

ABC de la

Ley 2099
de 2021



TRANSFORMA

Tabla de contenido

1.	Introducción	4
2.	Alcance de la Ley 2099 de 2021	4
3.	Modificaciones a la Ley 1715 de 2014	5
3.1.	¿Cómo se han aplicado la declaratoria de utilidad pública y los PINES en el sector?	5
3.1.1.	¿Por qué mantiene estas figuras la Ley 2099?	6
3.1.2.	Riesgos:	6
3.1.3.	Retos:	7
3.2.	En la modificación de la Ley 1715/2014, ¿qué ocurre con los incentivos tributarios y los Fondos que promueven la Energía Renovable?	7
3.2.1.	Incentivos tributarios	7
3.2.1.1.	¿Cuáles son las modificaciones?	7
3.2.1.2.	¿Cómo se benefician las FNCER con estas modificaciones?	8
3.2.1.3.	Riesgos:	8
3.2.1.4.	¿Un ejemplo a seguir para fortalecer la cadena de valor desde lo local?	10
3.2.1.5.	Retos:	10
3.2.2.	Fondos	10
3.2.2.1.	¿Cómo se organizaban anteriormente los Fondos?	10
3.2.2.2.	El FENOGE	11
3.2.2.3.	¿Cómo quedan el FONENERGÍA y FENOGE con la Ley 2099?	12
3.2.2.4.	Riesgos	13
3.2.2.5.	Retos	13
4.	Energía Geotérmica	14
4.1.	¿Qué es la energía geotérmica y cuál es el potencial en Colombia?	14
4.2.	¿Cómo es apoyada la energía geotérmica por la Ley 2099?	14
4.3.	Riesgos	16
4.3.1.	Caso Paipa	17
4.4.	Retos	17
5.	Hidrógeno azul y verde	18
5.1.	¿Cuál es el rol del Hidrógeno en la transición energética? y ¿en qué se diferencia el hidrógeno azul del verde?	18
5.2.	¿Cuál es la apuesta del hidrógeno en la Ley 2099?	19
5.3.	¿Cómo funcionan las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono?	19
5.4.	Casos Europeos	20
5.5.	Riesgos	21
5.6.	Retos	21
6.	Gas combustible	22
6.1.	¿Qué dice la Ley sobre el gas combustible?	22
6.3.	¿Cuál es la apuesta gubernamental con el Gas combustible en una Ley de transición energética?	22
6.4.	Riesgos	22
7.	Servicio Público De Energía Eléctrica En Las Zonas No Interconectadas - Zni	24
8.	Racionalizar trámites para los proyectos de energía	25
	(Capítulo VI)	25
9.	Institucionalidad del sector energético	26
10.	Literatura consultada y referenciada	26

Índice de Figuras

Figura 1. Fondos y sus funciones generales.....	15
Figura 2. Presupuesto histórico del FENOGÉ. (MME, 2021).....	15
Figura 3. Proyectos del FENOGÉ. Las figuras muestran la proporción de proyectos de inversión del FENOGÉ, a la derecha en relación con la fase del ciclo de proyectos que atiende y a la derecha del enfoque sectorial de la inversión (FENOGÉ, 2021).	16
Figura 4. Recursos del FONENERGÍA. (MME, 2021). La grafica de la izquierda relaciona los presupuestos asignados para el 2021 de cada uno de los fondos especiales del MME, incluyendo apropiaciones presupuestales e ingresos propios. La de la derecha compara los porcentajes de aporte en términos de ingresos de los fondos que hoy componen el FONENERGÍA (en esta figura se usan los mismos colores de la de la izquierda para distinguir los fondos).....	17
Figura 5. Efectos esperados por los ajustes de los Fondos propuestos por la Ley 2099/2021.....	18
Figura 6. Mapa de Colombia traslapando información ecosistémica, aprovechamiento agropecuario y zonas activas o proyecciones de aprovechamiento de energía	21
Figura 7. Escenarios futuros de precios de gas para fuentes nacionales. Fuente: Wood Mackenzie, Bolsa Mercantil. Cálculos: UPME PEN_documento_para_consulta.pdf (upme.gov.co).....	32
Figura 8. Análisis de red de los actores requeridos para la implementación de la Ley 2099.....	36

Índice de Tablas

Tabla 1. Modificaciones en los incentivos determinados por la Ley 2099	8
Tabla 2. Priorización de barreras por tecnología. El mapa de calor describe las barreras de mayor importancia en rojo intenso y de menor importancia en tonos más opacos, de acuerdo a la prioridad de las brechas analizada por la UPME (2015).	9
Tabla 3. Emisiones de GEI por tecnología energética. Elaboración propia con datos de (Howarth & Jacobson, 2021; European Commission, 2020; IPCC, 2014). La figura de calor describe las barreras de mayor importancia.....	11
Tabla 4. Tipos de hidrógeno. Tomado de Van de Graaf, 2021.....	25
Tabla 5. Ventajas y desventajas de las tecnologías de captura de carbono. Fuente: Newcastle University.....	26

1

Introducción

El sector energético en Colombia se modernizó hace cerca de tres décadas, después de enfrentar una de las peores crisis energéticas que dejó el país a oscuras durante 11 meses. De esta crisis nació la Ley 142 de 1994, que tuvo como objetivo desarrollar las condiciones ideales para que la inversión de privados permitiera garantizar la seguridad energética, en el marco del libre mercado. De esta manera el gobierno creó reglas de mercado, con instrumentos favorables para movilizar grandes capitales, lo cual permitiría instalar nueva capacidad de generación eléctrica y expandir la red de transmisión, todo esto, con el fin último de garantizar que el país no volviera a caer en una crisis de precedentes como la de 1992.

Todos estos esfuerzos cumplieron con el objetivo trazado, hasta que en el año 2015 el sistema eléctrico Colombiano enfrentó una nueva prueba, en la que fallas técnicas y un fenómeno de El Niño severo se juntaron para atentar contra la confiabilidad del sistema y amenazar al país con un nuevo apagón. Afortunadamente nunca llegó gracias a la rápida reacción para reparar los daños y a una efectiva respuesta para disminuir el consumo, mientras el país esperaba pacientemente a que los efectos de El Niño fueran disminuyendo en el primer trimestre de 2016.

Un sistema eléctrico debilitado quedó al descubierto, aunque ya se contaba con la Ley 1715 de 2014 de energía renovables, la cual estaba prácticamente sin ejecutar después de casi dos años de su aprobación en el congreso. Fue entonces cuando se concluyó que era el momento de replantear un sistema que había basado su funcionamiento en agua, carbón y gas durante más de 20 años.

A partir del 2018, se comenzaron a dar las primeras señales de mercado para la entrada de renovables de forma masiva en la matriz energética colombiana y fue así como a finales del 2019 se llevó a cabo la primera subasta exitosa de renovables, asegurando su introducción definitiva. Dos años después llega la Ley 2099, de transición energética, que deja más claro el rumbo energético que deberá tomar el país en las próximas décadas. Esta ley es analizada en este documento, desde sus diferentes capítulos, desarrollando sus nuevas oportunidades para las renovables y la transformación energética del país, así como también desde sus riesgos, como los apoyos a combustibles fósiles o la reducción de algunos requisitos ambientales para los nuevos proyectos.

2

Alcance de la Ley 2099 de 2021

(Capítulo I)

Esta Ley, con origen en el poder Legislativo, responde a la dinámica progresiva generada en los últimos años en el país para el sector energético.

Su enfoque no es solamente en las Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER),

sino en nuevos energéticos como el hidrógeno, en especial promueve la generación de hidrógeno azul, el cual proviene de fuentes fósiles, y por ende brinda beneficios para dichas fuentes, en especial para el gas natural.

3

Modificaciones a la Ley 1715 de 2014

(Capítulo II)

La Ley 2099 amplía el alcance de la declaratoria de utilidad pública a todos los eslabones de la cadena de valor de la electricidad.

A partir de ahora se abarcan actividades de producción, uso, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía renovable.

Adicionalmente, las señala como Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES), para lo cual definirá detalles técnicos.

(Capítulo II artículos 3 y 4)

3.1. ¿Cómo se han aplicado la declaratoria de utilidad pública y los PINES en el sector?

La declaratoria de utilidad pública ha sido una práctica para sobreponer el interés colectivo sobre el particular, usada desde el imperio romano para la construcción de caminos y acueductos. En Colombia tomó fuerza en el marco de la industria petrolera, y para la década de los años 60 se empleó como medida para avanzar en la reforma agraria, cuando se declararon como utilidad pública los baldíos de la Nación. El sector ambiental, en el marco del artículo 1 del Código de Recursos Naturales de 1974, declaró el ambiente como patrimonio común y estableció el deber de la sociedad y del Estado, de participar en su protección y manejo.

La Constitución Política de 1991 estableció como Principio Fundamental la prevalencia del interés general sobre el particular, y en parte gracias a este, el país ha logrado superar obstáculos de propiedad de la tierra para un crecimiento en términos infraestructura y servicios públicos. Complementario a esta medida el Gobierno Nacional ha apoyado el desarrollo de proyectos relevantes para la política pública, estableciendo los Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINES, denominados para el sector energético como DUPIS). Estos se caracterizan por el potencial impacto económico que pueden generar para el país, reconociéndose por: (i) aumentar significativamente la productividad y competitividad de la economía nacional o regional,

(ii) generar impacto significativo en la creación de empleo directo o por vía de encadenamientos y/o la inversión de capital, (iii) generar retorno positivo a la inversión y por ser sostenibles operacionalmente, y (iv) aumentar la capacidad exportadora de la economía nacional, entre otras (DNP, nd).

Su declaratoria constituye una estrategia para superar cuellos de botella en el desarrollo de proyectos, tales como:

- 1 **Adquisición de tierras:** Se aplica un mecanismo de saneamiento predial automático.
- 2 **Reducción de tiempos en trámites ambientales:** Disminuye los tiempos del trámite de la licencia ambiental, se hace menos riguroso el estudio de impactos ambientales (EIA), se elimina el diagnóstico ambiental de alternativas (DAA) y se flexibilizan los planes de manejo ambiental (PMA).
- 3 **Participación ciudadana:** Se recortan las fases de participación y se agiliza el proceso de Consulta Previa.

En el sector energético se han declarado DUPIS mediante actos administrativos que califican el proyecto en virtud de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN¹). Como ejemplo de DUPIS, a lo largo del año 2021 se declararon siete proyectos de energía renovable en los municipios de Sabanalarga y Malambo, Atlántico, así como en

¹ Alineado con las Leyes 142 y 143 de 1994

La Dorada, Caldas, de los cuales se resaltan los siguientes aspectos:

- ✱ Los proyectos solares declarados DUPIS en el departamento del Atlántico tendrán una capacidad instalada de 109,4 MW y generarían aproximadamente 191 GWh al año, correspondiente al 6% de la demanda del departamento.
- ✱ El municipio de Sabanalarga actualizó su Plan Básico de Ordenamiento Territorial² en el cual determinó las "áreas de protección del sistema de aprovisionamiento de servicios públicos". Estas áreas corresponden a terrenos propios para la localización de la infraestructura requerida para el funcionamiento de servicios públicos, por ende en ellas se impide la construcción de edificaciones, urbanizaciones, o el desarrollo de actividades diferentes al servicio público. Para los proyectos de energía renovable es necesario tener en cuenta que la ubicación del PBOT puede ser indicativa, pero de acuerdo con las características del recurso se determinará la mejor ubicación del proyecto. Es así como podría variar la ubicación con respecto a las áreas determinadas en el PBOT; no obstante, es probable que algunas actividades de los proyectos se puedan ubicar en las zonas destinadas por el ordenamiento municipal.
- ✱ El proyecto Parque Solar Portón del Sol solicitó la declaratoria de utilidad pública para un área cercana a las 350 hectáreas, en donde se ubicarían todos los componentes que conforman el parque de generación solar incluyendo las vías de acceso. A partir de la revisión de las actas de socialización con la comunidad, se encuentra un trabajo conjunto con la población y *no se evidencia algún tipo de conflicto social*.

3.1.1. ¿Por qué mantiene estas figuras la Ley 2099?

Mediante la declaratoria de utilidad pública el legislativo procura brindar certeza jurídica a los inversionistas y reducir la burocracia para el desarrollo de los proyectos, dado que algunas empresas consideran que en Colombia existe una incertidumbre jurídica, principalmente por normas provenientes del ejecutivo, identificada como una gran limitante para la competitividad (Andi, 2017); estas encuentran que el trámite de la Consulta Previa no cuenta con claridad legislativa en materia de alcance y

procedimiento, haciendo difícil su cumplimiento; así mismo, las recurrentes reformas tributarias han impactado al 48% de las empresas (Andi, 2017).

El sector energético tiene una alta relevancia para el país, aportó el 2,7% al PIB nacional para el período comprendido entre los años 2000 a 2015 (CCB & PNUD, 2018) y de acuerdo con la información del DANE, para el año 2020, la rama de la actividad económica "suministro de energía" ocupó a 231 mil personas.

La importancia del sector energético en el marco del desarrollo del país y los beneficios que denota para la comunidad, hacen que el gobierno priorice el interés común sobre el particular. Ahora bien, se resalta su relevancia siempre que los proyectos contribuyan a los principios del sector energético, como son la *confiabilidad de la canasta energética, la gestión eficiente de la demanda, la equidad energética, la competitividad y generación de valor*.

3.1.2. Riesgos:

- 1 Colombia es un país que carece de un catastro actualizado, el IGAC (2021) señala que solo el 5% del territorio tiene el catastro multipropósito. También es un país altamente inequitativo en la tenencia de la tierra, el *52% de la tierra está en manos del 1,15% del total de la población* (Bersarión, 2011). Gran parte de las comunidades locales, campesinos y tenedores históricos de un predio, no tienen legalizada la propiedad, la UPRA (2017) indica que *de tres millones de predios reconocidos, el 54% no cuentan con una tenencia formalizada*. Estas realidades territoriales exponen un riesgo para aquellas personas que carecen de título de propiedad dado que podrían verse desplazadas en virtud de la prioridad de desarrollo de los proyectos y no tendrían cómo negociar una compensación, reubicación o venta de su tierra.
- 2 Las actividades económicas deben desarrollarse sin perjuicio de la naturaleza pues el amparo constitucional que brinda la protección al medio ambiente impide que se atente contra la diversidad e integridad natural. Por lo tanto, se debe tener una ponderación justa entre el desarrollo económico y el uso sostenible de los recursos naturales, en donde flexibilizar *la evaluación del impacto* de los proyectos y su manejo, es contradictorio.

Conclusión de los riesgos: Disminuir la rigurosidad de los trámites ambientales y flexibilizar los PMA

² vigente desde el 1 de enero de 2020

que procuran evitar daños ambientales, así como la Consulta Previa, desconociendo los territorios colectivos y derechos de las comunidades, contradice la misión del gobierno nacional y desvirtúa la institucionalidad encargada de velar por su administración, uso y conservación.

3.1.3. Retos:

Reglamentar la metodología de requisitos y evaluación de las solicitudes para la declaratoria de DUPIS, frente a lo cual se identifican oportunidades de gestión como:

- 1 Reforzar el trabajo del *catastro multipropósito* y *armonizar* los tiempos de las solicitudes de proyectos eléctricos con la actualización catastral y el saneamiento predial en el país. Si los municipios actualizan sus planes de ordenamiento territorial se podrían clarificar las zonas dónde preferiblemente se pueden ubicar los proyectos, en especial las redes de transporte eléctrico disminuyendo la afectación sobre las comunidades y contribuyendo al ordenamiento de los territorios.
- 2 Socializar los proyectos con las comunidades colectivas desde su planificación, con la finalidad de facilitar la implementación del proceso de Consulta Previa.
- 3 Dejar explícito que siempre se debe hacer uso de las declaratorias como el último recurso. Con antelación se puede planificar técnica, ambiental y socialmente el proyecto, teniendo en cuenta la vocación del suelo, el tipo de desarrollo local y la ubicación de las comunidades, entre otros.

- 4 Fomentar desde las instituciones públicas la internalización de costos sociales y ambientales en las diferentes empresas, así como el trabajo participativo con las comunidades.

3.2. En la modificación de la Ley 1715/2014, ¿qué ocurre con los incentivos tributarios y los Fondos que promueven la Energía Renovable?

A continuación, se abordan los incentivos tributarios y los fondos destinados a los proyectos de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

3.2.1. Incentivos tributarios

Los cuatro incentivos a los proyectos de fuentes no convencionales de energía se mantienen en la Ley 2099 y **se amplían para fuentes de generación e incluso para tecnologías y recursos que se ven involucrados en la cadena de valor**, como los sistemas de almacenamiento y medición inteligente de la gestión eficiente de la energía, así como las tecnologías de captura y secuestro de carbono.

(Capítulo II artículos 8 al 11)

3.2.1.1. ¿Cuáles son las modificaciones?

A través de los incentivos se promueve la transición energética mediante la compensación del poder de mercado que ejercen las tecnologías convencionales. Además, los beneficios regulatorios y fiscales procuran mantener la costo efectividad, seguridad y confiabilidad de la canasta energética colombiana.

Tabla 1. Modificaciones en los incentivos determinados por la Ley 2099

<p>1. Deducción a la renta: Se agrega la medición inteligente de energía como beneficiario del incentivo. Se elimina la limitación de los usos de las inversiones para la producción de energía a partir de FNCER (previamente solo se beneficiaban investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización). Se amplía la extensión de este beneficio, de 5 a 20 años. Los gastos de reposiciones y mantenimientos mayores y con inversiones altas durante la vida útil del proyecto, posteriores a las inversiones de CAPEX, no estarían cobijadas por los beneficios tributarios.</p>		<p>3. Depreciación acelerada: El desarrollador de los proyectos podrá depreciar los activos objeto del beneficio en 3 años y no en 5, lo que implica una menor declaración de dividendos, un mayor pasivo real y en consecuencia, una disminución de los impuestos en los años en que puede usar este instrumento contable. Adicionalmente, el beneficio se amplía para acciones y medidas de la gestión eficiente de la energía, según contribuyan al PROURE.</p>	
<p>2. Exclusión del IVA: Amplía la cobertura del beneficio para el desarrollo de proyectos de eficiencia energética según aporten al PROURE. Incluye tanto la importación como la exportación de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos FNCER y de eficiencia energética.</p>		<p>4. Exención impuestos arancelarios: Se amplía la cobertura a iniciativas de eficiencia energética que aporten a las metas del PROURE, según sea definido por la UPME.</p>	
<p>Tecnologías cubiertas: Se agregan las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno verde y azul, la captura y secuestro de carbono y la geotermia.</p>	<p>Vigencia: Aumentó a 30 años o 20% de la matriz. Da seguridad jurídica de largo plazo en un contexto en que la legitimidad jurídica y macroeconómica del país es cuestionada.</p>	<p>Requisitos: No necesitan aval de ANLA ni certificado de incentivo ambiental del MADS, basta con la aprobación de la UPME.</p>	

3.2.1.2. ¿Cómo se benefician las FNCER con estas modificaciones?

El nuevo esquema de incentivos tributarios tiene tres objetivos: (1) Incentivar la competitividad de las tecnologías para aumentar la inversión en proyectos de FNCER y ayudar a la reactivación económica, (2) Promover la seguridad jurídica del sector, y (3) Priorizar la seguridad energética del país, sostenida en el uso eficiente de los recursos energéticos y de las cadenas de valor, ya establecidas en el mercado.

Si bien la subasta de energía renovable del año 2019 fue determinante para que avanzaran decididamente los proyectos de FNCER, mediante los incentivos económicos se brinda un marco tributario de largo plazo (hasta 30 años) que fomenta aún más la transición energética, compensando el poder de mercado que ejercen las tecnologías convencionales.

Esta Ley amplía la cobertura de los beneficios a tecnologías con potencial de mercado que pueden desempeñar un papel significativo en la transición energética; aumenta la cobertura de los incentivos de manera transversal en la cadena de valor de la energía eléctrica (eficiencia energética, almacenamiento y medición inteligente) y disminuye la presión fiscal a las empresas desarrolladoras de proyectos.

Así las cosas, los incentivos contribuyen a las empresas que requieren inversiones altas de capital, especialmente en las fases previas a la generación de energía (pre-factibilidad, medición del recurso, licenciamiento ambiental y procesos de consulta previa). Se identifican como parte de la consolidación de una política de promoción de FNCER que busca viabilizar financieramente proyectos, reduciendo el gasto tributario para poder hacer frente a las condiciones del mercado energético colombiano, que impone grandes retos para la entrada al mercado de manera competitiva de nuevas tecnologías.

Sin embargo, se debe tener presente que este tipo de medida es parcial y debería complementarse con la promoción de un entorno regulatorio eficaz y un mercado que facilite la competitividad de las tecnologías; lo cual es vital para generar un sector de FNCER competitivo en el corto plazo, en términos de mercado, y contribuir a los objetivos de *mejor confiabilidad, equidad y sostenibilidad* del sector energético.

Desde la adopción de la Ley 1715 se ha generado un ambiente de inversión y desarrollo de proyectos de FNCER, atendiendo las brechas remanentes, equiparando la disposición regulatoria para generar proyectos que consideren las condiciones específicas de estos recursos y mediando las ventajas económicas y regulatorias de la generación energética a partir de los combustibles fósiles y de centrales hidráulicas. Sin embargo, subsisten barreras económicas y de mercado (Tabla 2), lo que se muestra en el pipeline de proyectos que se desarrollan actualmente en el país.

Barrera	Eólica	Solar	Biomasa	Geotermia
Económica				
Mercado				
Regulatoria				
Técnica				

Tabla 2. Priorización de barreras por tecnología. El mapa de calor describe las barreras de mayor importancia en rojo intenso y de menor importancia en tonos más opacos, de acuerdo a la prioridad de las brechas analizada por la UPME (2015).

La UPME (2015) estimó que el costo de los subsidios (tributarios y no tributarios) a la generación de energías fósiles alcanzaría los 3,35 billones anuales, mientras que Fedesarrollo (2019) calcula el costo anual de este tipo de subsidios a los combustibles fósiles para la generación eléctrica en 1,73 billones, equivalente al 0,3% del PIB colombiano. Así, la nivelación de las condiciones, mediante la eliminación de estos subsidios a energías contaminantes podría complementar los logros de la política de incentivos tributarios a la energía generada a partir de recursos renovables.

3.2.1.3. Riesgos:

- 1 La Ley 2099 reconoce al hidrógeno como una FNCER³, pero es el hidrógeno verde el único que debería tener beneficios económicos al generarse a partir de un proceso limpio de emisiones de GEI. No obstante, se le brindan los mismos incentivos tributarios al hidrógeno azul, proveniente de recursos fósiles, como el gas natural (abordado más adelante) o la gasificación del carbón, procesos mediante los cuales se emiten GEI a la atmósfera.

³ Al hidrógeno verde como FNCER, y al hidrógeno azul como FNCE

Con las emisiones de GEI de este proceso promovido directamente por la Ley 2099, se desvían inversiones a otros proyectos renovables que realmente contribuyan en la reducción de las emisiones de GEI.

- 2 De acuerdo con la documentación de la Ley 2099⁴, así como diversos webinar y conversatorios virtuales⁵, *la Ley carece de un estudio de impacto regulatorio que analice la costo-efectividad de los incentivos tributarios otorgados.*

La ampliación de los incentivos implica la disminución del recaudo en un sector que contribuye de manera importante a los ingresos públicos. Solamente los beneficios tributarios de la Ley 1715/2014 (que cobijaban a menos beneficiarios) tienen un gasto permanente de 131 MM de pesos del 2020 (MHCP, 2015), lo que representa más del 83% del gasto total de todas las leyes sancionadas en el año 2020 y cerca del 3.1% del presupuesto de inversión de todo el sector energético (MHCP, 2021).

Así las cosas, a pesar de que se espera que los incentivos tengan una rentabilidad social positiva, *se debe también tener en cuenta que el costo fiscal de estas medidas tributarias crecerá rápidamente a medida que se instale más energía renovable, representando también un desafío para momentos de coyunturas fiscales.*

- 3 La Ley 2099/2021 promueve tecnologías que fomentan la producción de hidrógeno azul, unido a la captura y secuestro de carbono, con la finalidad de mitigar emisiones de GEI. Sin embargo, no se tiene un respaldo técnico de los potenciales de mitigación de esas tecnologías (Tabla 3); esto en contravía del principio de precaución frente a otorgar beneficios a una tecnología desconocida y que no se sabe si aportará el beneficio social a cambio del beneficio fiscal.

De acuerdo Howarth & Jacobson (2021) se presenta una ineficiencia del mecanismo de secuestro de carbono que utiliza el hidrógeno azul a partir del gas natural, así como fuga de otro tipo de GEI, como el gas metano. Esto se debe, en parte, al alto uso energético que se necesita para realizar los procesos de transformación del hidrógeno, así como el requerido para la captura de carbono (Howarth & Jacobson, 2021).

Tecnología	Emisiones directas de CO ₂ (gCO ₂ /kWh)	Emisiones CO ₂ ciclo de vida (gCO ₂ /kWh)
Hidrógeno verde	0	131.04
Solar	0	48
Geotermia	0	38
Eólica	0	11,5
Marina	0	17
Nuclear	0	12
Hidroeléctrica	0	24
Hidrógeno azul	142.92	550.8
Hidrógeno gris	272.16	500.4
Gas natural	370	490
Diesel	733	733
Carbón	760	820
Eficiencia en captura de carbono	Pilotos actuales	Promerío esperado largo plazo
CCUS	31%	65%

Tabla 3. Emisiones de GEI por tecnología energética. Elaboración propia con datos de (Howarth & Jacobson, 2021; European Commission, 2020; IPCC, 2014).

- 4 Las autoridades ambientales están obligadas a vigilar que las actividades económicas y sociales no sobrepasen límites de impactos negativos sobre los ecosistemas, de tal forma que se mantenga la integridad ecosistémica en términos de estructura y función.

Estas funciones institucionales se ven restringidas por dos artículos de la Ley 2099. Por un lado, el artículo 37, prioriza la aprobación de la licencia ambiental para los proyectos de energía y GAS; y por otro lado, el artículo 39 elimina la exigencia del diagnóstico ambiental de alternativas (DAA), no solo para los proyectos que se formulan desde la entrada en vigencia de la Ley, sino que evita que se sigan estudiando los proyectos que se encuentren en este análisis actualmente.

De esta manera, esta Ley privilegia los proyectos de gas combustible injustificadamente, afectando el cumplimiento de metas nacionales como la Contribución Nacionalmente Determinada en el marco del Acuerdo de París, y denota una falta de articulación intersectorial que limita la capacidad de alineación de los proyectos, con la visión de sostenibilidad ambiental.

- 5 Las exenciones relacionadas con la importación de bienes y servicios podrían debilitar la industria nacional desarrolladora de proyectos

4 Resolución 0648 del 6 abril de 2021, el Proyecto de Ley y el informe de ponencia negativa.

5 Webinar Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2021), Universidad Externado de Colombia, 15 Julio de 2021; Análisis de la Ley de energías renovables, Consejo Mundial de Energía Colombia, 19 agosto de 2021.

energéticos y evitar la creación de una cadena de valor de mayor escala (IRENA, 2018). A pesar de que Colombia no genera actualmente la maquinaria y los equipos relacionados con la infraestructura energética de las renovables, en caso de que no se brinden los incentivos necesarios para investigación y desarrollo y se mantengan los incentivos a largo plazo para la importación, se disminuiría la posibilidad del surgimiento de una industria nueva nacional en este sector.

3.2.1.4. ¿Un ejemplo a seguir para fortalecer la cadena de valor desde lo local?

La cadena de valor para la transición energética en Brasil

Un caso reciente y exitoso es el desarrollado en Brasil, país que ha logrado incrementar la participación de su cadena de valor local en el proceso de transición energética y generando un sector fortalecido que demandará más de **132.000 empleos hasta 2025**.

Brasil ha centrado sus esfuerzos en tres pilares de la promoción de la cadena de valor local:

- i) Promueve la incubación y el desarrollo de una demanda robusta que apalanque la capacidad manufacturera local.
- ii) Define y promueve una política industrial específica a la transición energética que soporte el establecimiento de una cadena de valor local, incluyendo medidas como la reducción de impuestos sobre insumos y maquinaria para nivelar los costos de producción, así como medidas del Banco Brasileño de Desarrollo para invertir de manera decidida en el sector.
- iii) Garantiza la financiación competitiva para el desarrollo de proyectos y manufacturas relacionadas con la transición energética (ABSOLAR, 2020).

3.2.1.5. Retos:

- 1 Diferenciar incentivos, requisitos e instrumentos de promoción para cada tecnología, según

su potencial de cumplir con los objetivos de transición energética y en especial, alineado con los compromisos consignados en las contribuciones nacionalmente determinadas para cambio climático (NDC).

- 2 Expedir una definición técnica que permita el otorgamiento de los incentivos de manera diferenciada para el Hidrógeno verde y el Hidrógeno azul. Es conveniente articular un sistema de certificación del origen del Hidrógeno, así como un sistema de monitoreo y evaluación de emisiones de GEI y futuros esquemas de comercialización de hidrógeno. Para el caso específico de las tecnologías de CCUS, se deben definir los límites respecto a fugas y mitigación de riesgos ambientales.

3.2.2. Fondos

La Ley 2099/2021 fusiona los fondos de apoyo financiero del sector energético en el nuevo FONENERGIA. De esta manera, quedan en funcionamiento dos fondos: FONENERGÍA y FENOGE

(Capítulo II Artículos 7; 41, 42 y 43)

Con la Ley 2099 se genera una reforma importante para los fondos energéticos, con la cual se genera un esquema central que posibilita apalancar los recursos agregados a proyectos energéticos con objetivos transversales y de mayor escala.

3.2.2.1. ¿Cómo se organizaban anteriormente los Fondos?

Los fondos de promoción son un instrumento de política financiera directa y/o habilitadora, que realiza inversiones de capital en proyectos energéticos, para cerrar las brechas de financiación y mitigar los riesgos percibidos por el sector privado, con la garantía de aportes públicos (IRENA 2016; OECD, 2019). Desde la reforma del sector energético en 1994, se fueron creando una multiplicidad de fondos con objetivos y naturalezas diversas como se muestra en la figura 1.

A continuación, se describen los dos fondos que quedan luego de la reforma implementada por la Ley 2099.

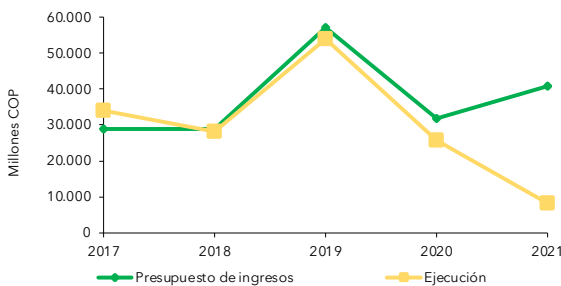


3.2.2.2. EL FENOGÉ

La Ley 1715 de 2014 creó el FENOGÉ con el objetivo de promocionar las tecnologías de las FNCER y de eficiencia energética, en torno a lo cual ha trabajado los últimos siete años. La Ley 2099 mantiene al FENOGÉ y reafirma su alcance, adicionalmente, ordena que se realice su reglamentación de nuevo, ya que desde el 2015, a través de leyes anteriores, ya se le había dado una fuente de financiamiento y se había ordenado su estructuración.

Actualmente el FENOGÉ tiene un presupuesto de COP \$25,176 MM en el 2021 (MME, 2021), de recursos provenientes de: (i) el recaudo del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, (ii) presupuesto general de la nación, (iii) donaciones, (iv) transferencias públicas, privadas y (v) cooperación

Presupuesto de ingresos el FENOGÉ



internacional.

Figura 2. Presupuesto histórico del FENOGÉ. (MME, 2021).

Se muestra el comparativo entre el presupuesto anual del FENOGÉ y el presupuesto obligado anualmente, hasta el tercer trimestre de 2021.

El FENOGÉ destina 64% de sus recursos a proyectos de gestión eficiente de la energía y 36% a soluciones energéticas con FNCER (FENOGÉ 2019). En este último campo se concentra en atender las principales barreras del sector de eficiencia energética, entre ellas: (i) debilidad para la estructuración de proyectos de Energía; (ii) acceso a financiación competitiva; (iii) desconocimiento de las tecnologías disponibles; (iv) dificultad de acceso a los beneficios estatales (incentivos tributarios y beneficios a la reconversión) para este tipo de proyectos; y (v) falta de mano de obra especializada (FENOGÉ, 2019).

3.2.2.2.1. ¿Qué ha logrado el FENOGÉ desde su creación?

Si bien el FENOGÉ se creó con la visión de ser un acelerador de la transición energética de Colombia (FENOGÉ, 2021) y además cuenta con un gran recaudo, su efecto ha sido marginal sobre el mercado energético de transición. Ha desarrollado muy pocos proyectos principalmente dedicados a analizar la factibilidad o estrategias de generación de proyectos de energías renovables, y ha implementado proyectos de generación o eficiencia energética de micro-escala (Figura 3).

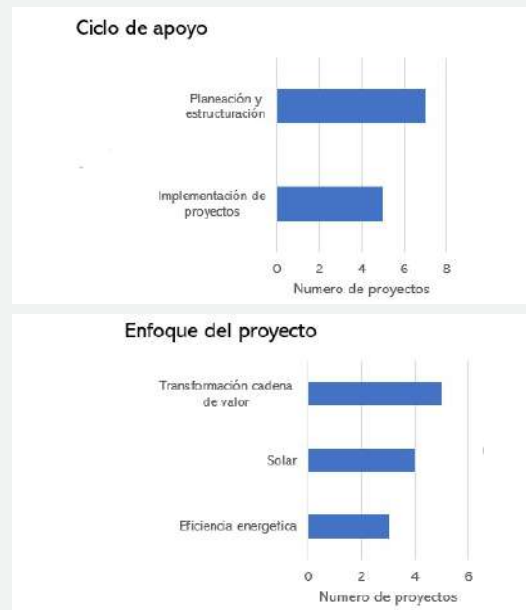


Figura 3. Proyectos del FENOGÉ. Las figuras muestran la proporción de proyectos de inversión del FENOGÉ, a la derecha en relación con la fase del ciclo de proyectos que atiende y a la derecha del enfoque sectorial de la inversión (FENOGÉ, 2021).

Estos proyectos se orientan a la generación de energía solar, iluminación y transformación de la cadena de valor, mediante la implementación de las soluciones o la promoción de emprendimientos locales. A pesar de que las temáticas están bien enfocadas, pareciera que se han hecho muchos esfuerzos en varios proyectos, en lugar de tener un enfoque programático con el potencial de involucrar en el futuro al sector privado para que las inversiones puedan incrementarse en el futuro.

Hasta el momento, el FENOGÉ no ha logrado obtener resultados que sean agentes de cambio en el mercado.

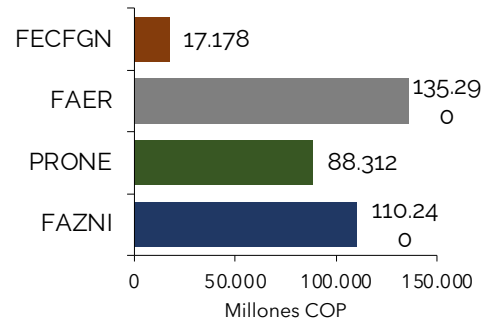
Una acción importante para reconocer al FENOGÉ fue su participación como uno de los financiadores y estructuradores de la subasta de energías renovables, que en Octubre de 2021, logró cerrar contratos de largo plazo para proyectos por cerca de 800 MW en energía renovable.

3.2.2.3. ¿Cómo quedan el FONENERGÍA y FENOGÉ con la Ley 2099?

FONENERGÍA es creado por la Ley 2099 a partir de la fusión del FAZNI, FAER, FECFGN y el PRONE (figura 2), los cuales representan la mayor proporción de los fondos del sector energético y agrupan el 8,2% del presupuesto de inversión del sector de minas y energía. Para agosto de 2021 los saldos disponibles correspondían a COP \$527 MM, entre los fondos que fueron fusionados (MME, 2021). Si bien la destinación de esos recursos tenía objetivos, alcances y una regulación específica, actualmente se aúnan esfuerzos en un único Fondo que atenderá todas las necesidades de inversión.

Constituyendo el FONENERGIA se esperaría que sus prioridades se enfoquen en los mismos objetivos de los fondos FAZNI y el FAER, es decir, que se provea acceso efectivo a las zonas rurales y apartadas, donde históricamente ha existido la mayor brecha del servicio de energía eléctrica (Figura 4)

Presupuesto Fondos especiales (2021)



Porcentaje de aporte de saldos al FONENERGIA

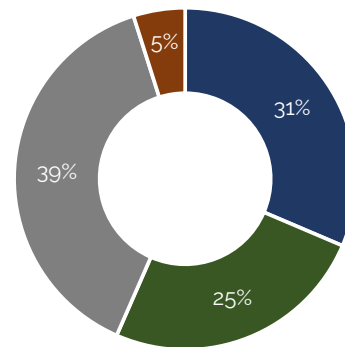


Figura 4. Recursos del FONENERGÍA. (MME, 2021). La grafica de la izquierda relaciona los presupuestos asignados para el 2021 de cada uno de los fondos especiales del MME, incluyendo apropiaciones presupuestales e ingresos propios. La de la derecha compara los porcentajes de aporte en términos de ingresos de los fondos que hoy componen el FONENERGIA (en esta figura se usan los mismos colores de la de la izquierda para distinguir los fondos)

Finalmente, la Ley 2099 establece una arquitectura más concreta para la gestión de los fondos, la cual debería proporcionar facilidades (Figura 5). Este mecanismo autoriza al Gobierno Nacional para financiar proyectos con aportes del Presupuesto General de la Nación y el Sistema General de Regalías, habilita la participación de las entidades territoriales en los proyectos de generación, distribución, comercialización y autogeneración a pequeña escala, así como la generación distribuida con las FNCER.



Figura 5. Efectos esperados por los ajustes de los Fondos propuestos por la Ley 2099/2021

3.2.2.4. Riesgos

- 1 La nueva arquitectura propone un cambio desde la alta especialización de los fondos energéticos y sus objetivos hacia una definición más transversal y generalista. Esta transición implica que se determinen los alcances y objetivos del FONENERGÍA y el FENOGE de manera clara y excluyente, evitando que se traslapen y sus esfuerzos puedan focalizarse, monitorearse y evaluarse de manera efectiva y visible.
- 2 La combinación de fondos con objetivos mixtos en FONENERGÍA puede permitir que prevalezcan proyectos de energía convencional en la selección de los proyectos. Con lo anterior el FONENERGÍA podría decidir priorizar proyectos de electrificación rural o en ZNI, con gas u otros fósiles, estancando el avance que se ha promovido para electrificar zonas vulnerables mediante FNCER.
- 3 Con la fusión de los fondos y la eliminación de su respectivo objetivo específico, se corre el riesgo de que la vocación que atendía cada uno de ellos, pierda vigencia y prioridad dentro del nuevo fondo centralizado, especialmente aquella vocación para atender poblaciones o zonas vulnerables.

3.2.2.5. Retos

- 1 Partiendo de la ausencia de lineamientos definidos para la selección y priorización de proyectos del FONENERGÍA y el FENOGE, es fundamental establecer dentro de su reglamentación la priorización de las FNCER, sobre las tecnologías convencionales y fósiles dentro de los planes de inversión.

El uso de este tipo de fuentes de financiamiento es una oportunidad para masificar la implementación de proyectos de FNCER, en lugares donde el mercado tendría mayores limitaciones para promover estas tecnologías. En este sentido, es una oportunidad para utilizar este instrumento para cubrir brechas del mercado y complementar los incentivos tributarios.

- 2 La reestructuración institucional definida en la ley aumenta las herramientas del sector para promover la transición energética. La mayor disposición de fondos y libertad de alcances, así como la creación de una unidad especializada de estructuración, gestión y seguimiento de proyectos podrían ser aspectos importantes para que los fondos tengan impactos tangibles en el sector, a la escala que se necesita. Sin embargo, es aún vital y necesario el trazado de una hoja de ruta y una estrategia de inversión que armonice la función de ambos fondos, mientras que prioriza de manera explícita las medidas más costo-eficientes según los objetos de cada fondo y en especial, con respecto a las emisiones de GEI.

- 3 Hasta el momento, la mayor parte de los esfuerzos de los fondos de energía se han concentrado en incrementar el acceso bruto a la energía eléctrica en zonas apartadas del país. Sin embargo, el impacto de la falta de confiabilidad del acceso a energía eléctrica en zonas más densamente pobladas es también un problema urgente que deberían atender este tipo de fondos. Estos, deberían mediar la amplia desigualdad en las horas diarias a las que tienen acceso algunas regiones del país, en lugares donde puede existir la conexión del servicio, con una baja calidad.

4

Energía Geotérmica

(Capítulo III)

Se crea el registro geotérmico para realizar una inscripción de proyectos de exploración y explotación, como una manera de evitar superposiciones entre proyectos, así como una estrategia para aumentar el conocimiento sobre el subsuelo y el potencial geotérmico del país.

También establece el régimen sancionatorio para las actividades de geotermia.

4.1. ¿Qué es la energía geotérmica y cuál es el potencial en Colombia?

El recurso empleado para producir la energía geotérmica es el calor existente en la corteza terrestre. En la zona más superficial de la corteza se presentan flujos de calor y gradientes térmicos ocasionados por un incremento cercano a los 3,3 °C cada 100 m de profundidad, como valor medio (Bruni, 2014; López, 2007). Un sistema geotérmico es considerado una fuente de energía renovable, con disponibilidad ilimitada, pues independientemente de las condiciones climáticas o hidrológicas, se puede acceder al recurso permanentemente (Farietta, 2014). Cálculos y proyecciones de este tipo de energía estiman un 90% de eficiencia del recurso, ubicándose muy por encima de otras fuentes, como la eólica y solar (Peña, 2019).

La ubicación geográfica de Colombia hace que sea un país privilegiado para aprovechar este recurso, pues el Anillo de Fuego del Pacífico es una zona con altas temperaturas superficiales por la actividad volcánica (Mejía et al., 2014), proporcionando potencial de generación de energía a lo largo de las

cordilleras occidental y central (Salazar et al., 2017). No obstante, el desarrollo de energía geotérmica ha tenido pocos avances. A la fecha se cuenta con análisis de potencialidades de este tipo de energía (MAPA figura 6), así como en proyectos. Por ejemplo, el proyecto binacional Colombia-Ecuador en la zona del Nevado del Ruiz, en el departamento de Nariño se ha identificado como un área adecuada por las características logísticas y su cercanía con las líneas de interconexión eléctrica, en Paipa se ha avanzado en un proyecto denominado Paipa-Iza, en Tolima se avanza en estudios y verificación de información de manifestaciones geotermiales, y finalmente, en Meta se tiene un piloto en el campo de producción petrolera del Apiay, Suria y Campo Castilla (señalados en los puntos color violeta y verdes en el Mapa, Figura 6).

Pese al limitado desarrollo de proyectos para este tipo de generación, su apropiación es vista con interés por los desarrolladores de proyectos, quienes ven alineados los objetivos de transición energética por su alta confiabilidad, bajas emisiones y potencial de generación.

4.2. ¿Cómo es apoyada la energía geotérmica por la Ley 2099?

A través del registro de los proyectos de exploración y explotación de geotermia se avanzará en la conformación de un catastro geotérmico y en el conocimiento del subsuelo, a partir de la información recopilada por las empresas. Por otro lado, se evitará el traslape de los recursos geotérmicos, con otros recursos de energía, y con otras actividades.

Se designa a la UPME como entidad encargada de validar la factibilidad del proyecto, analizando integralmente los aspectos financieros, técnicos y ambientales. En el trámite se debe incluir un estudio geológico que contenga aspectos geoquímicos y geofísicos; así como un informe detallado de las actividades de explotación para la generación de energía eléctrica. La solicitud del registro de explotación únicamente podrá ser utilizada para la generación de energía eléctrica y sus usos en cascada, será vigente por un término de 25 años con posibilidad de renovación.

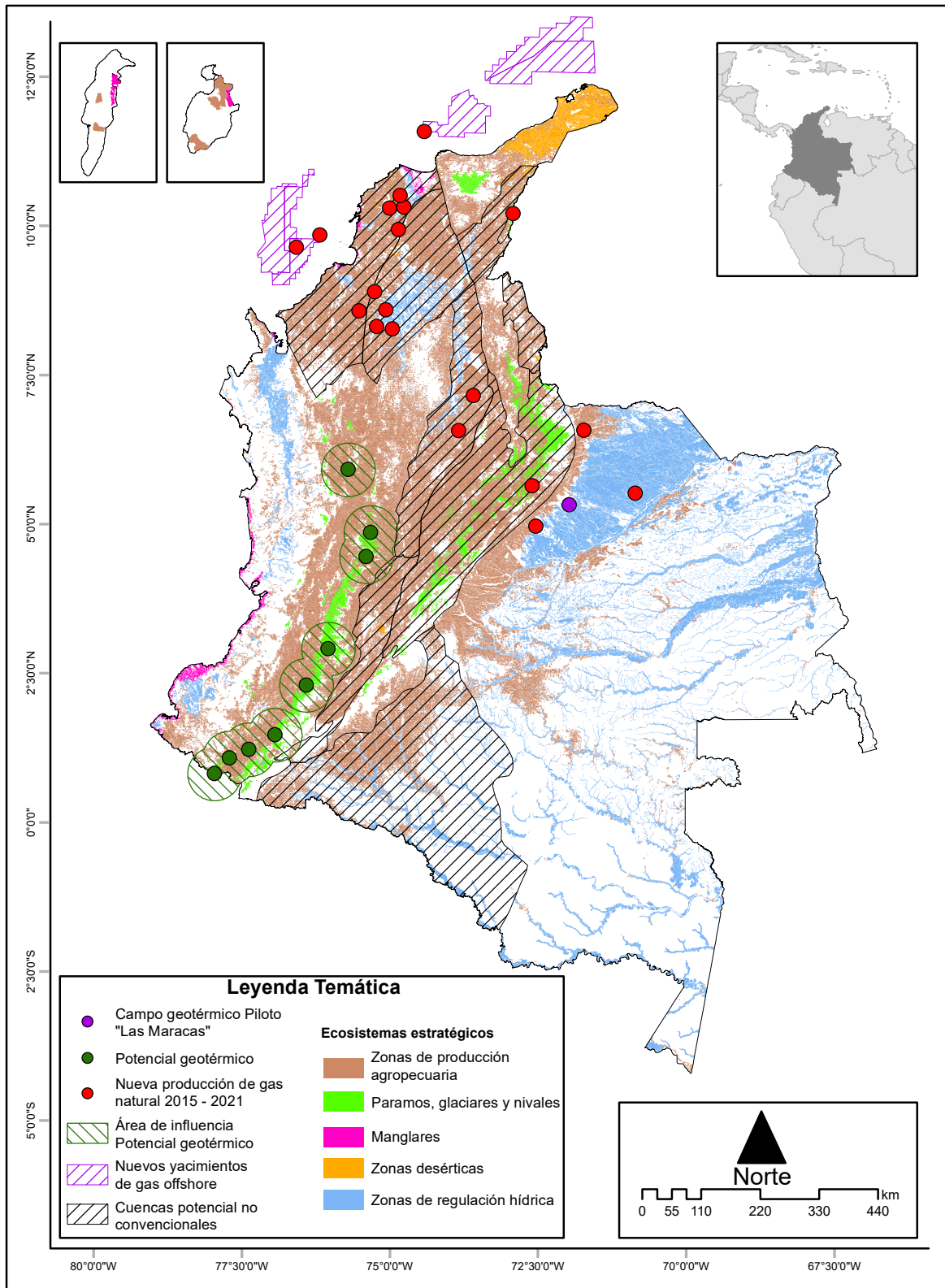


Figura 6. Mapa de Colombia traslapando información ecosistémica, aprovechamiento agropecuario y zonas activas o proyecciones de aprovechamiento de energía

Sin embargo, los Ministerios de Minas y Energía, y Ambiente y Desarrollo Sostenible deberán determinar los requerimientos de los proyectos de geotermia, así como los parámetros ambientales, respectivamente.

4.3. Riesgos

- Existen traslapes entre los ecosistemas de páramos, glaciares y nivales, con las zonas de potencial de geotermia identificados por la UPME (Páramos en color verde y potencial de geotermia corresponde al achurado verde), como se muestra en el mapa de la figura 6.

La Ley 2099 señala expresamente que no se desarrollarán actividades de geotermia en áreas protegidas, ni en ecosistemas de páramos⁶. En la ley de páramos se prohíben las actividades mineras y de hidrocarburos, pero no se menciona la generación de energía, por tanto, se presenta un vacío jurídico que no evita que este tipo de sistemas se puedan instalar en los ecosistemas de páramo. Por otro lado, también se debe resaltar que la Ley 1930 no determina cuáles son las actividades de alto o bajo impacto, dejando indeterminado el tipo de proyectos que pueden adelantarse en tales ecosistemas.

✓ Los páramos son ecosistemas estratégicos de los cuales se pueden identificar dos claros beneficios: (i) regulación del ciclo hídrico, y (ii) capacidad de retener y almacenar dióxido de carbono, contribuyendo al cambio climático.

✓ Su protección se da a partir de diferentes normas: la Ley 1450 de 2011 prohibió las actividades agropecuarias, de hidrocarburos y minería; la Ley 1753 de 2015 ratifica la materia y finalmente, la Ley 1930 de 2018, determina la administración integral y sostenible de los páramos.



- Como es reconocido por la Ley 1930 de 2018 los páramos son áreas que cuentan con un sentido y uso social, en donde se desarrollan actividades productivas, rituales de habitantes tradicionales y procesos de socialización. El artículo 8 de la Ley de páramos determinó un plazo de cinco años para adelantar el saneamiento predial en estos ecosistemas⁷, pero si la delimitación de las áreas no avanza con rapidez, y en contraste, se priorizan proyectos de geotermia, se generarán conflictos por la tenencia y uso de los recursos.

En el mapa de la Figura 6 se muestran las zonas de producción agropecuaria (color café), como una aproximación para presentar áreas habitadas por poblaciones campesinas; se hace evidente un traslape entre estas con los lugares potenciales de geotermia (achurado en color verde) a lo largo de toda la cordillera. Retomando la temática de declaratoria de utilidad pública, si el saneamiento predial de los páramos no es un proceso ágil, y por el contrario se avanza en la determinación de zonas de geotermia, podrían verse afectadas agrupaciones campesinas que carezcan de registro predial, para adelantar la negociación y compensación por sus tierras.

Ante este escenario, la jurisprudencia expone precedentes. La Sentencia T-025 de 2004, es una decisión judicial que resolvió un acumulado de casos individuales, denominados “fallos estructurales”, en donde se involucra entidades estatales demandadas por ser responsables de fallas sistemáticas de políticas públicas. Se declara que la situación de la población desplazada a causa de estas fallas estructurales de las políticas estatales (en este caso la política energética) derivaron en perpetuación de la vulneración de los derechos de la población y la resolución de la sentencia obliga a las instituciones a atender el problema.

Es así como decisiones políticas que implican trámites de expropiación de tierras requieren un trabajo comunitario con antelación a su implementación, porque la historia del conflicto armado en el país ha ocasionado la formulación de un marco de protección del desplazamiento forzoso interno. Si bien esto no

⁶ Citando la Ley 2099: “ni en contraposición de lo establecido en la Ley 1930 de 2018”. La Ley 1930 de 2018, dicta disposiciones para la gestión integral de los páramos en Colombia

⁷ Actividad que debe ser adelantada por parte del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), la Agencia Nacional de Tierras (ANT) y la Superintendencia de Notariado y Registro (entre otras).

es exclusivo de los proyectos de energía renovable, si es algo que puede tenerse en cuenta para tener una aceptación social en el desarrollo de las actividades.

- 3 En la actualidad la generación geotérmica está siendo promovida especialmente por el sector extractivo de las energías fósiles, como el gas y el petróleo. Así, la adopción de esta nueva tecnología de generación está siendo apalancada por la cadena de valor fósil, desarrollándose en proyectos conjuntos o en aprovechamientos de explotaciones depreciadas o envejecidas de este tipo de recursos. Esta dependencia de la geotermia como tecnología emergente, en las cadenas productivas establecidas por los fósiles, podría condicionar su desarrollo a la coexistencia con estas fuentes tradicionales.
- 4 Lo ecosistemas representan también una oportunidad para la competitividad local a través del turismo de naturaleza, que se ha posicionado de manera especial en zonas que tienen ecosistemas de páramos o bosques altoandinos, con lagunas y paisajes de atracción turística. El diagnóstico de turismo de naturaleza (Mincomercio, 2012) muestra que 11 departamentos identifican las potencialidades económicas de la visita de ecosistemas de páramos, como una apuesta productiva de interés para el desarrollo local. La descentralización es una condición que permite que los gobernantes locales determinen sus apuestas de competitividad, no obstante, la línea de política en el sector energético, podría entrar en contradicciones con las apuestas locales que hacen uso de este tipo de ecosistemas. Es decir, que si se plantean proyectos de energía que impactan negativamente paisajes, como atractivo turístico, entraría en detrimento de la apuesta de competitividad, de generación de empleo local, y de fortalecimiento de actividades productivas de largo plazo y sostenibles.

4.3.1 Caso Paipa

Apuesta de desarrollo local: El turismo en el departamento de Boyacá se ha venido posicionando como un dinamizador de la economía local, que desde mediados de la primera década del siglo ha incrementado su actividad, especialmente con turismo extranjero. Reconociendo dicho potencial, el departamento de Boyacá lleva diferentes

planes de desarrollo consecutivos comprometido con el ecoturismo en el departamento, en el marco del cual se han formulado políticas en pro del turismo, como el plan sectorial de turismo (208-2010) y la Visión 2020 del turismo colombiano, entre otros (Plan de Desarrollo turístico sostenible del departamento de Boyacá, 2012).

El Plan de Desarrollo vigente del municipio de Paipa proyecta crecimientos en el sector turístico para este cuatrienio porque es un sector que representa un impulso para el empleo local y disminución de la pobreza, así mismo, busca aprovechar los 16 atractivos turísticos y mantenerse como un epicentro del turismo de bienestar y salud por sus aguas termales (Plan Desarrollo 2020-2023, Paipa).

Apuesta desde el orden Nacional: Se está analizando el desarrollo de un proyecto de geotermia en Paipa (SGC, 2019), iniciativa que deberá articularse la apuesta local de turismo, teniendo en cuenta que algunos de los impactos sociales del desarrollo geotérmico son desplazamiento de la población local, disputas sobre los derechos de la tierra, problemas de tráfico, infraestructura, ruidos, que pueden afectar las apuestas de competitividad locales, previamente concertadas o socializadas con la comunidad.

4.4. Retos

El Ministerio de Minas y Energía expedirá un reglamento de condiciones técnicas para establecer los requisitos y obligaciones de los desarrolladores de los proyectos para las etapas de exploración y explotación. Se determinará cómo se adelantarán etapas de perforación, abandono, taponamiento de pozos y requerimientos para la preservación del recurso.

De manera coordinada con el Ministerio de Ambiente, la ANLA y las Corporaciones, se deberán determinar los términos de referencia para adelantar los estudios de impacto ambiental, así como los trámites ambientales para el desarrollo de la actividad.

Se deberá dar prioridad al saneamiento predial de las zonas donde se identifique potencial de desarrollar proyectos de geotermia, a su vez, dando celeridad a los procesos de participación comunitaria que mitigue los riesgos sociales mencionados por la informalidad de la tenencia de la tierra y posibilite el desarrollo de proyectos que generen valor social.

5

Hidrógeno azul y verde

(Capítulo IV)

La Ley 2099 reconoce como Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER) indistintamente al hidrógeno azul y al verde, aunque el hidrógeno azul provenga por definición de fuentes fósiles.

Otorga integralmente los beneficios de la Ley 1715 de forma que las inversiones, los bienes, equipos y maquinaria destinados a la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, re-electrificación, investigación y uso final del Hidrógeno Verde y Azul, gozarán de los beneficios de deducción en el impuesto de renta, exclusión de IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada.

(capítulo IV artículos 5 y 21)

5.1. ¿Cuál es el rol del Hidrógeno en la transición energética? y ¿en qué se diferencia el hidrógeno azul del verde?

En la transición energética el hidrógeno tiene un rol importante debido a que es uno de los combustibles más seguros en cuanto a suministro, pues puede obtenerse en cualquier momento del día y bajo cualquier temporada del año (Van de Graaf, 2021). El comportamiento del hidrógeno lo hace un gran vector energético⁸ al contener más energía por unidad de peso que los combustibles fósiles, y como combustible, puede generar electricidad o calor al realizarse su combustión, en donde su producto emitido es vapor de agua inocuo.

Al señalar que el hidrógeno es un vector energético debe aclararse que no es una fuente de energía renovable, como el sol o el viento, los cuales pueden ser aprovechados directamente de la naturaleza (Van de Graaf, 2021). En virtud del método de producción se le ha dado un apellido al tipo de hidrógeno, según un código de colores (Tabla 4). En esta diversidad de fuentes de producción de hidrógeno, mayoritariamente su obtención a escala mundial se ha basado en combustibles fósiles, como carbón, gas natural y petróleo (gris) (Fúnez, Almanza y Fuentes, nd); mientras que el obtenido por electrólisis del agua es considerado limpio (verde). La

generación de este último consiste en separar el agua a partir de energía renovable como la solar, oceánica, eólica, geotermia o biomasa. Es decir, que dependiendo de la manera cómo se produce el hidrógeno podrá o no contribuir en los esfuerzos de descarbonización del sector energético.

Tipos de hidrógeno			
Color	Hidrógeno gris	Hidrógeno azul	Hidrógeno verde
Proceso	Reformado de metano con vapor o gasificación	Reformado de metano con vapor o gasificación con captura de carbono	Electrólisis
Fuente	Gas Natural o carbón	Gas Natural	Electricidad a partir de fuente renovable

Tabla 4. Tipos de hidrógeno. Tomado de Van de Graaf, 2021.

Por su parte, el hidrógeno azul también se produce a partir de combustibles fósiles, pero se incluye un proceso de captura y almacenamiento de CO₂, por lo que cambia su color de gris a azul.

⁸ La característica fundamental del hidrógeno es que, aunque no es en sí una fuente energética, es un portador de energía como la electricidad. Es decir, el hidrógeno es un vector energético que se usa para almacenar y transportar la energía.

Así las cosas, se debe resaltar que las tecnologías de captura solo permiten reducir las emisiones de GEI entre el 85 y 95% (IRENA, 2020), por lo que no debería darse el mismo tratamiento a estos dos hidrógenos, pues, como se mencionó anteriormente, es el verde el que realmente debería ser promovido por el gobierno, en una transición energética que procura descarbonizar al sector.

Finalmente, complementando la información entorno al hidrógeno, hacer uso de carbón para obtener hidrógeno, mediante un proceso que consiste en llevar el carbón a altas temperaturas para que pase a estado gaseoso, el cual, mezclado con agua, se genera hidrógeno y monóxido de carbono, cuando el monóxido de carbono se mezcla con agua nuevamente (en un segundo reactor a menor temperatura) genera hidrógeno y dióxido de carbono. Es así como se generan gases de efecto invernadero que deben ser capturados y tratados para que el hidrógeno pueda llegar a ser un proceso limpio (libro de hidrógeno, 2020).

5.2. ¿Cuál es la apuesta del hidrógeno en la Ley 2099?

El gobierno Nacional lanzó la hoja de Ruta de Hidrógeno de Colombia justificando que el hidrógeno es una herramienta para cumplir con las metas del Acuerdo de París. Dada la versatilidad del hidrógeno se proyectan diversos usos, principalmente en la generación de energía eléctrica destinada para el sector residencial y comercial, así como en la descarbonización de los sectores transporte e industria.

Lo que resulta contradictorio en esta apuesta es que se fomenta principalmente la producción de hidrógeno azul, a partir de las reservas de petróleo, gas y carbón. De esta manera, inicialmente el país haría uso de las reservas de gas natural, proyectadas para aproximadamente ocho años, así como las reservas de carbón ubicadas principalmente en el Caribe colombiano, y en el largo plazo (a partir del 2040) se hará uso de la oferta hídrica y el fomento de energía renovable, para generar hidrógeno verde (Hoja Ruta del Hidrógeno, 2021).

En el mapa de la Figura 6 se muestran las producciones de gas en el país, por un lado, en achurado fucsia se presentan los yacimientos de gas offshore concentrados en la región Caribe, así como en puntos rojos las producciones de gas natural registradas entre 2015 y 2021, ubicadas a lo largo del Caribe y la Orinoquía, principalmente. Esto denota la prioridad que se ha dado a la explotación de gas, recurso que se está beneficiando de una legislación que debería promover únicamente las fuentes de energía renovable, y en lugar de eso, perpetúa el uso del gas mediante la intensificación del modelo extractivo en el que se obtiene un subproducto aprovechable, como es el hidrógeno azul.

5.3. ¿Cómo funcionan las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono?

(Capítulo IV artículos 22 a 25)

La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono constituye un proceso que consiste en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía (IPCC, 2005). Puede aplicarse a diferentes recursos y se desarrolla en tres fases: (i) remoción de dióxido de carbono proveniente de la fuente de emisión, (ii) su transporte mediante ductos presurizados y (iii) su inyección en un sitio con características geológicas que permitan su retención. Las tecnologías empleadas pueden variar dependiendo del momento en el cual se realiza la captura: (i) antes de la combustión (pre-combustión), se orienta a la producción de combustibles más limpios; (ii) durante la combustión (oxicombustión), y finalmente, (iii) posterior a la combustión (post-combustión). Los tres momentos presentan ventajas y desventajas (Tabla 5), sin embargo, en el último escenario, se tiene la posibilidad de implementarlo en cualquier planta existente sin mayores modificaciones.

Siendo la principal meta de estas tecnologías la captura de carbono, y teniendo en cuenta que las emisiones de CO₂ provienen principalmente de la quema de combustibles fósiles, estas tecnologías

Ventajas	Desventajas
Pre - combustión	
Permite capturar cerca del 90% del CO ₂	Alta inversión de capital
Si se incluye reactor de cambio se incrementa la inversión, su captura es del 18-30%	Necesita ser construido con las instalaciones del proyecto
Penalización energética del 20%	No se puede adaptar a viejas centrales eléctricas de carbón
Combustión	
Baja emisión de óxidos de nitrógeno	Muy alta inversión de capital
No hay necesidad de procesos químicos	La adaptación de las centrales eléctricas es costosa y compleja
Captura hasta 100% de CO ₂	Unidad de separación de aire intensiva en energía
Post-combustión	
Captura cerca del 90% de CO ₂	Alta inversión de capital
Máximo grado de pureza en el CO ₂ capturado	Penalización energética superior al 30%
No requiere cambios fundamentales en los procesos de las plantas	El costo de generación de unidad de electricidad aumenta hasta en 140% en carbón y 60% en gas

Tabla 5. Ventajas y desventajas de las tecnologías de captura de carbono. Fuente: Newcastle University

permitirían que los combustibles fósiles avancen en innovación y tecnología para que puedan ser utilizados produciendo bajas emisiones de GEI. Lamentablemente, aunque se han logrado importantes avances tecnológicos, diversos estudios han mostrado reducciones que oscilan entre el 85 y el 95% de las emisiones de GEI (IPCC, 2005), es decir que no se logra una eliminación neta.

También deben tenerse en cuenta aspectos técnicos que dificultan la aplicación de las tecnologías de CCUS, por un lado, el proceso implica una inversión energética que ocasiona un costo nivelado de electricidad, el cual por tonelada reducida puede significar 125 USD, al requerir entre el 10 y 40% más energía que una planta que no tenga la tecnología de captura. Por otro lado, la distancia entre el lugar de emisión y de almacenamiento puede complejizar su implementación. El transporte de los gases requiere gasoductos de alta presión, o podría ser transportado en forma líquida a temperaturas menores a la temperatura ambiente y presiones más bajas en buques o transporte terrestre. Estos costos de transporte variarán dependiendo de la distancia, cantidad transportada, estado de los GEI y medio de transporte. Los oleoductos son considerados el método más viable para transportar grandes volúmenes de CO₂, el desafío es la creación de múltiples fuentes de CO₂ y sitios de almacenamiento.

Los mayores avances en esta tecnología se ligan al petróleo y gas. Actualmente se encuentran en

funcionamiento 28 instalaciones comerciales, de las cuales 22 operan para petróleo, ubicadas en Noruega, Australia, Estados Unidos y Canadá (Sun *et al*, 2021). Actualmente se proyecta desarrollar mediante la conformación de clúster y no individualmente, reduciendo costos y riesgos, así como fomentando el interés por la tecnología (Sun *et al*, 2021).

Finalmente, los costos han sido la principal barrera para el desarrollo de la tecnología (Sun *et al*, 2021). La producción de hidrógeno gris, es decir el generado a partir de gas natural sin captura de carbono, oscila entre 1,5 y 3/kg dólares (IEA, 2019), añadir la captura de carbono para pasar a un hidrógeno azul incrementa a 2 euros/kg (Comisión Europea, 2020).

5.4. Casos Europeos

- a.** Escocia instalará la planta de captura más grande de Europa, por medio de la cual se esperan capturar hasta un millón de toneladas de CO₂ al año, enterrándolo en las profundidades del mar del Norte. Las empresas Carbon Engineering y Storegga esperan tener la planta funcionando en el año 2026. En este proyecto se proyecta un rango de valor por tonelada que oscila entre 94 y 232 dólares, en donde 100 dólares por tonelada es el valor proyectado para dar viabilidad económica (MIT Technology Review, 2021).

- b.** El proyecto Northern Lights posicionará a Noruega como uno de los países líderes en la captura y almacenamiento de carbono. Se espera que esté en funcionamiento para el año 2024 y su vida útil será por 25 años, con proyecciones de captura de 1,5 millones de toneladas de CO₂ al año. El costo estimado del proyecto asciende a los 2 MM de dólares. Las emisiones provienen de una planta de cemento ubicada cerca de Oslo (EnergiMinas, 2021)

5.5. Riesgos

- 1** Se promueve y beneficia la producción de gas natural amparado en que constituye el recurso primario de generación de hidrógeno azul; en lugar de que se haga una estrategia política y económica que promueva la generación de hidrógeno verde, el cual contribuye al cumplimiento del Acuerdo de París.

Debe tenerse en cuenta que los hidrógenos azul y verde tienen cadenas de valor completamente diferentes, por lo que no resulta coherente plantear al gas natural como el puente para llegar al hidrógeno verde (Van de Graaf, 2021).

- 2** Ante la carencia de gas natural, la apuesta de producción de hidrógeno azul no podrá cumplirse. De acuerdo con los balances de gas natural que elabora la UPME se puede presentar insuficiencia en la atención de la demanda de gas, es decir, Colombia podría tener problemas de abastecimiento. Es más, se han presentado suspensiones del servicio

de gas natural en el segundo semestre de 2021 en algunos departamentos, viéndose perjudicados especialmente el mercado industrial y los vehículos⁹. Ante este escenario, no es pertinente promover la generación de hidrógeno azul, a partir de gas natural, pues no se tiene certeza del tiempo de vida útil de los yacimientos.

- 3** Teniendo en cuenta los costos relacionados con el desarrollo y la implementación de los proyectos de captura y secuestro de carbono, se deberá velar por no generar incrementos en el valor de la energía.

5.6. Retos

El principal reto fijado por la Ley 2099 es la formulación de la política pública que promueva la investigación y desarrollo de tecnologías para adelantar la captura y almacenamiento de carbono; en conjunto con los mecanismos que establezca el MME para adelantar la reconversión tecnológica que contribuya en la reducción de las emisiones de GEI en el sector.

Por otro lado, al tener en cuenta que las tecnologías de secuestro y almacenamiento de carbono no pueden asegurar la carbono neutralidad en la generación de hidrógeno azul, los generadores deberán hacer uso de otros métodos para certificar su neutralidad en términos de emisiones de GEI. Estos proyectos adicionales deberán fomentar la innovación y el desarrollo tecnológico en el sector, de tal forma que se promueva la eficiencia energética y se aprovechen los residuos de la cadena productiva, para impulsar la economía circular del sector, entre otros.

⁹ Artículo de INFOBAE: Colombia: EPM suspendió distribución en Medellín y Antioquia, 2 septiembre 2021.

6

Gas combustible

6.1. ¿Qué dice la Ley sobre el gas combustible?

La Ley 2099 no desarrolla un capítulo para el gas combustible; no obstante, como se ha venido detallando, se promueve el gas a lo largo de todo el texto de la ley.

Se destinan recursos del fondo FONENERGÍA para financiar proyectos que procuren las soluciones energéticas a partir de gas combustible; así mismo, se perpetúa el gas natural mediante subsidios que se le brindan a usuarios de menores ingresos. También otorga beneficios al gas al amparo del argumento y la urgencia de la reactivación económica, procurando racionalizar trámites, es decir priorizar el licenciamiento ambiental de los proyectos de gas, así como proporcionar facilidades frente a las evaluaciones de los Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Finalmente, señala al gas como el puente para avanzar hacia la producción de hidrógeno verde, pues para el corto y mediano plazo se fomenta desarrollar hidrógeno azul, a partir de gas natural, y para el largo plazo se produciría hidrogeno verde.

6.3. ¿Cuál es la apuesta gubernamental con el Gas combustible en una Ley de transición energética?

Lo primero que se debe resaltar en esta apuesta gubernamental, es que los estudios oficiales afirman que actualmente el país cuenta con reservas de gas natural probadas por debajo de los 10 años, debido al aumento en el consumo, los pocos descubrimientos y la declinación de campos clave como Chuchupa y Ballena en La Guajira (Memorias-CongresoMME-2020.pdf (minenergia.gov.co)).

Ante esta realidad, en el corto plazo se pueden presentar escenarios en los que la demanda de gas supere a la oferta, situando al país ante una posible necesidad de ampliar la autosuficiencia energética, bajo escenarios de importación, exploración de yacimientos continentales, exploración y producción de yacimientos no convencionales, además de ex-

ploración y producción costa afuera (naturgas (minenergia.gov.co)).

Para el Gobierno Nacional el gas ocupa un rol fundamental en la transición energética, ya que es un pilar muy importante en la economía nacional, además existe hace más de 20 años una infraestructura y cadena de valor, con experiencia en la exploración, extracción y distribución de este recurso, por lo que el gobierno espera garantizar el suministro energético sin interrupciones a un precio asequible, mientras se incorporan FNCER a la matriz energética.

Para el gobierno nacional el gas combustible no solo servirá de respaldo en la incorporación de FNCER, sino que se estima para el 2050 aumentará su participación aproximadamente 31%, alcanzando para ese año 46% en la totalidad de la matriz energética. Su uso se destina a sectores como transporte, residencial, comercial, industrial y generación de energía eléctrica, sustituyendo energéticos como el bagazo, leña, combustibles líquidos y carbón.

6.4. Riesgos

- 1 El Gobierno Nacional debe definir la ruta de la transición energética alineada con la gestión del cambio climático. Perpetuar el uso de combustibles fósiles se encuentra en contravía de la reducción de emisiones de GEI, mientras que optar por las FNCER hará posible cumplir metas de mitigación.
- 2 Las FNCER representan una gran oportunidad para incrementar el acceso a energía eléctrica. Esto se relaciona directamente con el principio de confiabilidad y acceso a la energía, y contribuye a las prioridades del Gobierno y los compromisos de la Agenda 2030 (reducción de la pobreza y de la desigualdad). Una de las principales razones se debe a que, tal como lo publica el MME (2019), las reservas de gas natural en el mediano plazo serán escasas y la importación de este combustible se traducirá en incrementos de precios para el consumidor (figura 7).

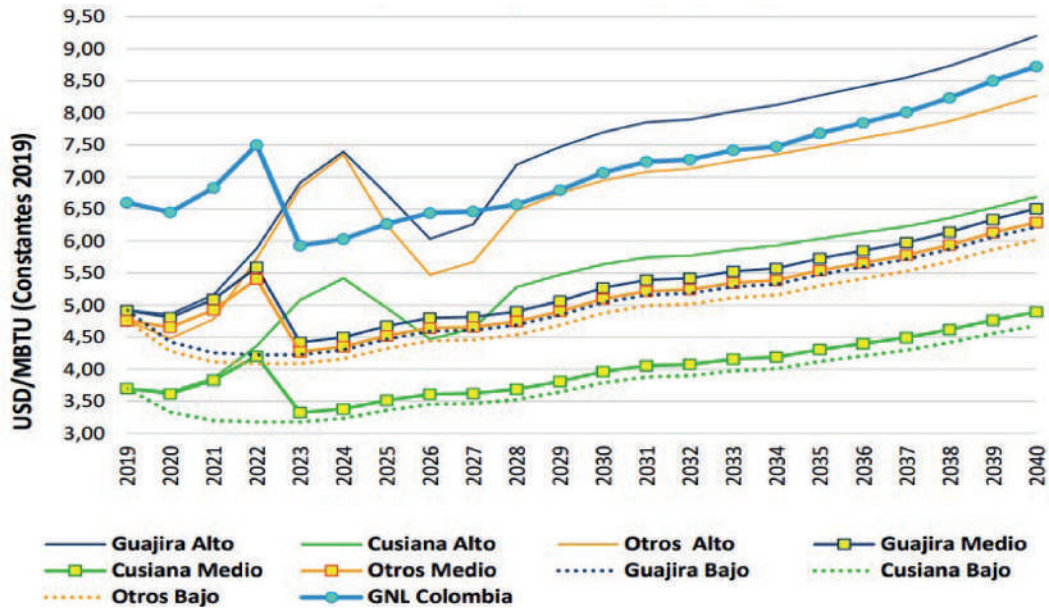


Figura 7. Escenarios futuros de precios de gas para fuentes nacionales. Fuente: Wood Mackenzie, Bolsa Mercantil. Cálculos: UPME PEN_documento_para_consulta.pdf (upme.gov.co)

- 3 Así las cosas, el Gobierno Nacional debe priorizar una solución de largo plazo, para esta problemática, en donde la independencia energética a partir de FNCER, constituyen una gran oportunidad.
- 4 La ausencia de reservas de gas natural ha ocasionado la proyección desde el Gobierno Nacional de promoción de exploraciones continentales y costa afuera, así como yacimientos

no convencionales haciendo fracking, el cual tiene como objetivo fracturar hidráulicamente las rocas para poder extraer el gas. El consejo de estado desde el 2018 suspendió las dos normas que regulaban el fracking, considerando el principio de precaución de la Constitución cuando se habla de políticas ambientales que deben estar sustentadas en procesos de investigación científica, y en este caso sobre los efectos del fracking se tienen más dudas que certezas.

7

SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - ZNI

(Capítulo V)

7.1. ¿Cómo es el servicio público de energía en las ZNI?

El suministro de energía eléctrica a un domicilio mediante soluciones individuales de generación se considera, servicio público domiciliario de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI). Es decir que la cobertura del servicio es medida en Colombia no solo incluyendo los beneficiarios del SIN, sino también los que cuentan con energía por medio de soluciones como las plantas de generación diésel.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ha realizado periódicamente un diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, para el año 2020 hizo evidente que las ZNI representan el 52% del territorio nacional, ubicadas en las regiones del Pacífico, la Orinoquía y la Amazonía principalmente (Superservicios, 2020). Es importante especificar esta información, pues de acuerdo con las cifras oficiales, el índice de cobertura de Energía Eléctrica para el año 2015 a nivel nacional fue de 96,9%, para el área urbana el valor fue de 99,7% y para la rural 87,8% (UPME, 2016). Así, al día de hoy, cerca de 2 millones de personas no tienen cobertura del servicio de energía eléctrica y unos 2,2 millones no cuentan con el servicio la mitad del día o más horas¹⁰ (DANE, 2018; IPSE, 2021; Superservicios, 2021).

Aunque la cobertura de energía del país es amplia, se debe proveer el servicio al 100% de la población, para brindarles una vida digna, tal como lo promulga la Constitución Política.

En este sentido la Ley 2099 busca solucionar esta problemática en las regiones con mayores dificultades

de acceso mediante: (i) el subsidio de soluciones energéticas para promover el interés de desarrolladores de proyectos de energía; y (ii) el mejoramiento de la gobernanza de los proveedores, de forma en que estos tengan condiciones sostenibles y se optimice el uso de recursos e información. En particular, las medidas que define para lo anterior son:

Se imponen requisitos de idoneidad y sostenibilidad (10 años) para nuevos prestadores de servicios de energía eléctrica en ZNI.

- Se define al Instituto para la Economía Social (IPES) como promotor de soluciones para las ZNI, especialmente mediante FNCER y con prelación de recursos del FONENERGIA.
- Se definen mejores requisitos de información para los prestadores de ZNI.
- Se crea la posibilidad de devoluciones de CAPEX de infraestructura y costos asociados a uso de activos de generación a prestadores de ZNI y aquellos que se quieran interconectar al SIN.
- Se crean subsidios a las tarifas de soluciones fotovoltaicas individuales en ZNI.
- Se crean mecanismos para la transferencia de activos públicos depreciados a entidades territoriales, empresas de servicios públicos o de gas combustible públicas o mixtas.

En este esfuerzo, se identifica como punto crítico el acompañamiento, enseñanza que se debe brindar a la comunidad y en general la apropiación de la nueva tecnología, para evitar perder los esfuerzos implementados en los proyectos.

¹⁰ Cálculos propios a partir de la información pública del censo poblacional del 2018, la caracterización de ZNI del IPSE y el informe del SUI de la Superintendencia del Servicios Públicos.

8

Racionalizar trámites para los proyectos de energía

(Capítulo VI)

La licencia ambiental ha sido un mecanismo empleado por la autoridad ambiental para controlar los daños que ocasionan las actividades humanas sobre los recursos naturales. No obstante, tal como lo demuestra la última evaluación nacional de la biodiversidad (2019), uno de los motores de mayor incidencia en la transformación de los ecosistemas está vinculado con el cambio del uso del suelo ocasionado por diversos tipos de proyectos. Un claro ejemplo es el requerimiento de suelo extraurbano que solicitan las ciudades grandes, debido a su aumento de población constante. En particular Bogotá para el período 2007-2008 requirió 3.923.381 hectáreas adicionales para cubrir sus necesidades de generación de energía, abastecimiento de agua, producción de alimentos, transporte, entre otras. Esta es una situación de carácter exponencial, que puede derivarse en aumento directo de GEI, teniendo en cuenta que este fenómeno es de las causas más relevantes del cambio climático.

En virtud de la recuperación económica, la Ley 2099 trae consideraciones para la racionalización de trámites, en especial aquellos que tienen que ver con el licenciamiento ambiental de los proyectos energéticos:

Si bien al menos 10% del PIB colombiano deriva de la explotación de recursos naturales (Humboldt, 2190), realizar una gestión integral de los recursos naturales implica que el desarrollo se logre dentro de los límites y capacidades de los ecosistemas. Estos límites son estudiados y propuestos para cada

ecosistema por las autoridades ambientales, quienes, al tener información de las actividades socioeconómicas locales, estiman la capacidad que tienen los ecosistemas de soportar más intervenciones sin perder su función.

La racionalización de trámites establecida por la Ley 2099, mediante la cual se permite dar inicio a las actividades actualmente en proceso de evaluación por parte de la autoridad ambiental, facilitar la licencia, o eliminar los Diagnósticos Ambientales de Alternativas (DAA), por medio de los cuales se selecciona la mejor alternativa de implementación de los proyectos minimizando impactos ambientales, es un proceso contradictorio con la gestión ambiental que se debe adelantar. Por tanto, el Gobierno Nacional, desde todas sus instituciones debe ser consciente de la responsabilidad que tiene el Estado en la pérdida del patrimonio que resulta por este tipo de procedimientos.

Aunque para el empresario repercute en recursos, el trámite no solo implica el análisis de la situación inicial del ecosistema que se va a deteriorar por la actividad, sino por los controles que debe desarrollar la autoridad ambiental, por medio del cual se puede exigir una compensación sobre los recursos naturales que se perturban, y en casos extremos, aplicar las vías administrativas y penales a las que haya lugar, pues es bajo el principio de legalidad que conductas repudiables pueden ser sancionadas, como el caso del daño ambiental sobre ecosistemas.

9

Institucionalidad del sector energético

La Ley 2099/2021 concentra en pocas instituciones los procesos de evaluación, requerimientos técnicos, sanciones y parámetros ambientales de los proyectos de energía, simplificando con respecto a la norma anterior (Figura 8).

	Ley 1715	Ley 2099
Evaluación y certificación de proyectos de FNCER, para obtener beneficios tributarios	MADS MME	UMPE
Requerimientos, seguimiento y control de la reglamentación técnica y sancionatoria	MME CREG	MME
Parámetros ambientales	MADS y autoridad ambiental	

Figura 8. Modificaciones de las funciones institucionales entre la Ley 1715 y la 2099.

La Figura 9 corresponde a un análisis de redes, el cual se obtuvo determinando unas calificaciones de 0 a 3 según la cantidad de funciones que determina la Ley 2099 a las instituciones previamente señaladas. En estos valores 0 corresponde a una carencia de relacionamiento entre las instituciones, y 3 a una estrecha relación entre las instituciones. Se encontraron tres instituciones centrales para la implementación de la Ley, el Ministerio de Minas y Energía, seguido de los inversionistas y los prestadores del servicio de energía eléctrica.

El Ministerio de Minas es la entidad central en la implementación de la Ley, ya que tiene funciones como: Manejo de recursos gubernamentales para la implementación de FNCER, requerimientos técnicos y sancionatorios además de ciertos incentivos y subsidios, entre otros. Asimismo, los inversionistas juegan un rol muy importante ya que sin su intervención muchos proyectos de FNCER no se masificarían, finalmente los prestadores del servicio son los encargados de entregar a los usuarios el suministro energético.

Instituciones como Ministerio de Ambiente, investigadores, fondos, UPME, superintendencia y usuarios, tienen un rol muy importante en la implementación de la ley, pero poseen menor relación interinstitucional.

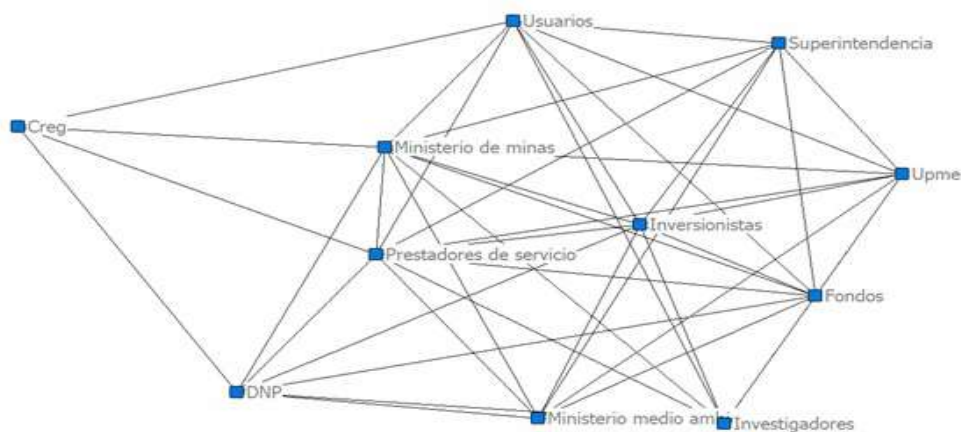


Figura 9. Red de los actores requeridos para la implementación de la Ley 2099.

Literatura consultada y referenciada

- Amaya G. 2016. Análisis de aplicabilidad técnica de la Ley 1715 de 2014 en el país. Universidad de La Salle. <https://ciencia.lasalle.edu.co/ing:electronica/108>
- ANDI. 2017. Seguridad Jurídica. Importancia de la seguridad jurídica para el crecimiento y la inversión. Capítulo 9. Bogotá, Colombia.
- Cámara de Comercio de Bogotá. 2018. Identificación y cierre de brechas de capital humano para el Clúster de Energía Eléctrica de Bogotá-región.
- Castaño M. & García J. 2020. Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia. Lecturas de Economía. No. 93. Medellín Colombia.
- Chahín, C., Ferrerira A., Madero D. & Vásquez M. 2020. Consultoría en apoyo a la Misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación del gas natural. BID. The World Bank.
- Contraloría General de la República. 2017. Informe Auditoría de cumplimiento a los Fondos eléctricos a nivel nacional. Vigencia 2012 a 2016. Bogotá, Colombia.
- CorpoEma. 2010. Formulación de un Plan de Desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia. UPME. Bogotá, Colombia.
- DANE. (2019). Censo Nacional de Población y Vivienda. Bogotá.
- Departamento Nacional de Planeación. 2017. Energy Demand. Situation in Colombia. Misión de Crecimiento Verde.
- Departamento del Atlántico. 2017. Acuerdo 012. Plan Básico de Ordenamiento Territorial.
- Energías Renovables. 2021. Especial Eólica. Vol 199. www.energias-renovables.com
- European Commission; Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaken. (2019). Towards a Dual Hydrogen Certification System for Guarantees of Origin and for the Certification of Renewable Hydrogen in Transport and for Heating & Cooling.
- FENOGÉ. (2020). Presentación FENOGÉ Exposolar 2020. Presentación FENOGÉ Exposolar 2020, (págs. 1-21). Medellín.
- FENOGÉ. (01 de Noviembre de 2021). Fenoge.com. Obtenido de Fenoge.com: <https://fenoge.com/>
- Fúnez, C, Almansa E. & Fuentes D. El Hidrógeno, vector energético del futuro. Actualidad tecnológica. Energía.
- Giraldo M. Vacca R. & Urrego A. N.D. Las energías alternativas ¿Una oportunidad para Colombia?.
- Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? Energy, Science and Engineering, 1676-1687.
- Hoyos, S., Franco C. & Dyner I. 2017. Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio. Ingeniería y Ciencia. Universidad EAFIT. Bogotá, Colombia.
- METZ, D., et al. "Informe especial del IPCC. La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono." (2005): 92-9169.
- IPCC. (2014). AR5 Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. New York: Cambridge University Press.
- IPSE. (2021). Caracterización de usuarios no conectados.
- IRENA. (2018). Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2018.
- Ley 1930. 2018. "Por medio de la cual se dicta disposiciones para la gestión integral de los páramos en Colombia".
- Ley 1715. 2014. "Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional".
- Martínez Y. Manotas D. & Ramírez H. 2021. Análisis de opciones reales para la valoración financiera de proyectos de energía geotérmica en Colombia. Revista CEA. Vol 7. No. 15.

Ministerio de Minas y Energía. 2004. Resolución 180398. "Por medio de la cual se expide el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE". Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. 2016. Plan Indicativo de Eficiencia Energética -PAI PROURE 2017-2022. UMPE. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. 2018. Resolución 40307. "Por medio de la cual se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio climático para el Sector Minero Energético -PICC". Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. 2020. Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible. UPME. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. 2021. Transición Energética: Un legado para el presente y futuro de Colombia. Gobierno de Colombia. BID. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. 2021. Gas natural en Colombia. Retos y Oportunidades. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. 2021. Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia. BID, I-deals Everis Group, IIT, Montoya&Asociados. Bogotá, Colombia.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2015). Marco Fiscal de Mediano Plazo 2015. Bogotá.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). INFORME DE EJECUCIÓN FINANCIERA ACUMULADO 2021. Bogotá.

Ministerio de Minas y Energía. 2021. Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Bogotá.

Moreno L. & Vargas C. 2013. La tecnología del hidrógeno. Una oportunidad estratégica para la perdurabilidad del sector energético en Colombia. Universidad del Rosario.

Moreno D., López-Sánchez J. & Blessen D. 2020 "Geothermal energy in Colombia as of 2018," Ing. Univ., vol. 24, 2020. <https://doi.org/10.11144/Javeriana.iyu24.geic>

Name, J.D. 2020. Exposición de Motivos "Por medio de la cual se modifican y se adicionan algunos

artículos de las leyes 56 de 1981, 142 de 1994, 143 de 1994 y 1715 de 2014 y se dictan otras disposiciones para la transición energética, la reactivación económica del país y para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible". Congreso de la República de Colombia.

Novoa E. 2020. Utilidad Pública, Derechos vulnerados e impactos ambientales. Asociación Ambiente y Sociedad. Ediciones Aurora. Bogotá, Colombia.

Pistonesi H., Bravo, G. & Contreras R. 2019. Mapeo situacional de la planificación energética regional y desafíos en la integración de energías renovables. Hacia una planificación sostenible para la integración energética regional. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2019/69), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Puentes C. 2020. Recomendaciones para afrontar los impactos de las fuentes de energía renovables no convencionales sobre la transición de energía eléctrica en Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.

Superintendencia de Servicios. 2020. Zonas No Interconectadas. Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica. Bogotá, Colombia.

Superintendencia de Servicios. 2020. Públicos Domiciliarios DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA. Bogotá.

Torres, F. R. 2016. Análisis de marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la Ley 1715 de 2014. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería. Bogotá, Colombia.

UPME. 2015. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá. Colombia.

UPME. 2020. Proyección demanda de energéticos ante el COVID 19. 2020-2026. Bogotá, Colombia.

UPME. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá.

Villada F., Lezama J. & Muñoz N. 2017. Effects of incentives for Renewable Energy in Colombia. Ingeniería y Universidad. Vol 21. No 2.