentivar el desarrollo de proyectos de generación distribuida a gas, proyectos de cogeneración y distritos térmicos en las ciudades, así como incentivar el consumo de gas a nivel industrial (tanto en industrias existentes que en la actualidad no lo consumen, o lo han sustituido, como para proyectos industriales futuros).**

La principal barrera que impide una penetración agresiva del gas en usos y sectores como los descritos es la metodología de regulación de tarifas adoptada por la CREG.

Como se expuso en el numeral 3 de este documento, y se retoma aquí, aunque es innegable que la distribución de gas a través de redes de tuberías tiene características de monopolio natural y esto implica que la forma más eficiente de prestar este servicio es a través de un único agente en un mercado relevante, ello no significa que esta actividad deba estar sometida a una regulación como la vigente. El grado de detalle y las inflexibilidades que impone la regulación actual le impiden al distribuidor fijar cargos por el servicio que le permitan competir en un mercado energético en el que enfrenta sustitutos en todos los sectores de consumo y en todos los usos (excepto cuando el gas se utiliza como materia prima).

Mientras el mercado de suministro se encuentra liberalizado bajo la premisa de que existe competencia, las tarifas de distribución – comercialización se encuentran estrictamente reguladas. Esto implica que se asigna arbitrariamente el excedente del consumidor a los productores-comercializadores, sin que exista un argumento válido en este direccionamiento de rentas.

Se plantea la desregulación de las tarifas de distribución y comercialización como en el marco regulatorio de Chile, con los mismos argumentos subyacentes. Se considera que la actividad de distribución y comercialización se desarrollan en un ámbito competitivo y enfrentan contestabilidad permanente en el mercado de energéticos, no solo frente a los sustitutos sino frente a sistemas virtuales que compiten con el transporte y la distribución por ductos. De hecho, la inflexibilidad de la metodología tarifaria actual y la imposibilidad del distribuidor y del comercializador de fijar tarifas competitivas en función de la disponibilidad a pagar de los usuarios de su red se traduce con alguna frecuencia, y en especial con usuarios industriales con mayor elasticidad-precio, en:

- *By-pass* comercial (el usuario opta por otros energéticos); o
- *By-pass* físico (el usuario, cuando las condiciones espaciales lo permiten, solicita conectarse a la red de transporte, o recibe el gas mediante sistemas de distribución virtuales).

Igual sucede con las Estaciones de GNCV afectando las condiciones de competencia. Las Estaciones de GNCV conectadas a la Red de Transporte, pueden ofrecer el gas a menores precios que aquellas que se encuentran embebidas en Redes de Distribución.

Se propone someter a los distribuidores y comercializadores que sirven usuarios regulados, a un Régimen de Libertad Vigilada sujeto a las siguientes reglas:

- El distribuidor deberá cumplir con los siguientes principios:

Principio de Libre Acceso a Terceros: El Distribuidor está obligado a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, si estos últimos asumen los costos por el uso de sus redes.

Principio de No Discriminación: Las tarifas aplicadas por distribuidor deben ser transparentes y no discriminatorias. El distribuidor no podrá favorecer a determinados usuarios, no podrá discriminar tarifas

entre usuarios con iguales o similares características y no podrá exigirles a comercializadores entrantes tarifas diferentes a las que él mismo aplica cuando actúa como comercializador del servicio.

- El distribuidor – comercializador deberá publicar las tarifas que aplica como distribuidor y las tarifas que aplica como comercializador de manera separada.
- Las tarifas promedio del distribuidor, resultado de ponderar las tarifas que aplica por las cantidades que distribuye, deberán ser costo reflexivas, es decir, deberán tener trazabilidad con los costos en que efectivamente incurre por prestar el servicio.
- El ámbito mínimo de aplicación de las tarifas debe ser municipal.
- Los subsidios aplicables a los usuarios de los estratos 1 y 2, así como las contribuciones que pagan los usuarios de los estratos 5 y 6, se aplicarán sobre la tarifa promedio del distribuidor - comercializador, con independencia de las tarifas que efectivamente aplique.

Decisiones en el sentido planteado posibilitarán el desarrollo de proyectos productivos en el área de influencia del distribuidor y ofrecer tarifas competitivas al sector industrial.

iii) Incentivar proyectos de movilidad a gas natural

Colombia se ha comprometido con una movilidad limpia y sostenible. Existen compromisos tanto en el marco del COP21 como en el cumplimiento de estándares internacionales de concentraciones de emisiones urbanas para evitar efectos nocivos en la salud acordes con las directrices de la OMS.

Fundamentalmente se trata de cumplir con dos objetivos:

- Disminuir la huella de carbono; y
- Disminuir a niveles permisibles las concentraciones de material particulado particularmente en zonas urbanas. La meta internacional en este frente es ambiciosa frente a los estándares actuales de ciudades colombianas.

Para el cumplimiento de estos objetivos se requiere impulsar tecnologías de movilidad limpia, fundamentalmente la energía eléctrica y el gas natural. Ambos, en distintas proporciones, contribuyen al logro de las metas planteadas.

Desde el punto de vista de la movilidad, sin embargo, dos problemas son urgentes:

- El problema más crítico es el nivel de contaminación en las ciudades causado, principalmente, por la emisión de material particulado de fuentes móviles. La recomendación de la OMS es de $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ para PM10. Colombia estableció en febrero de 2018 una meta de $30 \mu\text{g}/\text{m}^3$ para 2030. La mayoría de las ciudades superan la meta propuesta y, en algunos casos, la cota actual es de $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$. A este problema se asociaron, en 2015, 10.628 muertes prematuras (DNP 2017) afectando principalmente a la población más vulnerable, niños y ancianos; y
- El transporte por carreteras que será renovado, dada la antigüedad media de la flota que supera los 21 años. Si la renovación no incluye tecnologías limpias, se perdería la oportunidad del aporte de este sector a una movilidad sostenible por un período considerable de tiempo.

El ritmo de avance de la tecnología eléctrica es acelerado. Los costos han disminuido sustancialmente y su penetración en el mercado irá sin duda aumentando. La penetración en transporte masivo es aún incipiente y las tecnologías de transporte pesado de carga aún no están disponibles. El gas natural, por su parte, cuenta con una tecnología consolidada a precios competitivos. Este combustible, además, es altamente eficiente en la reducción de material particulado, como se verá adelante.

Colombia debe adoptar políticas que permitan la entrada de ambas tecnologías y que consideren, en el momento de toma de decisiones de renovación de la flota, no solamente las posibilidades técnicas de cada tecnología sino aspectos determinantes como:

- Efecto global (gases efecto invernadero)
- Efecto local (material particulado)
- Impacto ambiental
- Externalidades sobre la salud pública
- Eficiencia energética
- Impacto económico
- Complejidad de la transición

Cada una de las tecnologías debe ser evaluada e impulsada de acuerdo con sus atributos. Esto permitiría tomar decisiones con base en análisis de beneficio/costo y de costo/efectividad en función del desarrollo tecnológico disponible en su momento.

El impulso a tecnologías limpias ha sido decidido. Se han creado incentivos y beneficios tributarios a través de la Ley 1715 de 2014 y de la reciente 1964 de 2019, que promueve el uso de vehículos eléctricos. No obstante, se requiere resolver problemas que implican costos de transacción asociados al cambio y que desaceleran su implementación:

- Los incentivos no son automáticos. Se requieren aprobaciones previas que, en muchos casos, o impiden la entrada de la tecnología o implican sobrecostos para quienes la adoptan. Ejemplo de ello fue la imposibilidad de incorporar camiones de recolección de basuras a gas en Bogotá o los retrasos de entrada de la flota a gas en Cartagena.
- Las políticas de chatarrización 1 a 1, que incrementan los costos de inversión para las nuevas tecnologías, particularmente en el caso de transporte por carretera.
- El impuesto de vehículos, cuya base no contempla ninguno de los factores determinantes del costo que los vehículos le imputan a la sociedad, a la infraestructura y, muy particularmente, a las ciudades.

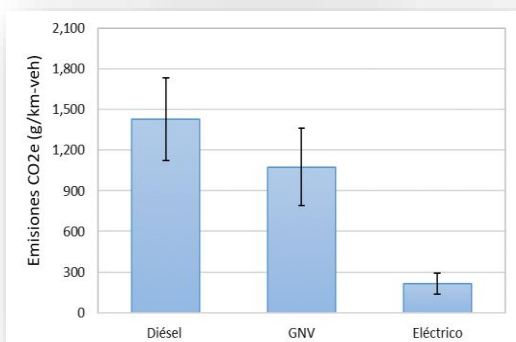
Este último punto es determinante en la medida en que los incentivos que se adoptan no permiten contrarrestar, completamente, los beneficios de los que gozan tecnologías obsoletas y altamente contaminantes asociados a la estructura del impuesto. Todo esto se convierte en una barrera al cambio y sacrifica competitividad.

Si realmente se busca impulsar la entrada de tecnologías limpias se requiere eliminar las barreras que desincentivan el cambio técnico y eliminar trámites y costos de transacción, como son los permisos previos ante la UPME y la ANLA para que dichos incentivos operen de forma automática.

Un estudio reciente de Económica Consultores elaborado para NATURGAS (*“Más allá del Diésel: Comparación entre la Movilidad eléctrica y a GVN en el Transporte Colectivo de Pasajeros de Áreas Urbanas”*), evaluó los atributos de distintos combustibles y tecnologías en diferentes ciudades en transporte público, como se muestra a continuación (gráficos del estudio de Economía Consultores):

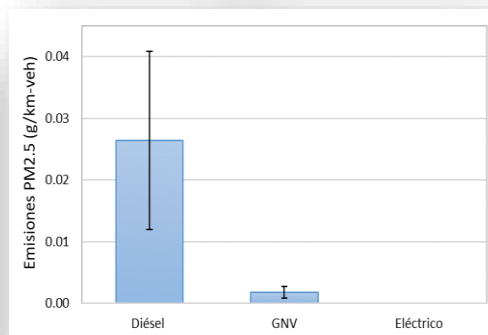
Gráfico 1. Comparación de emisiones de CO2e para el ciclo de vida de diferentes energéticos y distintas tipologías de bus

Fuente: Cálculos de los Autores.

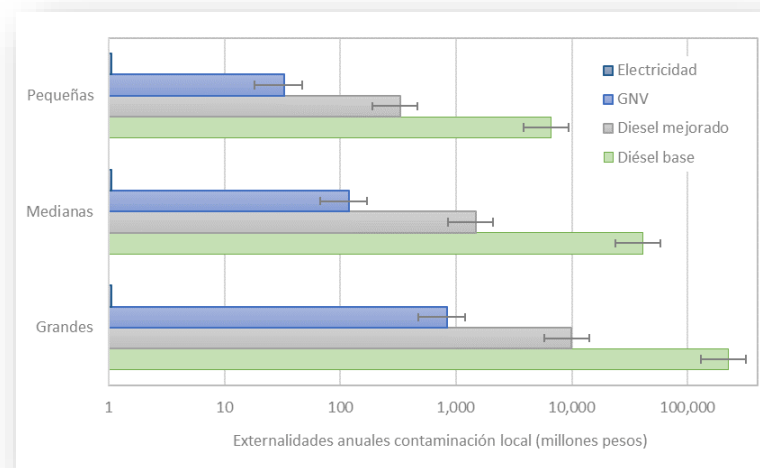


Fuente: Cálculos de los Autores.

Gráfico 2. Comparación de emisiones de PM2.5 para operación (diferentes energéticos y distintas tipologías de bus)



En la gráfica la barra azul muestra el valor promedio para diferentes configuraciones de buses. La barra de error muestra la desviación estándar de la muestra. Como se puede observar, el gas natural contribuye a una reducción de la huella de carbono frente al diésel más limpio disponible en Colombia (Euro V) y muy significativa (del orden de 98%) de las emisiones de material particulado, que son las que afectan especialmente la calidad del aire en las ciudades. Este es el problema más urgente por atacar, como lo muestra la siguiente gráfica para distintos tamaños de población (gráfica del estudio de Economía Consultores):



Este estudio también mostró, con base en un análisis de beneficio/costo que incorpora tanto costos financieros como ambientales y de externalidades, que el GNV es altamente competitivo en el caso de transporte masivo de pasajeros.

Otro estudio realizado en el 2017 por la misma firma para el Grupo Energía de Bogotá (“Evaluación del Uso de la Energía Eléctrica y el Gas Natural en el transporte de Bogotá”) muestra cómo las distintas tecnologías limpias, bien sea por disponibilidad o por impacto económico, tienen nichos de mercado naturales si el análisis se fundamenta en la evolución tecnológica actual. Los siguientes resultados se obtuvieron para la ciudad de Bogotá:

	Aplica GNV?	Comentarios	Aplica EE?	Comentarios
Auto urbano	no	No compensa pérdida de baúl	si	Carga en casa. Menor OPEX
Auto interurbano	no	No compensa pérdida de baúl	no	Autonomía insuficiente
Camioneta	si	Menor OPEX	no	Autonomía insuficiente
Taxi	Si	Menor OPEX	limitado	Tiempo y logística de recarga
Moto	no	Restricciones tecnológicas	si	Menor OPEX - acceso ciclorruta
Transporte escolar	si	Menor OPEX	si	Carga en el establecimiento. Menor OPEX
Transmilenio	si	Menor OPEX. Disponibilidad	limitado	No hay biarticulados eléctricos
TPC - SITP	no	Restricciones contractuales	no	Restricciones contractuales
Carga urbana pesada	si	Menor OPEX	no	Desarrollo tecnológico
Carga urbana liviana	si	Menor OPEX	si	Carga en el establecimiento. Menor OPEX
Carga interurbana	limitado	Exige GNL por autonomía	no	Desarrollo tecnológico y autonomía

La tecnología irá evolucionando significativamente. De acuerdo con estos ritmos de innovación, los análisis de política deberán capturar, a través de evaluaciones de beneficio/costo y considerando la evolución de mercado, las opciones que conlleven al logro de los objetivos planteados, considerando tanto los costos económicos como las externalidades ambientales y los impactos en la salud.

En el caso del transporte de carga por carreteras, la tecnología limpia disponible es el GVC y el GNL. Esta última tecnología es la predominante en Europa por su costo eficiencia y por la capacidad de soportar largos trayectos. En Colombia no está disponible aún y debe incentivarse eliminando los costos de transacción asociados a beneficios tributarios y facilitando la sustitución de la flota.

Las propuestas son las siguientes:

- El consumo de gas vehicular es altamente elástico y enfrenta como principal sustituto el diésel que, aún en su calidad más limpia, es altamente contaminante por sus niveles de emisión de material particulado grueso y fino. Para el desarrollo de proyectos de GNV que masifiquen el uso del combustible se requiere mitigar riesgos de abastecimiento de mediano y largo plazo, acordes con los períodos de depreciación de la flota. Esto requiere cobertura de riesgos de abastecimiento y flexibilización del mercado de suministro de gas natural. Por lo tanto, esta propuesta es acorde con las otras contenidas en los capítulos de abastecimiento y comercialización que flexibilizan los mercados y que hacen viables la suscripción de contratos de largo plazo y el pactar condiciones contractuales a través de contratos bilateral acordados enteramente entre las partes.
- Dado que el gas enfrenta sustitutos para la totalidad de los usos y en la totalidad de los segmentos de la demanda, la regulación de precios para la actividad de distribución-comercialización carece de utilidad y no permite que este combustible compita adecuadamente con aquellos sustitutos que no están regulados. De hecho, el gas natural hoy en día es libre puesto que sus precios en el segmento de suministro están desregulados. Este esquema de libración de una punta, no obstante, presenta el riesgo de generación de rentas *upstream* con consecuentes contracciones de demanda. La distribución, al tener activos hundidos, tiene el incentivo de masificar y optimizar su infraestructura. Se recomienda, por lo tanto, que la actividad de distribución-comercialización minorista de gas natural sea desregulada de forma tal que se eliminen distorsiones, subsidios cruzados y que se puedan ofrecer menús tarifarios acordes con los costos de prestación del servicio de cada segmento de la demanda y con los costos que distintos tipos de usuarios le imputan al sistema. La liberación se daría bajo la presencia de sustitutos que imponen un techo de mercado y sujeto a los principios de neutralidad, transparencia y no discriminación entre usuarios con las mismas características de consumo.

- Evitar regular el GNL para movilidad. La implementación de esta tecnología requiere la unión y acuerdos entre múltiples sectores (proveedores de gas, transportadores, operadores de instalaciones de servicio de GNL, dueños de la flota de transporte y operadores, entre otros). Estos acuerdos deben ser libres. Los riesgos para cada una de las partes deben ser asignados de acuerdo con la capacidad de mitigarlos mediante acuerdos entre los interesados en la implementación y uso del servicio.
- Mantener los incentivos contenidos en la Ley 1715 de 2014 y los incentivos tributarios asociados con el IVA y contenidos en el Estatuto Tributario. No obstante, estos incentivos deben operar de forma automática. Para ello deben modificarse los artículos 424 numeral 7 y 428 del ET, así como el decreto 1564 de 2017 y las resoluciones MAS 1988 de 2017 y UPME 585 de 2017, determinando explícitamente los bienes objeto de la exclusión automática. El control de acceso a los beneficios no debe ser previo sino posterior por parte de la autoridad tributaria.
- Permitir la entrada libre de vehículos limpios (GNV, GNL y Eléctricos cuando los haya) al parque de transporte de carga por carreteras, eliminando para este tipo de vehículos la política de chatarrización 1 a 1, que encarece de forma desproporcionada y artificial el cambio técnico.
- Elaborar un documento CONPES con lineamientos generales para los entes territoriales donde se oriente sobre las metodologías y criterios que aplicarían para permitir la competencia en los concursos de sustitución de las flotas de transporte público y de carga en las ciudades. Dentro de los procesos competitivos se debe permitir la competencia entre combustibles, considerando, en todo caso, los atributos de cada combustible en relación con su tecnología, su eficiencia energética, las externalidades y costos que imputan a las ciudades en materia de calidad de vida y la salud. En la elaboración de esta política deben participar tanto el MME como el MADS y el Min transporte. Debe ser una política nacional y no simplemente sectorial.
- Reformar completamente el impuesto de vehículos y sustituirlo paulatinamente con una sobretasa que grave la contaminación causada por cada automotor.

Con relación a los Impuestos de Vehículos, existen incentivos perversos a prolongar la vida útil de los vehículos y a desincentivar su reposición. El impuesto de vehículos, al basarse en el valor comercial, premia ante todo la antigüedad y la obsolescencia tecnológica.

Algunos vehículos están exentos del tributo y de otros gravámenes, como los peajes. Las motos de menor cilindraje, que, por ejemplo, no solo desplazan y contraen la demanda de transporte público y son las mayores causantes de la contaminación en las ciudades, están exentas de impuesto de circulación y peajes. Otro ejemplo son los vehículos de transporte público como los Transmilenio a diésel con tecnologías obsoletas, que imponen costos por sus efectos ambientales, y que también están exentos.

Este círculo vicioso debe ser mitigado si realmente se quiere una renovación tecnológica en el transporte público y privado tanto en centros urbanos como en carreteras. De no mitigarse, los incentivos no necesariamente compensarán e impulsarán el cambio, pero si crearán mayores sacrificios tributarios y costos de transacción.

Las propuestas aquí planteadas fueron inicialmente analizadas en el estudio realizado por Económica Consultores en el año 2017, atrás citado, del cual la consultora Ana María Ferreira fue parte.

Se propone, entonces, crear una sobretasa al impuesto de circulación que grave la contaminación causada por cada automotor. La tasa debe ser directamente proporcional al nivel de emisiones que genere cada vehículo. Esta

nueva tasa gravaría a la totalidad de los vehículos, incluso los que hoy en día están exentos del impuesto sobre vehículos automotores: transporte público de carga y pasajeros y motos de bajo cilindraje (< 125 CC). Por lo tanto, para esta tasa no habría exenciones para los vehículos que aportan los mayores niveles de contaminación.

El nivel de la tasa se estimaría a partir del costo de las externalidades por contaminación que genera cada vehículo:

- El tipo de combustible. En energía eléctrica la tasa debe ser cero y el diésel enfrentaría la mayor tasa.
- El cubicaje, que refleja el consumo de combustible por kilómetro e, indirectamente, la emisión de contaminantes.
- La antigüedad de la tecnología del motor, su eficiencia energética y el grado de contaminación.

En la medida en que se establece una sobretasa, la base y las tarifas del impuesto actual se mantienen, con lo cual:

- No se reducen los recaudos fiscales percibidos por departamentos y municipios.
- Se mantiene el esquema progresivo en el cual los vehículos de mayor valor contribuyen con un impuesto más alto.
- No se tocan las exenciones.
- Se capturan otras externalidades que no dependen de la antigüedad del vehículo ni del nivel de contaminación, como la congestión y el mantenimiento vial.

La sobretasa, por su parte:

- Incentiva la reposición de los vehículos cuando alcancen su vida técnica útil porque los vehículos más viejos y contaminantes enfrentan un impuesto mayor.
- Desincentiva el uso de vehículos poco eficientes y de alto consumo de combustibles porque estos están expuestos a un impuesto más elevado.

La sobretasa sería una renta de carácter local. Los recursos recaudados por esta tasa se destinarían a mitigar los efectos de la contaminación en acciones como mejorar el transporte público y mantener y mejorar la malla vial. Estos recursos podrían también mitigar los riesgos de la tarifa técnica que enfrentan principalmente los sistemas de transporte masivo.

Una tasa estructurada permitiría eliminar la necesidad de realizar revisiones técnico-mecánicas periódicas generando ahorros a los usuarios.

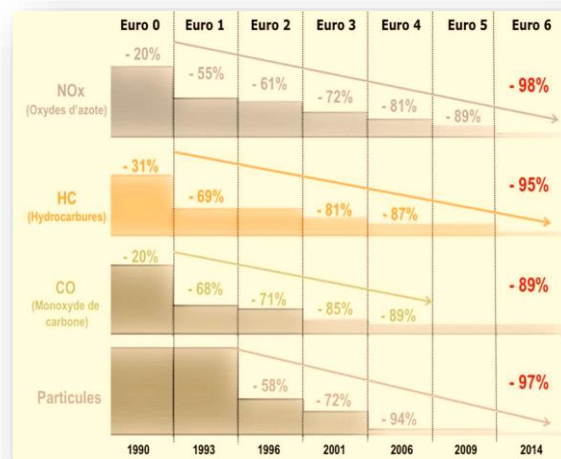
Si bien el diseño de esta tasa requiere de estudios técnicos que superan el alcance del foco de esta Misión, a continuación, se plantean algunos elementos que pueden ser utilidad para estructurarla. Se basa en un análisis realizado para Bogotá en el estudio de Económica Consultores ya mencionado.

Las siguientes tablas y gráficas muestran la evolución de la norma de emisiones y la estimación del costo anual de la externalidad por vehículo:

Estimación del Costo Anual de la Externaldad por Vehículo

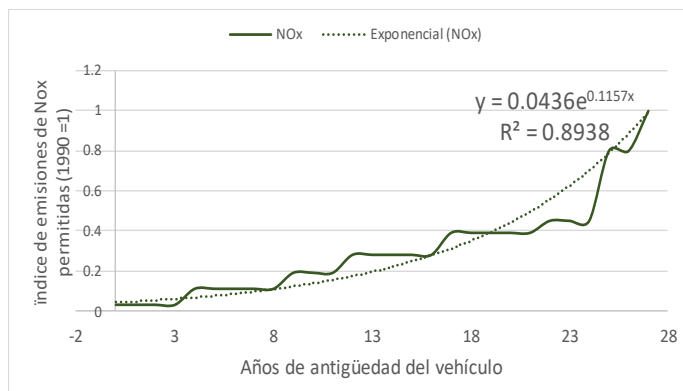
	PM _{2.5} (USD/año)	CO _{2eq} (USD/año)	Total (USD/año)
Transmilenio	5,336	6,517	11,854
TPC	3,310	894	4,203
Livianos	10	56	65
Motocicletas	222	20	242
Taxis	67	377	443
Carga	1,461	285	1,746
Especial	18	6	24

Evolución de la Norma de Emisiones para Automotores en la



El nivel de emisiones, gracias al cambio técnico, se redujo en un 97% en estos últimos 30 años. Los carros de hoy en día contaminan un 3% de lo que contaminaban a principios de los años 90. En la tabla se presenta la estimación del costo de la externalidad por tipo de vehículo, tomando la valoración económica de la polución del estudio de Behrentz. Finalmente, el siguiente gráfico muestra un índice que expresa el cambio en emisiones (PM y NOx) en función de la edad del vehículo:

Ajuste Estadístico a la Evolución de la Norma "EURO" para



Con base en esto, se puede diseñar un impuesto ambiental que considere:

- La función exponencial de ajuste al cambio técnico en motores de combustión interna.
- La externalidad por contaminación de cada tipo de vehículo.

Esta sobretasa ambiental se liquidaría y cobraría juntamente con el impuesto vigente de vehículos automotores. Esto permite:

- Reflejar con transparencia a los usuarios los costos imputables al automotor.
- Reducir los costos de fiscalización y recaudo.
- Destinar la tasa. Como se mencionó, sería una renta de carácter local.

Este tipo de sobretasas se cobran en Inglaterra y en Ecuador. En Ecuador se cobra anualmente y es creciente en función de la edad de los vehículos y el cubicaje de los motores, como se ilustra a continuación:

Impuesto a los Vehículos en Ecuador

$$IACV = [(b - 1,500) \times t] \times (1 + FA)$$

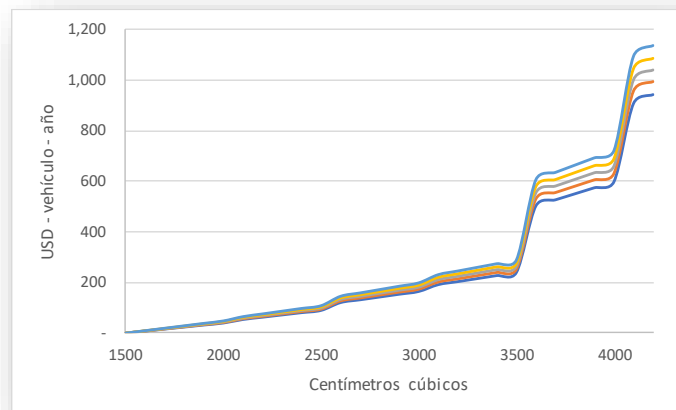
Donde:

IACV Impuesto Ambiental a los vehículos (USD/año)

b base gravable (cc)

t Tarifa (USD/cc)

FA Factor de ajuste por edad



En Inglaterra el cobro se efectúa al momento de registrar el vehículo en función directa de las emisiones de CO² medidas en gramos por kilómetro. Los vehículos eléctricos están exentos.

iv) Permitir la Oferta de Paquetes de Servicios.

Permitir que las empresas de servicios públicos domiciliarios, en calidad de comercializadores, ofrezcan Paquetes de Servicios a los usuarios finales, pudiéndose incluir los siguientes: Servicio Eléctrico, Servicio de Gas, Servicio de Comunicaciones y Servicios de Refrigeración y/o Calefacción de Distritos Térmicos.

Lo anterior implicaría la desregulación de la actividad de comercialización tanto en el Sector Eléctrico, como en el Sector de Gas Natural. Transcurridos veinticinco (25) años de las reformas sectoriales, esta decisión es impostergable, más aún con la llegada de la medición inteligente que elimina cualquier barrera tecnológica que pudiera plantearse como contrargumento.

8. ASPECTOS INSTITUCIONALES

8.1. GESTOR TÉCNICO DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO

De adoptarse la propuesta, esta entidad deberá ser creada a través de ley, o a través de un “Contrato de Mandato” suscrito entre los transportadores y la nueva entidad.

Teniendo en cuenta que en el sector existen empresas integradas verticalmente en los segmentos de Transporte-Distribución:

- i. El Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento deberá ser independiente y no controlado por ningún transportador o ningún remitente en particular. Se deberá limitar la participación societaria de cualquier agente sectorial a un máximo del 5%;
- ii. Las empresas del sector no determinarán directamente, o indirectamente, el comportamiento competitivo del Gestor en relación con sus actividades cotidianas, o en relación con las actividades necesarias para la preparación del Plan de Expansión decenal de la red. En el último caso, solo podrán participar en los términos señalados previamente para la adopción por parte de la UPME y/o el MME del Plan de Expansión del SNT;
- iii. Los funcionarios encargados de la dirección y/o miembros de los órganos administrativos del Gestor no podrán haberse ocupado de ningún cargo o tenido ninguna responsabilidad profesional ni interés ni haber mantenido una relación comercial, directa o indirecta, con empresas del sector, durante un período de tres (3) años antes del nombramiento;
- iv. Después del cese de sus funciones en el Gestor, las personas responsables de la dirección y/o los miembros de sus órganos administrativos no ocuparán ningún cargo ni tendrán ninguna relación profesional ni interés, y no mantendrán relación comercial alguna con las empresas del sector, durante un período mínimo de cuatro (4) años;
- v. A los empleados del Gestor diferentes a las personas responsables de su dirección y/o los miembros de sus órganos administrativos, no les aplicarán las reglas de entrada, pero sí las reglas de salida.

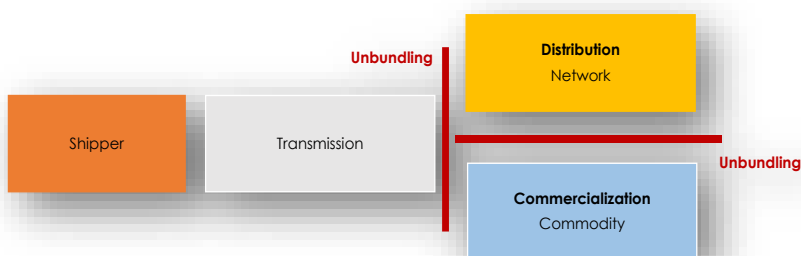
8.2. SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

- Las actividades de suministro-comercialización (productores o importadores, según el caso) no podrán ser desarrolladas conjuntamente, directa o indirectamente, con las actividades de transporte, distribución, o comercialización.
- Las empresas que desarrollen actividades de transporte, distribución, o comercialización, ni sus accionistas, podrán tener participación societaria en compañías que desarrollen la actividad de suministro-comercialización (productores o importadores, según el caso).
- Las empresas que desarrollen actividades de transporte no podrán desarrollar directamente actividades de comercialización.
- Los remitentes que tengan vinculación económica con agentes sectoriales deberán interactuar con los distintos eslabones de la cadena de prestación del servicio, en los mismos términos aplicables a cualquier

remitente. Se exceptúa de esta regla la demanda asociada con Plantas de Regasificación bajo Régimen de Acceso Abierto con Exención.

- A fin de preservar totalmente los intereses de los accionistas de las empresas actualmente integradas verticalmente y nivelar las condiciones de competencia, se permite la integración vertical de las empresas que desarrollen las actividades de transporte y distribución (actualmente distribución-comercialización). No obstante, se exigirá:
 - a) Separación patrimonial, bien sea mediante el fraccionamiento de las acciones de la empresa integrada entre acciones de la empresa de transporte y acciones de la empresa de distribución (actualmente distribución-comercialización), o bien sea a través de la participación accionaria de empresas de transporte en empresas de distribución (actualmente distribución-comercialización);
 - b) En desarrollo de lo dispuesto en el Artículo 21 de la Ley 142 de 1994 que dispone: **“Administración común. La comisión de regulación respectiva podrá autorizar a una empresa de servicios públicos a tener administradores comunes con otra que opere en un territorio diferente, en la medida en la que ello haga más eficiente las operaciones y no reduzca la competencia”**, no estará permitida la **“Administración Común”** de empresas que actúen en el mismo territorio; y
 - c) Las Juntas Directivas de empresas integradas verticalmente, que no hayan sido autorizadas por la CREG a tener **“Administración Común”**, en los términos definidos por la legislación, no podrán compartir Miembros Principales o Suplentes.
- Las empresas de distribución (actualmente distribución-comercialización) y comercialización, no podrán tener participación societaria en empresas de transporte.
- Las empresas de distribución-comercialización existentes (actualmente distribución-comercialización), deberán efectuar separación patrimonial de ambas actividades mediante el fraccionamiento de las acciones de la empresa integrada entre acciones de la empresa de distribución y de la empresa de comercialización.

Si no hay competencia en las actividades de venta minorista, entonces no será posible la desintegración. Por el contrario, en la medida en que se recomienda la competencia minorista, la desagregación de las actividades de distribución y comercialización es una pieza relevante del diseño.



La CREG deberá pronunciarse acerca de permitir o no la **“Administración Común”** entre las empresas de distribución y las empresas de comercialización, sujetas a separación patrimonial.

ANEXO

RÉGIMEN DE LIBRE ACCESO A TERMINALES DE REGASIFICACIÓN

Previo al desarrollo de las reglas requeridas para garantizar el libre acceso a las terminales y para su cabal entendimiento, es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones relevantes:

i) DEFINICIONES RELEVANTES

Buque Metanero: Un metanero, o gasero, es un buque dedicado al transporte de gas natural licuado, GNL, desde los países productores de gas natural a los países consumidores. En terminología marítima internacional se conocen como LNG (Liquified Natural Gas). Son buques construidos expresamente para este transporte y que no pueden dedicarse a otro tipo de carga. A estos efectos, se incluyen el Capitán y su tripulación.

Capacidad Contratada: Capacidad que el Operador de la Terminal ha asignado al Usuario de la Terminal en el Mercado Primario de Capacidad en virtud de un Contrato de Servicio Estándar Integrado de GNL.

Capacidad de Descarga de la Terminal: Capacidad de recepción de Buques Metaneros en la Terminal.

Capacidad de Almacenamiento de la Terminal: Capacidad de almacenamiento de GNL en la Terminal, expresada en metros cúbicos o en unidad de energía.

Capacidad de Vaporización de la Terminal: Flujo máximo, expresado en metros cúbicos por unidad de tiempo o en unidad de energía por unidad de tiempo, que está en capacidad de vaporizar la Terminal.

Capacidad Disponible: Parte de la Capacidad Técnica que no se ha asignado mediante contratos en el Mercado Primario de Capacidad y que está disponible en la Terminal en un momento determinado.

Capacidad Firme: Capacidad garantizada contractualmente como ininterrumpible, sea que ésta se comercialice en el Mercado Primario o en el Mercado Secundario de Capacidad.

Capacidad Interrumpible: Capacidad contratada en el Mercado Primario de Capacidad por parte del Operador de la Terminal, o en el Mercado Secundario de Capacidad por parte de un Tercero, que puede ser interrumpida con arreglo a las condiciones estipuladas en el respectivo contrato.

Capacidad No Utilizada: Capacidad firme que un Usuario de la Terminal ha adquirido en el Mercado Primario de Capacidad en virtud de un Contrato de Servicio Estándar Integrado de GNL, pero que, en el momento de la expiración del plazo establecido en el Contrato, dicho Usuario no ha Nominado.

Capacidad Primaria de Almacenamiento Exenta: El Operador de la Terminal, en el caso de un Régimen de Exención puede comprometer directamente y sin que medien los procedimientos reglados en el Régimen “Third Party Access” (TPA), Capacidad Primaria de Almacenamiento con un Remitente – Promotor (por ejemplo: Refinerías, Plantas Termoeléctricas, Siderúrgicas, etc.). En todo caso la capacidad así comprometida, no puede exceder los requerimientos máximos de capacidad del Remitente - Promotor, calculados éstos últimos de manera objetiva y verificable.

Capacidad Primaria de Vaporización Exenta: El Operador de la Terminal puede comprometer directamente y sin que medien los procedimientos del Régimen “Third Party Access” (TPA), Capacidad Primaria de Vaporización con un Remitente - Promotor. En todo caso la capacidad así comprometida, no puede exceder los requerimientos máximos de gas natural por parte del Remitente - Promotor, calculados éstos últimos de manera objetiva y verificable.

Capacidad Técnica: Máxima capacidad firme que puede ofrecer el Operador de la Terminal en el Mercado Primario de Capacidad a los Usuarios de la Terminal, teniendo en cuenta la integridad de las instalaciones de la Terminal y los requisitos de funcionamiento de cada uno de los equipos que la componen.

ETA (Estimated Time Arrival): Fecha estimada de llegada de un Buque Metanero.

GNL: Gas Natural Licuado.

Inspección del Buque: Consiste en una evaluación detallada del proceso de GNL de un buque, a fin de determinar si es adecuado para el transporte y descarga de GNL.

Manual de Operación de la Terminal: Conjunto de procedimientos de coordinación de las actividades logísticas que permita gestionar las descargas de GNL. Las instrucciones operativas aplicables a cada Buque y a la Terminal deberán ser firmadas por representantes del Buque y del Terminal antes de realizar la primera carga/descarga como prueba de conocimiento y aceptación de las mismas.

Manifold: Conjunto de conexiones y bridas.

Mercado Primario de Capacidad: Capacidad de la Terminal asignada por el Operador de la Terminal.

Mercado Secundario de Capacidad: Capacidad de la Terminal No Utilizada y asignada previamente por el Operador de la Terminal a Usuarios de la Terminal en el Mercado Primario.

Nominación: Comunicación previa que efectúa el Usuario de la Terminal al Operador de la Terminal sobre el flujo efectivo que desea inyectar en el sistema o retirar del mismo.

NOR (Notice of Readiness) o Aviso de Alistamiento: Aviso al fletador, remitente, receptor u otra persona, como lo exige el contrato de fletamento que el buque ha llegado a puerto o muelle, según el caso, y que ya está listo para cargar o descargar. Cuando el buque ha arribado para la carga o descarga en el lugar, el Capitán debe informar al fletador que su buque está listo para cargar o para descargar. Esta notificación debe hacerse por escrito a través del Aviso de Alistamiento.

Operador de la Terminal de GNL: Titular de la Instalación como persona física o jurídica bajo cuya responsabilidad se realizan, entre otras, las operaciones de carga o descarga del GNL y las de emisión de los certificados de compatibilidad.

Pantalán: Muelle artificial, largo y estrecho, que se interna bastante en el mar permitiendo el amarre de Buques por lo general no de gran tonelaje.

Primero en Llegar - Primero en Servir: Proceso por el cual se aceptan solicitudes en el orden en que sean recibidas.

Principio de Libre Acceso a Terceros: El Operador de la Terminal está obligado a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, si no existen restricciones técnicas y si estos últimos asumen contractualmente los costos por el uso de sus instalaciones y/o equipos.

Principio de No Discriminación: Las tarifas aplicadas por el Operador de la Terminal a todos los Usuarios de la Terminal deben ser transparentes y no discriminatorias. El Operador de la Terminal no puede favorecer a determinados Usuarios, en particular a sus vinculados o asociados económicos. En virtud de este Principio, el Operador de la Terminal debe garantizar la aplicación de tarifas únicas que serán iguales independientemente de que se apliquen a sus vinculados o asociados, o a terceros.

Regasificación: Proceso de vaporización del GNL con el objeto de enviar gas natural a sistemas ubicados aguas abajo de la Terminal.

Servicio Estándar Integrado de GNL: Paquete de servicios ofrecido por el Operador de la Terminal compuesto, al menos, por el derecho a un atraque de buques metaneros durante un cierto período de tiempo, el derecho a la descarga del GNL, una capacidad temporal de almacenamiento de GNL, y un servicio de regasificación con la correspondiente capacidad de envío.

Shut-down: Parada de emergencia de la descarga.

Terminal de GNL: Incluye todas las instalaciones de gas natural ubicada en tierra o en las aguas costeras que se utilizan para recibir, descargar, almacenar, gasificar o procesar el gas natural que se importa desde un país extranjero.

Tiempo de Plancha o Estadía (Lay time): En transporte marítimo, en régimen de fletamento, es el plazo que un buque debe permanecer en puerto dedicado a operaciones de carga y descarga. El Tiempo de Plancha empieza a contar desde el momento en que el armador comunica al fletador que el barco está listo para recibo o entrega de carga, con el llamado NOR y este último lo acepta.

Usuario de la Terminal: Consumidor o consumidor potencial de los Servicios prestados por el Operador de la Terminal. Son Usuarios de la Terminal tanto los usuarios terceros, como aquellos usuarios vinculados o asociados económicamente con la Terminal y/o su Operador.

Ventana de Descarga: Período de tiempo durante el cual el Usuario de la Terminal tiene acceso a la infraestructura necesaria para la descarga de GNL desde la instalación respectiva.

ii) SERVICIO ESTÁNDAR INTEGRADO DE GNL

El Operador de la Terminal debe hacer pública en su Página Web una descripción detallada y exhaustiva de los diferentes servicios ofrecidos (es decir, la Recepción y Descarga de Buques Metaneros, el Almacenamiento, la Regasificación, etc.).

La información técnica y operativa mínima que deberá publicarse y mantenerse actualizada, es la siguiente:

- Capacidad de Desembarque de la Terminal (capacidad de acoplamiento de Buques Metaneros, número de brazos de descarga y tiempo de descarga);
- Capacidad de Almacenamiento (número de tanques y capacidad comercial de cada tanque); y
- Capacidad de Regasificación (número de vaporizadores y capacidad de vaporización).

Así mismo, el Operador de la Terminal debe publicar y mantener actualizada la siguiente información comercial:

- Capacidad Máxima de Vaporización;
 - Capacidad Primaria de Vaporización Exenta;
 - Capacidad de Vaporización Contratada por Terceros en el Mercado Primario;
 - Capacidad Primaria de Vaporización Contratada No Utilizada; y
 - Capacidad Primaria de Vaporización Disponible.
-
- Capacidad Primaria Máxima de Almacenamiento;
 - Capacidad Primaria de Almacenamiento Exenta;
 - Capacidad de Almacenamiento Contratada por Terceros en el Mercado Primario;
 - Capacidad Primaria de Almacenamiento Contratada No Utilizada; y
 - Capacidad Primaria de Almacenamiento Disponible.

La Comercialización de Capacidad por parte del Operador de la Terminal en el Mercado Primario, está sujeta a las siguientes reglas:

- i) En virtud del Principio de Libre Acceso, el Operador de la Terminal debe ofrecer a Terceros en el Mercado Primario de Capacidad, la diferencia entre la Capacidad Máxima de Vaporización y la Capacidad Primaria de Vaporización Exenta. Una vez suscritos contratos de Capacidad Primaria de Vaporización con Terceros, ésta también será descontada de Capacidad Máxima de Vaporización con el fin de establecer la Capacidad Primaria de Vaporización Disponible para la venta.
- ii) En virtud del Principio de Libre Acceso, el Operador de la Terminal debe ofrecer a Terceros en el Mercado Primario de Capacidad, la diferencia entre la Capacidad Máxima de Almacenamiento y la Capacidad Primaria de Almacenamiento Exenta. Una vez suscritos contratos de Capacidad Primaria de Almacenamiento con Terceros, ésta también será descontada de Capacidad Máxima de Almacenamiento con el fin de establecer la Capacidad Primaria de Almacenamiento Disponible para la venta.
- iii) Para la asignación de Capacidad Primaria de Vaporización o Almacenamiento a Terceros, el Operador de la Terminal debe seguir las *“Condiciones de Libre Acceso y Asignación de Capacidad”* definidas en el respectivo contrato.
- iv) El Operador de la Terminal no puede ofrecer Capacidad Primaria de Vaporización o Almacenamiento, comprometida bajo el régimen de exención, o vendida a Terceros, con independencia de que se trate de Capacidad No Utilizada.
- v) El Operador de la Terminal no puede ofrecer Capacidad Primaria de Vaporización o Almacenamiento, en exceso de la Capacidad Primaria Disponible.
- vi) La Capacidad Primaria ofrecida por el Operador de la Terminal en el Mercado Primario, se comercializa como Capacidad en Firme. Esta Capacidad solo será Interrumpible en caso de mantenimientos previamente programados y en eventos de fuerza mayor.
- vii) El Operador de la Terminal puede ofrecer Capacidad Primaria Disponible a largo plazo (servicio con duración de un año o más), o a corto plazo (servicio con duración de menos de un año), según disponibilidad.

La Comercialización de Capacidad por parte del Remitente – Promotor bajo el régimen de exención o por parte de Terceros, en el Mercado Secundario, está sujeta a las siguientes reglas:

- i) Puede vender en el Mercado Secundario la Capacidad Primaria de Vaporización y/o Almacenamiento No Utilizada.
- ii) La Capacidad de Vaporización y/o Almacenamiento ofrecida en el Mercado Secundario, puede comercializarse como Capacidad en Firme o como Capacidad Interrumpible, según se pacte en los respectivos contratos.
- iii) La Capacidad de Vaporización y/o Almacenamiento que se comercialice en el Mercado Secundario, puede ofrecerse a largo plazo (servicio con duración de un año o más), o a corto plazo (servicio con duración de menos de un año), según disponibilidad, sin exceder la duración de los contratos de Capacidad Primaria suscritos con el Operador de la Terminal y que respaldan la respectiva venta.
- iv) Todas las ventas de Capacidad de Vaporización y/o Almacenamiento en el Mercado Secundario deben ser informadas y registradas ante el Operador de la Terminal, en los términos que este último defina.

iii) CONDICIONES DE LIBRE ACCESO Y ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD

Las condiciones de Libre Acceso y Asignación de Capacidad por parte del Operador de la Terminal deben estar sujetas al cumplimiento de los siguientes principios y/o reglas y/o a la aplicación de los siguientes criterios:

- El Operador de la Terminal debe garantizar la oferta de servicios en el Mercado Primario de Capacidad de forma no discriminatoria a todos los Usuarios de la Terminal. En particular, el Operador de la Terminal al ofrecer un mismo servicio a distintos Usuarios, lo debe hacer en condiciones contractuales equivalentes, a través de contratos estandarizados.
- El Operador de la Terminal al ofrecer sus servicios puede exigir la presentación de garantías a los Usuarios de la Terminal relativas a su solvencia. Dichas garantías no deben constituir obstáculos indebidos para la entrada al mercado y habrán de ser no discriminatorias, transparentes y proporcionales.
- El Operador de la Terminal debe tomar las medidas convenientes para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y facilitar dicho intercambio. El Operador de la Terminal debe establecer procedimientos y Contratos de Capacidad en el Mercado Primario para facilitar el intercambio en el Mercado Secundario de Capacidad y reconocer la transferencia de derechos de Capacidad Primaria que notifiquen los Usuarios de la Terminal.
- El Operador de la Terminal debe aplicar y publicar en su Página Web mecanismos de asignación de la Capacidad transparentes y no discriminatorios, de un modo comprensible, cuantificable, claro y fácilmente accesible.

A manera de guía para definir las “*Condiciones de Libre Acceso y Asignación de Capacidad*” por parte del Operador de la Terminal, se recomienda tener en cuenta los siguientes lineamientos:

- a. Con el fin de promover el desarrollo de la competencia, el Operador de la Terminal debería aplicar procedimientos de Asignación de Capacidad que: 1) promuevan la utilización de la Capacidad a largo plazo; y 2) proporcionen señales económicas para el uso eficiente de la Capacidad. La duración de los contratos a

largo plazo estaría limitada únicamente por la voluntad de las partes en el contrato. Los procedimientos de Asignación de Capacidad deberían basarse en evaluaciones de mercado a través de mecanismos de *open season*. Compromisos de Capacidad posteriores a la realización de un *open season*, de seguir existiendo Capacidad Disponible, podrían ofrecerse bajo el mecanismo Primero en Llegar - Primero en Servir.

- b. Con el fin de lograr transparencia en la administración de la Capacidad, el Operador de la Terminal debería establecer procedimientos de gestión de la congestión. Los procedimientos de gestión de la congestión deberían basarse, en la medida de lo posible, en los siguientes principios: 1) mínimo costo de resolver la congestión; y 2) aplicación de mecanismos de mercado.
- c. Con el fin de promover activamente el Mercado Secundario de Capacidad, el Operador de la Terminal debería establecer las modalidades para la negociación secundaria de la Capacidad. Los derechos de propiedad en los contratos que suscriba el Operador de la Terminal deberán estar bien definidos. Es aconsejable que el Operador de la Terminal elabore procedimientos estandarizados para comercializar el gas y plataformas electrónicas de negociación anónima.
- d. Con el fin de incrementar la flexibilidad y maximizar el rendimiento, es aconsejable que el Operador de la Terminal facilite la comercialización desagregada de los componentes del Servicio Estándar Integrado de GNL.
- e. Con el fin de favorecer el surgimiento de nuevos vendedores en el mercado aguas abajo, el Operador de la Terminal podría promocionar el servicio de "*transporte virtual*" de GNL.
- f. Con el fin de garantizar un proceso continuo y eficiente de Reasignación de Capacidad en el Mercado Secundario, el Operador de la Terminal debería establecer medidas que prevengan y eviten el acaparamiento. Sin embargo, si los arreglos de venta de Capacidad No Utilizada (Úsela o Véndala) llegan a incidir sustancialmente en la venta de Capacidad Primaria a largo plazo, el proceso de Asignación de Capacidad primaria podría distorsionarse, ya que los Usuarios de la Terminal serían cautelosos para reservar Capacidad a largo plazo. Sería recomendable establecer un período mínimo de preaviso para promover el uso eficaz de la Capacidad liberada en el Mercado Secundario, de tal manera que se evite la distorsión del Mercado Primario.
- g. Con el fin de evitar el acaparamiento, el Operador de la Terminal debería establecer mecanismos de vigilancia del uso de la Capacidad. En caso de encontrar indicios de acaparamiento, el Operador de la Terminal debería definir un procedimiento de reporte de posibles anomalías, que la SIC (Superintendencia de Industria y Comercio) pudiera utilizar como primer elemento para realizar investigaciones. Para mejorar la transparencia, sería aconsejable que los indicadores de utilización de la Capacidad se publicaran, con respeto a la confidencialidad de la información comercialmente sensible.

iv) TARIFAS DE ACCESO AL SISTEMA DEL OPERADOR DE LA TERMINAL

El Operador de la Terminal debe publicar las tarifas aplicables y aplicadas en su Página Web de tal manera que los Usuarios de la Terminal y Terceros interesados puedan consultarlas permanentemente.

Las Tarifas deben ser transparentes y reflejar los costos del Servicio Estándar Integrado, diferenciando cada uno de los servicios que lo componen y garantizando que dichos costos correspondan a los de un Operador de Terminal eficiente estructuralmente comparable. La metodología tarifaria, así como las tarifas resultantes de su aplicación, deben cumplir con el Principio de No Discriminación.

El régimen tarifario debe contener una descripción detallada de la metodología para el cálculo de las tarifas y de los ingresos anuales esperados; y ser costo-reflexivo.

La estructura tarifaria debe discriminar los cargos aplicables para cada uno de los componentes del Servicio Estándar Integrado de GNL. Así mismo, debe considerar la definición de cargos de balance, cargos por congestión y un cargo para el fondeo del Abandono.

En la definición del régimen tarifario y la estructura de tarifas o cargos, el Operador de la Terminal debe aplicar los siguientes criterios orientadores:

- i) Tarifas o cargos costo reflexivos, implican el reconocimiento de los costos en que incurre el Operador de la Terminal. El régimen tarifario que se defina debe basarse en: 1) el reconocimiento de un CAPEX y un OPEX prudente; 2) el reconocimiento de una rentabilidad razonable sobre la inversión; 3) el reconocimiento parcial del riesgo de infrautilización de la infraestructura que debe compartirse con los Usuarios de la Terminal; y 4) la definición de una regla de actualización de las tarifas o cargos resultantes.
- ii) Tarifas o cargos costo-reflexivos requieren la definición de tarifas o cargos específicos para cada función, diferenciando los usos de las instalaciones y equipos con que cuenta la Terminal, incluyendo: 1) operaciones de descarga; 2) utilización de la capacidad de almacenamiento; 3) servicio de vaporización. La estructura tarifaria debe adaptarse a los patrones de uso probable de las facilidades de la Terminal.
- iii) Un diseño eficiente de las tarifas o cargos requiere una correcta asignación de los costos fijos y los costos variables en que incurre el Operador de la Terminal en la prestación de cada uno de los servicios. Se deben evitar, en lo posible, las subvenciones cruzadas entre Usuarios de la Terminal y no obstaculizar la entrada de nuevos participantes en el mercado.
- iv) Las tarifas o cargos de balance, así como las tarifas o cargos por congestión (de llegar a proponerse y aplicarse estos últimos) deben reflejar los costos en la medida de lo posible, proporcionando incentivos adecuados a los Usuarios de la Terminal para equilibrar sus aportaciones y retiradas de gas. El Operador de la Terminal puede aplicar una tarifa o cargo de penalización a los Usuarios de la Terminal cuyas aportaciones o retiradas del sistema no estén compensadas con arreglo a normas de balance previamente establecidas por el Operador de la Terminal.
- v) En tanto el Mercado Secundario de Capacidad no se haya desarrollado, o no sea lo suficientemente competitivo, las tarifas o cargos por servicios a corto plazo, deberán fijarse de acuerdo con el costo marginal de corto plazo.

Cuando por la dinámica del mercado, u otras razones justificables, el Operador de la Terminal considere que la metodología y/o las tarifas o cargos, deben ser objeto de modificación o ajuste, deben hacer público el documento soporte de tales decisiones.

En todo caso, de presentarse la circunstancia señalada, el Operador de la Terminal debe respetar y mantener inalterables, los contratos que haya suscrito y se encuentren vigentes.

v) REGLAS OPERATIVAS DE LA TERMINAL

El Operador de la Terminal es responsable de elaborar y hacer público en su Página Web un Manual de Operación de las actividades logísticas de la Terminal, que debe ser aprobado por la Dirección General Marítima - Autoridad

Marítima Colombiana (DIMAR), previa su publicación, de acuerdo con lo previsto en el Decreto 2324 de 1984 y demás normas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.

El Manual de Operación con su correspondiente Instrucción Operativa de Seguridad Interfase Buque-Terminal, deberá incluir y desarrollar cuando aplique, entre otros, los siguientes aspectos:

1) Inspección de Buques Metaneros y estudios de compatibilidad

Los Buques a utilizar para las descargas de GNL en las instalaciones de regasificación deben haber superado satisfactoriamente los procedimientos de inspección (“*vetting*”) exigidos por una compañía de reconocido prestigio a nivel internacional, especializada en la evaluación de Buques de transporte de GNL.

Las inspecciones deben ser efectuadas por inspectores que posean la acreditación OCIMF (“*Oil Companies International Marine Forum*”) para Buques de transporte de GNL, siguiendo las pautas y estando disponibles a través del programa SIRE (“*Ship Inspection Report Programme*”).

El Operador de la Terminal puede exigir a los contratantes de Buques con 20 años o más de antigüedad desde su entrada en servicio, la presentación de certificados adicionales de una sociedad de clasificación acerca del estado estructural de los mismos, tales como el CAP (“*Condition Assessment Programme*”) nivel 1 o 2, o similares, que acrediten inspecciones específicas para Buques de esta antigüedad, debiendo la Terminal publicar el detalle de sus requerimientos. La modificación de los requerimientos debe ser anunciada con suficiente antelación.

En cualquier caso, la autorización definitiva para que un Buque metanero que haya pasado la inspección, amarre y descargue GNL en la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL será otorgada por el Operador de la Terminal.

En el caso de utilización de Buques Metaneros que no hayan descargado GNL previamente en la Terminal, deben ser objeto de un análisis de compatibilidad de tales Buques.

En función de estos datos se debe analizar la compatibilidad en lo referente, entre otros aspectos, a brazos de descarga, puntos de contacto con las defensas, número de puntos de amarre, posición del “*manifold*” y pasarela de acceso de tierra al Buque, comprometiéndose el Operador de la Terminal a emitir el correspondiente informe dentro de plazos razonables.

2) Atraque seguro e instalaciones de descarga

El Operador de la Terminal debe cumplir con las regulaciones internacionales estándares aceptadas en la industria del GNL; entre otras las siguientes:

- Iluminación suficiente, hasta los límites permitidos por la DIMAR, que permita realizar las maniobras de acceso o abandono del muelle, de acuerdo con la reglamentación específica del Puerto;
- Brazos de descarga, tuberías y otros equipos necesarios para permitir la descarga de GNL;
- Instalaciones para el retorno de vapor adecuadas para mantener una presión operativa en los tanques de carga del Buque Metanero, siempre dentro de los rangos operativos especificados para el Buque;
- Acceso(s) seguro(s) para el personal del Buque y el que acceda al mismo;
- Un sistema de comunicaciones que cumpla con las regulaciones aplicables y permita estar en comunicación con el Buque Metanero en todo momento;
- Instalaciones que faciliten el suministro de nitrógeno a los Buques Metaneros.

3) Autorizaciones y Servicios Portuarios

Será responsabilidad del Buque Metanero o del agente que designe, obtener de la DIMAR los correspondientes permisos de descarga, siendo además de su responsabilidad la contratación de los servicios pertinentes para el atraque, entre otros: prácticos, remolcadores y amarradores.

4) Programación

La programación mensual vinculante, debe incluir entre otros datos, la Fecha de Descarga Programada, que establece el día de comienzo del período de tiempo asignado para la llegada del Buque. La duración de este intervalo de tiempo, o Ventana de Descarga, dependerá de la instalación de descarga y de la capacidad bruta del Buque Metanero.

5) Actividades logísticas de GNL

i) Nominación de Buques

Al menos 15 días antes de la descarga, y siempre antes de la carga, los Usuarios de la Terminal, deberán nominar por fax, telex o correo electrónico Buques compatibles con el Puerto y con los requerimientos técnicos y legales de las instalaciones de descarga, que deberán cumplir con las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL.

Dicha nominación debe incluir al menos la siguiente información:

- Nombre del buque.
- ETA, de acuerdo con la Fecha de Descarga Programada establecida.
- Cantidad prevista a descargar, igualmente de acuerdo con la programación.
- Origen del gas.

El Operador de la Terminal debe responder aceptando o rechazando la nominación dentro de las 72 horas laborables siguientes a la recepción de la misma; en caso de rechazo éste debe ser razonado.

En cualquier caso, la falta de respuesta por parte del Operador de la Terminal dentro del período que corresponda se debe entender como aceptación implícita de la nominación.

ii) Notificaciones relativas a la carga

Los Usuarios de la Terminal, o quien ellos designen, deben notificar al Operador de la Terminal una vez finalizada la carga del GNL, el origen, la cantidad y calidad del cargamento, por medio de los correspondientes certificados emitidos por un inspector independiente en el puerto de origen.

Previa entrada al puerto, el Buque debe haber realizado las operaciones pertinentes para garantizar que los parámetros de presión en tanques y temperatura en las líneas y el manifold de descarga del Buque no requieran el venteo de gas a atmósfera, de manera que la descarga se desarrolle de manera ágil y eficiente, evitando retrasos.

iii) Notificaciones del Tiempo Estimado de Llegada

El Capitán del buque metanero o su agente, debe notificar al Operador de la Terminal el día y hora estimada de llegada del Buque a la boya de recalada, o ETA, teniendo en cuenta la duración del viaje en las siguientes ocasiones:

- El primer aviso debe enviarse a la salida del puerto de carga.
- El segundo aviso debe enviarse no más tarde de siete (7) días antes del ETA. Si este ETA es modificado en más de doce (12) horas, el Capitán del Buque Metanero o su agente debe notificar inmediatamente el ETA corregido al Operador de la Terminal.
- El tercer aviso debe ser enviado no después de setenta y dos (72) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de seis (6) horas, el Capitán del Buque Metanero o su agente debe notificar inmediatamente el ETA corregido al Operador de la Terminal.
- El cuarto aviso debe enviarse no después de cuarenta y ocho (48) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de seis (6) horas, el Capitán del Buque Metanero o su agente debe notificar inmediatamente el ETA corregido al Operador de la Terminal.
- El quinto aviso debe ser enviado no más tarde de veinticuatro (24) horas antes del ETA. Si este ETA se modifica en más de una (1) hora, el Capitán del Buque Metanero o su agente debe notificar inmediatamente el ETA corregido al Operador de la Terminal.
- El NOR debe ser notificado por el Capitán del Buque Metanero al Operador de la Terminal a la llegada a la boya de recalada o a la zona de anclaje en las afueras del puerto de descarga donde el práctico del puerto de descarga sube a bordo del Buque Metanero.

La comunicación Terminal-Buque debe ser continua, debiendo existir medios de comunicación de reserva en caso de fallo. En la correspondiente Instrucción Operativa de Seguridad Interfase Buque-Terminal se deben detallar los medios utilizados en cada caso. El idioma usado en la comunicación debe ser acordado entre ambas partes, pudiendo ser el español o el inglés.

Una vez se hayan finalizado las formalidades necesarias con las autoridades competentes y esté del todo preparado para proceder con el atraque y comenzar la descarga, el Buque Metanero y el Operador de la Terminal deben proceder con toda diligencia al atraque seguro en el muelle o pantalán de la instalación de descarga.

iv) Prioridad de atraque de Buques

En caso de que el Buque Metanero llegue dentro de su Ventana de Descarga, dicho Buque debe tener prioridad de atraque en las instalaciones frente a otros que estuviesen llegando en ese momento fuera de su Ventana de Descarga, y frente a aquellos que habiendo igualmente llegado fuera de su Fecha de Descarga Programada estuviesen esperando para el atraque, excepto en el caso de que otro Buque, habiendo llegado en su Ventana de Descarga anterior, esté esperando debido al mal tiempo o por Fuerza Mayor.

En caso de que el Buque Metanero no llegue en su Ventana de Descarga, el Operador de la Terminal debe disponer su atraque para la descarga tan pronto como sea posible teniendo en cuenta el régimen habitual de las instalaciones y los programas de descarga de otros Buques, bajo el principio de *“Primero en Llegar - Primero en*

Servir” con respecto a otros Buques que hubiesen llegado también fuera de sus respectivas Ventanas de Descarga. Esta situación podría verse modificada si el Operador de la Terminal lo estima necesario, en aras de garantizar la seguridad del suministro, al modificar el orden de las descargas para hacer frente a desbalances.

En el caso de que un Buque Metanero no llegue en su Ventana de Descarga y el Usuario de la Terminal se encuentre en situación de desbalance individual, éste debe tener preferencia de descarga frente al resto de los Buques que hubieran llegado fuera de su Ventana de Descarga.

v) Operaciones de atraque

Después de que el NOR haya sido notificado, el Capitán del Buque debe proceder a un atraque seguro y rápido del Buque Metanero en el muelle y el Operador de la Terminal debe cooperar con que el Buque sea así atracado.

El amarre del Buque se debe realizar bajo las instrucciones del Capitán del Buque asistido por el práctico, siempre conforme a la configuración de amarre consensuada en el estudio previo de compatibilidad del Buque.

El acceso al Buque se debe hacer de manera segura, una vez que el mismo se encuentre amarrado adecuadamente y el Capitán lo haya autorizado. En este proceso se deben seguir las prescripciones de la correspondiente Instrucción Operativa de Seguridad Interfase Buque-Terminal.

Antes de iniciar la descarga, se deben efectuar las comprobaciones necesarias que aseguren que el sistema de comunicación funciona correctamente.

vi) Procedimiento de Control de Acceso al Pantalán

El Operador de la Terminal es responsable del acceso al Pantalán y, en particular, su servicio de seguridad, mientras que el Buque es responsable de autorizar los permisos de acceso a bordo.

Toda persona que acceda al Pantalán debe ser identificada por el servicio de seguridad y, a petición del mismo, mostrar documentos que prueben su identidad. Se debe negar el acceso a esta área a cualquier persona que no esté debidamente documentada. Todo acceso al Pantalán debe ser anotado en los formularios dispuestos a tal efecto, indicando la hora de entrada y salida. El servicio de seguridad debe inspeccionar todo paquete que acceda al Pantalán y, si es necesario, puede requerirse su examen a través del escáner de Rayos X.

Antes de la llegada del Buque, los oficiales del mismo o su agente consignatario deben proporcionar una lista de todas las personas autorizadas a subir a bordo.

A la llegada del Buque, el consignatario debe proporcionar, además, una lista de la tripulación, que se debe identificar ante el servicio de seguridad cuando entren o salgan del Pantalán.

Si, por alguna razón, una persona no incluida en la lista deseara visitar el Buque, deber obtener una autorización previa del Capitán o de cualquier oficial a bordo. En tal caso se debe exigir que el visitante sea acompañado desde la entrada principal del Pantalán por una persona del Buque.

Las reglas aplicables en esta materia se deben ajustar a lo establecido por la normativa internacional, en cuanto a los niveles de protección y las condiciones de seguridad existentes en el momento de la llegada del Buque.

vii) Operaciones de descarga

El Capitán del Buque Metanero y el Operador de la Terminal deben procurar que comience la descarga tan pronto como sea posible después de las operaciones de atraque y deben cooperar entre ellos para completar o procurar que se complete la descarga de forma segura, efectiva y rápida.

Previo el comienzo de operaciones se debe celebrar un pre-meeting entre el Buque y el Operador de la Terminal, en la que se fijen los parámetros y condiciones de descarga (rampa de enfriamiento, secuencia de arranque de bombas, gas de retorno, etc.), y en la que se realiza una Lista de Comprobación de Seguridad Buque-Terminal contenida en la Instrucción Operativa de Seguridad Interfase Buque-Terminal. Dicho listado permite comprobar que todos los sistemas de control, de emergencia, de cierre y sistemas de alarma funcionan correctamente.

La Instrucción Operativa de Seguridad Interfase Buque-Terminal debe ser entregada al Buque (en la primera descarga, tal como se establezca en el Procedimiento de Compatibilidad), quedando una copia en la Terminal y otra en el Buque.

Para realizar una descarga segura del GNL a los ritmos, presiones y temperaturas que sean requeridos por el Buque Metanero y por las instalaciones de la Terminal, el GNL debe ser bombeado desde el Buque Metanero, siguiendo las indicaciones del Operador de la Terminal, a las instalaciones receptoras, de acuerdo con los Tiempos de Plancha concertados, y el Operador de la Terminal debe retornar gas natural al Buque en las cantidades que sean necesarias.

El Capitán del Buque Metanero debe desatraque de forma segura y rápida después de completada la operación de descarga y el Operador de la Terminal deber cooperar en que el Buque abandone el muelle segura y rápidamente. Si ocurre algún problema o si se prevé que pueda ocurrir, de forma que ocasione un retraso del Buque Metanero en el atraque, descarga o desatraque, tal que modifique los tiempos programados para estas operaciones, el Operador de la Terminal y el Buque Metanero deben discutir el problema de buena fe y esforzarse para minimizar o evitar dicho retraso, y al mismo tiempo deben cooperar entre ellos para tomar alguna medida que minimice o evite cualquier retraso similar en el futuro.

viii) Procedimiento en Caso de Emergencia

En situación de emergencia en el Buque y/o en el Terminal se debe actuar de acuerdo con el Plan de Emergencia previsto para estos casos, recogido en la Instrucción Operativa de Seguridad Interfase Buque-Terminal, que deberá estar en línea con la guía de referencia ISGOTT "*International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals*" elaborada por SIGTTO "*Society of International Gas Tanker and Terminal Operators Ltd.*".

Si se produjera una situación de emergencia que afectara a las instalaciones del Terminal, pero no a la operación del Buque la sala de control del Terminal debe notificar al Buque la situación, con el objeto de detener la descarga.

Si la emergencia afectara a las operaciones de descarga, se deben llevar a cabo inmediatamente las siguientes acciones:

- Activar el shut-down.
- Notificar la emergencia a la sala de control del Buque.
- Activar las medidas de lucha contra incendios (en el caso de que no hayan sido activadas automáticamente).

- Activar el Plan de Emergencia Interior. A partir de este momento, el Operador de la Terminal personalmente debe informar al Buque y, juntamente con el Capitán del barco, debe coordinar las acciones necesarias, manteniéndose en todo momento en contacto con la DIMAR.

Se deben prever respuestas según tipo de emergencia:

- En caso de fuego en el Buque.
- En caso de fuego o en las bridas de conexión.
- En caso de fuego en el Pantalán.
- En caso de fuga de GNL a bordo.
- En caso de fuga de GNL en el Pantalán.

Al igual que en todos los casos de emergencia debe entrar en funcionamiento un Plan de Emergencia Interior.

ix) Tiempos de Plancha o Estadía

El Tiempo de Plancha Permitido es el tiempo máximo asignado por el Operador de la Terminal para la conclusión de la descarga de cada cargamento sin incurrir en demoras. Este Tiempo de Plancha se define de acuerdo con las características operativas de la Terminal.

Se debe especificar el momento en que Comienza y Concluye el Tiempo de Plancha.

En el caso en que el cargamento no sea descargado en el Tiempo de Plancha Permitido, el Operador de la Terminal debe permitir al Buque Metanero continuar la ocupación del muelle o atraque hasta completar su descarga y el Tiempo de Plancha continuará contando a efectos de Demoras.

Se permite extender el Tiempo de Plancha Permitido por cualquier retraso imputable, o período de tiempo requerido, para lo siguiente:

- a) Acción u omisión, del Buque Metanero o su Capitán;
- b) Cumplimiento del Buque Metanero de las regulaciones del puerto de descarga;
- c) Descarga lenta por alta temperatura del GNL;
- d) Por retraso debido a condiciones meteorológicas adversas; y
- e) Cualquier otra razón por Fuerza Mayor.

El Tiempo de Plancha deja de contar cuando se desconectan los brazos de descarga.

x) Medición de descargas de GNL

La cantidad y calidad del GNL descargado debe ser medida por el Operador de la Terminal, con los equipos de medición de acuerdo con los procedimientos que en cada momento sean de aplicación y por lo que se establezca en los protocolos de detalle, de acuerdo con la regla operativa de medición de descargas en energía.

El conjunto de Usuarios de la Terminal, que eventualmente compartiesen un cargamento, puede designar un Inspector Independiente de acuerdo con su suministrador para supervisar y verificar las mediciones, muestreo y análisis del GNL descargado. El costo de esta inspección será asumido por las compañías que compartiesen dicho cargamento.

xi) Demoras

Si la descarga del cargamento no ha sido completada por causas ajenas al Buque Metanero o a su Capitán, dentro del Tiempo Permitido de Plancha, el Operador de la Terminal debe establecer el correspondiente pago por demoras, según tabla preestablecida de precios por día.

Si, como resultado de cualquier retraso atribuible a la acción u omisión del Buque Metanero o su Capitán, la descarga del cargamento en el puerto de descarga utiliza un Tiempo de Plancha superior al Tiempo Permitido de Plancha, y a consecuencia de ello, otro Buque no puede acceder a las instalaciones a su llegada al puerto de descarga dentro de su Fecha de Descarga Programada, se debe pagar al Operador de la Terminal, una vez convenientemente justificada la anterior circunstancia, demoras según tabla preestablecida de precios por día.

Tanto en un caso como en el otro, las demoras deben ser pagadas según fecha de vencimiento de factura establecida por el Operador de la Terminal; en caso de falta de pago dentro del plazo establecido, la parte deudora estará obligada a pagar a la parte acreedora un interés de mora predefinido, calculado desde el día siguiente al vencimiento del pago.

Toda reclamación por demoras se debe considerar sin efecto si se presenta en fecha posterior al período predefinido por el Operador de la Terminal y que se contabilizaría en días calendario transcurridos después de finalizada la descarga.

vi) NORMAS TÉCNICAS PLANTA DE REGASIFICACIÓN Y CALIDAD DEL PRODUCTO

La construcción y puesta en operación de la Terminal, además de cumplir con la normatividad portuaria, debe cumplir con la NTC 6276 (*“Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado (GNL)”*) y el Reglamento Técnico expedido por el MME. La Calidad del Gas debe ajustarse a lo dispuesto en estas normas.

El Operador de la Terminal y los Usuarios de la Terminal deben ajustarse a todos los requisitos de calidad que determine la autoridad competente (MME o ICONTEC), respecto del gas natural que se importe con destino al mercado doméstico. El Operador de la Terminal y los Usuarios de la Terminal deben obtener las certificaciones de calidad a que haya lugar y que les soliciten dichas autoridades.

vii) FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO

Se considerará como fuerza mayor o caso fortuito todo hecho o evento sobre el cual no se haya podido ejercer un control razonable y que sean de naturaleza tal que demore, restrinja o impida el cumplimiento oportuno de las obligaciones que se contraen en virtud de los contratos que llegue a suscribir el Operador de la Terminal con sus Remitentes, incluyendo, pero no limitándose, a los siguientes eventos: huelgas y otros conflictos laborales, guerras, revoluciones, insurrecciones, disturbios civiles, bloqueos, tumultos, embargos, incendios, terremotos, tormentas, inundaciones y otros hechos de la naturaleza, definidos en el Artículo 64 del Código Civil Colombiano.