

DOCUMENTOS DE PROYECTOS

El gran impulso ambiental en el sector de la energía

Perspectivas para los países y la industria
de los hidrocarburos de América Latina

Andrés Arroyo Peláez

DOCUMENTOS
DE PROYECTOS



NACIONES UNIDAS

CEPAL



cooperación
alemana

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

El gran impulso ambiental en el sector de la energía

Perspectivas para los países y la industria de los hidrocarburos de América Latina

Andrés Arroyo Peláez



Este documento fue elaborado y coordinado por Andrés Arroyo Peláez, Oficial de Asuntos Económicos de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en el marco del programa de cooperación entre la CEPAL, la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania.

El autor agradece a Manlio Coviello, Jefe de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la CEPAL, por el apoyo a esta investigación, y a Pablo Ferragut, Director de Proyectos de la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) por el intercambio de ideas y sugerencias de información.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/TS.2017/108

Distribución: Limitada

Copyright © Naciones Unidas, noviembre de 2017. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago

S.17-00950

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Publicaciones y Servicios Web, publicaciones@cepal.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Introducción	5
I. La agenda de cambio climático del Acuerdo de París y su repercusión en el sector de la energía	7
A. Las contribuciones nacionales determinadas	7
B. La influencia del sector de la energía	10
II. La política para el escenario de sostenibilidad energética ambiental	13
A. El comercio de permisos de emisiones y los impuestos al carbono	15
B. La reforma de los subsidios al consumo de combustibles fósiles	16
C. El diseño de un fondo soberano de hidrocarburos para la inversión social y de energía renovable	17
III. El acceso a la tecnología de energía limpia y tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles	21
A. Las energías renovables	21
B. La captura y secuestro del carbono	23
C. Los autos a electricidad y a gas natural	24
D. La gestión sostenible del gas natural para la reducción de emisiones de metano y dióxido de carbono	26
IV. La producción sostenible de hidrocarburos ante la mayor disrupción del mercado	31
A. El “pico de la demanda” global de hidrocarburos	31
B. La contracción de la producción y las reservas inmovilizadas de la región	34
V. La regulación ambiental en las políticas de las empresas de hidrocarburos de la región	37
A. Aspectos socio ambientales y alianzas para la reducción de la huella ambiental	37
B. La legislación nacional y su aplicación en las políticas de las empresas estatales	42
1. Argentina	42
2. Colombia	43
3. Brasil	45
4. Ecuador	46
5. México	47
VI. Conclusiones y recomendaciones	49
Bibliografía	53

Anexos.....		55
Anexo 1	América Latina (países seleccionados): Información financiera e indicadores de sostenibilidad de las empresas estatales de hidrocarburos, años 2010, 2014, 2015	56
Cuadros		
Cuadro 1	América Latina y el Caribe (países seleccionados): El consumo de energía fósil, la emisión de gases de efecto invernadero y las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC), alrededor del 2014.....	9
Cuadro 2	América Latina y el Caribe y el Mundo: Renta económica y huella ambiental en la producción de un barril equivalente de petróleo, 2010 y 2015	40
Gráficos		
Gráfico 1	El mundo y América Latina y el Caribe (países seleccionados): Evolución y perspectivas de variación en los determinantes de emisiones de CO ₂ y en la inversión del sector energía	11
Gráfico 2	América Latina y el Caribe (países productores de hidrocarburos): Diseño de un fondo soberano de ahorro estabilización ¹ para la inversión social y energía renovable ante diferentes precios del petróleo.....	19
Gráfico 3	Impacto de los precios del gas natural sobre los costos de generación eléctrica y captura y almacenamiento de CO ₂ ante 10 mil millones de dólares de inversión, año 2040.....	24
Gráfico 4	Regiones del mundo: Fuentes y emisiones de metano y dióxido de carbono por la producción de hidrocarburos, 2012	28
Gráfico 5	Mundo: Producción de hidrocarburos por tipo, fuente y escenarios del Acuerdo de París y senda de 2 grados, años 2015-2035	32
Gráfico 6	América Latina y el Caribe: Escenarios de producción, reservas y emisiones acumuladas de CO ₂ , años 2015-2040	36
Gráfico 7	América Latina y el Caribe (países seleccionados): Evolución de la tasa de retorno energético en la producción de hidrocarburos, años 1999-2013	41
Recuadros		
Recuadro 1	México y su política contra los gases de efecto invernadero	8
Recuadro 2	Los principios de precaución y prevención para el desarrollo de yacimientos no convencionales	38

Introducción

La política de mitigación y adaptación al cambio climático del Acuerdo de París del año 2015 permitió que los países de América Latina y el Caribe asuman compromisos voluntarios de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y que los mismos reconozcan la importancia de limitar el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2°C hasta finales de siglo. Esta situación significa que el gran impulso ambiental propuesto por CEPAL se centre en financiar inversiones para el sector de la energía relacionadas al acceso universal a la energía, la penetración de energías renovables, la implementación de prácticas de eficiencia energética y el acceso a tecnologías menos contaminantes para la producción de combustibles fósiles.

Para encaminarse a una senda de crecimiento sostenible, los países en vías de desarrollo necesitan al menos triplicar los niveles actuales de inversión y financiamiento de infraestructura energética, mediante alianzas de largo aliento entre el sector público, privado y organismos financieros internacionales dentro un escenario de incertidumbre y volatilidad en los mercados financieros y de materias primas.

El financiamiento del “keynesianismo ambiental” se basa en una gestión responsable de los presupuestos fiscales y de la deuda, en la reducción de los niveles de elusión y evasión tributaria, en el diseño de regímenes neutrales y progresivos, en la implementación de impuestos ambientales o en el retiro gradual de los subsidios a los combustibles fósiles; los cuales ayuden a implementar políticas públicas contra cíclicas. La promoción de alianzas público-privadas pudiera representar una oportunidad en la medida que permita la transferencia tecnológica para el desarrollo de energía limpia y producción sostenible de combustibles fósiles, dentro de encadenamientos productivos y prácticas de investigación y desarrollo tecnológico.

El desacople entre el crecimiento económico, el uso de la energía y el impacto ambiental enlaza la puesta en marcha de instrumentos de mercado, de progreso tecnológico y de implementación regulatoria e institucional en materia socio ambiental y en consonancia con los desafíos planteados.

Para América Latina y el Caribe su tránsito hacia el cambio estructural progresivo y de neutralidad carbónica, implica la necesidad presente de diversificar y complementar las actuales matrices energéticas (desde el petróleo hasta la energía renovable, con el gas natural como energía de transición) dado el requerimiento climático de reducir la producción de hidrocarburos a mediano plazo. En este sentido la producción sostenible de petróleo y gas natural debiera darse dentro de buenas prácticas y en aplicación de principios de precaución, prevención, mitigación y remediación

ambiental así como de transparencia y participación social en alianzas capaces de adecuarse a la denominada mayor disrupción histórica del mercado petrolero.

En la primera sección de esta investigación se analizará los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero fruto del Acuerdo de París del año 2015 y los desafíos que enfrentan los países y el sector de la energía a nivel global y regional.

En la segunda y tercera sección se tratará el alcance del escenario de sostenibilidad energética y cómo algunas políticas y tecnologías pueden ayudar a encaminarse a una senda acorde a los desafíos climáticos.

En la cuarta sección se discutirá cómo una menor demanda de petróleo y gas natural fruto de un escenario climático acorde con un aumento en la temperatura global a 2°C repercute en una inmovilización de reservas a mitad de siglo lo que genera nuevas oportunidades y desafíos para la industria de hidrocarburos.

En la quinta sección se analizará la huella ambiental del sector y cómo las regulaciones ambientales de la Argentina, el Brasil, Colombia, Ecuador y México son implementadas dentro las políticas corporativas y de sostenibilidad de las empresas estatales de hidrocarburos.

En la sexta sección se presentarán las conclusiones y recomendaciones de esta investigación.

I. La agenda de cambio climático del Acuerdo de París y su repercusión en el sector de la energía

A. Las contribuciones nacionales determinadas

Las fuentes energéticas que promovieron las sociedades industriales modernas han influido en la actual crisis del cambio climático. Las fuentes fósiles como el petróleo, carbón y gas natural a través de sus usos para la generación de electricidad, transporte e industria representan el 80% de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. El resto se produce por cambios en el uso del suelo, principalmente en bosques tropicales, que incluyen la ampliación de la frontera agrícola y la explotación de la madera.

El Acuerdo de París que se concretó en la vigésima primera sesión anual de la Conferencia de las Partes del año 2015, permitió que los países signatarios reconozcan la existencia de la acción humana en el calentamiento global y se pronuncien para limitar el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2°C, esto es 1,5°C respecto a niveles pre-industriales hasta finales de siglo. De igual forma los países reconocen la importancia de mejorar las capacidades de adaptación y aumentar las corrientes financieras a niveles compatibles con trayectorias de desarrollo más bajas en emisiones.

En este sentido los países independientemente de su nivel de desarrollo o premisa de responsabilidades comunes pero diferenciadas establecieron metas voluntarias tanto no condicionadas cuanto condicionadas a un mayor financiamiento denominadas Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC por sus siglas en inglés). Estos compromisos en muchos casos buscan mitigar principalmente la emisión del CO₂ en sectores claves como el energético, agrícola, industrial, transporte y forestal por los próximos 15 o más años, siendo que estos esfuerzos de mitigación son progresivos al estar sujetos a renovación y actualización quinquenal.

La metodología en la elaboración de las NDC por los países fue distinta y poco comparable entre sí, siendo que en los casos de los países de América Latina y el Caribe el compromiso en la reducción de emisiones se da entre el 15% y el 25% ya sea sobre años base distintos o sobre la proyección de un escenario “business as usual” (BAU) con supuestos específicos en cada caso.

La estructura económica y energética de la región determina que los compromisos de mitigación se enfoquen sobre el uso de hidrocarburos antes que del carbón e implícitamente de su tipo (gas, petróleo), ubicación (tierra, mar), calidad (en función al contenido de azufre) y geología (convencional, no convencional) los cuales determinan los diferentes valores de los coeficientes

unitarios de emisiones, que en promedio se ubican en torno a 0,42 toneladas de CO₂ por barril equivalente de petróleo consumido.

Dentro de algunos países productores de hidrocarburos como Venezuela, Trinidad y Tobago o Bolivia, los esfuerzos de reducción están condicionados a la existencia de fondos disponibles provistos por la comunidad internacional en el entendido que la mitigación de la huella climática es responsabilidad de los países desarrollados fruto de su proceso de industrialización iniciado a finales del siglo XIX. La implementación del concepto de equidad y justicia en la formación de la política climática no sólo es desafiante sino de cuestionamiento crítico para la definición de políticas que enfrenta la comunidad internacional.

Asimismo México y Trinidad y Tobago a través de sus NDC dan importantes pasos en torno a la mitigación no condicionada de gases como el metano y el hollín provenientes del sector de hidrocarburos y transporte público para los próximos años (ver cuadro 1 y recuadro 1).

Recuadro 1 **México y su política contra los gases de efecto invernadero**

A pesar de que es un país con importantes recursos petroleros y gasíferos, México es un líder mundial en integrar los objetivos de cambio climático dentro de las políticas públicas. El país fue el segundo en el mundo en promulgar la Ley del Cambio Climático en el 2012 la cual estipula la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 30% al año 2020 y en 50% al año 2050 en comparación con los niveles del 2000, mediante acciones costo eficientes con beneficios para la población.

Los compromisos de reducción comprometidos y reflejados en las contribuciones nacionales determinadas (INDC por sus siglas en inglés) fueron remitidos por anticipado a la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes en el año 2015 y en ellas se fortaleció aún más los compromisos de reducir los gases de efecto invernadero al incluir las emisiones de contaminantes de corta vida que tienen efectos sobre la calidad del aire y la salud humana. Las emisiones de gases de efecto invernadero tendrían que llegar a su cima el 2026 según el escenario de mitigación y empezar a bajar a partir de entonces con una reducción del 40% en la intensidad de emisiones desde el 2013 al 2030.

Muchas de las reducciones esperadas son dependientes de acciones sobre el sector energético, incluidas un aumento de renovables en la generación eléctrica hasta el 40% al 2035 y el control sobre las fugas de metano en la producción de hidrocarburos. En este sentido México hizo importantes compromisos en la Cumbre de Líderes de Norte América el 2016 al comprometerse a reducir sus emisiones de metano entre 40% y 45% desde el año 2012 hasta el 2025. México pudo reducir significativamente sus emisiones de metano al focalizarse sobre cuatro áreas: venteo costa afuera, fugas en tanques de petróleo, tanques de condensado no controlados y sellos de compresión alternativos. La disminución de emisiones en estas áreas sería costo eficiente ya que 54% de la misma pudiera ser alcanzada a un costo total neto de 0,03 dólares estadounidenses por millar de pie cúbico de metano reducido a un costo de inversión de 106 millones de dólares. Sin embargo los proyectos tendientes a la reducción del metano todavía son inciertos y el presupuesto limitado de PEMEX puede ocasionar que el financiamiento del capital hacia estos proyectos sea un desafío en el corto plazo.

Fuente: AIE, 2016.

Cuadro 1
América Latina y el Caribe (países seleccionados): El consumo de energía fósil, la emisión de gases de efecto invernadero y las Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC), alrededor del 2014

Principales países emisores	Capacidad de exportación de hidrocarburos ¹	Abundancia de los hidrocarburos ⁵	Consumo de energía fósil	CO2 por consumo de energía fósil			Gases de efecto invernadero ²	Reducción emisiones de gases de efecto invernadero, metas no condicionadas (<i>condicionadas</i>) en los NDC		Sector ³ de mitigación en los NDC	Gases priorizados en los NDC ⁴
				Años	Gboe	tCO2/boe		GtCO2	GtCO2e		
Brasil	0,7	18,7	1,30	0,44	0,58	1,02	37%	Para 2025 respecto 2005	E, F, A, I, T	CO2, CH4, N2O, HFC, PFC, SF6	
México	1,1	9,7	1,23	0,41	0,50	0,73	25% (40%)	Para 2030 respecto a BAU	E, F, A, I, R	CO2, CH4, N2O, HFC, PFC, SF6, hollín	
							40% sobre emisiones por PIB	Para 2030 respecto 2013			
Argentina	0,8	9,7	0,48	0,39	0,20	0,33	15% (30%)	Para 2030 respecto a BAU	E, F, T	CO2, CH4, N2O, HFC, PFC, SF6	
Venezuela (Rep. Bol. de)	2,4	284,8	0,48	0,41	0,18	0,27	(20%)	Para 2030 respecto a BAU	E, I, T	n/a	
Colombia	2,4	7,8	0,21	0,43	0,08	0,16	20% (30%)	Para 2030 respecto a BAU	n/a	CO2, CH4, N2O, HFC, PFC, SF6	
Chile	0,1	32,5	0,21	0,46	0,09	0,10	30% (45%) sobre emisiones por PIB	Para 2030 respecto 2007	E, F, A, I, R	CO2, CH4, N2O, HFC, PFC	
6 Perú	0,9	34,1	0,14	0,42	0,05	0,09	20% (30%)	Para 2030 respecto a BAU	n/a	CO2, CH4, N2O	
Ecuador	2,2	38,6	0,07	0,44	0,04	0,06	20,4-25% (37,5%-45,8%) para sector energía	Para 2025 respecto a BAU	E, T	CO2, CH4, NO2, CO, PM, NOx, SO2	
Trinidad y Tobago	2,0	9,9	0,14	0,35	0,05	0,03	(15%)	Para 2030 respecto a BAU	E, I, T	CO, CH4, N2O	
							30% para transporte público	Para 2030 respecto 2013			
Bolivia (Est. Plur. de)	3,3	14,1	0,06	0,32	0,02	0,05	n/a		E, F, A	n/a	
América Latina y el Caribe	1,1	74,8	4,73	0,42	1,99	3,11					
Mundo	1,0	52,7	76,44	0,43	33,50	45,26					

Fuente: Elaboración propia en base a CAIT 2017, BP 2016.

¹Capacidad de exportación medido por la razón producción y consumo, si es mayor que 1 es país exportador.

²Incluye todos los sectores excepto el cambio en el uso de la tierra, uso de la tierra y el bosque (LULUF por siglas en inglés).

³E=energía, F=forestal, A=agricultura, I=industria, R=residuos, T=transporte, BAU= Business as usual o escenario base.

⁴Para algunos países que presentaron y firmaron sus compromisos queda pendiente su ratificación ante la ONU.

⁵Años de vida de actuales reservas probadas bajo el supuesto que las mismas se consuman al ritmo de producción actual y no existan nuevas adiciones dadas por descubrimientos, compra o recertificación de reservas.

B. La influencia del sector de la energía

A nivel mundial el cumplimiento de los actuales compromisos del Acuerdo de París asumidos por los sectores económicos implican que al 2040 las energías renovables tendrían un aumento del 23% al 37% de participación en la generación eléctrica y existiría una mayor participación del gas natural en la matriz energética global dada por un crecimiento del 50% en su demanda y en sustitución al carbón.

Existiría una mayor cantidad de vehículos eléctricos de 1,3 a 150 millones lo que junto a aquéllos a combustión interna propiciarían un aumento en la producción de petróleo de 92 a 103 millones de barriles día el 2040. Todas estas medidas se reflejarían en un crecimiento interanual del 0,5% en las emisiones de CO₂ desde las actuales 33 giga toneladas.

A nivel de América Latina y el Caribe la participación de renovables en la generación eléctrica aumentaría desde el 59% al 68% el año 2040, la demanda de gas natural en la matriz de energía primaria pasaría desde el 25% al 29% del total (i.e. de 200 a 314 Mtoe) y el aumento en la producción de petróleo desde 10 a 13 millones de barriles día con un consumo constante de 8 millones de barriles día lo que permitiría duplicar los volúmenes disponibles para exportación. Las emisiones aumentarían en 0,6% interanual desde 1,9 a 2,2 giga toneladas de CO₂ al 2040.

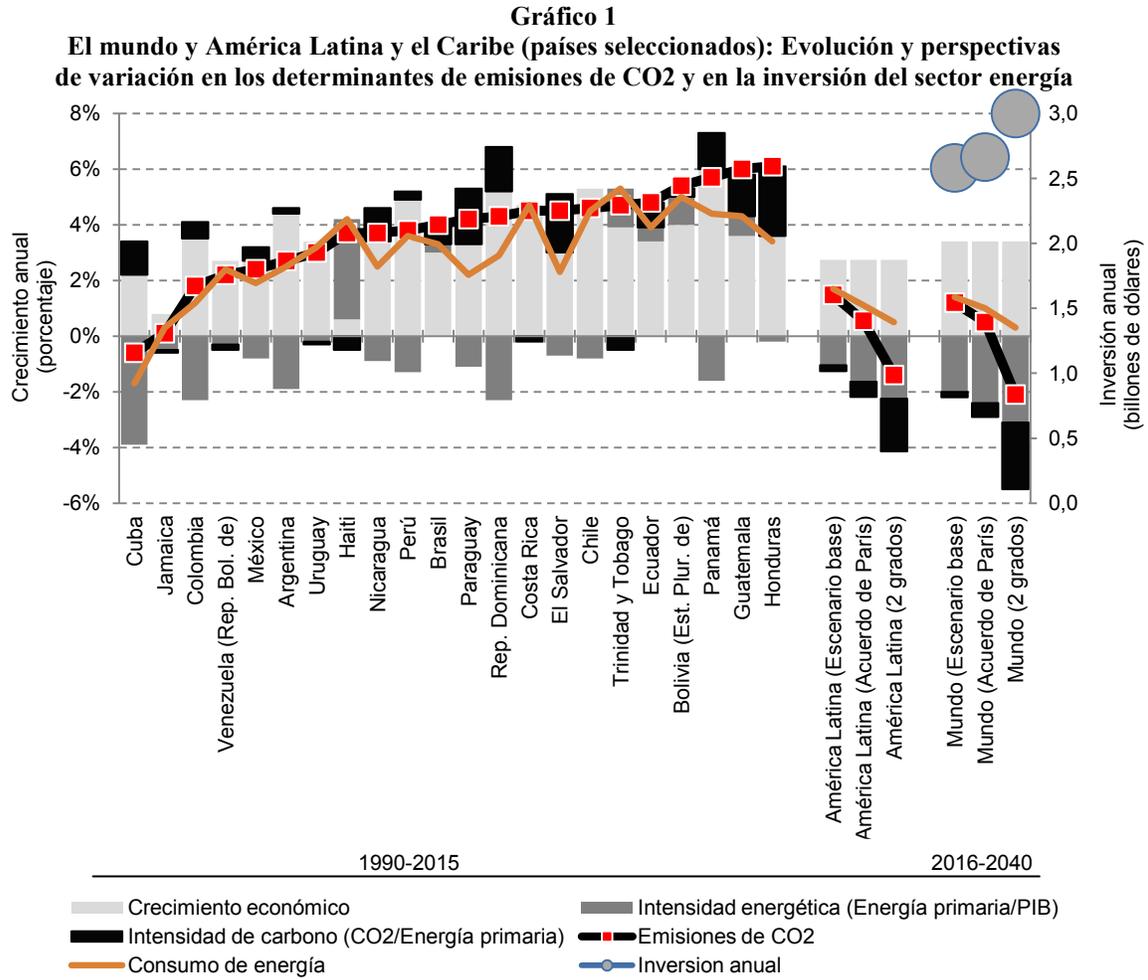
Sin embargo estas acciones propuestas no resultan ser lo suficientemente ambiciosas para desacoplar el crecimiento económico del uso de la energía y de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se estima que bajo las NDC las emisiones acumuladas de dióxido de carbono pasarían desde las actuales 400 a las futuras 525 partes por millón, permitiendo un aumento en la temperatura global a 3 grados centígrados y sobrepasando el límite crítico hasta finales de siglo.

En este sentido se sugiere ahondar esfuerzos tecnológicos, financieros y políticos para encaminarse a una senda de mitigación caracterizada por un decrecimiento interanual en la emisión de CO₂ estimado en -2,2% a nivel global y en -1,4% a nivel regional así como el tránsito hacia economías carbono negativas (más sumideros que fuentes de emisión). Esta situación se lograría a través de mayores disminuciones anuales en la intensidad energética al -3% (por mejoras en eficiencia energética) e intensidad del carbono al -2,4% (por penetración de renovables en generación eléctrica y auto eléctrico para el transporte) que permitan tanto sostener tasas de crecimiento económico en más del 3% durante las próximas décadas cuanto ralentizar el crecimiento anual del consumo energético a cerca el 0,3% a nivel mundial y 0,5% a nivel regional (ver gráfico 1).

Al igual que el CO₂ la mitigación del gas metano CH₄ y el óxido nitroso N₂O debieran considerarse de forma más comprometida dentro compromisos nacionales determinados reformulados y actualizados toda vez que éstos representan cerca del 20% del total de gases de efecto invernadero provenientes del sector energía.

Las fugas del metano que se dan en las actividades de producción, transporte y distribución del petróleo y gas natural así como las emisiones del óxido nitroso que se dan en la transformación de la energía y uso en la industria, el transporte y los edificios; debieran ser reguladas y mitigadas dado su mayor potencial de calentamiento y menor vida en la atmósfera respecto al CO₂.

La implementación de políticas en torno a la mitigación del hollín por medio de la modernización del parque automotor y el reemplazo de cocinas y calentadores a leña por sistemas más eficientes y económicos en los hogares, pudiera ser eficiente en la medida que genere beneficios directos sobre la salud y el bienestar humano.



Fuente: Elaboración propia en base a AIE, 2016, AIE, 2015.

Nota: La inversión del sector energía incluye la exploración y producción de fuentes fósiles, infraestructura de generación eléctrica, transporte, transmisión, distribución y eficiencia energética del lado de la demanda.

II. La política para el escenario de sostenibilidad energética ambiental

Instituciones como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y las Naciones Unidas (ONU) sugieren la necesidad de promover una mayor penetración de la energía renovable y eficiencia energética en los países para encaminarse a una senda de desarrollo sostenible consistente con un aumento de la temperatura a 2°C.

Es así que el escenario sostenible de la AIE menciona que se debiera aumentar desde el 23% al 58% la participación de las renovables en la generación eléctrica mundial, aumento modesto del gas natural hasta el 22% en la matriz de energía primaria y que los autos eléctricos debieran representar un tercio del parque automotor lo que propiciaría una disminución en la demanda de petróleo hasta los 73 millones de barriles día al 2040. A nivel regional este escenario significaría aumentar la participación de renovables en la generación eléctrica desde cerca el 60% a más del 80% y duplicar la tasa de disminución de la intensidad energética a más del -2% por año al 2040.

Por otro lado, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por la ONU en el año 2015 sugieren que el cumplimiento del objetivo del sector energía 7 en sus metas 2 y 3 establece tanto la necesidad de aumentar considerablemente la proporción de energías renovables en el portafolio energético cuanto de duplicar la tasa mundial de mejora en la eficiencia energética de aquí al 2030, las cuales son aceptables para limitar el calentamiento a pesar del uso de combustibles fósiles para el cumplimiento de la meta 1 respecto al acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

El cumplimiento de esta sostenibilidad energética se estima requeriría una inversión anual global de 3 billones de dólares o cerca un 10% más respecto al escenario del Acuerdo de París con una reformulación en las decisiones de inversión desde las energías fósiles a aquéllas más sostenibles (ver gráfico 1). Los países en desarrollo precisan recursos financieros anuales del orden del 6% del PIB, lo que representa una inversión que en promedio triplica los niveles actuales y requiere de mayor involucramiento y financiamiento del sector público, privado y de instituciones financieras.

En aquellos casos en que las fuerzas del mercado no sean suficientes para propiciar el desarrollo de la energía limpia de alto costo y riesgo, el gran impulso ambiental tiene que darse por iniciativa de los Estados a partir de los compromisos NDC ya asumidos y por legislación sectorial complementaria la cual sea estable y clara.

Sin embargo, la actual recesión e incertidumbre en los precios del petróleo representa para las empresas petroleras estatales y los países productores y exportadores de hidrocarburos importantes desafíos adicionales.

Para el caso de las empresas petroleras estatales la caída en los precios del petróleo de 93 a 49 dólares el año 2015 representó contracciones en los montos presupuestados de inversión de hasta el 38% para Pemex y Petrobras. Asimismo se generó aumentos en los ratios de apalancamiento financiero y en los niveles de deuda corporativa, siendo que para Ecopetrol ésta alcanzó el 63% del activo, para YPF el 67%, para Petrobras el 71% y mientras que para Pemex ésta casi lo duplicó el año 2015 (ver anexo1).

Ante un escenario futuro de precios aún recesivos y motivados por un continuo exceso de oferta petrolera en el mercado mundial y por una agenda ambiental prometedor, queda que las corporaciones se adecuen a esta nueva tendencia por medio de una mayor diversificación en las fuentes de ingreso, minimización del riesgo en los portafolios de inversiones, ajustes en los gastos corrientes, ventas de activos no productivos y búsqueda de la eficiencia en la gestión corporativa. De igual forma un pacto social con los grupos de interés respecto al impacto de las operaciones sobre el medio ambiente y las comunidades, tenderá a mejorar el acceso a créditos y financiamiento en un contexto de incertidumbre.

Para los países exportadores de hidrocarburos de la región la caída por segundo año consecutivo del precio del petróleo WTI a 43 dólares y de los términos de intercambio al -8% el 2016 coadyuvó a una contracción del consumo privado del -2,3% e inversión pública del -9,9%, lo que en definitiva profundizó la recesión económica al -2,4% para América del Sur (de principal exportación y recaudación fiscal por materias primas).

La deuda pública bruta asimismo vino aumentando el 2016, aunque cada vez de forma moderada, hasta representar por ejemplo cerca el 71%, el 58% y el 45% del PIB del Brasil, la Argentina y Colombia respectivamente. Un menor crecimiento de este indicador a futuro se daría en la medida en que los ajustes sobre los gastos corrientes -y en menor aspecto por ajustes sobre gastos de capital que por ejemplo aplican algunos países petroleros como Colombia, Ecuador y Trinidad y Tobago- compensen en mayor medida las caídas en los ingresos públicos. La aplicación de políticas fiscales y monetarias contra cíclicas por lo tanto resulta ser en muchos casos difícil dada la coyuntura de déficits públicos e inflación.

El financiamiento de un crecimiento sostenible pudiera darse por una administración macroeconómica responsable que permita un endeudamiento interno y externo razonable, acceso a créditos concesionales soberanos y no soberanos, fondos no reembolsables bilaterales o multilaterales y la entrada de flujos de inversión extranjera directa por medio de alianzas público-privadas.

La realización de ajustes públicos que castiguen la inversión pública puede profundizar el entorno recesivo, ya que este tipo de inversión, al igual que la inversión privada, desempeña un papel central en el crecimiento de corto y largo plazo (CEPAL, 2017). En este sentido la inversión en infraestructura deberá enfrentar desafíos adicionales en torno a la búsqueda de un mayor uso compartido con otros sectores y usuarios y de la generación de encadenamientos productivos para el tránsito hacia el cambio estructural progresivo en la región. El desarrollo de una infraestructura tendiente a una mayor integración energética regional y nacional, promoverá asimismo una mayor penetración de las energías renovables al disminuir el riesgo de su variabilidad y permitirá su complementación con la energía base hacia una estabilización del sistema eléctrico a menores costos.

Asimismo una mayor cooperación internacional para el acceso a la investigación y tecnología energética –dada por la movilización de 100.000 millones de dólares anuales y funcionamiento del Fondo Verde al 2020– permitirían de igual forma beneficiarse de créditos, asistencia técnica y transferencia de conocimiento por parte de países con mayor desarrollo tecnológico en energías limpias y tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles.

La búsqueda de nuevas fuentes de ingresos públicos y el aumento de la presión tributaria a niveles requeridos del 30% del PIB pudiera darse a través de una combinación de políticas. Una mayor proporción de impuestos directos en diseños progresivos, una reducción en los niveles de evasión y elusión fiscal cercana al 7% del PIB y un mayor control de los flujos ilícitos que ocasionan pérdidas tributarias ante una deficiente valoración de las operaciones comerciales (precios de transferencia) son políticas efectivas en la medida que se acompañen de mejoras en las instituciones de control tributario y en los hábitos de los contribuyentes. Por otro lado el poner un precio al carbono (i.e. por medio de impuestos o en mercados de comercio de emisiones de CO₂) así como el replanteamiento de los subsidios a los combustibles fósiles son políticas ambientales con potencialidad de impactar sobre un mayor espacio fiscal y financiamiento del desarrollo.

A. El comercio de permisos de emisiones y los impuestos al carbono

La regulación ambiental y la búsqueda de ingresos fiscales por medio de instrumentos como el impuesto al carbono el cual sea neutral y progresivo o la aplicación de límites y comercio de permisos de emisiones en subastas o “cap and trade”, pudieran promover la búsqueda de métodos alternativos y tecnologías de mitigación más baratas por parte de empresas privadas y públicas.

Sin embargo la aplicación y eficacia de ponerle un precio al carbono sea por un impuesto o por subastas requiere que además de un buen diseño y administración exista la mayor cantidad tanto de gases de efecto invernadero cuanto de energéticos sujetos a mitigación. Asimismo la efectividad de cotizar al carbono dependerá de contar con una amplia cantidad de sectores participantes en la economía, empresas y países suscritos a un impuesto de amplia base y/o dentro de un mercado global de permisos de emisión¹.

Por ejemplo a nivel mundial el precio del carbono es bajo y variable pudiendo fluctuar desde 1 dólar la tonelada de CO₂e en el sistema de permisos transables en la provincia de Shangai, China hasta los 90 dólares del impuesto al carbono en Suiza, aunque con promedios que bordean los 7 dólares como lo sucedido el año 2014. Actualmente estas formas de valoración del carbono son de limitada cobertura al abarcar sólo el 11% de las emisiones mundiales y provenir mayormente del sistema de transacciones europeo EU-ETS de valor anual en torno a los 26 mil millones de dólares. Para encaminarse a una senda de sostenibilidad se estima que al 2040 debiera aumentarse o implementarse de manera paulatina precios del carbono de hasta 140 dólares en los países OCDE y de 125 dólares en países emergentes como el Brasil, Rusia, China o Sudáfrica (AIE, 2016).

A nivel regional México ya cuenta con un impuesto al carbono el cual asciende a 10 dólares. Por otro lado Chile al año 2018 espera introducir un impuesto con alícuota de 5 dólares y con una meta de recaudación anual de entre 184 y 300 millones de dólares, proveniente de empresas eléctricas que posean plantas de generación térmica de potencia igual o mayor a 50MW. Sin embargo existe la discusión de incrementar a futuro esta alícuota para profundizar la mitigación de gases considerando los posibles efectos sobre un mayor precio de la electricidad, restricción del crecimiento económico o limitación en la generación de empleo².

¹ Las presiones de grupos industriales para la existencia de muchos permisos pudieran promover su bajo precio, como el caso de los 10 dólares la tonelada de carbono en el sistema europeo en noviembre de 2015, lo que a su vez generaría incentivos perversos para una mayor emisión por parte de empresas polizón y búsqueda de alternativas tecnológicas. Por otro lado el establecimiento de un impuesto global al carbono sobre las exportaciones e importaciones sería de difícil aplicación y pudiera resultar ser controversial al restringir el comercio (The Economist, 2016).

² Para Chile se estima que un impuesto de 20 dólares por tonelada permitirá la reducción de emisiones entre 1,1 y 9,1 millones de tCO₂e por año, aumentando el precio de la electricidad entre 8,3 y 9,6 dólares por MWh e impactando la industria minera con posterior disminución en la tasa de crecimiento del PIB entre 1,6% y 1,8% (La Tercera, 2017).

B. La reforma de los subsidios al consumo de combustibles fósiles

Dado que cerca el 13% de las emisiones globales están relacionadas a un consumo subsidiado de energía fósil, una política de liberalización de los precios de los combustibles fósiles a la vez de coadyuvar a reducir las emisiones y mejorar los balances fiscales asimismo pudiera repercutir hacia un menor consumo de la energía (uso eficiente) ante un pleno y rápido traslado del aumento de los precios internacionales de los combustibles a los precios domésticos con posible afectación sobre el ingreso disponible de los consumidores³ (Arroyo y Cossío, 2015).

Este tipo de política no sólo implica igualar paulatinamente los precios de los energéticos domésticos con aquéllos internacionales mediante un consenso político, contrato social y medidas compensatorias hacia los grupos vulnerables, sino además de que los gobiernos implícitamente dejarían de retribuir con dinero público la emisión de gases de efecto invernadero estimados en 115 y 130 dólares por tonelada de CO₂ a nivel mundial y regional respectivamente⁴. Estos valores contrastan con el precio mundial del carbono de 7 dólares por tonelada de CO₂ el 2014, lo cual evidencia el impacto de los subsidios.

Dado lo anterior muchos países a nivel mundial empezaron a reformular paulatinamente este subsidio y con la ayuda de la caída en el precio del petróleo desde los 93 a los 49 dólares el periodo 2014-2015 el mismo disminuyó hasta los 325 mil millones de dólares, representando una caída del 35% respecto al año anterior. El subsidio sobre los derivados del petróleo, la electricidad y el gas natural representaron respectivamente el 45%, el 30% y el 25% del monto total subsidiado (AIE, 2016).

Es así que los países productores de hidrocarburos de la región como la Argentina durante el primer semestre del año 2016 contó con incrementos del 6% en los precios de la gasolina y del 10% en los precios del diesel y en abril 2016 liberalizó los precios del gas natural para el sector industrial, residencial, transporte y eléctrico.

Trinidad y Tobago en septiembre de 2015 incrementó los precios de la gasolina y el diesel siendo que en abril de 2016 el presupuesto público consideró un menor subsidio para estos carburantes.

Por el lado de los países OPEP de la región, Ecuador en octubre de 2015 anunció la eliminación de los subsidios para el jet fuel, fuel oil, GLP y diesel para grandes consumidores industriales y en febrero de 2016 la República Bolivariana de Venezuela incrementó después de dos décadas los precios de la gasolina Premium en 60 veces y la gasolina regular en 14 veces hasta un promedio de 0,01 dólares el litro. El precio del diesel se mantuvo constante para prevenir un incremento en las tarifas del transporte público y aumento en los precios de los alimentos. Ambos países siguen la tendencia de los países árabes del cartel como los Emiratos Árabes Unidos que en agosto del 2015 liberalizaron plenamente sus precios con ajustes mensuales y como Arabia Saudita o Qatar los cuales a principios del 2016 elevaron sus precios de la gasolina en 50% hasta los 0,24 dólares y en 33% hasta los 0,36 dólares respectivamente.

En el Brasil los subsidios estuvieron relacionados a la política de control de la inflación del Banco Central, razón por la que durante el 2011 y 2014 la empresa Petrobras gastó hasta

³ Ante una demanda inelástica el aumento en precios no disminuiría el consumo de combustibles ni la emisión de CO₂ pero sí el ingreso disponible. El desarrollo del auto eléctrico, la penetración de biocombustibles, mayor eficiencia energética por estándares en vehículos tradicionales y cambio de hábitos en los consumidores propiciarían una demanda más sensible a la variación de los precios.

⁴ El 2014 el subsidio mundial ascendió a los 500 mil millones de dólares el que correspondió al 13% del consumo energético y emisión de CO₂ del sector (1,5 Gtoe consumidas que generaron 4,2 GtCO₂). En contraste el subsidio en América Latina y el Caribe ascendió a 73 mil millones de dólares el que correspondió al 28% del consumo energético y emisión de CO₂ (0,2 Gtoe que generaron 0,6 GtCO₂) (AIE, 2016; AIE, 2015).

28.000 millones de dólares en subsidios. A partir del 2015 y ante la caída del precio del petróleo el país empezó a liberalizar los precios de sus combustibles aumentando el precio de la gasolina y el diesel por cinco veces durante el último trimestre de 2016 con el fin de ganar la confianza de los inversionistas y disminuir el nivel de endeudamiento de Petrobras el cual ascendió a 123.000 millones de dólares al 2016 (TWSJ, 2017).

Brasil después de Uruguay, es el país con el precio de la gasolina más cara de la región el cual ascendió a 1,21 dólares por litro en febrero de 2017. Esta liberalización paulatina y de ajuste mensual se piensa pudiera hacer más competitivo el precio del etanol ante aumentos del precio del petróleo.

Continuando la reforma energética iniciada el 2013 en torno a la apertura del sector de hidrocarburos y captación de inversión extranjera, México el 1 de enero del 2017 incrementó de manera súbita en 20% el precio de la gasolina hasta 0,87 dólares por litro y en 16% el precio del diesel hasta 0,83 dólares por litro ante protestas ciudadanas y desaprobación política.

Esta medida buscó resguardar el presupuesto ante un potencial desembolso anual por subsidios de 10.000 millones de dólares propiciado por una leve recuperación del precio del petróleo, elevado consumo per cápita de carburantes y devaluación del peso mexicano. En este sentido la pérdida acumulada de valor del peso de 60% evidenciada desde mediados del 2014 fruto de la caída de los precios de las materias primas y propiciada por la incertidumbre en la política exterior estadounidense bajo la nueva administración Trump, hacen que la contención de las expectativas inflacionarias sean importantes y tomadas en cuenta en el desmonte paulatino de los subsidios. Se espera que hasta el 2018 exista una plena liberalización en los precios de los combustibles.

La liberalización de precios es más fácil cuando el precio del petróleo está en caída y resulta necesario cuando los precios de los carburantes en los países de la región están por debajo de los precios de referencia a paridad de importación (i.e. precios *FOB* más costos de seguro, flete e impuestos) desde el Golfo de México, Estados Unidos.

En este sentido el año 2016 el precio del crudo WTI continuó bajando hasta los 43 dólares el barril lo que se tradujo en precios de referencia en torno a 0,52 dólares el litro para la gasolina regular sin plomo y diesel lo que puso en evidencia que el Ecuador y Venezuela aún contaron con subsidios de cerca 0,13 y 0,51 dólares por litro de gasolina o lo que equivale a una transferencia de 32 y 227 dólares por persona al año respectivamente sólo por la gasolina (Global Petrol Prices, 2016). Por otro lado en Bolivia estos bajos precios de referencia del año 2016 pudieron haber igualado los precios del mercado interno por lo que no existiría subsidios por más de que los mismos estén fijados y regulados por cerca una década.

C. El diseño de un fondo soberano de hidrocarburos para la inversión social y de energía renovable

El aumento de la temperatura global hasta un máximo de 2°C a finales de siglo implica que la senda de sostenibilidad ambiental para los países de la región se relacione con una disminución de la producción y consumo de petróleo, una mayor eficiencia energética y un incremento de la proporción de energía renovable en la matriz energética a mediano plazo.

Ante la caída en la producción de hidrocarburos y agotamiento de recursos, los ingresos fiscales de esta explotación tienen que ser invertidos en capital financiero, físico y humano para asegurar el tránsito hacia un crecimiento sostenido y con diversificación productiva. En este sentido la inversión en sectores de exportación alternativos, energía renovable, salud y educación puede ayudar a

sostener el crecimiento y minimizar el riesgo por la dependencia de un mercado petrolero volátil y de demanda restringida por la agenda climática y de desarrollo sostenible.

Hasta mediados de siglo pudiera ser necesario destinar entre 2% y 4% del PIB anual para infraestructura de energía sostenible⁵. Este rango de inversión requerido resulta ser muy superior al promedio de 0,7% del PIB de inversión público-privada para el sector de la energía ejecutada durante el último ciclo alcista de precios de las materias primas durante el periodo 2002-2014 (Infratam, 2017).

Dada esta coyuntura queda por analizar el diseño teórico de un fondo soberano regional capaz de distribuir la declinante y volátil recaudación anual por regalías e impuestos por hidrocarburos para un financiamiento estable de infraestructura social y de energía renovable. El diseño de una reserva para la estabilización implica que el límite a los egresos del fondo se dé por 2% del PIB anual capaz de ayudar a financiar infraestructura social (hospitales, colegios)⁶ y aumento en la proporción de renovables (plantas de hidroelectricidad, energía eólica y solar) en la capacidad instalada de la matriz eléctrica desde el 55% al 73% hacia el año 2040 dentro de una senda baja en carbono (AIE, 2016).

El principio general detrás de un fondo de estabilización y ahorro es el mismo, dado que ante importantes ingresos iniciales una política de gastos públicos constantes realiza las funciones de ahorro en los primeros años y estabilización en los últimos años en los que la declinación de la producción petrolera complementa la volatilidad de precios. Es por esto que en los años iniciales en que los ingresos sean mayores al límite de egresos, el monto superavitario se ahorraría en el fondo el cual invertiría en activos que rindan un 4% por año, caso contrario se haría uso del fondo hasta un monto mínimo de agotamiento⁷.

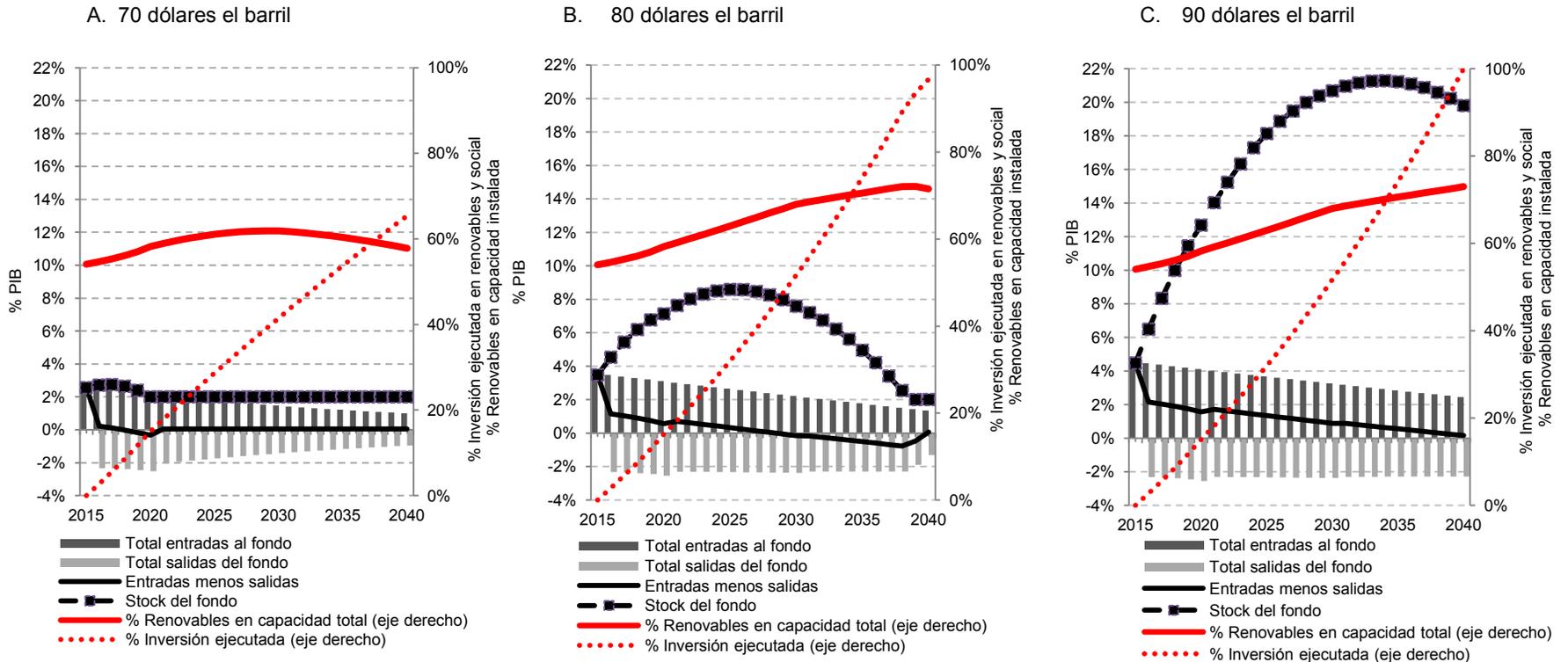
En el gráfico 2 se muestra el comportamiento del fondo soberano ante la volatilidad de precios y su impacto sobre las metas de ejecución de las inversiones y energía renovable en capacidad eléctrica instalada.

⁵ Se estima que un tercio del monto se destinaría para la generación de energía renovable y el restante para la producción de fósiles, redes eléctricas y tecnología de captura y secuestro de carbono (AIE, 2016, UNCTAD, 2014).

⁶ En los presupuestos de la región el gasto social del sector público alcanzó más del 14% del PIB en el año 2015, compuesto por cerca 5% del PIB destinado a educación, 3% a salud, 5% a protección social y 1% a vivienda (CEPAL, 2017).

⁷ Países como Timor Oriental o Santo Tomé y Príncipe requieren de un fondo por reserva permanente para las generaciones futuras (en general de mayor duración y tamaño que el fondo por reserva para estabilización), el cual requiere un cálculo anual del ingreso sostenible (que tome en cuenta la riqueza petrolera antes que los ingresos fiscales del año) a ser destinado como monto máximo de gasto anual permisible. En específico estos gastos corrientes serían iguales al retorno esperado del valor actual del recurso petrolero remanente más el retorno sobre el balance del fondo, calculados por ejemplo a tasa de interés real de 3% y 5% para Timor Oriental y Santo Tomé respectivamente (Humphreys et al., 2007).

Gráfico 2
América Latina y el Caribe (países productores de hidrocarburos): Diseño de un fondo soberano de ahorro estabilización¹
para la inversión social y energía renovable ante diferentes precios del petróleo



Fuente: Elaboración propia.

¹El cálculo de la renta económica considera un costo de inversión y operación de 30 dólares el barril, una producción regional acumulada de petróleo y gas natural de 121 mil millones de barriles equivalentes de petróleo hasta el 2040 siendo más del 30% de las actuales reservas probadas de la región, una tasa de producción declinante para el petróleo según requerimiento de la agenda climática (-1% por año desde el 2015 hasta el 2040) y una tasa promedio de apropiación estatal de la renta progresiva al precio de entre 70% y 80%. Asimismo el diseño del fondo considera una tasa de interés real del 4% por año y stock de activo mínimo de 2% del PIB.

Los gobiernos de los países productores de hidrocarburos requerirían precios del petróleo de largo plazo de al menos 80 dólares el barril para sostener el fondo, ejecutar política anticíclica y estabilizar las inversiones programadas necesarias de 2% del PIB para infraestructura del sector de la salud, educación y matriz eléctrica baja en carbono al año 2040. Asimismo un precio en torno a los 90 dólares generaría como un fondo de reserva permanente al año 2040 capaz de beneficiar a las generaciones futuras al acumular un stock de activo de más del 20% del PIB⁸.

Sin embargo aún sería necesaria la participación privada para inversiones mínimas requeridas para la producción, refinación y transporte de hidrocarburos, para la ampliación y/o implementación de redes transmisión eléctrica eficientes y para el desarrollo tecnológico entorno a la eficiencia energética, captura y almacenamiento de carbono, medición inteligente de la demanda eléctrica y baterías de almacenamiento de la energía entre otros.

Por otro lado, menores precios del petróleo sólo permitirían financiar una parte de las inversiones (por ejemplo 65% de la inversión planificada a un precio de 70 dólares o 20% a un precio de 50 dólares) con posibles repercusiones sobre las decisiones del sector y de la administración macroeconómica.

Ante una eventual tentación de aumentar la apropiación estatal sobre la renta económica por medio de un aumento en las alícuotas de las regalías, impuestos o participación por la producción de hidrocarburos, es importante considerar que este tipo de medidas en un ambiente de bajos precios pudiera propiciar la regresividad de los regímenes fiscales desincentivando la inversión y promoviendo la ineficiencia económica.

Una alternativa de eficiencia en la industria se daría por la minimización de riesgos y control de costos de inversión y operación a través de una mejora en los procesos técnicos y de gestión de las empresas estatales de petróleo, su mejor relacionamiento con las comunidades en la obtención de la licencia socio-ambiental, la aplicación tecnológica en reservorios de baja complejidad y la capacitación y tecnificación de los proveedores de bienes y servicios ante requerimientos de contenido local. De igual forma la institucionalización de las empresas reguladoras y la eficiencia en su gestión permitirían un mejor control de costos y desincentivo a eventuales prácticas de elusión y evasión tributaria.

En el tema macroeconómico la emisión de deuda soberana la cual sea sostenible, la búsqueda de préstamos concesionales en la banca multilateral, la inversión en activos financieros de mayor retorno (aunque de mayor riesgo) o una combinación de los anteriores pudieran ser algunas opciones que tendrían disponible los estados productores de hidrocarburos en un ambiente de bajos precios del petróleo. Asimismo un mayor protagonismo del sector privado en las inversiones en infraestructura y desarrollo sostenible del sector energético debiera cimentarse en una legislación clara y estable que promueva la transferencia tecnológica y las prácticas de investigación y desarrollo en una contraparte pública técnica e institucionalmente fortalecida.

⁸ En todo caso menor a los activos de fondos comparables como el Kazajistán del 70% del PIB, Qatar del 182% del PIB, Arabia Saudita del 115% del PIB o Noruega del 230% del PIB acumulados a Diciembre de 2016 (Sovereign Wealth Fund Institute, 2017).

III. El acceso a la tecnología de energía limpia y tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles

A. Las energías renovables

La existencia de una política de promoción y fomento para la penetración de las energías renovables no convencionales pudiera ser necesaria más aún ante bajos precios de los combustibles fósiles los que asimismo no incluyen las externalidades causadas por su uso⁹. Esta tendencia se reflejó en que los subsidios mundiales a la producción de energía renovable alcanzaron los 160 mil millones de dólares el año 2015, aumentando la última década hasta representar la mitad de aquéllos al consumo de fósiles con la oportunidad de ser más frecuentes en países en desarrollo o productores de petróleo aparte de los países OCDE.

Los recientes avances tecnológicos dados por disminuciones en los costos de inversión para la energía fotovoltaica y eólica que alcanzaron el 50% y 15% respectivamente el último quinquenio y la disponibilidad geográfica de estos recursos repercuten en una efectividad del subsidio al contar con mayor capacidad instalada y generación de empleo por dólar subsidiado.

Sin embargo el subsidio no debiera incentivar paralelamente la generación base por carbón ni debilitar el sistema eléctrico dados por la gratuidad e intermitencia de los recursos renovables ante la variabilidad del clima y la estacionalidad.

La gratuidad del recurso eólico o solar ocasiona que el despacho económico de carga de los renovables se realice a costos marginales cercanos a cero, pudiendo propiciar la generación a carbón antes que gas natural dada su mayor competitividad.

⁹ El cálculo de las externalidades es complejo y variable dado que se requiere asignar un costo al efecto de la congestión vehicular, los accidentes de tránsito, efectos de la contaminación sobre la salud, costos del cambio climático por emisiones, efectos macroeconómicos por inseguridad energética, derrames petroleros, etc. Para el caso de la gasolina, estas externalidades pudieran alcanzar los 0,7 dólares por litro y ser mayores al precio de mercado (National Geographic, 2004).

Por otro lado la intermitencia de los recursos renovables pudiera ocasionar mayores costos de operación en la generación eléctrica por gas natural, ocasionando una dilatación o cancelación de las inversiones y posibles cortes eléctricos en el sistema. Para disminuir este riesgo algunos países de Europa y estados de Estados Unidos cuentan con “pagos por capacidad” o subsidios gubernamentales a los generadores a gas natural en momentos de alta demanda. Asimismo pudieran existir soluciones tendientes a aplicar un alto impuesto al carbono para la generación a carbón combinado con reformas en las que los productores de renovables asuman los costos de la intermitencia de los recursos (The Economist, 2017).

Para relativizar el problema de la intermitencia y mejorar los factores de carga de las plantas y del sistema, se pudiera pensar en una red eléctrica más larga y eficiente en una mayor integración regional eléctrica, que minimice las pérdidas de transmisión así como avances tecnológicos en el almacenamiento de la energía y en la disminución automática breve de la demanda eléctrica ante una limitada oferta o también denominada “medición inteligente”.

Las energías renovables pudieran ser competitivas por sí mismas bajo políticas y regulación favorable que busquen tanto su mayor contribución hacia una matriz eléctrica más limpia y diversificada cuanto de menores precios de generación y uso final.

América Latina ha tenido la oportunidad de evitar los errores en el diseño de los incentivos hacia las renovables que cometieron algunos países europeos¹⁰ y comprometieron importantes niveles de inversión extranjera directa (CEPAL, 2015).

En esta situación se encuentran países como México, Chile, Costa Rica, Brasil y Uruguay que por medio de una combinación de política regulatoria estable de largo plazo, subastas de generación eléctrica con participación de inversión extranjera y acceso a mercados de financiamiento permitieron una mayor penetración de renovables. En este aspecto el acceso a créditos estuvo en muchos casos vinculado a la creación de encadenamientos dados por prácticas de contenido local o transferencia tecnológica en la fabricación de componentes y equipos hacia la optimización de las cadenas de suministro.

Ante la perspectiva de llegar a una meta del 35% de generación por renovables el año 2026, México en las dos subastas del año 2016 comprometió generación adicional por cerca 14 TWh para que a partir de los siguientes dos años se genere mayormente energía solar a precios promedio en torno a los 35 dólares por MWh. A raíz de los resultados de estas subastas el país espera que el sector privado construya 5 gigavatios de capacidad adicional con una inversión de 6.600 millones de dólares, lo que es un paso hacia los 131.000 millones de dólares requeridos por el sector hacia el 2030 (TWSJ, 2016).

Chile siguiendo su meta de 20% de participación de renovables no convencionales en generación al 2025 y ante su liderazgo regional en capacidad instalada de solar fotovoltaica de 0,8 GW, comprometió en la subasta de agosto del 2016 una generación adicional eólica y solar para el próximo quinquenio de 12 TWh a un precio cercano a los 48 dólares por Mwh, un 63% menos que la subasta previa.

El Brasil en su afán de llegar a los 42,7GW de capacidad instalada de renovables no convencionales al 2021 (esto es 19,3GW de bioenergía, 15,6GW de eólica y 7,8 GW de mini hidroeléctricas), ya alcanzó los 8,7 GW de capacidad de generación eólica al 2015. La expansión de la energía eólica de mayor capacidad instalada en la región, se ha basado en un sistema de subastas en las que esta tecnología ha demostrado ser la más competitiva y ha estado sujeta a créditos del Banco de Desarrollo del Brasil (BNDES) los cuales estuvieron condicionados al cumplimiento de requisitos de contenido local. Esta política ha funcionado por varios años para la energía eólica y está comenzando a operar para la solar fotovoltaica (CEPAL, 2015).

¹⁰ El ejemplo de Alemania es representativo en cuanto a que una combinación de subsidios a los renovables a muy largo plazo por medio de por ejemplo “feed in tariffs”, con costos marginales de generación cercanos a cero y bajos precios del carbón potenciaron la generación y la construcción de plantas a carbón, una mayor emisión de CO₂ e incrementaron los precios de la electricidad a los consumidores para el financiamiento del subsidio.

B. La captura y secuestro del carbono

Como ya se mencionó anteriormente una mayor cooperación internacional para el acceso a investigación y tecnología energética permitiría a los países en desarrollo beneficiarse de créditos, asistencia técnica y transferencia de conocimiento por parte de países con mayor desarrollo tecnológico en energías limpias y tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles.

En este sentido el desarrollo y financiamiento de la tecnología de captura y almacenamiento subterráneo de carbono (CCS por sus siglas en inglés) resulta ser adicional e imprescindible para contribuir a la mitigación de gases a pesar de no estar plenamente abordada en las políticas de sostenibilidad energética de nuestra región.

Esta tecnología tiene la potencialidad de ampliarse a partir de su uso en técnicas de recuperación mejorada en pozos de petróleo, plantas de tratamiento de gas natural, tratamiento de arenas bituminosas, producción de etanol, obtención de fertilizantes y producción de hidrógeno, siendo que actualmente existe una cartera mundial de 13 proyectos¹¹ con costos variables de mitigación de entre 5 y 20 dólares por tonelada de CO₂ y almacenamiento de cerca 28 millones de toneladas de CO₂. Para encaminarse a una senda de sostenibilidad de aumento de 2°C en la temperatura la AIE estima que sería necesario almacenar hasta 4 mil millones de toneladas de CO₂ por año al 2040 (143 veces más que el monto actual) con inversiones anuales de más de 100 mil millones de dólares durante el periodo 2016-2040.

Es importante que esta tecnología cuente con mayor apoyo político, social, industrial y financiero para expandir su uso y producción a mayor escala en el sector industrial (cemento, acero) y generación eléctrica a gas natural y carbón. El introducir esta tecnología a un menor costo en la industria, en cerca la mitad de las plantas de generación a gas natural y en casi la totalidad de aquéllas a carbón ayudaría a este objetivo.

Resulta necesario que países de la región cuenten con mecanismos de ayuda financiera para proyectos de este tipo que incluya préstamos de capital, ayuda operativa y una actividad coordinada mundial para aumentar las actividades de investigación y desarrollo, siendo que la búsqueda de economías de escala y factibilidad económica se dé a partir de la disminución futura de costos tecnológicos y de costos de mitigación¹².

Un impuesto al carbono mayor a los costos futuros de mitigación de 50 dólares por tCO₂, junto con bajos precios del gas natural que compensen el costo de esta tecnología en la determinación de los costos nivelados de generación eléctrica pudieran ayudar a la implementación tecnológica y mitigación de CO₂.

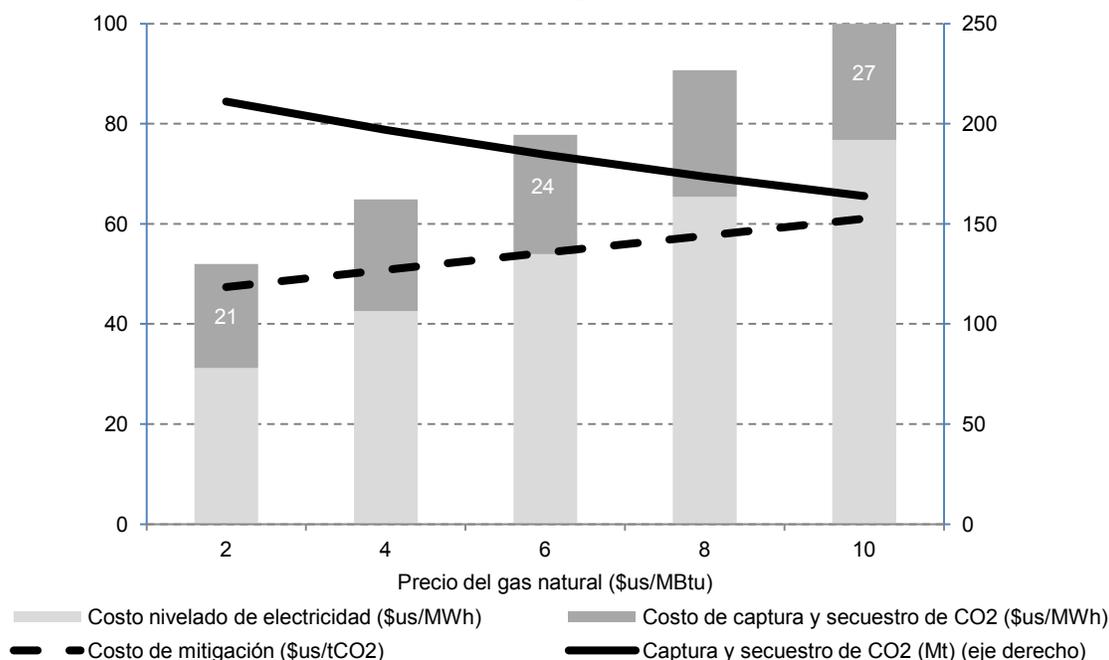
Para encaminarse a una senda de sostenibilidad pudiera ser necesaria una inversión en las plantas de generación eléctrica a gas natural en México, Brasil, Argentina, Colombia y Venezuela de cerca 10 mil millones de dólares por año para mitad de siglo —monto que representaría cerca del 10% de la inversión

¹¹ El año 2016 el consorcio Gorgon Joint Venture formado por Chevron (47,3%), Exxon (25%), Royal Dutch Shell (25%) y por empresas japonesas de gas y electricidad inauguró el proyecto multipropósito “Gorgon Gas Project” en Australia con una inversión de más de 40 mil millones de dólares. Este proyecto se caracterizó principalmente por el desarrollo de dos mega campos gasíferos Gorgon y Jansz-Lo con reservas de 35 billones pies cúbicos, una planta de tratamiento de gas natural de capacidad de 300 tera joules por día, un sistema de captura y almacenamiento de carbono de hasta 3,4 millones de toneladas de CO₂ por año obtenido del proceso de tratamiento del gas y una planta de licuefacción de 15,6 mega toneladas de LNG por año.

¹² Actualmente la tecnología CCS en una planta estándar de ciclo combinado y ante un precio promedio del gas natural, duplica el costo nivelado de la electricidad aumentándolo desde los 60 a 110 dólares por MWh (con un costo tecnológico de 50 dólares por Mwh lo que equivale a más de 100 dólares por tCO₂ emitido y mitigado). Se espera que al 2040 el desarrollo tecnológico en línea con una senda sostenible propiciaría una disminución de cerca un tercio en el aumento del costo tecnológico hasta los 80 dólares por MWh (AIE, 2016).

mundial necesaria— lo que evitaría la emisión de entre 150 a 200 millones de toneladas de CO₂ por año dependiendo inversamente del costo de mitigación ante un presupuesto definido (ver gráfico 3).

Gráfico 3
Impacto de los precios del gas natural sobre los costos de generación eléctrica
y captura y almacenamiento de CO₂ ante 10 mil millones de dólares de inversión, año 2040
(En unidades específicas)



Fuente: Elaboración propia sobre Rao, 2012 y AIE, 2016.

Notas: Los costos nivelados de electricidad se basan sobre promedios mundiales al 2040 de costos de capital, operación, eficiencia y factores de planta para una tecnología de ciclo combinado a gas natural.

Avance de la tecnología de CCS en línea con senda de sostenibilidad que disminuye los costos al 2040

El costo de mitigación es sensible al precio del gas natural debido a la pérdida de eficiencia en la combustión de gas debido al uso energético de la planta a ciclo combinado para generar electricidad, capturar y almacenar CO₂.

Dado que el proceso de exploración, identificación y desarrollo del sitio de almacenamiento subterráneo del CO₂ junto con la identificación de la infraestructura de transporte del CO₂ en función a los futuros centros y volúmenes de demanda demora cerca una década, es importante la priorización de estas actividades para que esta tecnología contribuya cuanto antes a la mitigación. Esta identificación del proyecto debiera estar asimismo acompañada de una efectiva estrategia de difusión de los riesgos y beneficios de esta tecnología. Una comunicación transparente y participativa hacia los grupos de interés y sociedad civil respecto a los efectos sobre la seguridad y medio ambiente resultaría ser determinante para llegar a un contrato social y factibilidad socio económica.

C. Los autos a electricidad y a gas natural

Otros desarrollos tecnológicos se debieran dar en la industria de vehículos eléctricos en donde las actividades de investigación y desarrollo tiendan a aumentar la eficiencia de las baterías en torno al

aumento de su almacenamiento de energía, reducir el tiempo de recarga y que su electricidad provenga de fuentes de energía renovable¹³. Sin embargo pudiera requerirse de una política de incentivos dado que aún ante un avance tecnológico que reduzca el precio de las baterías a cerca 100 dólares por Kwh entre el 2020 y 2030, se requerirá contar con altos precios del petróleo en torno a los 90 dólares el barril para que las baterías sean competitivas respecto a los combustibles fósiles (The Economist, 2016).

Con el fin de mantenerse en una senda de sostenibilidad, la que reemplazaría una demanda mundial de 6 millones de barriles día de petróleo con 220 Mtoe de electricidad, se requeriría que el avance tecnológico permita ampliar la autonomía de conducción y venta anual de unidades desde las actuales 1,3 millones a futuras 710 millones de unidades de vehículos eléctricos en el mundo al 2040, lo que equivaldría aumentar los autos eléctricos del 0,1% al 30% en su participación del mercado¹⁴.

En todo caso debiera tenerse en cuenta que a pesar de una evolución tecnológica favorable a futuro, estos vehículos pudieran seguir siendo más caros en cerca 6.000 dólares respecto a aquéllos tradicionales y presentar altos periodos de repago de la inversión los cuales triplicarían las expectativas de los consumidores en torno a los 3 años (AIE, 2016).

Una mayor penetración de los autos eléctricos pudiera darse por políticas hacia el aumento de inversión público-privada en infraestructura de recarga de baterías, subsidios o exenciones impositivas para compra de unidades nuevas, impuesto al carbono hacia los combustibles fósiles o exenciones en tasas de parqueo o peajes; siendo que muchas de estas políticas son ya consideradas en los países OCDE aunque demoradas en su inclusión dentro las políticas públicas de la región. En todo caso la senda de sostenibilidad implica que el autotransporte de la región debiera consumir hasta 7 Mtoe de electricidad en cerca 23 millones de vehículos eléctricos al reemplazar 200 mil barriles de petróleo día al año 2040.

En la región en muchos casos los esfuerzos se enfocan ya sea sobre la renovación del parque automotor existente de vehículos utilitarios (camiones, buses y tractores) por medio de créditos fiscales o subsidios en México, Chile o sobre la disminución de futuros vehículos convencionales a través de impuestos con alícuotas progresivas sobre el valor de compra en Colombia (Heres del Valle, 2015).

De igual forma transformaciones en el parque automotor mundial dados por duplicar la mejora en la eficiencia energética de 13 a 26 kilómetros por litro en 2 millones de vehículos livianos de pasajeros, el reducir de 16.000 a 8.000 los kilómetros promedio manejados por vehículo al año o el aumento en 50 veces la producción mundial de etanol con 1/6 de la superficie agrícola cultivable, pudieran representar medidas que coadyuven a la sostenibilidad del parque automotor. Cualquiera de estas medidas de forma individual limitaría el consumo de derivados del petróleo y reduciría las emisiones en 4GtCO₂ por año a nivel mundial a mediados de siglo (National Geographic, 2007).

La aplicación mundial simultánea de estándares de eficiencia en vehículos livianos, a la vez de compensar un potencial aumento en la demanda de combustibles (o compra de nuevas unidades), pudiera desplazar a nivel mundial 4,3 millones de barriles día. Esta situación se explicaría por el pico de la demanda de petróleo que pudiera llegar la próxima década aún ante aumentos del parque automotor de combustibles fósiles.

Desde hace dos décadas la consideración de que los vehículos a gas natural (GNV) representan una alternativa limpia sigue ganando protagonismo en el mundo y en la región. La Argentina viene asumiendo un rol pionero en el desarrollo de la tecnología a través de normas favorables para su aplicación. Utilizando la extensa red de distribución de gas natural, al país al año

¹³ Esta eficiencia se demuestra por la disminución en estos últimos años de los costos de almacenamiento de las baterías a un promedio de cerca 250 dólares por KWh para vehículos híbridos y de plena electricidad. Se estima que estos costos pudieran disminuir aún más hasta los 80 dólares por KWh al año 2040 si todos los problemas químicos se resuelven, el sistema ingenieril resulta favorable y la fabricación de las baterías se da a gran escala.

¹⁴ A nivel comparativo la Iniciativa de Vehículos Eléctricos (EVI por sus siglas en inglés) compuesto por 16 naciones que usan el auto eléctrico se comprometió a contar con 20 millones de vehículos eléctricos al 2020.

2014 ha instalado más de 1.400 estaciones de servicio a gas natural por lo que ha convertido más de 10 millones de sus vehículos o 22% de su parque automotor al uso de GNV.

En Bolivia el cambio en la matriz energética permitió al año 2014 la transformación de 322 mil vehículos o 24% del parque automotor al GNV. La implementación de estas políticas tuvo efectos económicos al permitir ahorrar recursos públicos dados por la disminución en el consumo e importación de gasolinas o diesel a precios de mercado y venta interna a precios subsidiados, siendo que por ejemplo el consumidor boliviano de GNV por metro cúbico de gas que adquiere recibe el equivalente a 1,1 litros de gasolina de 130 octanos, lo que representa menos de la mitad del precio del combustible líquido (Miranda, 2015).

El contar con mayor penetración del gas natural en el transporte requiere que la regulación e institucionalidad estatal sea clara, estable y definida hacia la promoción de la inversión público-privada en la ampliación de estaciones de servicio, talleres de reconversión y cambio de hábito del consumidor a largo plazo.

En otros países la disminución del consumo de combustibles fósiles se dio a través del aumento de los impuestos selectivos o el levantamiento al subsidio en Brasil, México o la Argentina durante los últimos años.

Asimismo entre las estrategias del Brasil tendientes a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en 37% al 2025 están aquéllas enfocadas a expandir el consumo de biocombustibles (etanol e biodiesel) en el sector de transporte a la par de la inversión en eficiencia energética, uso de fuentes renovables (eólica, biomasa, solar) y reducción de la deforestación.

D. La gestión sostenible del gas natural para la reducción de emisiones de metano y dióxido de carbono

Las emisiones de metano representan cerca del 16% de las emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropogénico por lo que una acción en torno a su reducción resulta importante más aún dado su elevado potencial de calentamiento y corta vida en la atmósfera respecto al CO₂¹⁵.

Las emisiones mundiales de metano alcanzaron las cerca 8 giga toneladas de CO₂e al año 2013, de las cuales 1,4 giga toneladas o el 18% tuvieron su origen en el sector de hidrocarburos¹⁶. En esta industria cerca del 60% de las emisiones correspondieron a la producción de hidrocarburos y el restante 40% a las actividades de transporte y distribución. Estas emisiones se dan por fugas no intencionales (en pozos, ductos y bombas), por venteo de gas (en el revestimiento tubular del pozo, dispositivos neumáticos, tanques de almacenamiento, deshidratadores), en la combustión incompleta del gas y en los procesos operativos no planificados¹⁷.

Con grandes operaciones de hidrocarburos y un antiguo sistema de pozos, ductos y equipamiento Rusia y países de la ex URSS, el Medio Oriente y África presentan durante el proceso productivo elevados

¹⁵ El gas metano es un potente gas de efecto invernadero con potencial de calentamiento de 25 veces más que el CO₂ en un periodo de 100 años.

¹⁶ El restante 82% se reparte entre un 15% proveniente de la generación de energía por carbón y biomasa y 67% proveniente de actividades agrícola-ganaderas, vertederos de basura, etc.

¹⁷ En específico las fuentes de emisión del metano se dan en: a) Dispositivos neumáticos y bombas a gas natural, b) Émbolos centrífugos con empaquetaduras húmedas de aceite, c) Deshidratadores de glicol, d) Venteo de gas en la remoción de líquidos en pozo, e) Venteo de gas en la boca del revestimiento tubular del pozo, f) Fugas fugitivas en equipos y procesos, g) Levas de vaivén para empaquetadura y sello, h) Tanques de almacenamiento de líquidos, i) Quema y venteo en la terminación de pozos en el proceso de fractura hidráulica. En el transporte de hidrocarburos la emisión de metano se da en estaciones de compresión en gasoductos.

niveles de emisiones de metano (provenientes mayormente del venteo y de fugas) y de dióxido de carbono (provenientes de la quema rutinaria de gas asociado a la producción de petróleo)¹⁸.

En Norte América una parte de las emisiones de metano se dan por fugas que ocurren durante el proceso de fractura hidráulica y el retorno de fluidos en pozos de gas y petróleo de esquisto por lo que es importante la utilización de la tecnología “green completion” para capturar estas emisiones. Existe dificultad en determinar, ubicar y medir las fugas de metano siendo que si fuesen más del 3,2% de la producción de gas pondrían en duda el papel del gas natural como combustible de transición hacia un sistema energético sin carbono caracterizado por la sustitución del carbón por gas natural en la generación eléctrica¹⁹.

Si bien para América Latina y el Caribe las emisiones de metano y de dióxido de carbono son menores respecto a otras regiones del mundo, es importante mencionar que la mitad de las mismas provienen de procesos de quema y venteo de gas asociado y la otra mitad de fugas no intencionales en equipos y procesos durante la producción de hidrocarburos (Höglund-Isaksson, 2017).

Quema y venteo de gas natural

El venteo y el proceso de quema rutinaria del gas asociado —si bien se lleva a cabo por razones de seguridad ante restricciones técnicas, regulatorias o económicas— compromete a nivel mundial cerca de 170 mil millones de metros cúbicos o 4% de la producción bruta de gas, lo que se traduce en emisiones de metano y dióxido de carbono de más de 1 giga tonelada de CO₂ equivalente cada año. Esta situación genera un costo de oportunidad al restringir el almacenamiento de estos volúmenes en el subsuelo, limitar la opción de aumentar la presión del reservorio dado por técnicas de recuperación por reinyección en pozos o en definitiva para su utilización en plantas separadoras de líquidos y suministro de gas para la generación de electricidad, uso residencial, transporte, etc.

Una eficiente administración del gas asociado resulta primordial en la medida que aumente su tasa de reinyección en pozo, utilización y/o industrialización del gas en plantas de separación de líquidos. En otras palabras la implementación de esta política tendería a disminuir la tasa de venteo y quema lo que propiciaría una reducción de la intensidad de las emisiones de metano y dióxido de carbono por barril producido el cual se encuentra entre 10 y 55 kilogramos de CO₂e de acuerdo al campo, país y área geográfica (Ver gráfico 4).

A nivel mundial se estima que por cada punto porcentual de mejora en la tasa de eficiencia y sostenibilidad del gas asociado, las emisiones unitarias disminuirían en cerca 1,4 kilogramos de CO₂e por barril producido. En este sentido si la región de América Latina y el Caribe aumenta su tasa de eficiencia al 95% por medio de la utilización e industrialización del gas asociado, esto le permitiría aumentar en 2% la producción de gas seco y disponer de 4 mil millones de metros cúbicos adicionales para el mercado interno. Esta acción le permitiría ahorrar anualmente 30 millones de toneladas de CO₂e lo que representa un 30% de las actuales emisiones regionales de metano y de dióxido de carbono ocurridas por la quema, venteo y fugas de gas.

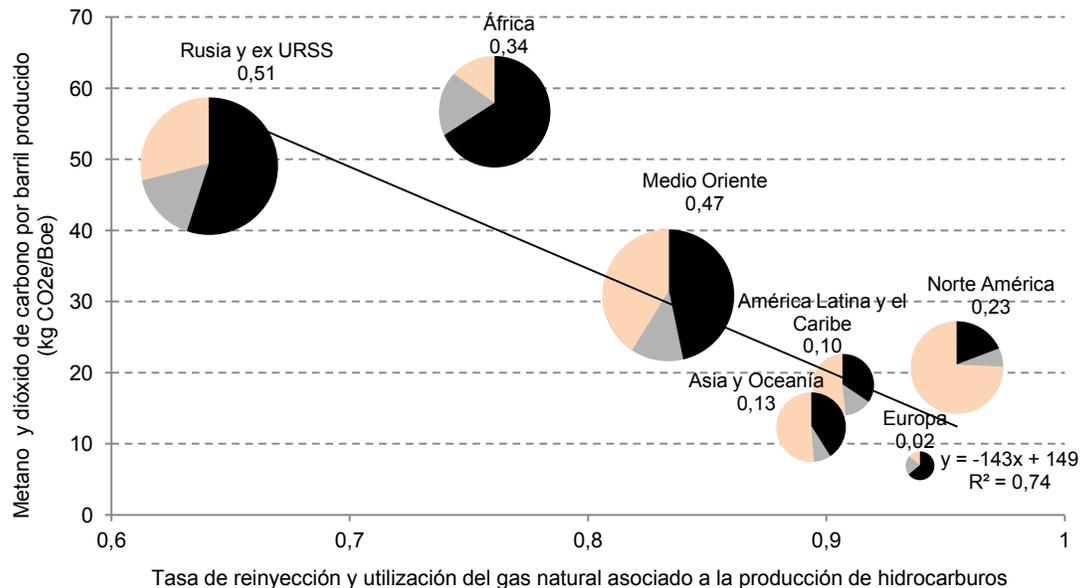
Sin embargo esta política debiera acompañarse y estar condicionada a una acción pública y privada que tienda a desarrollar un consumo de gas a largo plazo en mercados que garanticen la

¹⁸ Estas prácticas rutinarias de quema de gas se dan por razones de seguridad operativa durante la producción de hidrocarburos y cuando las condiciones geológicas no permiten la reinyección de gas en pozos, no existe infraestructura de tratamiento y transporte de gas sea para su uso in-situ o para su comercialización en mercados.

¹⁹ Para campos de gas de esquisto estadounidense la estimación de la Agencia de Protección Ambiental del país (EPA por sus siglas en inglés) situaron el valor de las fugas de metano en 2,4% de la producción de gas, el cual fue posteriormente actualizado por otros estudios que lo aumentaron hasta en 1,25 a 1,75 veces más (Brown, 2016).

construcción de nueva infraestructura de transporte por gasoductos o GNL. Asimismo una regulación y fiscalización de la quema y venteo, la adopción tecnológica, prácticas de investigación, desarrollo e implementación de buenas prácticas coadyuvarían a la consecución de objetivos nacionales y corporativos.

Gráfico 4
Regiones del mundo: Fuentes y emisiones de metano y dióxido de carbono
por la producción de hidrocarburos, 2012
(En giga toneladas de CO₂ equivalente)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Höglund-Isaksson 2017, AIE 2016.

No se consideran las emisiones correspondientes al transporte y distribución de hidrocarburos.

Las emisiones globales de CO₂ equivalente alcanzaron 1,8GtCO₂e el año 2012. De este monto el 13% o 0,2 GtCO₂e correspondió al dióxido de carbono por la quema de gas, el 48% o 0,9 GtCO₂e al metano por el venteo de gas y el 38% o 0,7 GtCO₂e al metano por las fugas de gas.

Las emisiones de metano de fugas en válvulas y equipos son altamente inciertas y pueden estar sobreestimadas, por lo que las mismas debiera tomarse con cautela. Se consideran fugas teóricas del 2% y del 0,52% de la producción de gas de esquisto y de gas convencional respectivamente y fugas según ubicación y tipo de producción de petróleo (Höglund-Isaksson, 2017)

El metano del venteo del gas asociado y de las fugas asume un potencial de calentamiento global de 25 veces más que el CO₂.

El dióxido de carbono de la quema de gas asociado considera un factor de emisiones de 1,93 KgCO₂ por metro cúbico de gas.

El gas natural asociado está sujeto a venteo, quema y/o recuperación ya sea por la reinyección en pozo para el aumento de presión/almacenamiento o para su utilización en plantas para separar sus componentes líquidos asociados. En un balance de gas natural se lo pudiera calcular como la diferencia entre el gas bruto y el gas seco.

A nivel internacional existen compromisos voluntarios en torno a la administración eficiente del gas asociado y reducción de las emisiones de dióxido de carbono proveniente de la quema de gas.

La alianza pública y privada del Banco Mundial denominada Alianza Global para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR por sus siglas en inglés) del año 2002 busca incrementar el uso del gas natural asociado a través de: a) remoción de barreras técnicas y regulatorias que impiden la reducción de la quema, b) implementación de prácticas de investigación y desarrollo tecnológico, c) diseminación de buenas prácticas en la industria y d) desarrollo de programas específicos de reducción de quema a nivel país.

Dentro de esta alianza la iniciativa denominada “Zero Routine Flaring by 2030”, busca eliminar las prácticas rutinarias de quema de gas y minimizar aquellas no rutinarias al 2030 por medio

de una acción conjunta entre los gobiernos, las compañías petroleras e instituciones de desarrollo al transparentar sus reportes anuales en torno a esta política.

El papel de los gobiernos se centra en crear condiciones propicias para la atracción de inversión petrolera para el desarrollo de mercados de gas y de infraestructura de transporte, lo que monetizaría los recursos gasíferos y generaría incentivos de mercado para invertir en soluciones tendientes a eliminar al 2030 la quema en los procesos de la industria dentro una acción regulatoria y fiscalizadora activa por parte de los gobiernos. Por otro lado el papel de las compañías petroleras se enfoca en la implementación de planes de administración sostenible del gas asociado y de adopción de soluciones (tecnológicas) viables y económicas tendientes a eliminar las prácticas de quema al 2030. Para finalizar el papel de las instituciones de desarrollo se daría por facilitar la cooperación e implementación de prácticas tendientes a eliminar la quema así como hacer uso de instrumentos financieros de financiamiento en países miembros y no miembros de esta iniciativa.

Esta política cuenta con la participación de gobiernos regionales de México y Perú, de la empresa estatal de petróleo ecuatoriana Petroamazonas EP y de instituciones de desarrollo como el Banco Mundial, BID, CAF y ONU a través del programa de Energía Sostenible para Todos (Banco Mundial, 2017).

Fugas de gas natural

Al igual de lo que sucede con la quema y el venteo del gas asociado, las fugas no intencionales de metano son de preocupación constante para los decisores de política. Actualmente existe un esfuerzo científico para determinar la locación y medición de este tipo de emisiones por medio de imágenes satelitales y aviones (cálculo tipo “top-down”) e instrumentos como el uso de cámaras infrarrojas u otros dentro la cadena de producción (cálculo “bottom-up”), siendo que existe evidencia de que importantes fugas de metano provienen de pocas fuentes de emisión y que innovaciones tecnológicas permitirán una detección eficiente y rápida²⁰.

Existen oportunidades de aplicar tecnologías y procedimientos operativos relativamente fáciles para una mitigación eficiente de corto plazo. Algunas soluciones se dan por realizar mantenimientos periódicos tendientes a reducir o eliminar las fallas en dispositivos neumáticos necesarios para la apertura y cierre de válvulas y adoptar tecnologías para la captura de emisiones durante las operaciones de intervención y terminación de pozos en prácticas como “green completion” que se dan durante la fractura hidráulica.

Dado lo anterior se requiere de un compromiso entre los Estados y la industria privada para regular e inspeccionar periódicamente instalaciones con potencial fuga de metano así como adoptar buenas prácticas y tecnologías a un costo razonable, estimado en menos de 0,01 dólares por mil pies cúbicos de gas natural producido. Se estima que una regulación de base amplia y efectiva propiciaría asimismo la creación de un precio y mercado del metano.

En esta lógica la AIE considera esta política dentro del paquete de acciones rápidas, económicas y efectivas de corto plazo a tomarse en cuenta para alcanzar el pico de emisiones el año 2020 y para profundizar los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

²⁰ Existen estudios que demuestran que entre 50% y 75% de las emisiones de metano se dan sólo en 15% de las facilidades de gas natural observadas en algunos campos de esquisto en los Estados Unidos (o también llamadas “súper emisores”) (AIE, 2015).

más allá de las Contribuciones Nacionales Determinadas del año 2015²¹. Recordar que algunos países como Canadá y México incluyeron la regulación del metano proveniente del sector de hidrocarburos dentro de estos compromisos voluntarios, por lo que se espera que países productores de hidrocarburos de la región de América Latina y el Caribe adopten esta política dentro de la revisión y actualización de sus compromisos actuales de mitigación.

Al igual de la existencia de acciones en torno a la eliminación de la quema y venteo en los procesos, existen compromisos voluntarios internacionales, aunque menores y relativamente más inmaduros, enfocados sobre la reducción de las emisiones de metano proveniente de fugas no intencionales.

La Iniciativa Global para el Metano (GMI por sus siglas en inglés) del año 2004 promovida por la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas (UNECE por sus siglas en inglés) y la Comisión Climática y Aire Limpio (CCAC por sus siglas en inglés) promueve la búsqueda de acciones en torno a la mitigación, recuperación y uso del metano proveniente del biogás, minas de carbón y sistemas de petróleo y gas natural, en un enfoque que promueve la seguridad energética, el crecimiento económico, el mejoramiento en la calidad de aire y la mejora en la seguridad laboral. Esta política cuenta con la participación de gobiernos regionales como el de México, República Dominicana, Nicaragua, Argentina, Brasil, Ecuador, Colombia, Chile y Perú.

Dada la potencialidad de la industria mundial de hidrocarburos de reducir las actividades de venteo, quema y fugas no intencionales, se estima que ante un compromiso hipotético de reducir las emisiones de metano provenientes de la producción de hidrocarburos en 75% respecto a un escenario tendencial, esta situación representaría un ahorro acumulado de más de 4 giga toneladas de CO₂e durante el periodo 2015-2030 (AIE, 2016)²². Otros cálculos estiman que si se destina un 1% más del presupuesto de inversión para la producción de gas y petróleo, las emisiones mundiales de metano provenientes de la producción de hidrocarburos pudieran reducirse un 40% antes del 2020 (AIE, 2014).

²¹ El escenario puente de la AIE de 36 billones de dólares en 15 años menciona que es esencial profundizar los compromisos voluntarios de reducción de emisiones establecidos en el Acuerdo de París a través de políticas de acción rápida, económica y efectiva dadas por: a) inversión adicional en eficiencia energética y renovables, b) financiamiento para la mitigación de emisiones proveniente de impuestos al carbono y reformas al subsidio de combustibles fósiles, c) Reducción de emisiones de metano proveniente de la producción de recursos gasíferos.

²² A pesar de que muchas compañías petroleras como PEMEX, Saudi Aramco, BP o ENI están internalizando la problemática del metano dentro de sus planes operativos y proyectos, sigue existiendo el desafío de contar con reportes y datos numéricos periódicos que permita implementar acciones de mitigación en países como Rusia, Angola, Nigeria, Iraq o Libia (The Economist, 2016).

IV. La producción sostenible de hidrocarburos ante la mayor disrupción del mercado

A. El “pico de la demanda” global de hidrocarburos

Para el sector de hidrocarburos el éxito de la agenda global de cambio climático implica que se acuñe el concepto de “pico de demanda” en vez del “pico del petróleo” o curva de Hubbert de finales de los años cincuenta, caracterizándose la primera por una demanda máxima por hidrocarburos ante las limitantes impuestas por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la segunda por una producción máxima fruto del agotamiento de recursos ante un interés por asegurar la seguridad e independencia energética²³.

Bajo este escenario reducido en carbono y aumento en la temperatura hasta 2°C, la cúspide en la demanda mundial de petróleo de 93 millones de barriles día debiera darse el 2020 y aquella de gas natural de cerca 400 mil millones pies cúbicos día el 2030 para posteriormente disminuir la producción anual en torno al -1% para el primero y -0,5% para el segundo (ver gráfico 5).

A partir de estos años de pico, los volúmenes decrecerían hasta mínimos aún necesarios para el suministro a sectores como el transporte aéreo, petroquímica e industria en donde sería muy difícil encontrar una sustitución técnica y económica viable hasta finales de siglo²⁴. El transporte terrestre se planifica debiera estar asimismo abastecido por vehículos eléctricos, híbridos con celdas de hidrógeno, a gas natural, biocombustibles y combustibles sintéticos.

Ante la utilización de los derivados del petróleo y gas natural, los años de pico en la emisión de CO₂ debieran ser los mismos que los de la producción. En todo caso las sendas de reducción de emisiones requeridas para prevenir un peligroso aumento de la temperatura a 2°C —y en resguardo

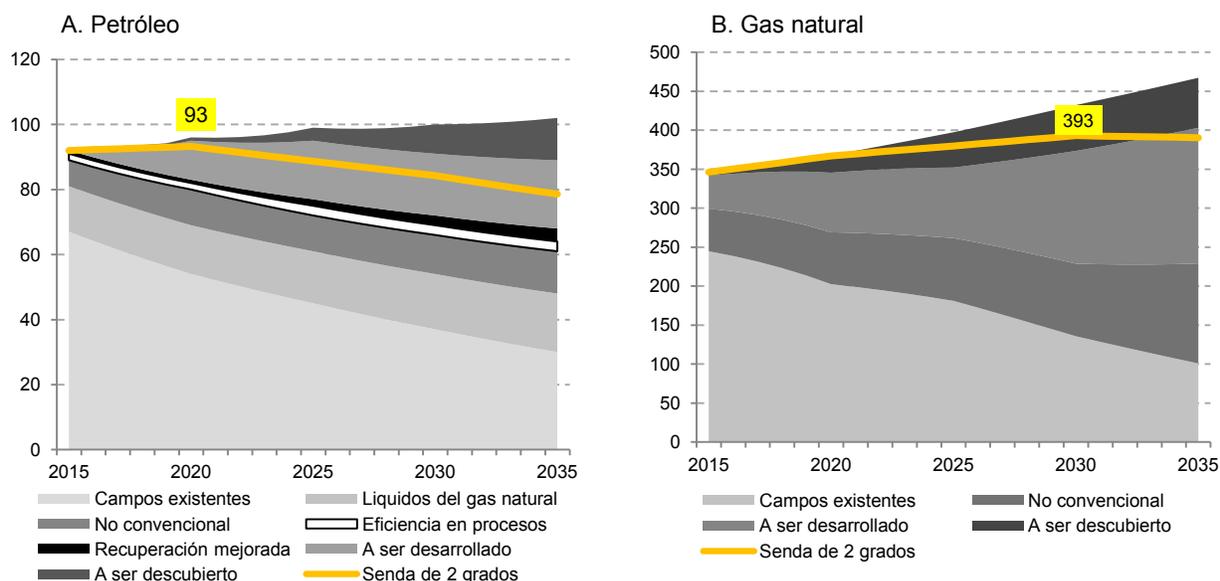
²³ Existieron cuatro etapas de ciclos alcistas de precios: la primera a raíz del uso del motor vehicular de inicios del siglo XX, la segunda coincidente con la segunda guerra mundial, la tercera a causa de la política OPEP de los años 70s y la cuarta a mitad de la década del 2000 en la que el precio subió a 140 dólares el barril guiada por un shock de demanda fruto del crecimiento económico chino entre otros.

²⁴ El 2100 se pudieran esperar mínimos de 17 millones de barriles día y 71 mil millones pies cúbicos día de gas.

del presupuesto mundial de carbono de 1000 GtCO₂ hasta fines de siglo— serían más difíciles de alcanzar a mayor la demora en alcanzar el pico de emisiones.

Gráfico 5
Mundo: Producción de hidrocarburos por tipo, fuente y escenarios del Acuerdo de París
y senda de 2 grados, años 2015-2035

(En millones de barriles de petróleo día y mil millones de pies cúbicos de gas natural día)



Fuente: Elaboración propia en base a Accenture Strategy, 2016 y AIE, 2016.

Nota: El escenario del Acuerdo de París es el escenario New Policies Scenario de la información de la AIE.

Esta senda de producción que estaría en línea con un aumento en la temperatura a 2°C y ante el ciclo de producción e inversión, implica que a partir de la próxima década no sería necesario aquellos volúmenes a ser descubiertos por decisiones actuales de inversión en exploración de campos de petróleo y gas convencional.

La inversión en exploración terminaría en un corto plazo al no requerirse volúmenes adicionales a ser descubiertos a futuro, aunque en los próximos cinco años aún se requerirían algunos volúmenes (más para gas que petróleo) provenientes de inversiones de desarrollo de los actuales campos ya descubiertos. En otras palabras se trataría de redirigir las estrategias de inversión desde el descubrimiento de nuevas fuentes de petróleo al descubrimiento de alternativas para su sustitución.

Ante este escenario no sería necesario realizar mayores actividades de exploración ni descubrimientos en depósitos de complejidad geológica, con largos periodos de repago e importante huella ambiental como aquellos en arenas bituminosas, aguas ultra profundas o depósitos en el ártico, siendo la búsqueda de petróleo barato la prioridad. Se estima que existiría una ralentización en el crecimiento interanual de los presupuestos de inversión en exploración y producción de -1,3% y +0,4% para reservorios de petróleo y gas natural respectivamente, generando un promedio de inversión agregado de 550 mil millones de dólares por año durante el periodo 2020-2040 (Accenture, 2016).

Dado que actualmente la declinación de campos petroleros en el mundo es de hasta 5 millones de barriles día o 5% anual, aún serían necesarias inversiones de mantenimiento tendientes a reducir esta caída a 1 millón de barriles día en línea con la senda de sostenibilidad y ante expectativas

pesimistas del mercado iniciadas a partir de la crisis del 2014²⁵. En este sentido sería necesaria una recuperación en las decisiones de inversión de desarrollo de reservas a una tasa anual de 12.500 millones de barriles a partir del 2017, siendo que de no recuperarse la inversión es muy probable que a futuro se generen problemas de desabastecimiento de petróleo e inestabilidad de precios lo que complicaría la transición hacia una economía libre de carbono (AIE, 2016).

Tanto una menor demanda por hidrocarburos cuanto su influencia sobre pronósticos conservadores de precios de cerca 70 dólares el barril de petróleo y 5 dólares el millón de Btu de gas natural al 2040, propiciarían que muchas de las reservas probadas no sean rentables desarrollar por lo que se mantendrían bajo tierra dentro la denominación de “activos inmovilizados”. Una mala calidad de hidrocarburos, alto costo de producción y un limitado consumo interno ocasionarían un mayor porcentaje de activos inmovilizados. Se estima que para el periodo 2010-2050 las reservas mundiales inmovilizadas pudieran alcanzar el 33% para el petróleo y el 50% para el gas natural, siendo mayores para América Latina y el Caribe (McGlade et al., 2015).

Esta cancelación de la actividad exploratoria y menor inversión mundial limitaría la posición económica y financiera de los países dependientes de hidrocarburos, las empresas petroleras y redireccionaría el papel de algunos grupos de interés.

Para los países productores y exportadores de hidrocarburos una menor inversión extranjera y renta económica que ocasionan un menor espacio fiscal para el financiamiento de la infraestructura pública, pudiera incentivar que se aceleren las políticas tendientes a un cambio en la matriz productiva en línea con los compromisos de reducción de emisiones fruto del Acuerdo de París. Algunos grupos de interés ya empiezan a exigir a las compañías petroleras el desglose voluntario y transparente de los planes de administración y manejo del riesgo ante una regulación climática nacional más restrictiva.

Las empresas de hidrocarburos en su afán de reducir riesgos²⁶ dados por recursos inmovilizados que impactan en un menor valor corporativo²⁷, con eventual tensión sobre la estabilidad financiera, se verían en la necesidad de cambiar a mediano plazo su actividad de negocios. Estos cambios se darían por invertir menos en petróleo y más en gas natural y migrar desde actividades de exploración y producción hacia la provisión de servicios petroleros, energía renovable y baterías eléctricas ad portas de la llamada “mayor disrupción histórica del mercado petrolero”.

En este sentido se observa tanto una pérdida de valor accionario de algunas compañías petroleras estadounidenses como Exxon ante un mayor control en la valoración y recertificación de reservas a la baja, cuanto de una mayor transparencia y abordaje de la temática del cambio climático dentro de los planes corporativos de Total, Shell y BHP Billiton para la atracción de inversión en los mercados de capitales y búsqueda de un pacto social en los países en los cuales operan.

Algunas compañías petroleras como Pioneer siguiendo su experiencia del pasado ya están centrando a futuro sus esfuerzos en la venta de activos internos e inversión en reservorios de esquisto

²⁵ La depresión de los precios del petróleo iniciada el 2014 generó pesimismo en las decisiones de inversión anual demostradas por desarrollar a futuro sólo 6.500 millones de barriles de reservas de petróleo, niveles no visto desde 1950, pudiendo ocasionar en la próxima década una escasez en el mercado por más que se desarrolle a pleno el petróleo de esquisto en los Estados Unidos y se termine el exceso de oferta e inventarios de petróleo.

²⁶ Sin embargo el riesgo exploratorio se eliminaría por la cancelación de las actividades de exploración lo que reduciría el costo del capital del inversionista.

²⁷ Un menor valor accionario sería más evidente a mediano plazo dado que el 90% del actual valor corporativo proviene de reservas a desarrollarse durante los próximos 15 años, es decir el Acuerdo de París no tendría impacto significativo sobre el valor corporativo antes del 2030 (Accenture, 2016).

como el estadounidense Permian al representar una alternativa competitiva ante un contexto de mercado restrictivo²⁸ caracterizado por el previsible “pico de demanda” y el protagonismo del auto eléctrico.

La empresa Shell estima que el pico de la demanda petrolera llegaría en los próximos 5 a 15 años, por lo que busca concretar alianzas con las empresas estatales de petróleo para financiar la inversión en reservorios que resultan ser económicos y recuperables dentro ese periodo de tiempo, como aquéllos en aguas profundas de Brasil y esquistos en Argentina²⁹. Esta política de inversiones asimismo cuadra con la estrategia del mercado tendiente a aumentar la proporción del gas natural en su portafolio cercana a 50% e iniciada el año 2016 con la fusión de la empresa de gas británica BG por 54 mil millones de dólares.

Algunas de las empresas transnacionales como Shell, Total o BP cuentan con la oportunidad de reinvertir las utilidades del negocio de petróleo y gas hacia las energías renovables (práctica comparativa al funcionamiento de un fondo soberano como el de Noruega) por medio de la compra de compañías relacionadas al rubro de baterías eléctricas, energía solar, eólica u otros, por lo que pudieran en un futuro aplicar sus conocimientos en operaciones regionales en la Argentina o Bolivia por ejemplo.

Sin embargo queda aún pendiente la determinación de que si el retorno de la inversión por renovables es mayor al costo de oportunidad de la renta petrolera no percibida ante una posible pérdida de ventajas competitivas dadas por la migración desde empresas petroleras a empresas (eléctricas) de energía renovable.

A partir del año 2016 algunos países petroleros de la OPEP como Arabia Saudita, y de posible interés para los socios regionales del cartel como Ecuador o Venezuela, inició su camino hacia la diversificación económica por medio de la privatización futura de parte de la estatal Saudi Aramco mediante la cual los ingresos por esta venta se destinarían a la creación de un fondo soberano de 150 mil millones de dólares y bajo la premisa de inversión en proyectos y tecnologías de energías renovables. Este plan denominado Saudi Vision 2030 resulta ser un ejemplo de que las expectativas de vida del petróleo pueden propiciar el camino hacia un cambio estructural con impulso ambiental en un país dependiente del petróleo.

B. La contracción de la producción y las reservas inmovilizadas de la región

El exceso de oferta sobre la demanda mundial que inició la crisis del mercado el año 2014 y que aún continúa, demostró la vulnerabilidad económica y social de los países y empresas ante una deficiente administración (caso Lavajato de Petrobrás) y una contracción de los precios del petróleo a 30-50 dólares los que en definitiva coadyuvaron a la presión sobre los presupuestos públicos y saldo en cuenta corriente con consecuencias sobre un mayor endeudamiento, reducción de reservas internacionales y magro crecimiento económico.

²⁸ Estas estrategias históricamente resultaron ser útiles a partir de la revolución estadounidense del gas de esquisto la cual permitió desplazar al carbón y ahorrar emisiones de CO2 respecto a la década pasada. Actualmente las mejoras en la productividades, aumento en las tasas de recupero y la deflación de costos a 50 dólares hace que estos reservorios sean competitivos.

²⁹ El joint venture conformado por Shell e YPF de Argentina el 2016, se comprometió a invertir 300 millones de dólares los próximos años hacia un proyecto piloto en el bloque Bajada de Añelo en la cuenca de esquisto de Vaca Muerta. Por otro lado el país busca comprometer inversiones para Vaca Muerta provenientes de Shell, Chevron, BP y Total motivados por una regulación e incentivos favorables dados por precios estables del gas natural en boca de pozo de 7,5\$us/MMBtu hasta el 2020 e inversión pública en infraestructura logística cercana a los campos.

En la región de América Latina y el Caribe la senda de producción sostenible de petróleo y del gas natural al 2040 es mucho menor a la requerida en los compromisos de los países bajo el Acuerdo de París.

A pesar de que la producción regional de petróleo necesita cuanto antes disminuir a raíz de 70 mil barriles día o 1% interanual, en todo caso inferior al 3% de declinación que presentan algunos campos maduros de Argentina, México o Venezuela durante la última década, el gas natural aún puede mantener sus niveles de producción anual en torno a los 20 mil millones de pies cúbicos por día hasta el 2040 para después recién descender.

Durante el periodo 2015-2040 la producción acumulada de 90 mil millones de barriles de petróleo y de 209 billones de pies cúbicos de gas natural, representaría respectivamente el 27% y 75% de las actuales reservas probadas pudiendo los restantes 73% y 25% representar los activos que estarían siendo inmovilizados. Otra estimación más profunda que toma en cuenta los costos de producción y tipo de recurso a nivel mundial y regional da cuenta que las reservas inmovilizadas de América Latina y el Caribe a mitad de siglo pudieran alcanzar el 40% para el petróleo y el 54% para el gas natural dentro del escenario de sostenibilidad de 2 °C (McGlade et al., 2015)³⁰.

El impacto ambiental sobre la atmósfera se daría por la emisión acumulada de 34 y 10 giga toneladas de CO₂ emitidas respectivamente por la combustión del petróleo y el gas natural hasta mitad de siglo, representando montos contemplados dentro del presupuesto global de emisiones (ver gráfico 6).

Para los países de la región el aumento o mantención de la producción de gas natural al 2040 implica que el gas natural represente cerca el 22% de la demanda primaria de energía, lo que justificaría la política interna tendiente a reducir la pobreza, dar acceso universal a la energía, utilizar el gas natural como combustible de transición y asegurar la seguridad e independencia energética como el caso de la Argentina, México o el Brasil.

Ante las perspectivas de contar con reservas petroleras regionales inmovilizadas, una posible contracción anual en la producción y conservadores precios del petróleo del orden de los 70 dólares el barril respecto a un escenario como el Acuerdo de París, los países enfrentarían el riesgo de menores rentas por hidrocarburos y menor recaudación fiscal lo que propiciaría un stress adicional para financiar el desarrollo.

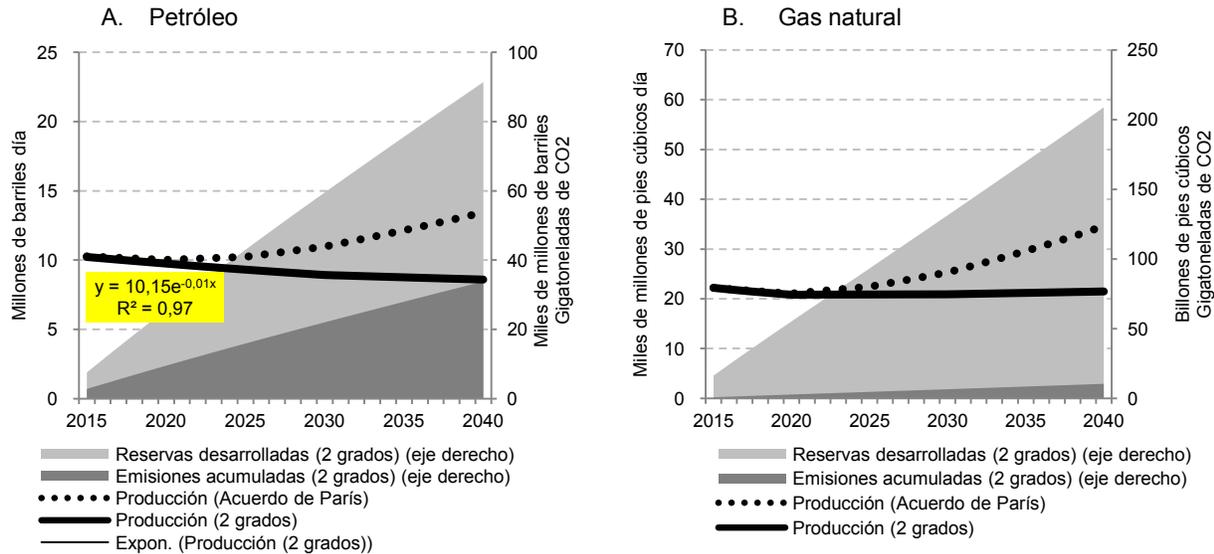
Entre el escenario de sostenibilidad de 2°C y el escenario del Acuerdo de París, la pérdida en recaudación fiscal y utilidades corporativas se estima en más de 100 y 25 mil millones de dólares por año hasta el 2040 respectivamente³¹ lo que junto a las perspectivas de menores flujos de inversión extranjera directa del sector, influirían hacia un menor crecimiento económico y mayor esfuerzo para reducir la pobreza y la desigualdad. Esta pérdida fiscal representa en promedio de los países productores cerca del 1,5% del PIB tendencial y cerca de la mitad de la recaudación potencial del escenario del Acuerdo de París³².

³⁰ Según los autores es inapropiado comparar la producción acumulada con las reservas y declarar el saldo como inmovilizado o no quemado, dado que a pesar de que las reservas permitirían cubrir la producción acumulada no necesariamente serían las únicas a desarrollarse pudiendo preferirse desarrollar recursos más económicos.

³¹ La pérdida en recaudación fiscal se refiere a la merma de participación estatal en las rentas por hidrocarburos “government take” entre el escenario de dos grados y el Acuerdo de París, influida por una menor producción y menores precios reales de largo plazo (de 90 a 70 dólares el barril de petróleo), con costos de operación e inversión de 30 dólares el barril y con 80% de participación promedio estatal en las rentas por hidrocarburos de la región.

³² Asimismo en términos reales los 100 mil millones de dólares de pérdida fiscal anual representaría 30% de los ingresos fiscales por hidrocarburos o 1,8% PIB evidenciados en promedio durante el periodo 2000-2014 (CEPAL, 2015b).

Gráfico 6
América Latina y el Caribe: Escenarios de producción, reservas y emisiones acumuladas de CO₂, años 2015-2040



Fuente: Elaboración propia en base a AIE (2016)

Nota: Se utilizaron los siguientes coeficientes de emisiones de 0,37 toneladas de CO₂ por barril de petróleo y de 0,05 toneladas de CO₂ por mil pies cúbicos de gas natural, en el entendido que estos coeficientes son variables de acuerdo a la calidad y tipo de petróleo, mezcla de combustibles obtenido en refinerías, eficiencia de combustión en automóviles, en plantas termoeléctricas y avances tecnológicos como la captura y secuestro del carbono, entre otros

Los países y empresas productoras de hidrocarburos de la región se encuentran ante la oportunidad y el desafío de encaminarse a un gran impulso ambiental mediante:

- La producción sostenible de hidrocarburos aún necesaria en las próximas décadas debiera enmarcarse dentro un régimen fiscal progresivo el cual se centre en la búsqueda de equilibrio entre la participación estatal y del inversionista en las rentas económicas, ante los riesgos económicos y de mayor regulación ambiental. La administración de los recursos de hidrocarburos debiera llevarse a cabo bajo premisas de sostenibilidad priorizando el resguardo medioambiental, la participación social y la maximización de la tasa de recuperación en yacimiento antes que una producción acelerada de corto plazo guiada por prácticas rentistas. Esta situación permitiría generar futuras rentas económicas y uso por parte de las generaciones futuras ante una eventual recuperación de precios.
- La diversificación de la matriz energética y orientación hacia un cambio estructural caracterizado por la sustitución de exportaciones de materias primas por aquéllas de bienes con mayor valor agregado y servicios de conocimiento. En la medida en que los países se demoren en la diversificación productiva la visión de desacoplar el crecimiento económico del impacto ambiental se vería postergada.

V. La regulación ambiental en las políticas de las empresas de hidrocarburos de la región

A. Aspectos socio ambientales y alianzas para la reducción de la huella ambiental

La producción y distribución de los hidrocarburos como cualquier proceso industrial genera beneficios económicos en la creación de renta así como costos económicos dados por la generación de huella ambiental sobre recursos naturales como el agua, el aire, la tierra, la biodiversidad y repercusiones sociales en las áreas de exploración y explotación.

En el caso del impacto sobre el aire, las empresas de hidrocarburos tienen su rol en los esfuerzos mancomunados para transitar hacia economías libres de carbono. Si bien las operaciones de producción, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos no son responsables de las emisiones generadas por el consumo y uso final en sectores; éstas son directamente responsables por las emisiones que se dan en procesos internos de quema, venteo, fugas y uso energético en instalaciones (plantas, ductos y refinerías), los cuales alcanzaron cerca el 8% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero al año 2010.

Estos impactos pueden ser significativos en la medida que no exista una regulación e instituciones ambientales robustas las cuales enfrenten los desafíos en torno a la aplicación de medidas de precaución, prevención, mitigación, remediación y sanción; siendo que las mismas ayudarán a que el inversor internalice estos costos ambientales en sus programas de inversión³³.

Asimismo dado que muchos yacimientos de hidrocarburos están situados en territorios indígenas, cualquier decisión de ejecutar un proyecto debe considerar la consulta y el consentimiento de los pueblos indígenas afectados, según premisas del Convenio No. 169 de la OIT del año 1989. Esta es una obligación primordial de los Estados que no debe ser traspasada a las operadoras. Cumplir con este requisito social y a la vez establecer mecanismos de compensaciones y distribución de

³³ Por ejemplo antes de la concesión de áreas petroleras, el Estado tiene que determinar métodos cuantitativos de prevención y compensación respecto a eventuales impactos sobre el agua, tierra, aire y las comunidades indígenas.

beneficios permitirá la creación de un clima más propicio para las inversiones y una mayor aceptación social tendiente a disminuir los riesgos por posibles demandas dadas por afectaciones sobre los derechos de estos pueblos (Arroyo y Perdriel, 2015).

El convenio internacional OIT 169, establece que los pueblos indígenas no necesitan reconocimiento ni contar con título propietario, siendo suficiente que los individuos se autoidentifiquen como indígenas y vivan en el territorio. La propiedad comunal de los pueblos indígenas se sobrepone a una propiedad privada sobre un territorio en disputa, por lo que se debiera reconocer la obligación de pago a propietarios indígenas.

Las controversias sociales generadas por el desarrollo de hidrocarburos obedecen en importante medida a una ausencia de participación ciudadana en procesos de Evaluación de Impacto Ambiental.

La opinión pública tiene un papel importante en este proceso ya que cuando dispone de información suficientemente clara, transparente y objetiva se tendrá una respuesta social que responda a la realidad dada. Para ello, la información proporcionada debe generarse de organismos independientes y ser divulgada por entes estatales cuyo objetivo sea el de identificar los riesgos y determinar si los mismos son mitigables con tecnologías actuales, siendo estos aspectos relacionados al cumplimiento del principio 10 de la Declaración de Río del año 1992 (Ibid).

En general las compañías petroleras nacionales e internacionales comprenden que la búsqueda de un pacto social y consenso político dado por el cumplimiento regulatorio, la implementación práctica de estos convenios internacionales y el proceso de rendición de cuentas hacia los grupos de interés, es esencial entendiéndose que el denominado “riesgo por encima del suelo” es una variable de incertidumbre y de potencial costo que atenta a las decisiones y financiamiento de la inversión, la rentabilidad del inversionista y la apropiación fiscal de la renta económica.

Recuadro 2

Los principios de precaución y prevención para el desarrollo de yacimientos no convencionales

En los últimos años algunos países como la Argentina, Colombia y el Brasil implementaron principios de precaución y prevención en sus normas técnicas elaboradas por los reguladores de hidrocarburos. En general, estas normas toman en cuenta estándares de calidad en la cementación del pozo, la permisibilidad del uso de agua subterránea o superficial en el proceso de fractura hidráulica, su competencia con el uso doméstico o agrícola y la administración y tratamiento del agua de retorno.

Sin embargo pudiera ser ineludible la realización de normas y reglamentos específicos y uniformes por sobre cada variable ambiental que pudiera verse afectada, considerando las condiciones pormenorizadas que tienen que cumplir las operadoras para su preservación. De manera necesaria e imprescindible se deben fortalecer las instituciones de vigilancia, monitoreo y de sanción, para que su accionar se desarrolle de forma eficaz, independiente y coordinada entre los distintos actores involucrados.

Asimismo es necesaria la realización de estudios de línea base tendientes a cuantificar la situación de los componentes ambientales susceptibles a ser afectados antes de que se inicie este tipo de desarrollo (como el caso de la administración hídrica en el Brasil o el accionar de la Provincia del Neuquén en la Argentina). Este tipo de estudios deben ser realizados por un profesional independiente y acreditado con el fin de brindar transparencia al proceso, evitando conflictos de interés que pudieran surgir al interior de organismos estatales.

El establecimiento de una evaluación ambiental estratégica, coadyuvará a una mejor planificación y elaboración de las políticas energéticas de los países en relación a la pertinencia del desarrollo de estos yacimientos no convencionales. Es decir que la evaluación ambiental estratégica se dé antes de la licitación de áreas y el estudio de impacto ambiental antes de la perforación de pozos.

Fuente: Elaboración propia en base a Arroyo y Perdriel, CEPAL 2015.

La legislación para una producción sostenible de hidrocarburos es acompañada de normas y estándares de desempeño internacional ISO en torno a la aplicación de buenas prácticas industriales y en la adhesión voluntaria a iniciativas globales de sostenibilidad en alianzas con la banca multilateral (Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo), organismos internacionales (Naciones

Unidas), entre estados y/o entre empresas del gremio. Este tipo de alianzas voluntarias generalmente se enfoca en acciones o principios para:

- a. La mitigación de impactos ambientales y desarrollo tecnológico en iniciativas como la Alianza para la Reducción Global de Quema del Gas (GGFR por sus siglas en inglés), la Iniciativa Global del Metano (GMI por sus siglas en inglés), la Asociación Internacional de la Industria de Petróleo y Gas para Aspectos Ambientales y Sociales (IPIECA por sus siglas en inglés), la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP por sus siglas en inglés) o la Asociación Regional de Productores de Petróleo, Gas y Biocombustibles (ARPEL).
- b. La promoción de principios de derechos humanos, mercado laboral, sistemas anticorrupción, resguardo del medio ambiente y desarrollo sostenible en iniciativas como el Pacto Mundial y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).
- c. La implementación de prácticas de transparencia y rendición de cuentas en información fiscal, ambiental y de sostenibilidad por medio de la Iniciativa de Transparencia de la Industria Extractiva (EITI por sus siglas en inglés), Proyecto de Divulgación del Carbono (CDP por sus siglas en inglés)³⁴ y la Iniciativa Global de Reporte (GRI por sus siglas en inglés)³⁵.

Un número creciente de empresas estatales que operan en la región como Petrobras, Ecopetrol, YPF, Pemex o Petroamazonas y otras privadas internacionales como Shell, BP, Repsol, Total, PAE o Pluspetrol se someten anualmente a muchas de estas iniciativas voluntarias. Estas prácticas les permiten tanto alcanzar el pacto social en sus operaciones cuanto financiar inversiones a través de la bolsa o por medio de instituciones financieras, muchas de las cuales se abocan a los “Principios del Ecuador” en la otorgación de créditos.

La transparencia en la información permite que las compañías comparen y mejoren sus estándares y prácticas socio ambientales al reducir el impacto ambiental producto de sus actividades. En este sentido por ejemplo se observa que la huella ambiental por la producción de un barril de petróleo y gas natural en la región y en el mundo tiende a reducirse en la medida que las métricas de emisiones de gases de efecto invernadero, consumo energético y derrames de petróleo disminuyen, a la par de un aumento en la tasa de reúso del agua de producción. Sin embargo las anteriores cifras debieran tomarse con cautela debido a la disponibilidad de información y los rangos amplios y variables en la industria a nivel de reservorios, país y región (ver cuadro 2).

A futuro las métricas de emisiones unitarias pudieran disminuir aún más por la eficiencia de combustión, mantenimiento de válvulas y tanques que reduzcan las fugas de metano en la producción de hidrocarburos³⁶. De igual forma la valorización del gas natural asociado a la producción de petróleo por medio de su uso en procesos, la búsqueda de mercados y su industrialización para generación eléctrica o GNL de pequeña escala; permitirán eliminar las prácticas rutinarias de quema y venteo de gas que se dan en campos petroleros y en línea con compromisos y alianzas voluntarias como la GGFR del Banco Mundial.

³⁴ Este proyecto dirige el sistema de divulgación global para inversores, empresas, ciudades, estados y regiones a fin de gestionar su impacto en el medioambiente. Según la ONU el trabajo de esta institución es crucial para el éxito de las empresas globales en el siglo XXI al persuadirlas para que midan, gestionen, divulguen y en última instancia reduzcan la emisión de gases de efecto invernadero.

³⁵ Esta iniciativa impulsa la elaboración de Memorias de Sostenibilidad en todo tipo de organizaciones, a través de principios e indicadores, para que las mismas midan y den a conocer su desempeño económico, ambiental y social.

³⁶ Asimismo existen fugas de metano en el transporte de hidrocarburos pero resulta ser costo-efectivo el centrar los esfuerzos de mitigación en las actividades de producción. La AIE considera esta política esencial para ampliar los esfuerzos de reducción de emisiones a partir del Acuerdo de París y hacia el aumento de la temperatura a 2 grados.

Cuadro 2
América Latina y el Caribe y el Mundo¹: Renta económica y huella ambiental en la producción²
de un barril equivalente de petróleo, 2010 y 2015

Parámetros	Unidades	América Latina y el Caribe		Mundo		Procedencia o proceso
		2010	2015	2010	2015	
Renta económica ³	dólares	45	14	44	17	
Emisiones ⁴	kilogramos de CO ₂ e	23	18	22	21	uso de energía, quema, venteo y fugas
Quema de gas	Barril equivalente	13,0x10 ⁻³	6,9x10 ⁻³	15,5x10 ⁻³	13,6x10 ⁻³	actividades de exploración y producción
Energía ⁵	Barril equivalente	4,2x10 ⁻²	2,5 x10 ⁻²	3,5 x10 ⁻²	3,3 x10 ⁻²	producción interna, importada o comprada
Descargas y derrames de petróleo	Barriles	11,3x10 ⁻⁶	9,4x10 ⁻⁶	11,8 x10 ⁻⁶	10,7 x10 ⁻⁶	
Descargas	Barriles	7,3 x10 ⁻⁶	8,6x10 ⁻⁶	7,3x10 ⁻⁶	6,9x10 ⁻⁶	descarga de agua de producción
Derrames ⁶	Barriles	4,0x10 ⁻⁶	0,8x10 ⁻⁶	4,5x10 ⁻⁶	3,8x10 ⁻⁶	daño de terceros (sabotaje, robo, vandalismo), error operativo o técnico, corrosión, fallas en equipo
Agua de producción reinyectada en pozo	metro cúbico	0,19	0,17	0,13	0,15	agua de producción en mar y tierra
	porcentaje del agua de producción generada	67%	66%	63%	65%	

Fuente: Elaboración propia en base a EY 2014, IOGP 2011, IOGP 2016.

¹ El año 2010 suministraron información 36 compañías privadas y estatales de 68 países en las que operan. El año 2015 sumaron 38 compañías de 75 países. No se incluye el impacto de las actividades de refinación, transporte, almacenaje ni externalidades dadas por el consumo.

² El año 2010 incluye el 41% y 33% de la producción de hidrocarburos de América Latina y el Caribe (sin México) y el Mundo respectivamente. El 2015 incluye el 43% y 28% de la producción de estas regiones. No se incluye a México debido a que Pemex no participó con información.

³ La renta económica se la calcula con precios del petróleo Brent para el Mundo y WTI para la región con costos promedios de descubrimiento, desarrollo y producción durante el periodo 2010-2012.

⁴ Las emisiones de CO₂ y de CH₄ representan cerca el 80% y el 20% del total. Las emisiones de CO₂ por uso de energía vienen en más del 80% del uso del diesel para generar electricidad.

⁵ El inverso del consumo energético es la tasa de retorno energética, es decir el ratio entre la energía producida y la energía invertida.

⁶ Los derrames pueden ser recuperados en alguna proporción.

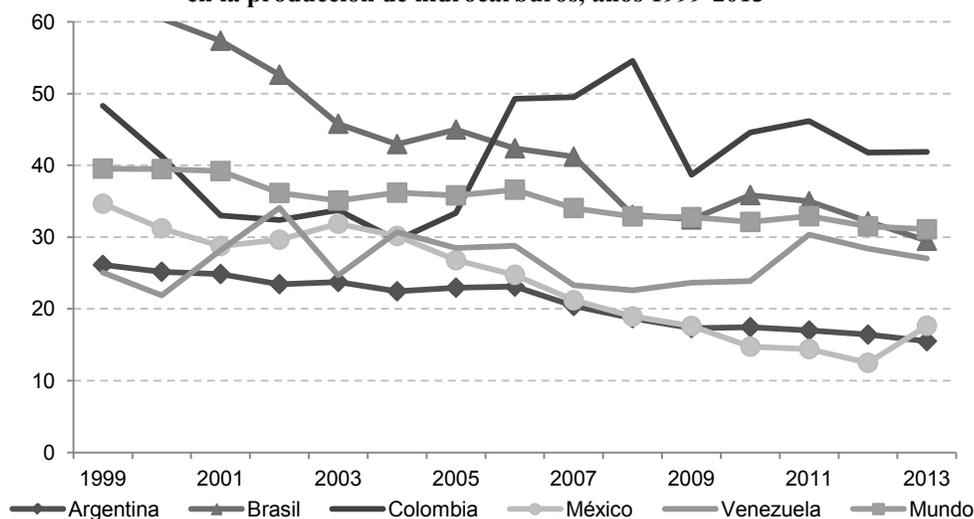
A través de la tecnología de captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés) se puede evitar las emisiones de CO₂ generadas en los procesos de refinación y tratamiento de gas al separar, capturar, comprimir y almacenar este gas en reservorios subterráneos a costos de hasta 60 dólares la tonelada de CO₂ evitada. Para mayor información ver estas discusiones en la sección II.

La penetración de la energía eólica o solar en campos petroleros junto con prácticas de eficiencia energética en maquinarias, plantas y equipos; ocasionaría una reducción en el consumo

energético³⁷ y una compensación para las bajas y decrecientes tasas de retorno energético (EROEI por sus siglas en inglés) que se dan en reservorios energético-demandantes como aquéllos maduros, lejanos, profundos y/o de complejidad geológica como son los de petróleo pesado en Venezuela, esquisto en Argentina, pre-sal en el Brasil o en aguas profundas en México³⁸ (Gráfico 7).

Las descargas de petróleo disminuirían en la medida de la reducción del vertimiento de agua de producción (o aumento de su reinyección en pozo). Por su parte la disminución de derrames se daría en la medida en que las actividades ilícitas dadas por robos, sabotajes o vandalismo sean sancionadas y abordadas no sólo en el ámbito ambiental sino también en lo social y económico, como en el caso de la lucha contra el comercio ilícito de petróleo y combustibles que se da en algunos países de la región como México.

Gráfico 7
América Latina y el Caribe (países seleccionados): Evolución de la tasa de retorno energético en la producción de hidrocarburos, años 1999-2013



Fuente: Elaboración propia en base a la base de datos en línea de la AIE.

Nota: Tasa de retorno energético es la razón entre la energía producida y la energía invertida.

La factibilidad de implementar una regulación ambiental tendiente a minimizar las descargas de agua de producción en actividades en el mar (a la par de aquéllas en tierra), asimismo pudiera incrementar la tasa de reinyección de este tipo de agua para la recuperación de petróleo en pozos exhaustos.

La implementación y cumplimiento normativo en las políticas corporativas de algunas empresas petroleras estatales de la región, las cuales en su mayor parte son empresas que integran las actividades de exploración, producción, refinación, transporte y distribución de combustibles, son desafiantes ante un relacionamiento ambiental y social cada vez más amplio y complejo.

³⁷ El uso energético abarca las siguientes actividades: a) Alimentación de compresores para la reinyección de gas o para su exportación, b) Generación eléctrica para actividades operativas, logísticas y actividades en plataformas marinas, c) Alimentación de bombas de extracción de hidrocarburos y agua producida y asociada al proceso, d) Calentamiento de petróleo para su separación, e) Producción de vapor para actividades de recuperación mejorada, f) Alimentación de bombas para la reinyección del agua de producción, g) Transporte de hidrocarburos.

³⁸ La tasa de retorno energético por la producción de hidrocarburos (energía producida por energía invertida) vino decreciendo globalmente desde una tasa de 100 a principios de siglo, a menos de 10 para campos de petróleo convencional y de cerca a 3 para reservorios de esquisto y de arenas bituminosas.

Si bien las Memorias de Sostenibilidad de estas empresas son transparentadas anualmente dentro la iniciativa GRI bajo un análisis social, ambiental y económico; a continuación se discute principalmente el aspecto ambiental de las políticas públicas y corporativas en lo concerniente a la emisión de gases de efecto invernadero, consumo de energía y de agua; por lo que un análisis más amplio y profundo sobre temas de biodiversidad, áreas protegidas o aspectos sociales escapan al alcance de esta investigación.

B. La legislación nacional y su aplicación en las políticas de las empresas estatales

1. Argentina

La regulación y aplicación de medidas precautorias, preventivas y de remediación ambiental por ejemplo se dan por la imposición de límites en las descargas de residuos asociados a las operaciones petroleras, prácticas de venteo y quema del gas natural, emisiones atmosféricas, investigación y limpieza de sustancias peligrosas, derrames de petróleo, abandono de pozos, remediación de tierra y agua contaminada, salud y seguridad en el lugar de trabajo y especificaciones técnicas sobre combustibles en refinerías, entre otros³⁹.

La gestión operativa de la empresa estatal YPF en función a la regulación nacional y provincial busca incrementar la producción sostenible de hidrocarburos para el desarrollo energético del país a través de:

- Aumentar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos maduros
- Aumentar la producción de gas natural y generación de valor por su industrialización
- Desarrollar los recursos no convencionales en prácticas de preservación del agua e impulso tecnológico para su eficiencia y cuidado ambiental⁴⁰
- Incorporar las energías renovables como complemento de la oferta de gas natural mediante la investigación, el desarrollo tecnológico así como por prácticas de eficiencia y ahorro energético en las operaciones y en las relaciones comerciales y sociales
- Propiciar la definición del potencial de hidrocarburos en reservorios ubicados en el mar

Asimismo en un esfuerzo con otras compañías YPF lleva a cabo desde el año 1991 un plan de asistencia mutua e intercambio de información tecnológica para la prevención y remediación de derrames de petróleo en el mar o en ríos causados por buques o por actividades de exploración y producción.

Respecto a las operaciones del “downstream” la empresa viene ampliando y modernizando sus refinerías y terminales de almacenamiento para cumplir con estándares ambientales tendientes a disminuir el azufre y mejorar el octanaje de la gasolina, aumentar la eficiencia energética, productividad, reducir emisiones y optimizar la logística en la distribución de combustibles y

³⁹ Los artículos modificados 41 y 43 de la Constitución del año 1994 así como leyes federales, provinciales y municipales endurecen el marco legal sobre el medioambiente. De acuerdo a la Constitución los habitantes tienen derecho a vivir en un ambiente no dañado y de protegerlo por lo que cualquier daño tiene que rectificarse siguiendo estándares ambientales estrictos. La regulación federal se da por Ley 25675 de Política Ambiental, Ley 25612 Manejo de Residuos Industriales y Servicios de la Industria, Ley 24051 Residuos Peligrosos, Ley 20284 Aire Limpio y Ley 25688 Manejo Ambiental del Agua, entre otros.

⁴⁰ Por Ley Nro. 112/2011 la Subsecretaría del Medio Ambiente del Neuquén requiere que los proyectos en yacimientos no convencionales cuenten con Estudios de Línea Base Ambiental que incluyan la descripción actual, caracterización ambiental del área de concesión y describa aquéllos componentes ambientales a verse afectados.

bioetanol dentro de estándares internacionales ISO referentes a las normas de calidad, desempeño ambiental, seguridad y salud ocupacional. En este sentido a partir del 2014 se implementó el Plan de Objetivos Anuales de Reducción de Energía (POARE) tendiente a mejorar la eficiencia energética y las prácticas operativas en los procesos e instalaciones de la compañía.

Dados los desafíos del cambio climático y ante la necesidad de reducir las emisiones que alcanzaron los 14 millones de toneladas de CO₂e el 2014, desde hace una década la compañía genera metodologías y certifica proyectos de reducción de emisiones con énfasis en prácticas de eficiencia, transferencia tecnológica y productividad a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto y se involucra en proyectos de forestación y sumideros de carbono en la provincia del Neuquén.

En cuanto a la gestión integral del agua en actividades de exploración, producción y refinación la misma se enfoca sobre:

- La sostenibilidad del recurso hídrico y medidas que consideran la necesidad de otros usuarios de captar agua de cuerpos superficiales y subterráneos⁴¹. En este sentido la empresa retiró 62 millones de m³ de agua dulce el año 2014.
- Uso eficiente del agua a través de medidas para su reemplazo, reducción en el consumo y prácticas de reúso y reciclaje en una consideración del efecto neto ambiental.
- Administración sostenible de agua residual, la cual busque evitar la contaminación de cuerpos receptores por vertidos derivados de emergencias así como la reducción de la generación de efluentes líquidos⁴². En este sentido la empresa generó 28 millones de m³ de agua residual el año 2014.

La compañía tiene planificado diversificar su portafolio hacia la minería del litio. La iniciativa del Centro de Investigaciones Científicas y Tecnológicas sobre el Litio a llevarse a cabo por el centro tecnológico Y-TEC, el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), la Provincia de Jujuy y la Universidad Nacional de Jujuy (UNJU) pretende dar inicio a prácticas de investigación y desarrollo tendientes a explorar, producir e industrializar los recursos provinciales de litio ante la necesidad futura de las celdas de litio en vehículos eléctricos⁴³. Este tipo de iniciativas pudieran ampliarse hacia una alianza y cooperación sur-sur con empresas estatales de Bolivia dado su potencial de recursos y política de industrialización del país.

2. Colombia

La Constitución y la legislación medioambiental exigen que las empresas petroleras obtengan una licencia ambiental antes de emprender sus actividades las cuales resulten en un deterioro de los recursos naturales renovables o que modifiquen el ambiente físico. Se establece como requisito para la obtención de la licencia el establecer un proceso de consulta previa con las comunidades indígenas o afro colombianas ante impactos de los proyectos sobre sus territorios, así como la necesidad de aplicar

⁴¹ El mayor consumo de agua se da en la refinación, debido a pérdidas por evaporación de los circuitos de refrigeración, a purgas del sistema de producción de vapor y a operaciones de purificación de productos. Asimismo su consumo es necesario para la generación eléctrica y petroquímica así como en la exploración y producción por medio de la inyección de agua en yacimientos con el objetivo de mejorar y estimular la producción.

⁴² La captación del agua para reservorios no convencionales se la realiza de ríos superficiales lo que junto con fluidos químicos conocidos y de uso regular, son utilizados en la fractura hidráulica siendo que el agua de retorno del proceso es tratada ya sea para su reúso y/o disposición final.

⁴³ Con reservas de 128 millones de toneladas de carbonato de litio y potencial de producción anual de 165.000 toneladas métricas al 2020 (45% de la oferta mundial), la Argentina planea posicionarse como el principal productor mundial de litio mediante la eliminación de retenciones a las exportaciones del sector minero y por medio de una política de atracción de inversión extranjera (El Mercurio, 2017).

mecanismos de participación pública para respetar el derecho de los individuos a obtener información de forma directa o en audiencias respecto a los impactos ambientales de los proyectos⁴⁴.

La estrategia de manejo económico, social y ambiental de la empresa Ecopetrol —sujeta a iniciativas voluntarias de transparencia como el Carbon Disclosure Project, Down Jones Sustainability Index, Benchmarking Ambiental de ARPEL, Global Reporting Initiative (GRI) y EITI— incluye los siguientes componentes:

- Viabilidad socio-ambiental: Obtención de la licencia ambiental y permisos que aseguren la sostenibilidad de las operaciones por medio de esfuerzos de prevención y manejo de impacto ambiental, relación constante y sistemática con los grupos de interés y participación en el desarrollo sostenible de los territorios donde opera.
- Cambio climático: Reducción de las emisiones de carbono y de la vulnerabilidad de las instalaciones y operaciones frente a los efectos del cambio climático a través de cuatro líneas de acción:
 - Mitigación de las emisiones de CO₂ y creación de alternativas de reducción de emisiones. Al 2015 Ecopetrol emitió 8 millones de toneladas de CO₂e o cerca de 7% más respecto al año anterior.
 - Vulnerabilidad y adaptación al reducir riesgos e impactos sobre las operaciones.
 - Investigación y tecnología para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a través de la investigación y desarrollo, procesos de optimización, implementación de estrategias de eficiencia energética, captura y almacenamiento de carbono (CCS) y diversificación energética baja en carbono.
 - Informar e influir sobre la elaboración de políticas públicas respecto al cambio climático siendo el encargado el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Biodiversidad: Reducción de la huella ambiental sobre la biodiversidad en las operaciones que realiza la empresa a través de la creación de conocimiento y medidas de preservación en áreas.
- Eco-eficiencia: Maximización del uso eficiente de los recursos y mitigación de los impactos medioambientales en toda la cadena de suministro. El uso eficiente se basa sobre la energía, materiales y todos los recursos naturales utilizados en la operación e involucra minimizar las emisiones y las descargas de efluentes y sólidos. En este sentido el 2015 la empresa consumió en sus procesos cerca de 0,41 millones de barriles equivalentes de petróleo que representó un incremento de 14% respecto al año anterior.
- Gestión integral del recurso hídrico: Dar cumplimiento con las leyes del recurso agua y reducir los conflictos sobre su uso en áreas cerca de los proyectos y operaciones petroleras. Esta estrategia se basa sobre la política de Gestión del Recurso Hídrico en Colombia del 2010 que se aboca sobre aspectos de oferta hídrica, demanda, calidad, gobernabilidad y fortalecimiento institucional.

En este sentido se evidenció un comportamiento decreciente en la captación de agua dulce, desde 60 a 54 millones de m³ durante el periodo 2011-2015, debido al aumento en la reutilización del

⁴⁴ La emisión de la licencia ambiental se inicia con la presentación por la empresa del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), una solicitud para el uso de recursos como el agua, tierra y el aire y un plan para la prevención, mitigación y compensación ante impactos ambientales denominada Plan de Manejo Ambiental (PMA) y normados por Ley 99 de 1993, Decreto 1076 del 2015, Decreto 3573 del 2011, Decreto 2041 del 2014. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) será la responsable de emitir la licencia dentro de un plazo de 90 días hábiles.

agua de producción en las actividades de recuperación mejorada o su almacenamiento en pozos de disposición, lo que asimismo redujo el vertimiento del agua de producción excedente en aguas superficiales (Ecopetrol, 2016).

3. Brasil

La obtención de la licencia ambiental por parte de las empresas de hidrocarburos se inicia con estudios sobre posibles impactos ambientales y socioeconómicos para posteriormente emprender un Informe de Impacto sobre el Medio Ambiente, el cual es sujeto a divulgación en reuniones y audiencias públicas. Dentro de este proceso de validación son incluidos aspectos de seguridad, medio ambiente y salud en todas las fases operativas, es decir desde la idea del proyecto hasta el desmantelamiento y abandono de la infraestructura.

El objetivo ambiental corporativo pasa por aumentar la eco-eficiencia de las operaciones dada por el uso racional del agua, energía y otros insumos, así como la gestión de las emisiones, disposición de residuos y efluentes⁴⁵.

La compañía reconoce las causas y los efectos del cambio climático por lo que establece una estrategia corporativa dirigida a la reducción de emisiones a partir de los siguientes pilares:

- El establecimiento de un inventario inicial de gases de efecto invernadero, siendo que la empresa compila esta información desde el 2002 por medio del sistema de gestión interna de emisiones atmosféricas, cuyos resultados son periódicamente revisados por auditores externos.
- Implementación de iniciativas para reducir las intensidades de las emisiones incluidas las prácticas de eficiencia energética en los productos y procesos. Es así que se invierte en la modernización de las instalaciones, optimización de los procesos, adaptación de equipos, proyectos para aumentar eficiencia en plantas termoeléctricas, optimización en refinerías y aprovechamiento del gas natural asociado a la producción de petróleo. En este sentido la empresa utiliza cerca del 95% del gas natural asociado reduciendo de esta manera las opciones en cuanto a su quema y venteo.
- La incorporación en las decisiones corporativas de la coyuntura del cambio climático al reconocer tanto amenazas como oportunidades. Entre las amenazas están aquellas regulatorias dadas por mayores costos fruto de una aplicación de precios al carbono; empresariales dadas por la dificultad en acceder a capital por tema de marca y físicas dadas por el riesgo de eventos extremos sobre la seguridad de las operaciones e instalaciones. Entre las oportunidades están las relacionadas a incentivos para invertir en eficiencia energética y ahorrar costos, mayor uso de biocombustibles y prácticas de investigación y desarrollo en nuevas tecnologías (captura y secuestro del carbono, energías renovables, bio-refinerías y biocombustibles).

La empresa cuenta con programas de investigación y tecnología como el “Programa Tecnológico de Administración del CO2 en el Desarrollo del Pre Sal (PRO-CO2)”, “Emisiones” para la mitigación de emisiones y “Proconfe” para la optimización de procesos y eficiencia energética. Asimismo la iniciativa “Red Temática de Almacenamiento del Carbono y Cambio Climático” involucra a 15 instituciones brasileñas de ciencia y tecnología. Bajo estas políticas se logró disminuir en 4% tanto las emisiones anuales de gases de efecto invernadero cuanto el consumo anual de energía,

⁴⁵ Petrobras busca que sus políticas sobre seguridad, medio ambiente, eficiencia energética y salud aplicadas por ejemplo en unidades de refinación se certifiquen bajo normas ISO 140001 (gestión ambiental) y OHSAS 180001 (gestión de salud y seguridad).

alcanzando cerca de 78 millones de toneladas de CO₂e y 190 millones de barriles equivalentes de petróleo respectivamente el año 2015 (Petrobras, 2016).

Petrobras forma parte de estrategias voluntarias en torno a la mitigación de gases de efecto invernadero como la IPIECA y de transparencia como el Carbon Disclosure Project (CDP) y Global Reporting Initiative (GRI).

La gestión hídrica de la empresa Petrobras se basa en métodos de racionamiento en los procesos de refinación, generación eléctrica y producción dados por tecnologías poco intensivas en el uso del agua, minimización del uso de agua en las operaciones, reúso e identificación de fuentes alternativas de suministro. El programa científico Pro-Agua con ocho universidades del Brasil de más de 3 millones de dólares de inversión, tiende a desarrollar soluciones tecnológicas y asistencia técnico científica para la gestión eficiente de la cadena del recurso hídrico, la cual ayude a por ejemplo a disminuir la captación de agua dulce desde los 213 millones de metros cúbicos del año 2015⁴⁶.

Por otro lado, el aumento del volumen de reúso en las operaciones petroleras es importante ante la competencia con el consumo humano, agrícola o animal. Si bien el reúso ronda el 10% del volumen demandado, el ahorro hídrico en términos absolutos es significativo pudiendo abastecer para el caso de Petrobras una ciudad de más de medio millón de personas por año con ahorro en costos de captación y disposición de 2 millones de dólares el 2015 (Petrobras, 2015). Entre estos proyectos de reúso están aquéllos para el tratamiento y reutilización del agua de producción en operaciones de recuperación secundaria en campos en tierra del noreste del país, siendo que este tipo de agua anteriormente se la descargaba en pozos no productores. Asimismo la disposición de aguas residuales se la realiza en cuerpos hídricos superficiales bajo estándares de vertimiento establecidos por Ley.

4. Ecuador

Dentro una gestión soberana de los recursos naturales para la transformación industrial y tecnológica establecida en el Plan Nacional para el Buen Vivir, el Ecuador basa el desarrollo sostenible de la industria en sus Empresas Públicas de Hidrocarburos⁴⁷ en cumplimiento de la legislación nacional⁴⁸. Dentro de esta institucionalidad y regulación, la ciudadanía se involucra en la industria a través de procesos de participación social, Estudios de Impacto Ambiental, Consulta Previa y acuerdos comunitarios.

La estatal Petroamazonas dentro de sus planes corporativos de desarrollo sostenible se enfoca en:

- Aumentar las reservas de hidrocarburos (por exploración y aumentos del factor de recupero)
- Aumento de la producción sin afectar la vida útil de los campos
- Incrementar el valor de la compañía
- Aumentar la presencia dentro y fuera del país
- Fortalecer la salud, la responsabilidad social y ambiental en las operaciones
- Garantizar el soporte tecnológico en procesos

⁴⁶ Los límites de captación de agua son establecidos por los órganos públicos responsables de la gestión del recurso hídrico, los cuales otorgan a las empresas un volumen máximo de agua con base a criterios hidrológicos y factores dados por los diversos usos del agua dentro una cuenca hidrográfica y en función a las características de la localidad.

⁴⁷ La gobernanza de Petroamazonas y Petroecuador y la toma de decisiones en aspectos ambientales, económicos y sociales está determinada por un directorio compuesto por el Ministro de Recursos Naturales no Renovables, el Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo, un delegado presidencial y el Gerente de la empresa pública.

⁴⁸ La Constitución de la República, la Ley de Hidrocarburos, Ley Orgánica de Empresas Públicas 2009, Ley de Gestión Ambiental 2002, Ley Orgánica de Transparencia y Acceso a la Información Pública 2015 y a la Ley Orgánica de Participación Ciudadana 2011 así como sus reglamentos.

- Fortalecer el talento humano

En este sentido la empresa a través del proyecto de “Optimización de Generación Eléctrica y Eficiencia Energética” (OGE&EE) busca la optimización del gas asociado al petróleo a través de su uso para la generación eléctrica, producción de gas licuado de petróleo (GLP) y desarrollo de infraestructura de transmisión y distribución gasífera y eléctrica a otras operadoras y comunidades en las áreas de influencia. Este proyecto a la vez de generar encadenamientos “hacia adelante” propicia economías de escala y economías de enfoque mediante la creación de infraestructura compartida de tipo multiusuario (distribución a empresas petroleras y comunidades) y multipropósito (líneas de transmisión subterráneas con fibra óptica de internet). La sostenibilidad de este proyecto se da por el desplazamiento del diesel por gas natural para la generación eléctrica y por el impulso al uso del GLP, lo que limitaría la emisión anual de 800 mil toneladas de CO₂ y generaría ahorros económicos de 730 millones de dólares por año hasta el año 2023 (Petroamazonas, 2014).

Las fuentes de captación de agua aprobadas para las actividades de perforación y extracción de hidrocarburos están reguladas por la Secretaría del Agua (SENAGUA). Ante un cálculo referencial se determina un volumen promedio de 7.000 barriles de agua necesarios para la perforación de un pozo, indicador que representó para Petroamazonas una captación del agua dulce de cerca 0,13 millones de m³ el año 2013.

Por otro lado, la empresa Petroecuador se encuentra en la generación de mecanismos de recolección de información para el consumo de energía y agua a nivel consolidado en sus operaciones, esperando implementar un sistema de medición en todas sus instalaciones del “downstream” al 2018.

Estas empresas forman parte de iniciativas de divulgación como el Global Reporting Initiative (GRI).

5. México

La política nacional trata de encaminar al sector de hidrocarburos a la diversificación y sostenibilidad energética así como al resguardo y preservación ambiental en sus actividades⁴⁹ dentro de una renovada institucionalidad ambiental dada por la agencia ANSIPAH y creada a partir de la reforma energética⁵⁰.

La licencia ambiental para actividades de exploración y producción requiere la entrega por parte de la empresa operadora del Análisis de Impacto Ambiental y otra información a requerimiento de la ANSIPAH. Durante la ejecución de los proyectos se requiere del cumplimiento de estándares ambientales técnicos como por ejemplo el de parámetros de calidad para el transporte; almacenamiento y distribución de gas natural; contenido de azufre en combustibles obtenidos en refinería; perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en tierra y aguas profundas o la estipulación de niveles máximos de contaminantes descargados en agua.

La política de PEMEX respecto a la reducción de gases de efecto invernadero se enfoca en la disminución de la quema y emisiones fugitivas de gas, implementación de proyectos de reforestación y la sustitución de combustibles líquidos por gas natural. En este sentido el Programa Especial de

⁴⁹ Algunos ejemplos se dan por la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética del 2012, Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía del 2008, la Ley Ambiental de 1988, Ley de Cambio Climático del 2012 y Ley para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos del 2015.

⁵⁰ La reforma energética del 2014 contempló la promulgación de nueve leyes secundarias entre las que figura la creación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ANSIPAH). Esta agencia opera desde marzo del 2015 como un cuerpo administrativo de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) con autonomía técnica y administrativa, siendo que su objetivo es regular y supervisar la seguridad industrial y operacional así como la protección ambiental relacionada al sector.

Cambio Climático 2014-2018 y el plan corporativo de Estrategia Ambiental 2016-2020 contemplan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de 52 a 50 millones de toneladas de CO₂e durante el periodo 2015-2019 por medio de:

- Eficiencia energética y eficiencia operacional en refinerías y plantas de tratamiento
- Reducción de quema y venteo de gas para reducir las pérdidas en procesos de extracción y transporte⁵¹
- Eficiencia en el uso del gas y cogeneración eléctrica
- Tecnología de captura, utilización y almacenamiento de carbono asociada a los proyectos de recuperación mejorada⁵²
- Protección, conservación y restauración de ecosistemas impactados por las operaciones
- Identificación de riesgos asociados al cambio climático y establecimiento de medidas para la mitigación y adaptación de las instalaciones
- Programas de educación ambiental, reforestación y restauración de áreas naturales protegidas en el Golfo de México

La empresa estatal forma parte de iniciativas de colaboración voluntarias como el Global Methane Initiative, Global Gas Flaring Reduction Partnership del Banco Mundial y el Climate and Clean Air Coalition Oil and Gas Partnership de UNEP en torno a la reducción de gases de corta vida como el metano y el hollín. Asimismo se sujeta a iniciativas voluntarias de transparencia en el reporte de emisiones de gases de efecto invernadero como el Carbon Disclosure Project (CDP).

Desde el 2006 PEMEX se adhirió a los 10 Principios del Pacto Mundial, iniciativa que exhorta a las empresas a apoyar y llevar a la práctica valores en materia de derechos humanos, normas laborales, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

⁵¹ En el 2015 la quema de gas representó 6,8% de la producción de gas en comparación con el 3,8% en 2014, debido a una explosión que ocurrió en la plataforma Abkatún-A Permanente y por demoras en trabajos para la utilización de gas en torres de perforación marinas. La compañía implementa programas para reducir la quema de gas y mejorar la eficiencia en su extracción en pozos con contenido de gas asociado en el área Cantarell (PEMEX, 2016b).

⁵² El desarrollo tecnológico y de capacidades se daría por la implementación de un proyecto piloto dentro de una alianza entre los Gobiernos de México, Estados Unidos y Japón e instituciones como el Banco Mundial.

VI. Conclusiones y recomendaciones

- La agenda de cambio climático fruto del Acuerdo de París del año 2015, permitió que los países signatarios reconozcan la importancia de limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2°C respecto a niveles pre-industriales hasta finales de siglo por medio de compromisos voluntarios de reducción de emisiones llamados Compromisos Nacionales Determinados (NDC).
- Mediante estos compromisos los países de la región se comprometen por los próximos 15 años en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre el 15% y el 25%, ya sea sobre años base distintos entre sí o sobre proyecciones de escenarios base, aplicados a sectores como el energético, forestal, agrícola, industrial y de transporte. Aún queda por estandarizar metodologías y supuestos de mitigación entre los países para una comparativa regional y que los mismos se comprometan en aumentar sus contribuciones de reducción de emisiones en línea con la senda de aumento permisible en la temperatura a 2°C.
- Dentro de estos compromisos de mitigación, el sector de la energía se caracterizaría por contar con un incremento de las energías renovables, una mayor eficiencia energética, penetración de los vehículos eléctricos e incremento en el consumo de gas natural y del petróleo. Bajo esta nueva matriz energética las emisiones anuales de CO2 aumentarían en torno al 0,5% a nivel global hasta el año 2040, lo que encaminaría a un aumento global de la temperatura a cerca 3°C hasta finales de siglo.
- Esta tasa de incremento en las emisiones no promovería su desacople con el uso de la energía y crecimiento económico, por lo que se sugiere ahondar esfuerzos tecnológicos, financieros y políticos para encaminarse a una senda de sostenibilidad acorde. Esta senda estaría caracterizada por una caída en las emisiones anuales de CO2 en torno al -2,1% a nivel global y -1,4% a nivel regional hasta el año 2040, fruto de mejoras (o disminuciones) en los ratios de intensidad energética e intensidad del carbono los cuales en su conjunto servirían tanto para sostener una tasa de crecimiento económico hipotética de al menos 3% cuanto ralentizar el crecimiento anual del consumo energético al 0,3% a nivel mundial y 0,5% a nivel regional.
- Para la región la senda de sostenibilidad implica ampliar los compromisos de mitigación hacia gases de corta vida como el metano y el hollín en sectores de hidrocarburos y transporte, los cuales resultan ser de alto impacto y retorno ambiental. Asimismo una mayor mitigación del CO2 precisaría aumentar la participación de renovables en la generación eléctrica desde cerca el 60% al 80% al 2040 y duplicar la tasa de disminución de la intensidad energética a más del -2% por año.
- Se requiere de mayor involucramiento y financiamiento del sector público, privado y de instituciones financieras para triplicar los niveles actuales de inversión en energía sostenible. Sin embargo, la actual recesión económica e incertidumbre en los precios del petróleo representa

para las empresas y los países productores de hidrocarburos desafíos adicionales en torno a la diversificación productiva, recaudación fiscal, resguardo de los gastos de capital y eficiencia de gestión, entre otros.

- El financiamiento del desarrollo sostenible pudiera darse por una gestión macroeconómica responsable que permita un endeudamiento razonable, acceso a créditos concesionales, fondos no reembolsables y entrada de flujos de inversión extranjera por medio de alianzas público-privadas condicionada a la transferencia tecnológica.
- La regulación ambiental y la búsqueda de ingresos fiscales por medio de instrumentos como un impuesto al carbono neutral y progresivo o la aplicación de límites y comercio de permisos de emisiones en subastas, pudieran promover la búsqueda de métodos alternativos y más baratos de mitigación.
- A pesar de que países como México y Chile cuentan o esperan contar con impuestos al carbono entre 5 y 10 dólares la tonelada de CO₂, la tendencia mundial y la senda de sostenibilidad climática al 2040 apuntan a que sería necesario contar con alícuotas de más de 100 dólares dentro de un diseño tributario de amplia base de sectores participantes.
- La liberalización de los precios o eliminación del subsidio al consumo de los combustibles a la vez de coadyuvar al balance fiscal pudiera repercutir hacia un menor consumo de la energía y emisiones de CO₂ ante un pleno traspaso a los consumidores del aumento de los precios internacionales. En la región esta situación es análoga a dejar de gastar recursos fiscales del orden de 130 dólares la tonelada de CO₂ generada por los combustibles subsidiados como lo sucedido el año 2014. Esta política debiera implementarse en un ciclo de precios bajos y acompañarse de un consenso político, contrato social y medidas compensatorias hacia grupos vulnerables.
- La creación de fondos soberanos y no soberanos tipo ahorro-estabilización alimentados de la renta por hidrocarburos, aunque muy sensibles a la volatilidad del precio del petróleo, debieran enfocarse hacia la diversificación energética por medio de la inversión en energía renovable o baterías de litio.
- Algunos países como México, Chile o el Brasil por medio de una combinación de política regulatoria estable de largo plazo, subastas de generación eléctrica con participación de inversión extranjera y acceso a mercados de financiamiento; permitieron una penetración de renovables que en muchos casos estuvo vinculada a la creación de encadenamientos en la fabricación de componentes y equipos hacia optimización de cadenas de suministro.
- La promoción de energía renovable debiera evitar el desplazamiento de la generación base a gas natural ante la gratuidad e intermitencia de estos recursos, así como priorizar una red eléctrica más larga y eficiente, la tecnología de almacenamiento de la energía y la medición inteligente en la demanda eléctrica.
- Resulta necesario que países de la región cuenten con mecanismos de ayuda financiera para proyectos de captura y secuestro de carbono que incluya préstamos de capital, ayuda operativa y una actividad coordinada mundial para aumentar las actividades de investigación y desarrollo, siendo que la búsqueda de economías de escala y factibilidad económica se dé a partir de la disminución futura de costos tecnológicos y de costos de mitigación.
- Dado que el desarrollo del sitio de almacenamiento subterráneo e infraestructura de transporte del CO₂ demora cerca una década, es importante priorizar esta tecnología para que contribuya a la mitigación. Una comunicación transparente y participativa hacia los grupos de interés respecto a beneficios y efectos sobre la seguridad y medio ambiente es determinante para la factibilidad socio económica.
- Ante la necesidad de que los autos eléctricos representen un tercio del parque automotor global al 2040, éstos pudieran seguir siendo más caros respecto a uno tradicional. Para su mayor penetración es necesario contar con alianzas público privadas capaces de reducir el costo de producción de las baterías, aumentar su capacidad de almacenamiento energético y desarrollar infraestructura para su recarga. Asimismo es requerido contar con altos precios del petróleo para competir con la energía fósil, que la electricidad provenga de fuentes renovables, que existan eventuales exenciones tributarias para la compra de vehículos eléctricos/híbridos y eventuales exoneraciones en tasas de parqueo o peajes.

- La opción del auto eléctrico aún está demorada en las políticas de transporte regional siendo que se prioriza la renovación de los vehículos tradicionales, el uso del gas natural vehicular y los biocombustibles. En todo caso la senda de sostenibilidad implica que el transporte de la región debiera empezar a reemplazar el consumo de derivados de petróleo por electricidad.
- La aplicación de soluciones tecnológicas y prácticas costo efectivas para reducir las fugas de metano en la producción de hidrocarburos así como la eliminación de la quema y venteo de gas natural por medio de un aumento en su tasa de reinyección y utilización, permitiría reducir emisiones de metano y dióxido de carbono y contar con mayores volúmenes disponibles para mercados. La participación de empresas y países en iniciativas voluntarias internacionales en torno a estos temas es importante.
- El “pico de la demanda” global de petróleo de cerca 93 millones de barriles día se daría el 2020 y de gas natural de 400 mil millones de pies cúbicos día el 2030, para una posterior disminución anual de la producción en torno al -1% para el primero y -0,5% para el segundo; tasas en todo caso menores a la declinación de campos maduros. Estos pronósticos de producción estarían en función a la senda de aumento permisible de la temperatura a 2°C lo que para la industria impactaría en una cancelación de la inversión en exploración e inmovilizaría cerca del 33% de las reservas de petróleo y 50% de las de gas natural a mitad de siglo, pudiendo estos porcentajes ser mayores para América Latina y el Caribe.
- En el afán de reducir riesgos ante eventuales pérdidas en valor accionario, las empresas de hidrocarburos invertirían en el desarrollo de reservorios que resulten ser económicos y recuperables dentro los próximos 5 a 15 años como aquéllos en aguas profundas de Brasil, esquistos en Estados Unidos o Argentina. Se empieza a observar la necesidad de cambiar la actividad de negocio desde invertir menos en petróleo y más en gas natural, migrar desde la producción de hidrocarburos hasta la provisión de servicios petroleros, energía renovable y/o baterías eléctricas ad portas de la denominada “mayor disrupción histórica del mercado petrolero”.
- Ante la perspectiva de contar con reservas inmovilizadas, contracción anual en la producción y conservadores precios del petróleo de mediano plazo en torno a los 70 dólares el barril; los países de la región enfrentarían el riesgo de contar con una recaudación fiscal reducida a la mitad respecto a la del escenario del Acuerdo de París. Esta situación junto con menores flujos de inversión extranjera directa sectorial influirían hacia un menor crecimiento económico y stress para financiar el desarrollo.
- El tránsito hacia el cambio estructural y neutralidad carbónica, implica la necesidad de diversificar y complementar las actuales matrices energéticas (desde el petróleo, hasta la energía renovable, con el gas natural como energía de transición) y la necesidad de reducir la producción de hidrocarburos dentro de buenas prácticas y principios de precaución, prevención, mitigación y remediación ambiental así como de transparencia y participación social para alcanzar el denominado contrato social.
- Una mayor transparencia y abordaje de la temática del cambio climático dentro de los planes corporativos minimizaría la pérdida accionaria y el acceso a créditos por parte de las empresas de hidrocarburos ante un mayor riesgo por la inmovilización de reservas y una regulación climática más restrictiva.
- En general las empresas de hidrocarburos comprenden que la búsqueda de un pacto social y consenso político dado por el cumplimiento regulatorio, la implementación práctica de convenios internacionales en materia socio ambiental y el proceso de rendición de cuentas hacia los grupos de interés, es esencial para disminuir el “riesgo por encima del suelo” que atenta sobre las decisiones de inversión y la generación de renta para el estado y el privado.
- La legislación para una producción sostenible de hidrocarburos es acompañada de normas y estándares de desempeño internacional ISO y por la adhesión voluntaria por parte de estados o empresas a iniciativas globales de sostenibilidad en alianzas con la banca multilateral, organismos internacionales u otros. Empresas estatales como Petrobras, Ecopetrol, YPF, Petroamazonas o Pemex se someten a alianzas voluntarias en torno: a) mitigación de impactos ambientales y desarrollo tecnológico, b) promoción de principios de derechos humanos, mercado

laboral, sistemas anticorrupción, resguardo medioambiental y desarrollo sostenible, c) prácticas de transparencia y rendición de cuentas en información fiscal, ambiental y/o de sostenibilidad.

- Las empresas estatales de hidrocarburos realizan esfuerzos para medir, prevenir, mitigar y remediar el impacto de sus actividades sobre la sociedad y el medioambiente, así como transparentar e informar este impacto y sus acciones, políticas y tecnologías aplicadas. A nivel regional estos últimos años habría existido una reducción de la huella ambiental por barril producido aunque a nivel absoluto la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero y de consumo de energía habría sido dispar e influida por los distintos procesos y producción de las empresas estatales.
- Son importantes las acciones emprendidas en torno a la disminución de los derrames de petróleo siendo asimismo de atención las pérdidas dadas por robos, sabotaje o vandalismo con implicancias sociales y económicas. Asimismo pudiera existir mejoras de eficiencia en las operaciones de captación y producción interna de agua, reutilización, tratamiento y vertimiento de agua residual dentro de la gestión integrada del recurso hídrico llevada a cabo por muchas de las empresas estatales de hidrocarburos.

Bibliografía

- AIE (2016), “World Energy Outlook 2016”.
- _____ (2015), “World Energy Outlook 2015”.
- _____ (2014), “World Energy Outlook 2014”.
- Accenture Strategy (2016), “Energy perspectives. Consequences of COP21 for the Oil and Gas Industry”.
- Arroyo y Cossio (2015), “Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y El Caribe”, CEPAL, diciembre.
- Arroyo y Perdriel (2015), “Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe”, CEPAL, enero.
- Banco Mundial (2017), <http://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030#4>.
- Brown, Donald (2016), “Is shale gas part of a sustainable solution to climate change? A factual and ethical analysis”, Shale Gas and the Future of Energy.
- BP 2016, “Statistical review of world energy 2016”.
- CAIT Climate Data Explorer (2017), <http://cait.wri.org>, World Resources Institute.
- CEPAL (2017), “Panorama social de América Latina 2016”, mayo.
- _____ (2016a), “Balance preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe 2016”, diciembre.
- _____ (2016b), “Estudio económico de América Latina y el Caribe 2016: La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y los desafíos para el financiamiento para el desarrollo”, julio.
- _____ (2015a), Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe, junio.
- _____ (2015b), “Panorama Fiscal de América Latina y el Caribe 2015”, marzo.
- Ecopetrol (2016), “Reporte integrado de gestión sostenible 2015”.
- _____ (2016), “Form 20F 2015 SEC”.
- El Mercurio (2017), “Porqué Argentina podría desplazar a Chile como primer productor de litio en el mundo?”, 13 de marzo.
- EY (2014), “Global oil and gas reserves study”.
- Finanzas carbono (2017), <http://finanzascarbono.org>.
- Global Petrol Prices (2016), <http://es.globalpetrolprices.com/>.
- Heres del Valle (2015), “El cambio climático y la energía en América Latina”, CEPAL, diciembre.
- Höglund-Isaksson (2017), “Bottom-up simulations of methane and ethane emissions from global oil and gas systems 1980 to 2012”, Environmental Research Letters, febrero.
- Humphreys et al. (2007), “Escaping the resource curse”, Columbia University Press.
- Infralatam (2017), <http://infralatam.info/>.
- IOGP (2016), “Environmental performance indicators-2015 data”, noviembre.
- _____ (2015), “Environmental performance indicators-2014 data”, noviembre.
- _____ (2011), “Environmental performance indicators-2010 data”, noviembre.

- La Tercera (2017), “Estudio plantea elevar impuesto al carbono que se aplicará en Chile desde 2018”, 13 de febrero.
- McGlade, Christophe y Ekins, Paul (2015), “The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C”, *Nature*, 8 de enero.
- National Geographic (2004), “The End of Cheap Oil”, junio.
- National Geographic (2007), “Growing fuel. The wrong way, the right way”, octubre.
- Miranda (2015), “Apuntes sobre gas natural vehicular (GNV o GNC)”, *Página Siete*, 8 de mayo.
- NRGI (2015), “Extractives-Linked Infrastructure”, marzo.
- Pemex (2016a), “Form 20F 2015 SEC”.
- _____ (2016b), “Informe de sustentabilidad 2015”.
- Petroamazonas EP (2013), “Memoria de sostenibilidad”.
- Petrobras (2016a), “Form 20F 2015 SEC”.
- _____ (2016b), “Relatório de sustentabilidade 2015”.
- _____ (2015), “Relatório de sustentabilidade 2014”.
- Rao, Vikram (2012), “Shale Gas. The Promise and the Peril”.
- SE4ALL (2014), <http://www.se4all.org/>.
- Sovereign Wealth Fund Institute (2017), <https://www.swfinstitute.org/sovereign-wealth-fund-rankings/2017>.
- The Economist (2016), “The burning question”, 26 de noviembre.
- _____ (2017), “Clean energy’s dirty secret”, 25 de febrero.
- TWSJ (2017), “América Latina desmantela poco a poco los subsidios a los combustibles”, enero
- _____ (2016), “La energía renovable lidera la apertura a la competencia eléctrica en México”, septiembre.
- UNCTAD (2014), “World Investment Report 2014”.
- Van Meurs (2016), “Government fiscal strategies under low oil prices and climate change”, Draft discussion paper for submission to the 3rd Government oil and Gas Summit, 1 de marzo.
- YPF (2016), “Form 20F 2015 SEC”.
- _____ (2015), “Reporte de sustentabilidad 2014”.

Anexos

Anexo 1

América Latina (países seleccionados): Información financiera e indicadores de sostenibilidad de las empresas estatales de hidrocarburos, años 2010, 2014, 2015

Empresa	Pacto Mundial y/o Objetivo de Desarrollo Sostenible	Concepto	Unidades	2010	...2014	2015
Pemex México		Inversiones totales	Miles de millones de dólares	16,7 (2011)	20,7	12,8
		Nivel deuda	% del activo	n.d.	136%	175%
		Apalancamiento	Pasivo/patrimonio	n.d.	-3.8	-2.3
		Utilidad neta	% del activo	n.d.	-25%	-35%
		Producción crudo	millón de barriles día	2,58	2,42	2,27
		Producción gas natural	mil millones de pies cúbicos día	7,02	6,53	6,40
		Quema y venteo de gas	mil millones de pies cúbicos día	n.d.	0,25 sólo quema	0,43 sólo quema
	Principio 7	Emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero 2	millón de tCO2e	59,91 sólo directas	55,62 sólo directas	52,09 sólo directas
	Principio 7	Consumo de energía	millón de boe	n.d.	107,2	106,0
	Principio 7	Uso/captación de agua dulce	millón de m3	179,8	195,6	193,1
				Incluye agua de mar	Incluye agua de mar	Incluye agua de mar
		Vertimiento de aguas residuales	millón de m3	140,9 (uso menos reúso)	161,1 (uso menos reúso)	160,5 (uso menos reúso)
	Principio 7	Fugas y derrames de petróleo	Barriles	25,824	5,110	1,164
		Conflictos sociales		n.d.	108	79
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	millón de m3	38,9	34,5	32,6
	Reúso de agua	% del total de demanda (captación +reúso)	17,8%	15,0%	14,4%	
Ecopetrol Colombia		Inversiones totales	mil millones de dólares	9,3	8,7	7,2
		Nivel deuda	% del activo	41% (2012)	55%	63%
		Apalancamiento	Pasivo/patrimonio	0,7 (2012)	1,2	1,7
		Utilidad neta	% del activo	13% (2012)	6%	-3%
		Producción crudo	millón de barriles día	0,57	0,58	0,59
		Producción gas natural	mil millones de pies cúbicos día	0,57	0,71	0,69
	ODS 3,7,12, 13	Quema y venteo de gas	millón de tCO2e	2,0	2,2	2,9
	Principio 7,8 ODS 3,13,15	Emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero 2	millón de tCO2e	5,7	7,6	8,1
	Principio 8,9	Consumo de energía	millón de boe	0,31	0,36	0,41

Empresa	Pacto Mundial y/o Objetivo de Desarrollo Sostenible	Concepto	Unidades	2010	...2014	2015
	ODS 7, 8 12,13					
	Principio 8,9 ODS 6	Uso/captación de agua dulce	millón de m3	60,0 (2011)	55,4	53,8
	Principio 7,8 ODS 3,6,12,14	Vertimiento de aguas residuales 3	millón de m3	65,0	79,8	72,5
	Principio 7 ODS 3,12,14,15	Fugas y derrames de petróleo	Barriles	5.108	885	207
		Conflictos sociales		n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	millón de m3	n.d.	n.d.	65,6 de 13,6 (reúso captaciones) y 52,0 (reutilización agua de producción)
		Reúso de agua	% del total de demanda (captación +reúso)	n.d.	n.d.	20,1%
Petrobras Brasil		Inversiones totales	mil millones de dólares	48,1 (2013)	37,0	23,1
		Nivel deuda	% del activo	45% (2011)	61%	71%
		Apalancamiento	Pasivo/patrimonio	0,8 (2011)	1,6	2,5
		Utilidad neta	% del activo	6,4% (2011)	-2,5%	-3,7%
		Producción crudo	millón de barriles día	2,0 (2013)	2,1	2,2
		Producción gas natural	mil millones de pies cúbicos día	1,9 (2013)	2,1	2,1
	ODS 3,7,12, 13	Quema y venteo de gas	millón de m3	2.212 (2013)	3.100	2.974
	Principio 7,8 ODS 3,13,15	Emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero 2	millón de tCO2e	67,3 (2012)	80,9	77,7
	Principio 8,9 ODS 7, 8 12,13	Consumo de energía	Millón de boe	159,7	197,1	190,3
	Principio 8,9 ODS 6	Uso/captación de agua dulce	millón de m3	193 (2012)	207	213
	Principio 7,8 ODS 3,6,12,14	Vertimiento de aguas residuales 3	millón de m3	218 (2012)	255	277
	Principio 7 ODS 3,12,14,15	Fugas y derrames de petróleo	Barriles	4.202	437	450
		Conflictos sociales				
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	millón de m3	24 (2013)	24,5	23,7
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	% del total de demanda (captación +reúso)	11,1% (2013)	10,6%	10,0%

Empresa	Pacto Mundial y/o Objetivo de Desarrollo Sostenible	Concepto	Unidades	2010	...2014	2015
Petroamazona Ecuador		Inversiones totales	mil millones de dólares	n.d.	3 (2013)	n.d.
		Nivel deuda	% del activo	n.d.	n.d.	n.d.
		Apalancamiento	Pasivo/patrimonio	n.d.	n.d.	n.d.
		Utilidad neta	% del activo	n.d.	n.d.	n.d.
		Producción crudo	millón de barriles día	n.d.	0,33 (2013)	n.d.
		Producción gas natural	mil millones de pies cúbicos día	n.d.	n.d.	n.d.
	ODS 3,7,12, 13	Quema y venteo de gas	millón de m3	n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 7,8 ODS 3,13,15	Emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero 2	millón de tCO2e	n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 8,9 ODS 7, 8 12,13	Consumo de energía	millón de boe	n.d.	0,32 (2013)	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Uso/captación de agua dulce	millón de m3	n.d.	0,13 (2013)	n.d.
	Principio 7,8 ODS 3,6,12,14	Vertimiento de aguas residuales 3	millón de m3	n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 7 ODS 3,12,14,15	Fugas y derrames de petróleo	Barriles	n.d.	n.d.	n.d.
		Conflictos sociales		n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	millón de m3	n.d.	0,02	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	% del total de demanda (captación +reúso)	n.d.	12,6%	n.d.
YPF Argentina		Inversiones totales	mil millones de dólares	5,4 (2013)	6,3	6,6
		Nivel deuda	% del activo	64,4% (2013)	65,1%	66,9%
		Apalancamiento	Pasivo/patrimonio	1,81 (2013)	1,85	2,02
		Utilidad neta	% del activo	12,6% (2013)	12,0%	13,3%
		Producción crudo	millón de barriles día	0,28 (2013)	0,29	0,30
		Producción gas natural	mil millones de pies cúbicos día	1,04 (2013)	1,29	1,24
	ODS 3,7,12, 13	Quema y venteo de gas	millón de m3	n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 7,8 ODS 3,13,15	Emisiones directas e indirectas de gases de efecto invernadero 2	millón de tCO2e	10,2 est. (2011)	13,7	n.d.
	Principio 8,9 ODS 7, 8 12,13	Consumo de energía	Tera Joules	n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Uso/captación de agua dulce	millón de m3	53,9 (2011)	62,4	n.d.
Principio 7,8 ODS 3,6,12,14	Vertimiento de aguas residuales 3	millón de m3	25,7 (2011)	27,7	n.d.	

Empresa	Pacto Mundial y/o Objetivo de Desarrollo Sostenible	Concepto	Unidades	2010	...2014	2015
	Principio 7 ODS 3,12,14,15	Fugas y derrames de petróleo	Barriles	n.d.	n.d.	n.d.
		Conflictos sociales		n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	millón de m3	n.d.	n.d.	n.d.
	Principio 8,9 ODS 6	Reúso de agua	% del total de demanda (captación +reúso)	n.d.	n.d.	n.d.

Fuente: Elaboración propia en base a informes financieros y de sostenibilidad de las empresas.

n.d.. no disponible

1 Pemex E&P, refinación, gas y petroquímica básica

2 Las emisiones directas incluyen al CO2 y al metano, siendo que este último representa el 19% del total de emisiones con vida de 100 años y potencial de calentamiento de 25 veces más que el CO2.

3 Correspondieron al volumen de vertimiento a cuerpos de agua superficial, a suelo, a alcantarillado y el enviado a gestores internos.

DOCUMENTOS DE PROYECTOS

El tránsito hacia el cambio estructural progresivo y la neutralidad carbónica implica, en América Latina y el Caribe, la necesidad de diversificar y complementar las actuales matrices energéticas, reduciendo la dependencia del petróleo y aumentando la producción de energía renovable, con el gas natural como energía de transición. Ante este escenario, la reducción de la producción de hidrocarburos a mediano plazo debería llevarse a cabo mediante la adopción de buenas prácticas y la aplicación de los principios de precaución, prevención, mitigación y restauración ambiental, así como de prácticas de transparencia y participación social en alianzas capaces de adecuarse a la que se ha denominado la mayor disrupción histórica del mercado petrolero.

En este documento se analizan los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero asumidos como parte del Acuerdo de París de 2015 y la manera en la que algunas políticas y tecnologías pueden ayudar a que los países y el sector de la energía se encaminen hacia una senda de sostenibilidad acorde con los desafíos climáticos. El análisis de las oportunidades y los desafíos que generaría una menor demanda de hidrocarburos se complementa con una comparación de la regulación y las políticas de sostenibilidad ambiental de empresas estatales de hidrocarburos de la Argentina, el Brasil, Colombia, Ecuador y México.