

Retos de la transición energética en los sistemas de distribución del sector eléctrico
colombiano

Ing. Jaris David Camargo Martínez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en sistemas de distribución de energía
eléctrica

Director

Gabriel Ordóñez Plata

Doctor Ingeniero Industrial, área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Primeramente, a Dios todopoderoso, a quien debo la existencia de todo lo que soy y me ha dado las capacidades para conseguir este importante logro en mi vida profesional.

A mi esposa Astrid Carolina Jaimes Rueda por su apoyo y amor incondicional, siempre has creído en mí.

A mis padres Jaime José Camargo Ramos y Rosmery Martinez Mercado, motor y eje fundamental de mi vida, quienes en momentos de dificultad aparecían para inspirarme con su ejemplo y amor a seguir adelante.

A mis hermanos Yomeiris Patricia, Jader David y Katerin Daniela por ser una de las razones para seguir este camino. Quería dedicarles esto con todo mi corazón.

A la gloriosa Universidad Industrial de Santander por formarme con altos estándares técnicos y humanos, siempre estaré agradecido con mi alma mater.

Al selecto grupo de docentes de la E3T que se encargaron con sabiduría, disciplina y amor de enseñarnos Ingeniería.

Jaris David Camargo Martinez

Contenido

	Pág.
Introducción	8
1. Objetivos	11
1.1 Objetivo general	11
1.2 Objetivos específicos	11
2. Marco teórico	12
2.1 Transición energética	12
2.2 Sistemas de distribución de energía eléctrica	13
2.3 Energías renovables	14
2.4 Aspectos claves a considerar en la transición energética	14
3. Los sistemas de distribución en Colombia en el marco de la transición energética	16
3.1 Visión internacional	16
3.2 Sistema de distribución de energía eléctrica en Colombia	17
3.3 Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC)	18
4. Retos de los sistemas de distribución en Colombia para la transición energética	20
4.1 Visión internacional	20
4.1.1 <i>Desafíos socio políticos</i>	21
4.1.2 <i>Desafíos Tecno – Económicos</i>	22
4.2 Retos técnicos	22
4.3 Retos económicos	24
4.4 Retos regulatorios	26
4.5 Retos sociales	28
4.5.1 <i>Deficiencias en los requerimientos, procedimientos y garantías para la participación en el sector minero energético.</i>	28

<i>4.5.2 Falta de articulación interinstitucional y de armonización de planes de ordenamiento territorial y planes sectoriales.</i>	30
<i>4.5.3 Falta de incentivos de transición tecnológica con enfoque diferencial</i>	32
<i>4.5.4 Falta de efectividad en la distribución de beneficios de los proyectos</i>	33
<i>4.5.5 Afectaciones desproporcionadas por el desarrollo de proyectos</i>	33
4.6 Una mayor oferta de energía eléctrica no necesariamente reduce las brechas	34
5. Análisis prospectivo: retos de la transición energética en los sistemas de distribución del sector eléctrico colombiano	37
5.1 Desafíos técnicos	37
<i>5.1.1 El auge de las energías renovables</i>	37
5.1.1.1 Energía hidroeléctrica.	38
5.1.1.2 Energía solar fotovoltaica y solar térmica.	39
5.1.1.3 Energía eólica terrestre y costa afuera.	39
5.1.1.4 Biomasa y bioenergía.	40
5.1.1.5 Energía geotérmica.	40
5.1.1.6 Energía marina.	41
5.1.1.7 Otras tecnologías.	41
5.1.1.8 Tecnologías de almacenamiento de energía.	42
5.1.1.9 Hidrógeno.	42
5.1.1.10 Distritos energéticos.	43
5.1.1.11 Tecnologías para la transición del calor.	43
5.1.1.12 Energía nuclear.	44
5.1.1.13 Captura, almacenamiento y uso de carbono	44
<i>5.1.2 El auge de la movilidad eléctrica</i>	45
<i>5.1.3 Contexto internacional de los hidrocarburos</i>	46
5.1.3.1 Gas natural.	46
<i>5.1.4 La situación del carbono</i>	47

RETOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	5
5.1.4.1 Carbón metalúrgico-coque como encadenamiento productivo y materia prima industrial.	47
5.2 Desafíos económicos	48
<i>5.2.1 Distribución de la inversión y resultados totales del costo de los escenarios para la hoja de ruta de la transición energética justa.</i>	48
5.2.1.1 Costo de inversión de los escenarios.	49
<i>5.2.2 Distribución de la inversión en el sector público y en el sector privado</i>	50
5.2.2.1 Inversión pública y privada para el escenario BAU.	50
5.2.2.2 Inversión pública y privada para el escenario MEI.	51
5.2.2.3 Inversión pública y privada para el escenario TEJ 3%.	51
5.2.2.4 Inversión pública y privada para el escenario TEJ 4%.	51
<i>5.2.3 Costos de inversión para el sector residencial</i>	52
5.2.3.1 Estimación de los costos de inversión total.	52
<i>5.2.4 Costos de inversión para el sector transporte</i>	53
5.2.4.1 Estimación de los costos inversión total.	54
<i>5.2.5 Costos de inversión para el sector industrial</i>	54
5.2.5.1 Estimación del costo de inversión total.	55
<i>5.2.6 Costos de inversión para el sector terciario</i>	55
5.2.6.1 Estimación del costo de inversión sector terciario.	56
<i>5.2.7 Costos de inversión para el sector electricidad</i>	56
5.2.7.1 Estimación del costo del CAPEX para el sector electricidad.	57
<i>5.2.8 Costos de inversión para el sector hidrógeno</i>	57
5.2.8.1 Estimación del CAPEX para el sector hidrógeno.	57
5.3 Desafíos regulatorios y políticos	58
<i>5.3.1 Políticas públicas de Colombia para la TEJ</i>	59
5.4 Desafíos sociales	61
<i>5.4.1 Fortalecimiento la participación de los diferentes actores en los procesos (políticas, planes, proyectos) del sector minero energético</i>	61

RETOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	6
<i>5.4.2 Incremento de los niveles de articulación interinstitucional, y de armonización de los procesos del sector con los planes sectoriales y de ordenamiento de los territorios.</i>	62
<i>5.4.3 Diseño de incentivos para la transición tecnológica con enfoque territorial, étnico y de género</i>	63
<i>5.4.4 Desarrollo de mecanismos para generar una distribución equitativa de beneficios</i>	64
<i>5.4.5 Formulación de lineamientos vinculantes para la prevención de impactos sociales negativos de los proyectos FNCER</i>	64
<i>5.4.6 Desarrollo de mecanismos para medir y reducir la pobreza energética con enfoques diferenciales</i>	65
6. Conclusiones	68
Referencias	70

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Aspectos claves a considerar en la transición energética del sector eléctrico</i>	15
Tabla 2. <i>Resumen de los sistemas de distribución en el marco de la transición energética</i>	18
Tabla 3. <i>Principales retos de los sistemas de distribución en la transición energética</i>	35
Tabla 4. <i>Factores claves a considerar en los sistemas de distribución en el contexto de la transición energética</i>	66

Introducción

La transición energética se ha convertido en el eje central de las políticas energéticas a nivel mundial, respondiendo de esta manera a la creciente preocupación por el cambio climático y la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles; este proceso busca transformar los sistemas eléctricos tradicionales hacia modelos sostenibles, basados en fuentes de energía renovable, eficiencia energética y tecnologías avanzadas (Cardona, Tamayo, & Eslava-Garzón, 2024). De acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables, se prevé, que aproximadamente, el 90% de la electricidad en todo el mundo, para el año 2050, se genere a través de energías renovables, contribuyendo significativamente a la seguridad energética (Rabbi, Popp, Máté, & Kovács, 2022).

En este contexto, Colombia durante el proceso de transición energética, enfrenta desafíos, especialmente, en los sistemas de distribución del sector eléctrico, ya que actualmente, el país genera solo el 5,77% de energía eléctrica a través de la energía eólica y solar, implicando significativamente en las metas de reducción del 51% de gases de efecto invernadero para el año 2030 y la carbono neutralidad para el año 2050 (Rincón Munar & Nieto, 2024). Por tanto, el compromiso asumido por Colombia, exige la consolidación de las capacidades y el mejoramiento de la articulación institucional de los autores y la efectividad de los incentivos del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación, con el fin de brindar apoyo para en el desarrollo de la transición energética (Olaya Requene, Diaz Casa, Cepeda, & Alvarez Casadiego, 2023). La agencia Internacional de Energía, estima que se necesitarán 1,2 billones de dólares anuales (equivalentes a casi el 1,5% del PIB global), durante las próximas décadas para el despliegue de nuevas plantas y procesos industriales o de servicios que se adapten a las nuevas condiciones (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Por tanto, se plantea la siguiente pregunta de investigación, ¿Cuáles son los principales retos técnicos,

económicos, normativos y sociales que enfrenta el sistema de distribución eléctrico colombiano en el proceso de transición energética, y qué estrategias pueden implementarse para superarlos de manera eficiente y sostenible?

Colombia se ha destacado como un país que lidera en el tema de la transición energética, y es una prioridad del gobierno y del sector energético, debido a los desafíos ambientales y económicos que enfrenta el país. El sector eléctrico colombiano, en particular, es responsable de una parte de las emisiones de gases de efecto invernadero en el país, lo que lo convierte en un objetivo clave para la transición energética, sin embargo, el proceso de transformar, un nuevo marco climático en inversión y realizar inversiones en nuevas realidades energéticas, tomará su tiempo, así mismo, los costos serán mayores, y se tornará complejo; además, es de tener en cuenta que se requiere de más innovación técnica, con respecto a lo que muchos anticipan ahora (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Se espera también identificar buenas prácticas y soluciones que se están implementando en otros países para abordar los desafíos de la transición energética en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Esto permitirá el aprendizaje de las experiencias internacionales y adoptar soluciones efectivas para el contexto en Colombia.

Esta monografía permitirá comprender de manera general los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia y cómo la transición energética puede afectarlos. Además, se espera que los resultados de esta monografía sean de interés para las empresas de distribución de energía eléctrica, los reguladores del sector energético, los inversionistas y la sociedad en general, ya que la transición energética tiene implicaciones económicas, ambientales y sociales (Ministerio de Minas y Energía, 2021). El análisis de los retos de la transición energética en los sistemas de distribución del sector eléctrico colombiano resulta fundamental para comprender las limitaciones actuales y proponer estrategias que permitan acelerar este proceso. Este trabajo aporta una visión integral de las dificultades técnicas, económicas y sociales que

enfrenta el país, destacando la necesidad de desarrollar políticas públicas eficaces y fomentar la innovación tecnológica para garantizar una transición energética justa y sostenible.

1. Objetivos

En este capítulo se establecen los objetivos general y específicos de la monografía.

1.1 Objetivo general

Analizar retos y transformaciones de los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia a partir de las nuevas realidades de los sistemas eléctricos impulsadas por la transición energética que se está implementando a nivel mundial.

1.2 Objetivos específicos

- Describir los actores principales asociados a los sistemas de distribución de energía eléctrica dentro de la transición energética en Colombia
- Determinar los posibles retos que enfrentarían los sistemas de distribución de energía eléctrica en Colombia en el marco de la transición energética.
- Reconocer documentación clave asociada a la transición energética en Colombia
- Identificar el posible desarrollo que se llevará a cabo en los sistemas de distribución de energía eléctrica del sector eléctrico colombiano para dar paso a la transición energética.

2. Marco teórico

El mundo entero constantemente enfrenta grandes cambios y transformaciones, a menudo estos acontecimientos son el resultado o consecuencia de una suma de eventos ocasionados por el hombre. La energía a su vez constituye la fuente primaria no solo de la vida sino también del desarrollo alcanzado por el hombre del siglo XXI y por supuesto la causa y raíz de muchas de las grandes transformaciones logradas por la humanidad. Actualmente, se están presentando cambios en el ecosistema terrestre, siendo el calentamiento global una consecuencia del exceso de gases de efecto invernadero y se hace imperativo tomar acción para evitar que la forma en que se obtiene la energía siga ocasionando tal daño al planeta. A continuación, se describen los principales aspectos a considerar para lograr una disminución de los gases de efecto invernadero.

2.1 Transición energética

Ante la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, los gobiernos han desarrollado políticas de cambio climático con el objetivo de alcanzar emisiones netas cero. Estas discusiones se centran en la ambición y en cómo implementar la transformación necesaria, especialmente en el contexto de la crisis energética, donde se han anunciado políticas para acelerar la transición energética y reducir las importaciones de combustibles fósiles. (Fabra & Reguant, 2024). La transición energética, se entiende como un proceso de transformación del sector energético hacia un modelo que permite obtener bajas emisiones de carbono, incluyendo así la cogeneración de energía y calor. Los principales objetivos de este proceso, engloban las diferentes instalaciones dentro de los sistemas de suministro energético

descentralizados, que se ubican en lugares cercanos de los consumidores (Gitelman & Kozhevnikov, 2023).

2.2 Sistemas de distribución de energía eléctrica

La red de distribución es una parte relevante de la infraestructura del sistema eléctrico, que conecta la red de transmisión con los usuarios de la red eléctrica. Su función principal es, el suministro de la energía eléctrica producida por unidades de generadores a clientes individuales (Mahdavi, Alhelou, Hatziargyriou, & Jurado, 2021). La red de energía eléctrica es importante para la sociedad moderna, el progreso económico, la seguridad nacional, la salud y seguridad pública, por tanto, los sistemas de distribución son la etapa final de la red eléctrica, que es la responsable de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones principales hasta los hogares, empresas e industrias (Poudel & Dubey, 2021). Sin embargo, estos sistemas de energía eléctrica se enfrentan a desafíos que se originan, no tanto de la carencia de suministro de energía, sino cuestiones ambientales, infraestructura, operativas y legales (Yanine, Sanchez-Squella, Barrueto, Sahoo, & Cordova, 2018). El sector energético es vital para hacer frente al cambio climático, ya que la una parte importante de la energía eléctrica generada a nivel global, proviene de centrales eléctricas que funcionan a partir de combustibles fósiles, las cuales, proporcionan recursos, que, por lo general, son costosos, escasos, agotables, contaminantes e inseguros, y esto se debe a que no todas las naciones tienen estos medios primarios, convirtiéndose así en una fuente de inseguridad energética, que conlleva al calentamiento global (Bar22).

2.3 Energías renovables

Las energías renovables son una manera eficaz de hacer frente a la creciente demanda energética y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, ya que se emplea la energía de modo más eficiente, y así mismo, desarrolla un papel importante, que garantiza la seguridad energética, mejora la conservación del medio ambiente y aumenta el empleo en diversos países. La gran mayoría de las naciones han comenzado a implementar varias estrategias y políticas, que promueven la eficiencia de las tecnologías actuales, el desarrollo de nuevos dispositivos que sean eficientes y tengan un menor impacto ambiental y la transición total o parcial hacia los recursos de energías renovables, que es el método más favorable para desplazar los combustibles fósiles. Se debe tener en cuenta que, en la actualidad, llevar a cabo éste método de los recursos energéticos renovables, debe superar desafíos y barreras, sin embargo, también, estos retos, han sido el tema principal de trabajos y esfuerzos de investigaciones, que se han centrado en la identificación, desarrollo y fortalecimiento de los habilitadores para rebasar estas obstáculos (Olabi & AbdelKareem, 2022).

2.4 Aspectos claves a considerar en la transición energética

La Tabla 1 resume los aspectos claves que deben ser considerados para implementar una transición energética en el sector eléctrico

Tabla 1.*Aspectos claves a considerar en la transición energética del sector eléctrico*

RESUMEN GENERAL	
<p>En este capítulo se ha descrito de manera general los aspectos principales de esta monografía. Los sistemas de distribución de energía eléctrica son de los más impactados con los cambios requeridos para implementar la transición energética por la alta penetración de los sistemas fotovoltaicos en general los recursos energéticos distribuidos.</p>	
FACTORES CLAVE	
Factor determinante	Ideas clave
Transición energética	Busca disminuir la emisión de gases de efecto invernadero impulsando una matriz energética con mayor presencia de energías renovables.
Sistemas de distribución de energía eléctrica	Dado que los sistemas de distribución son el último eslabón del suministro de energía eléctrica antes de llegar al usuario final, es aquí donde se deben producir las mayores transformaciones para dar paso al ingreso de una matriz energética más limpia
Energías renovables	Dada sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero son fundamentales para tener una matriz energética poco dependiente de los combustibles fósiles.

3. Los sistemas de distribución en Colombia en el marco de la transición energética

El sistema eléctrico del país no es ajeno a los cambios actuales, requeridos para implementar una transición energética que mitigue los efectos del calentamiento global. A continuación, se realiza un resumen de los compromisos internacionales del país y de cómo es la matriz del sector eléctrico en el país actualmente.

3.1 Visión internacional

En la conferencia de las Naciones Unidas (ONU) sobre el desarrollo sostenible, celebrada en Rio de Janeiro en 2012 se plantearon e iniciaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), conocidos también como metas globales, y en el año 2015, fueron adoptados por todos los Estados miembros de la ONU. Estos objetivos, sustituyen a los Objetivos de Desarrollo del Milenio, que en el año 2000 iniciaron, como un esfuerzo de desarrollo sostenible y mundial. Los ODS, establecen cambios necesarios para lograr un mejor bienestar de las personas y el planeta y consta de 17 objetivos, que exhortan a actuar con rapidez en asuntos urgentes que van desde la desigualdad hasta el crecimiento económico. De igual modo, se aborda el cambio climático y la preservación de los bosques y océanos para el 2030, por tanto, la agenda 2030, garantiza la sostenibilidad y pone énfasis en la gestión de los importantes retos a los que se enfrenta a nivel mundial, conllevando de esta manera a equilibrar las dimensiones sociales, económicas y ambientales (Ibrahim, Alola, & Ferreria, 2023).

En 2015, el acuerdo de París marcó un hito a nivel global, ya que 196 países adquirieron el compromiso a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para delimitar el calentamiento global a 1,5°C. Desde entonces, el número de empresas privadas que han ido asumiendo el compromiso públicamente, para disminuir su huella de carbono ha ido en

aumento. Según la iniciativa Science-Based Targets (SBTi), 1494 empresas están tomando medidas climáticas, de las cuales 744 plantean objetivos basados en la ciencia y 589 se responsabilizaron a limitar el cambio climático a 1,5°C (Simões, Farret, Khajeh, Shahparasti, & Laaksonen, 2022).

Desde 2016, el mundo se ha inclinado por tecnologías sostenibles, con el fin de abordar algunos de los problemas planteados, tanto tecnológicos, como sociales. Las ciudades inteligentes, los edificios con cero emisiones netas, las tecnologías de producción de combustibles, así mismo, las tecnologías de producción de energía renovable para las energías eléctrica y térmica, han tenido apoyo financiero y son el principal objetivo de los investigadores, a nivel global. Más de 90 billones de euros, se han designado para dichos avances, proporcionados por los fondos de investigación de Horizonte-Europa 2021-2027, estos son esfuerzos que se realizan para superar las barreras legales y tecnológicas de la producción y almacenamiento de energía térmica y eléctrica a nivel local y colectivo, ya sea a corto o largo plazo (Papatsounis, Botsaris, & Katsavounis, 2022).

3.2 Sistema de distribución de energía eléctrica en Colombia

La matriz de la energía eléctrica en Colombia depende en gran medida de fuentes hídricas, que constituyen el 68% de la capacidad actual, con un 30% de generación térmica como respaldo en épocas de baja hidrología y una pequeña proporción de fuentes renovables no convencionales como eólica y solar. Dado el riesgo asociado a la variabilidad hidrológica, es necesario explorar alternativas como la complementación con generación térmica e hidroeléctricas con capacidad de regulación, que permitan almacenar agua durante períodos de abundancia y garantizar su disponibilidad en épocas de escasez (Paniagua & Duarte Pérez, 2021).

3.3 Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC)

La generación de energía eléctrica confiable es clave para el desarrollo económico, y la diversificación de fuentes energéticas, especialmente las renovables no convencionales (FRNC) como la eólica y solar, es esencial para impulsar el crecimiento y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Colombia tiene un gran potencial en estas fuentes, especialmente en La Guajira para la energía eólica y un alto promedio de irradiación solar, lo que favorece la transición hacia una matriz energética más diversificada. Las FRNC complementan el recurso hídrico, mejorando la gestión de riesgos, aunque su intermitencia requiere el desarrollo e implementación de sistemas de almacenamiento para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. Además, es necesario que los proyectos de FRNC se alineen con la construcción oportuna de redes de conexión para evitar el "atrapamiento" de la energía eléctrica. A mediano plazo, el gas natural jugará un rol de transición, mientras que, a largo plazo, el almacenamiento de energía permitirá respaldar las energías renovables. A futuro, Colombia podría explorar la energía eólica offshore en el Caribe, aunque enfrenta desafíos de licencias, costos e instalación (Paniagua & Duarte Pérez, 2021).

La Tabla 2 presenta un resumen de los aspectos a considerar de los sistemas de distribución en el contexto de la transición energética.

Tabla 2.

Resumen de los sistemas de distribución en el marco de la transición energética

RESUMEN GENERAL

En este capítulo se han presentado los aspectos fundamentales de los sistemas de distribución en el marco de la transición energética.

FACTORES CLAVE

Factor determinante	Ideas clave
Visión internacional	En 2015 el acuerdo de París marcó un hito a nivel global, ya que 196 países adquirieron el compromiso a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para delimitar el calentamiento global a 1,5°C
Sistema de distribución de energía eléctrica en Colombia y Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC)	En Colombia las fuentes renovables no convencionales corresponden actualmente a solo al 2% del total de matriz energética del país. La Guajira surge como uno de los de departamento con mayor potencial de generación energía eólica y la buena radiación solar del país permitirá que se puedan implementar sistemas de generación fotovoltaica de forma distribuida.

4. Retos de los sistemas de distribución en Colombia para la transición energética

Ante la necesidad de la implementación de la transición energética, surgen diferentes desafíos de áreas como la generación de energía, la industria y la movilidad. En este capítulo se identifican los principales retos a los que se enfrentaran los sistemas de distribución en Colombia en el contexto de la transición energética.

4.1 Visión internacional

Históricamente, las infraestructuras de suministro de energía eléctrica han operado bajo un modelo centralizado; las plantas de generación eléctrica, por ejemplo, están diseñadas para abastecer a grandes concentraciones de población, que se encuentran a miles de kilómetros de distancia, utilizando sistemas complejos de transmisión y distribución. Este enfoque centralizado, aunque efectivo en ciertas áreas, presenta desafíos significativos: su desarrollo y mantenimiento son costosos, y enfrenta diversas limitaciones técnicas y operativas. Como resultado, el acceso a energía confiable y segura sigue siendo un desafío global, especialmente en regiones en desarrollo como el África Subsahariana, el sur de Asia y América Latina (Nadeem, Siddiqui, Khalid, & Muhammad , 2023).

Las trayectorias de los distintos sectores hacia las emisiones cero, son inciertas. Es posible que sea inevitable adaptarse a ciertos niveles de cambio climático, con temperaturas en aumento y fenómenos meteorológicos extremos, sin embargo, desde 2022 se observa una clara tendencia hacia la electrificación de sectores como el transporte, la agricultura y la calefacción doméstica, como parte del esfuerzo por alcanzar la descarbonización, lo cual sugiere que el sistema eléctrico jugará un papel cada vez más central en la sociedad y la economía, que

implicará la necesidad de contar con sistemas de transmisión y distribución más fiables y resistentes (Marot, y otros, 2022).

Hoy en día, la humanidad enfrenta el desafío crucial de cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos para 2030. La relación entre el desarrollo sostenible y la energía ganó relevancia como una prioridad global en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible realizada en Johannesburgo en 2002, por tanto, identificar los sistemas energéticos más adecuados dentro de una combinación eléctrica, se considera una estrategia clave para avanzar hacia el desarrollo sostenible. Este análisis puede abordarse desde cinco dimensiones principales: sostenibilidad ambiental, económica, social, técnica e institucional, lo que proporciona una visión integral de la sostenibilidad energética. En este contexto, la sostenibilidad en el desarrollo energético busca equilibrar estos cinco aspectos mediante el desarrollo y uso eficiente de recursos energéticos renovables (Barasa Kabeyi & Olanrewaju, 2022).

4.1.1 Desafíos socio políticos

Las barreras sociopolíticas y de gestión están vinculadas a los modelos de energía eléctrica centralizados, donde las empresas de servicios públicos controlan la generación, transmisión y distribución de esta energía. Los sistemas de generación distribuida (DES) desafían este modelo al promover la participación de múltiples actores como productores de energía eléctrica, lo que genera resistencia en los actores establecidos. Además, enfrenta obstáculos legales y administrativos, y en algunos lugares, las políticas favorables a DES se revierten o suspenden por factores políticos o económicos. El éxito de los DES sostenibles depende de un cambio hacia modelos descentralizados y de la aceptación social de las energías renovables, que involucra tanto la disposición a instalar fuentes de energía locales como a

asumir costos y participar en la generación eléctrica. (Nadeem, Siddiqui, Khalid, & Muhammad , 2023).

4.1.2 Desafíos Tecno – Económicos

Los desafíos tecno-económicos son un obstáculo clave para la implementación de los Sistemas de Energía Distribuida (DES), especialmente los basados en energías renovables fuera de la red, debido a los altos costos de las tecnologías de almacenamiento y la necesidad de normas rigurosas para mantener la estabilidad de la red. Además, la fiabilidad y resiliencia de los DES se ven afectadas por la falta de fuentes de carga base y la variabilidad en la producción de energía renovable, como la inactividad de los sistemas fotovoltaicos durante la noche y los cambios en la velocidad del viento para los aerogeneradores. Económicamente, los DES enfrentan dificultades en países con altos subsidios a la energía convencional, lo que distorsiona la competitividad de las fuentes renovables, y aunque los gobiernos ofrecen subsidios iniciales, estos se reducen con el tiempo, lo que exige una revisión y ajuste de las políticas de apoyo financiero para asegurar la sostenibilidad de los DES (Nadeem, Siddiqui, Khalid, & Muhammad , 2023).

4.2 Retos técnicos

La integración de energías renovables presenta un desafío para la infraestructura eléctrica, requiriendo ajustes en el diseño de la red, modernización de la infraestructura y adopción de tecnologías avanzadas para garantizar eficiencia y seguridad. En Colombia, la dependencia de la energía hidroeléctrica (65-70% de la generación) expone al país a vulnerabilidades climáticas, como el fenómeno de El Niño, que afecta la disponibilidad hídrica.

A pesar de los avances en energías renovables no convencionales como la solar y eólica, que pasaron del 1% al 7% de capacidad instalada entre 2018 y 2024, la hidroeléctrica sigue siendo predominante. Durante episodios climáticos críticos, las fuentes térmicas, aunque más contaminantes, juegan un rol crucial al proporcionar hasta el 50% de la generación total. Las energías renovables como la solar y eólica, aunque beneficiosas, siguen siendo intermitentes, y la falta de tecnología de almacenamiento limita su fiabilidad, lo que resalta la importancia de la generación térmica para garantizar la estabilidad del suministro eléctrico. (Consejo Privado de Competitividad, 2024).

Por otro lado, se han planteado debates en torno a la infraestructura más allá de la generación de energía eléctrica. La atención limitada hacia el desarrollo de infraestructura de respaldo y la insuficiencia en el margen de reserva han generado vulnerabilidades, especialmente frente al incremento de la volatilidad en la generación hídrica. Asimismo, el país enfrenta retos significativos en áreas clave como la infraestructura de transmisión, la ampliación del acceso a la energía en zonas rurales y la modernización de la red eléctrica, aspectos fundamentales para garantizar un sistema energético más resiliente y eficiente (Consejo Privado de Competitividad, 2024).

La energía eléctrica generada en regiones como La Guajira enfrenta serias limitaciones para su transporte eficiente hacia los principales centros de consumo debido a la falta de infraestructura adecuada. Los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), como los desarrollados en esta región, no pueden integrarse eficientemente al sistema debido a la ausencia de redes de transmisión capaces de transportar la energía hacia el centro y sur del país. Este cuello de botella en la red de transmisión dificulta una distribución equilibrada, reduciendo la capacidad del sistema para responder de manera estable a la demanda y afectando la confiabilidad del suministro. Adicionalmente, la insuficiente inversión en infraestructura de almacenamiento energético restringe la capacidad para compensar la

intermitencia inherente a fuentes renovables como la solar y la eólica, lo que subraya la necesidad de modernizar y ampliar la red eléctrica nacional (Consejo Privado de Competitividad, 2024).

El retraso en la ejecución de proyectos clave, como la línea Virginia-Nueva Esperanza, ha generado un riesgo significativo para el suministro eléctrico en Bogotá y otras regiones estratégicas del país. Según Acolgen, esta situación podría derivar en desabastecimientos que impactarían tanto a la industria como a la calidad de vida de los habitantes hacia el año 2026. La falta de avance en el desarrollo de líneas de transmisión no solo limita el acceso a la energía en zonas apartadas, sino que también tiene un efecto directo en el incremento de los costos del sistema eléctrico (Consejo Privado de Competitividad, 2024).

4.3 Retos económicos

El establecimiento de una industria enfocada en energía limpia también contribuye a reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, lo que fortalece la seguridad energética y genera beneficios económicos sostenibles a largo plazo. Según Shell, la adopción de fuentes de energía más limpias puede tener un impacto económico notable. Aunque la transición puede generar empleo en el sector de las energías renovables, también plantea desafíos relacionados con la posible pérdida de puestos de trabajo en las industrias tradicionales de combustibles fósiles (Web Master CELCO, 2023).

Los impactos económicos de la transición energética en relación con las exportaciones son significativos. Durante la última década, la proporción exportada de la energía primaria del país ha oscilado entre el 45% y el 60%. La participación de las exportaciones de carbón y petróleo ha fluctuado entre el 36,4% y el 59,5% del total de las exportaciones del país en este mismo período. En 2019, antes de la pandemia de COVID-19, las exportaciones de energía

fósil en forma de carbón y petróleo representaron el 60% de la energía primaria producida, lo que equivalió a aproximadamente al 56% de los ingresos por exportaciones totales del país. Estos datos reflejan que la transición energética no solo implica un cambio en la matriz energética, sino también una transformación profunda en la economía nacional. Este proceso conlleva retos regionales, ya que la economía vinculada a la extracción y procesamiento de recursos fósiles debe adaptarse, considerando el impacto sobre el empleo, las regalías y las actividades económicas asociadas a estas industrias en las regiones productoras (Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, 2024, 03 de septiembre).

Los impactos económicos de la transición energética están relacionados con la participación de las fuentes renovables en el suministro de energía primaria. Actualmente, la energía hidráulica representa el 12,1% de la generación de energía primaria del país y es utilizada para la generación de energía eléctrica, mientras que la biomasa aporta el 10%. Otras fuentes renovables, como la solar fotovoltaica y eólica, contribuyen en conjunto con solo el 1,4% de la energía primaria del país. Esta distribución responde a una capacidad instalada de 19,9 GW en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el cual el 66% proviene de centrales hidroeléctricas, el 30% de centrales térmicas, y solo el 2,5% de centrales solares fotovoltaicas y eólicas. En las zonas no interconectadas (ZNI), la capacidad instalada total es de 273,5 MW, de la cual el 95% corresponde a centrales de generación con combustible diésel, y el restante proviene de fuentes renovables. Esto refleja que, aunque existen avances en la incorporación de energías renovables, la transición energética aún enfrenta desafíos significativos en términos de infraestructura y capacidad instalada (Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación, 2024, 03 de septiembre).

4.4 Retos regulatorios

A pesar de la existencia de diversas hojas de ruta y planes que identifican tecnologías alternativas para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la evaluación de la demanda energética, la competitividad del mercado y la sostenibilidad de las soluciones, algunas barreras han dificultado la ejecución de los proyectos de energías renovables a la velocidad esperada. Entidades como la UPME, el MME y el DNP realizan revisiones periódicas, pero los objetivos y planes no siempre están alineados a nivel nacional y regional, lo que retrasa la implementación de proyectos. En 2023, solo se ejecutó el 36% de los 41 proyectos previstos, y en la última subasta de 2024, el 99% de las adjudicaciones fueron para proyectos de energía solar fotovoltaica, limitando la diversificación del mix energético. (WORLD ECONOMIC FORUM, 2024).

Las fuentes de energía renovable como la eólica costa adentro, la biomasa, la geotermia y otras siguen estando infrautilizadas, en parte debido a la falta de directrices claras sobre la diversificación de la contratación y las modalidades para integrar la inversión privada. Aunque las recientes modificaciones al marco normativo representan un paso significativo, los inversionistas aún carecen de incentivos suficientes para emprender nuevos proyectos de energías renovables y transmisión. Esto se debe, en parte, a los cambios en los incentivos fiscales, los regímenes tributarios y la presión por asegurar precios más bajos, lo que ha generado incertidumbre e inestabilidad en el sector (WORLD ECONOMIC FORUM, 2024).

Aunque el Gobierno ha mostrado un compromiso con el desarrollo del mercado nacional de hidrógeno verde, a través de la Hoja de Ruta del Hidrógeno y otras iniciativas, aún no existe un marco regulatorio claro ni una coordinación estructurada a nivel nacional y regional, lo que dificulta la planificación y ejecución de proyectos de hidrógeno verde en Colombia. Además, aunque las subastas de energía eléctrica han impulsado los proyectos eólicos y solares, la

capacidad limitada de transmisión y los extensos procedimientos para obtener permisos han ralentizado el desarrollo de la capacidad renovable, especialmente en regiones como La Guajira, que tiene un alto potencial de energía solar y eólica. El Plan de Expansión de la Transmisión de la UPME establece rutas para desbloquear este potencial, pero los plazos de ejecución y las licitaciones aún son insuficientes para alcanzar los objetivos de transición energética del país. (WORLD ECONOMIC FORUM, 2024).

En junio de 2024, la ANLA aprobó la segunda fase del proyecto de transmisión Colectora 1 en La Guajira, lo que se espera aporte 500 kilovoltios (kV) al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y sirva como base para futuros proyectos en la región. Aunque estos avances son positivos, la incertidumbre en torno a los procesos de concesión de permisos y licencias sigue afectando la confianza de los inversionistas. Los retrasos se deben, en parte, a la preocupación por la falta de aceptación en las comunidades locales, lo que ha provocado que algunos proyectos se posterguen durante años. Además, estos retrasos también están relacionados con la limitada capacidad de los organismos encargados de la tramitación. Actualmente, los proyectos de menor tamaño (<100 MW) son responsabilidad de las CAR, mientras que los de mayor envergadura (>100 MW) corresponden a la ANLA. Sin embargo, las CAR suelen carecer de los recursos necesarios para gestionar las solicitudes de permisos, y la ANLA ha tenido dificultades para establecer plazos claros, lo que ha generado demoras en la aprobación y el inicio de los proyectos (WORLD ECONOMIC FORUM, 2024).

Consciente de los retrasos en la obtención de permisos y licencias por parte de los promotores, especialmente en La Guajira, a finales de 2023, el MME presentó a la Cámara de Representantes el proyecto de Ley 343, cuyo propósito es doble: acelerar la tramitación de los proyectos en curso y garantizar que la justicia energética sea un componente de estos procesos. Además, en el momento de redactar este documento, el Ministerio de Medio Ambiente de Colombia ha dado a conocer un proyecto de decreto que propone que las solicitudes de

permisos para proyectos superiores a 50 MW sean evaluadas por la ANLA (WORLD ECONOMIC FORUM, 2024).

4.5 Retos sociales

Colombia es un país que cuenta con una amplia variedad de territorios marcados por diferentes culturas, etnias e historia. En muchas ocasiones, esa historia se encuentra empañada por el conflicto armado, el abandono del estado o simplemente por una desconexión de las políticas y proyectos del estado. A continuación, se exploran los principales retos sociales a enfrentar para lograr la transición energética en Colombia.

4.5.1 Deficiencias en los requerimientos, procedimientos y garantías para la participación en el sector minero energético.

El sector minero-energético enfrenta dificultades en la calidad y disponibilidad de la información, lo que impacta la toma de decisiones y el monitoreo en áreas clave como hidrocarburos, minería, gas y energía eléctrica. Durante los Diálogos Nacionales para la Transición Energética Justa, se identificaron problemas como la dispersión de datos, restricciones en los sistemas de información y la falta de acceso a datos sobre inversiones sociales y proyectos territoriales. Además, existen deficiencias en la rendición de cuentas, la complejidad de los informes y la falta de protección para denunciantes. En proyectos como los FNCER en La Guajira, se observa una falta de enfoque diferencial en la socialización de la información, excluyendo a profesionales indígenas de los mecanismos de quejas. Asimismo, el sector enfrenta retos en la protección de derechos humanos, con limitados sistemas de seguimiento para quejas y reparaciones. Solo el 29% de las empresas mineras publican

informes sobre la atención de estos casos, y las comunidades tienen dificultades para acceder a reparaciones debido a su limitado conocimiento sobre los procesos (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Por otra parte, en el sector minero-energético, ha existido históricamente una asimetría de poder que ha llevado a la implementación de proyectos en territorios sin una adecuada participación de las comunidades locales, generando conflictos socioambientales. Estos conflictos causan retrasos, sobrecostos y paralización de proyectos, ya que la falta de espacios de diálogo efectivos favorece a gobiernos y empresas. Además, la consulta previa, un derecho fundamental para las comunidades étnicas, enfrenta dificultades como la falta de representación legítima, la identificación tardía de las comunidades afectadas, y la presión por acelerar los procesos debido a las subastas de confiabilidad. Los vacíos legales y la contratación de asesores comunitarios financiados por las empresas han incrementado las asimetrías de poder, afectando la efectividad de las consultas (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Y para completar, en diversas regiones de Colombia, la defensa de los recursos naturales y los territorios enfrenta riesgos graves para los derechos humanos, como violencia contra defensores, violaciones en el marco del conflicto armado, afectaciones a los derechos culturales y territoriales de comunidades étnicas, prácticas laborales injustas y daño ambiental. Según Global Witness, en 2022 Colombia fue el país con más asesinatos de líderes ambientales, representando el 34% de los casos globales. Además, periodistas que investigan la corrupción también sufren acoso y represalias. En el sector minero-energético, entre 2015 y 2019, el 68% de los asesinatos de líderes estuvieron relacionados con empresas de este sector, y también se han registrado numerosos ataques a defensores de derechos humanos vinculados a proyectos de energías renovables. En La Guajira, algunos proyectos de energías renovables han afectado derechos fundamentales como la participación, la consulta previa y la vida e integridad física de las comunidades (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

4.5.2 Falta de articulación interinstitucional y de armonización de planes de ordenamiento territorial y planes sectoriales.

Las actividades del sector minero-energético requieren una adecuada coordinación interinstitucional y entre distintos niveles de gobierno para ser efectivas y generar impactos positivos. Sin embargo, la falta de articulación entre sectores y niveles de gobierno ha generado conflictos y dificultades en el cumplimiento de objetivos, afectando los derechos de los ciudadanos y el medio ambiente. La descoordinación entre el sector minero y ambiental, y la falta de integración de los planes de ordenamiento territorial, han dificultado una visión unificada del desarrollo. A pesar de los esfuerzos, como la Guía de la UPME, persisten problemas en la coordinación, y la falta de una ley vinculante para garantizar la participación pública y la coordinación en la exploración de recursos no renovables ha complicado la gestión del sector. (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Adicionalmente, la corrupción en Colombia ha adquirido un carácter sistémico que afecta tanto a la institucionalidad como a la sociedad en general, involucrando a actores legales e ilegales. Varios departamentos clave para la transición energética, como La Guajira, Boyacá, Cesar y Santander, presentan altos índices de denuncias por corrupción sin condena. Un estudio de Transparencia por Colombia identificó 46 hechos de corrupción en el sector de extracción de recursos no renovables entre 2016 y 2022, con una alta impunidad, ya que el 94% de las denuncias no tienen condena. En el sector minero-energético, se han identificado riesgos como manipulación de información, tráfico de influencias y manejo indebido de contratos, lo que también afecta al MinEnergía y a la ANM (Agencia nacional de minería). La falta de capacidad técnica en las alcaldías y la ausencia de un sistema unificado de información sobre proyectos de energías renovables dificultan el control social y la trazabilidad, mientras que la baja participación del gobierno local en las consultas previas ha incrementado el poder de los

intermediarios, generando presión sobre las comunidades étnicas afectadas (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Con relación a la planificación de la transición energética en Colombia se tienen desafíos que afectan la sostenibilidad a largo plazo de los proyectos. Según El Banco Interamericano para el desarrollo (BID) y el Banco Mundial, la participación de diversas entidades estatales ha generado superposición de responsabilidades, lo que ha ocasionado falta de unificación en los criterios para la viabilización y focalización de proyectos. La Transición Energética Justa (TEJ), busca promover tanto proyectos grandes como pequeños, por lo que las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y las alcaldías juegan un rol crucial en la tramitación de licencias ambientales para proyectos de entre 10 y 100MW. Sin embargo, en la actualidad, el 80% de los proyectos para 2024 están concentrados en seis corporaciones, de las cuales algunas, como CARDIQUE y CORPOMACARENA, no cumplen con los plazos establecidos para la resolución de las licencias ambientales (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Por consiguiente, las comunidades energéticas presentan un reto de gestión para las poblaciones involucradas, ya que deben planificar, implementar y mantener estos proyectos a largo plazo. El Decreto 2236 de 2023 establece que la representación de estas comunidades depende del tipo de organización asociativa adoptada y cada comunidad debe definir modelos de sostenibilidad, inversión, mantenimiento, operación y parámetros sociales y ambientales. En el caso de las comunidades étnicas con gobierno propio, la gestión energética estará regida por sus sistemas de gobernanza, incluyendo la distribución de beneficios y responsabilidades. Sin embargo, en zonas afectadas por el conflicto armado, el aumento de beneficios por la comercialización de energía puede poner en riesgo a los líderes encargados de estos proyectos, como ha sucedido con las juntas de acción comunal, que han sido objeto de agresiones de grupos armados ilegales. La JEP (Jurisdicción Especial para la Paz) ha alertado sobre el riesgo

de que actores armados puedan aprovechar la contratación estatal con las instituciones comunales para captar rentas y aumentar sus fuentes de financiación (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

4.5.3 Falta de incentivos de transición tecnológica con enfoque diferencial

La transición hacia fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y tecnologías relacionadas, como vehículos eléctricos y estufas de inducción, puede implicar costos significativos para los usuarios finales, lo que podría generar inconformidad, especialmente si los costos superan los de las tecnologías tradicionales. Además, el mantenimiento de los sistemas de FNCER en los hogares o comunidades también genera costos recurrentes. Si bien existen incentivos tributarios para la compra de vehículos eléctricos y la sustitución de leña por otros energéticos, faltan incentivos para otras estrategias como el retrofit de vehículos o la operación de sistemas FNCER. La infraestructura en zonas periféricas del país enfrenta mayores desafíos debido a la falta de acceso a capacidades económicas y tecnologías, lo que podría marginar aún más estas áreas. También, las políticas de transición energética deben considerar un enfoque de género, ya que las mujeres enfrentan mayores barreras en el transporte público y en la eficiencia energética dentro de los hogares, lo que justifica la necesidad de diseñar políticas que promuevan la participación y el acceso equitativo de las mujeres en la transición energética, incluyendo incentivos y capacitación (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

4.5.4 Falta de efectividad en la distribución de beneficios de los proyectos

La mayoría de los consumidores de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) dependen de empresas privadas, públicas o mixtas para la generación, transmisión y comercialización de la energía, sin que estas actividades sean cooperativas ni comunitarias. Esto genera retos de justicia distributiva en los proyectos de transición energética, ya que las comunidades locales, aunque afectadas por estos proyectos, no siempre se benefician de la energía producida ni de sus ganancias. Para abordar esto, se ha propuesto la propiedad compartida de los activos energéticos mediante alianzas público-comunitarias, pero esto implica también asumir costos de mantenimiento y los retos asociados al desmonte de los proyectos. Además, aunque se ha incrementado la transferencia de los beneficios de generación de energía, hay preocupaciones sobre la gestión y control fiscal de estos recursos, especialmente en contextos de corrupción local, como en La Guajira. A diferencia de sectores como el de hidrocarburos, en el sector eléctrico no existen mecanismos obligatorios para regular la distribución de beneficios, lo que depende de la negociación y la voluntad de las empresas, dejando a las comunidades en una situación de desventaja (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

4.5.5 Afectaciones desproporcionadas por el desarrollo de proyectos

Los proyectos de energía fotovoltaica y bioenergía, al ser intensivos en el uso de suelo, pueden generar conflictos, especialmente en zonas con grupos armados organizados y una alta informalidad en la tenencia de tierras, lo que puede llevar a la concentración de la tierra y profundizar la conflictividad social. Además, las comunidades étnicas, que históricamente han enfrentado mayores cargas ambientales, pueden ser desproporcionadamente afectadas por estos

proyectos, exacerbando el racismo ambiental. En términos de género, las mujeres son las más afectadas por los impactos de los proyectos minero-energéticos, ya que asumen la mayor parte de la gestión de recursos naturales y enfrentan mayores desafíos relacionados con la salud, violencia de género y la calidad de vida. También se observan desigualdades en las compensaciones por reasentamientos involuntarios, con las mujeres siendo desfavorecidas debido a su menor acceso y control sobre la tierra. Además, la falta de normativas claras para la reparación de los daños a derechos humanos, especialmente en los planes de cierre mineros, genera desconfianza hacia las empresas y el gobierno (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

4.6 Una mayor oferta de energía eléctrica no necesariamente reduce las brechas

El aumento proyectado de la oferta de energía eléctrica en el marco de la transición energética justa (TEJ) tiene como objetivo satisfacer las necesidades de la población, pero no garantiza una distribución equitativa a nivel territorial ni asegura los derechos humanos, como el acceso a servicios básicos como agua, saneamiento, o alumbrado público. En algunas regiones de Colombia, como Chocó y Caquetá, la falta de acceso a agua potable persiste, incluso en hogares con electricidad. Además, la electrificación no siempre mejora la calidad de los servicios de salud ni asegura un acceso equitativo a la energía, lo que implica que la pobreza energética sigue siendo un desafío. Por ello, se proponen energías comunitarias y estrategias complementarias que aborden de manera integral estas problemáticas, reconociendo la diversidad de necesidades energéticas según las condiciones geográficas y climáticas del país (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

Los principales retos de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el contexto de la transición energética se resumen en la Tabla 3

Tabla 3.*Principales retos de los sistemas de distribución en la transición energética*

RESUMEN GENERAL	
En este capítulo se han identificado los principales retos a los que se enfrentarían los sistemas de distribución en el contexto de la transición energética.	
FACTORES CLAVE	
Factor determinante	Ideas clave
Visión internacional	Es un desafío mundial cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos para 2030. Desde 2022 se observa una clara tendencia hacia la electrificación de sectores como el transporte, la agricultura y la calefacción doméstica.
Retos técnicos	La falta de tecnología de almacenamiento limita la fiabilidad de fuentes de energía renovables. Por otra parte, se necesita una red más dinámica para permitir el paso de flujos de potencia en diferentes direcciones, así como como infraestructura que permita suministrar la energía eléctrica de las fuentes eólicas de zonas como La Guajira.
Retos económicos	Aunque la transición puede generar empleo en el sector de las energías renovables, también plantea desafíos relacionados con la posible pérdida de puestos de trabajo en las industrias tradicionales de los combustibles fósiles.
Retos regulatorios	Falta de información clara sobre las directrices para integrar la inversión privada. No existe un marco regulatorio claro ni una coordinación estructurada a nivel nacional y regional, así mismo se presentan numerosas complicaciones para la obtención de

	licencias ambientales en lo nuevos proyectos que impulsan las energías renovables.
Retos Sociales	Falta de enfoque diferencial. Falta de participación de las comunidades. Influencia en zonas de conflicto armado. Derechos culturales a comunidades étnicas. Colombia es el país con mayor número de asesinatos a líderes ambientales.

5. Análisis prospectivo: retos de la transición energética en los sistemas de distribución del sector eléctrico colombiano

Una vez establecidos los desafíos para lograr la transición energética, en este capítulo se propone un posible derrotero a seguir en nuestro país para la implementación de la transición energética, a la luz de las políticas y avances actuales. Lo anterior, desde la perspectiva de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

5.1 Desafíos técnicos

Esta sección tiene como objetivo contextualizar la transición energética de Colombia dentro del marco más amplio de la transición energética global, poniendo énfasis en aquellos desarrollos internacionales que, aunque ocurren a nivel mundial, podrían influir de manera decisiva en el rumbo nacional. En este marco, es importante considerar que el petróleo y el carbón destinados a la exportación representaron más del 60 % de la energía primaria producida en Colombia en 2021. Esto implica que la transición energética del país estará inevitablemente condicionada por los cambios en la demanda global de estos recursos, ya que las variaciones en el consumo internacional de petróleo y carbón impactan, a través de los mercados de exportación, la realidad energética colombiana (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1 El auge de las energías renovables

La principal tendencia energética global es la búsqueda de sustitutos a los combustibles fósiles, lo que permite reducir la dependencia de estos recursos y continuar con diversas actividades humanas. Los avances en la reducción de costos, mejoras en la eficiencia de

tecnologías como la energía solar fotovoltaica y eólica, y su expansión acelerada están transformando el panorama energético mundial, con importantes implicaciones para Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

En las últimas dos décadas, la capacidad de generación renovable ha crecido rápidamente, pasando de representar poco más del 20% de las adiciones de capacidad de generación en 2001 a más del 80% en 2021. Entre 2012 y 2020, las energías renovables añadieron más capacidad instalada que los combustibles fósiles y la energía nuclear juntos, alcanzando más de 240 GW de FNCER en 2021. El despliegue de renovables ha ido acelerándose, con un récord de más de 250 GW instalados en 2020, 295 GW en 2021 y casi 340 GW en 2022, superando los 400 GW netos globales en 2023, lo que ha aumentado su participación en el consumo energético mundial, del 16,7% en 1990 al 20% en 2022 (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

Han emergido diversas tecnologías para la generación de energía eléctrica, con diferentes niveles de madurez, viabilidad comercial y complejidad. Sin embargo, la energía hidroeléctrica, la biomasa sólida, la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre representaron el 96,1% de la capacidad instalada de FNCER en 2022. A medida que los precios de estas tecnologías han descendido y su disponibilidad ha aumentado, se ha reconocido que la electrificación de sectores económicos es clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles, lo que implica la transición de sistemas energéticos basados en gas, petróleo o carbón hacia alternativas eléctricas en áreas como la movilidad, procesos industriales, cocción de alimentos y calefacción (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.1 Energía hidroeléctrica. La energía hidroeléctrica es una de las fuentes renovables más utilizadas a nivel mundial, generando energía eléctrica mediante la conversión de la energía cinética del agua en energía eléctrica a través de turbinas y generadores. Su

implementación varía desde pequeñas instalaciones para comunidades locales hasta grandes presas que abastecen a ciudades y regiones. En América Latina, la capacidad instalada superó los 400 GW en 2019, con un aumento del 50% desde 2010. Existen diferentes tipos de instalaciones, como las de embalse y bombeo, que requieren la construcción de una presa, y las de derivación y de pasada, que utilizan el caudal natural de los ríos sin necesidad de embalses (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.2 Energía solar fotovoltaica y solar térmica. La energía solar fotovoltaica ocupa el segundo lugar en el despliegue global y ha experimentado una notable reducción en costos de inversión, generación y operación en los últimos años, convirtiéndose en la tecnología más económica para generar energía eléctrica. Con un crecimiento proyectado significativo, su gran modularidad permite instalaciones diversas, como en techos, aplicaciones agro-voltaicas o flotantes, lo que favorece su adopción a pequeña escala y gran escala, contribuyendo a la democratización energética, tanto en áreas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) como en Zonas No Interconectadas (ZNI). Por otro lado, la energía termo solar de concentración (CSP) utiliza la radiación solar concentrada para generar calor y electricidad mediante turbinas, con tecnologías como los canales parabólicos, heliostatos y reflectores lineales Fresnel, a menudo combinada con almacenamiento térmico para mejorar su eficiencia y versatilidad, como en el calentamiento de agua (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.3 Energía eólica terrestre y costa afuera. La energía eólica ocupa el tercer lugar en el despliegue de fuentes renovables, habiendo experimentado avances tecnológicos significativos en los últimos años. Su uso para generar electricidad es relativamente reciente, con el primer parque eólico en Colombia instalado en 2004. Los aerogeneradores modernos, con mejoras en altura, tamaño de rotores y aspas, y avances en almacenamiento de energía y

monitorización remota, han permitido que la energía eólica sea más eficiente y económica. Además, la energía eólica costa afuera ha emergido como una alternativa eficiente, con turbinas más grandes y de mayor capacidad, que requieren menos unidades para satisfacer la misma demanda. Estos parques eólicos en el mar aprovechan mejor las condiciones y están siendo cada vez más comunes, representando una opción prometedora para la generación a gran escala (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.4 Biomasa y bioenergía. La energía producida a partir de biomasa, como madera, bagazo y otros materiales agrícolas, es una fuente renovable con bajos impactos ambientales, especialmente cuando se utiliza biomasa residual o biogás. A pesar de generar emisiones de gases de efecto invernadero, se ha explorado la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) y su utilización (BECCU). El biogás puede usarse para cocinar o generar calor y electricidad, e incluso transformarse en biometano para inyectarlo en redes de gas natural. La bioenergía moderna representa el 55% de la energía renovable mundial y más del 6% del suministro energético global, con un crecimiento proyectado del 10% anual hasta 2030. Su uso en generación de energía eléctrica y biocombustibles está aumentando, con un notable impulso en países como Estados Unidos, Brasil e India. Además, la bioenergía es fundamental para el suministro de calor, especialmente en la industria, siendo la Unión Europea el mercado más avanzado en este ámbito (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.5 Energía geotérmica. La energía geotérmica se basa en el aprovechamiento del calor contenido en el interior de la Tierra, que se puede utilizar directamente para calefacción o refrigeración, o transformarse en electricidad mediante sistemas geotérmicos de vapor-dominantes o líquido-dominantes. Estos sistemas suelen ubicarse en zonas tectónicamente activas, donde el calor es accesible. Existen tecnologías maduras, como la calefacción urbana

y las plantas geotérmicas de generación eléctrica, que incluyen sistemas de vapor seco, flash y binarios. La energía geotérmica tiene el potencial de ser más estable que las energías renovables variables y está experimentando un crecimiento continuo gracias al desarrollo tecnológico y la participación de nuevos sectores. Aunque Latinoamérica tiene gran potencial geotérmico, los avances varían, con países como Costa Rica, Chile y Brasil liderando el desarrollo, mientras que Colombia ha iniciado un piloto en el campo Las Maracas. Este tipo de energía se está considerando como una alternativa sólida para complementar otras fuentes renovables y garantizar un sistema eléctrico con mayor confiabilidad (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.6 Energía marina. Los océanos tienen el mayor potencial teórico de energía renovable a nivel mundial, aunque su aprovechamiento aún es limitado debido a los elevados costos y a la insuficiencia de avances tecnológicos. Existen diversas tecnologías para aprovechar la energía marina, pero la mayoría se encuentra en etapas de investigación, desarrollo o en fases demostrativas. De todas ellas, la energía mareomotriz es la que ha alcanzado el mayor nivel de desarrollo tecnológico (TRL 7-9) y representa el 98 % de la capacidad instalada de energías marinas, con una potencia operativa comercial de aproximadamente 530 MW a nivel global. Otras tecnologías emergentes incluyen la explotación de aguas profundas para distritos térmicos (TRL 6-9), la energía proveniente de las olas (TRL 5-8), la energía por gradientes térmicos oceánicos (TRL 3-6) y la energía derivada de gradientes térmicos salinos (TRL 3-6) (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.7 Otras tecnologías. La electrificación de los procesos de consumo final de energía es clave en la transición energética hacia fuentes no fósiles. Para que esta electrificación sea efectiva, especialmente con altos volúmenes de energías renovables no convencionales

(FNCER) intermitentes, se requieren sistemas de almacenamiento y tecnologías de comunicación y control que coordinen la oferta y la demanda. Sin embargo, la electrificación no es la única solución; también existen otras alternativas energéticas que contribuyen a la descarbonización de diversos procesos. A continuación, se presentarán los avances tecnológicos más relevantes a nivel global y nacional para apoyar esta transición (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.8 Tecnologías de almacenamiento de energía. El almacenamiento de energía es crucial para los sistemas eléctricos basados en FNCER, y su selección depende del tiempo de almacenamiento requerido, desde corta duración (segundos a horas) hasta larga duración (más de 100 horas). La tecnología más utilizada actualmente es la hidroeléctrica de bombeo, aunque las baterías de iones de litio están ganando terreno debido a la reducción de costos y el aumento de la capacidad instalada. Además, existen métodos térmicos, como las sales fundidas, y tecnologías emergentes como el almacenamiento híbrido. Se prevé que la capacidad de almacenamiento aumente significativamente en los próximos años, con un crecimiento de las baterías estacionarias y del bombeo hidroeléctrico. El hidrógeno verde, producido mediante electrólisis con electricidad renovable, también se perfila como una opción relevante. Estos avances ofrecen oportunidades para la descarbonización global y nacional, especialmente para países como Colombia, donde las mejoras en almacenamiento pueden facilitar la transición hacia energías renovables y reducir la dependencia del carbón (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.9 Hidrógeno. El hidrógeno es una alternativa clave en los esfuerzos de descarbonización, ya que puede sustituir combustibles fósiles en diversos sectores donde la electrificación directa o la bioenergía no son viables. Existen varios tipos de hidrógeno,

clasificados por colores según su método de producción: el hidrógeno gris y negro son intensivos en emisiones, mientras que el hidrógeno verde, producido mediante electrólisis con electricidad renovable, es considerado más limpio. Aunque la producción de hidrógeno verde ha crecido, su participación mundial sigue siendo baja, lo que subraya la necesidad de avanzar en tecnologías competitivas y en la mejora de la eficiencia energética en su producción. Además, el hidrógeno enfrenta retos logísticos y altos costos en su transporte y almacenamiento, especialmente por medios marítimos, por lo que se exploran alternativas como el amoníaco o el metanol para su exportación. Países como Colombia, con potencial para producir hidrógeno, deben mantenerse al tanto de las tendencias internacionales y evaluar el desarrollo de diversas formas de hidrógeno de bajas emisiones, mientras enfrentan desafíos en infraestructura y costos para su transporte y uso (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.10 Distritos energéticos. Las ciudades están adoptando sistemas de distritos energéticos para obtener beneficios como energía asequible, menor dependencia de combustibles fósiles, desarrollo económico local, mejoras en la calidad del aire, reducción de emisiones de CO₂ y una mayor integración de energías renovables. Estos distritos energéticos, que combinan tecnologías como cogeneración, almacenamiento térmico y bombas de calor geotérmicas, distribuyen energía de manera centralizada a múltiples usuarios en sectores residenciales, industriales y comerciales. Países como Estados Unidos, Canadá, Suecia, Dinamarca, Francia y Holanda han implementado estos sistemas con éxito, impulsando la "energía comunitaria" y la descarbonización, favoreciendo la eficiencia energética y el uso de recursos locales disponibles (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.11 Tecnologías para la transición del calor. En la última década, han surgido tecnologías que facilitan la transición hacia fuentes de energía más limpias y eficientes,

sustituyendo los combustibles fósiles en procesos de calefacción a niveles residencial, industrial y terciario. Las bombas de calor, que permiten electrificar la calefacción con alta eficiencia se constituyen en una gran alternativa, esto gracias a la energía calorífica que se transfiere de un espacio a otro. A nivel global, en 2021 ya se habían instalado más de 190 millones de estas bombas, y su implementación ha aumentado, especialmente en hogares, debido a eventos como la invasión a Ucrania y la Ley de Reducción de la Inflación en EE. UU. Además, tecnologías de cocción, como las estufas de inducción eléctrica, las eco-eficientes a biomasa y las de gas acoplables a biodigestores, están contribuyendo a reducir el consumo de energías fósiles tanto a nivel global como nacional (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.12 Energía nuclear. La energía nuclear, tanto en su forma de fisión como de fusión, es una alternativa para generar electricidad, calor e insumos para el sector energético. Mientras la fusión está en desarrollo y no es aplicable industrialmente, la fisión es el modelo utilizado globalmente, aunque enfrenta altos costos de inversión y operación, así como gastos indirectos relacionados con infraestructura, seguridad y almacenamiento de desechos. Aunque la energía nuclear es vista como estable y continua, su inflexibilidad operativa y los altos requisitos técnicos la hacen menos versátil en comparación con las fuentes renovables, las cuales se están instalando más rápidamente. A pesar de estas limitaciones, la energía nuclear sigue siendo una opción a monitorizar debido a su potencial futuro (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.1.13 Captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS). Descarbonizar todos los sectores energéticos no es factible ni física ni económicamente, ya que, en industrias como la petroquímica, cementera y siderúrgica, las tecnologías de transición a energías limpias aún no están disponibles o son demasiado costosas. En estos casos, se considera la captura,

transporte, almacenamiento y uso potencial del carbono (CCUS) como una alternativa para gestionar las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, a nivel mundial, solo existen 35 proyectos comerciales de CCUS con una capacidad de captura de CO₂ inferior al 0,12 % de las emisiones globales del sector energético, y aunque se reconoce su importancia, esta tecnología aún no ha alcanzado su madurez, requiriendo mayores inversiones en investigación y un entorno normativo favorable para su desarrollo (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.2 El auge de la movilidad eléctrica

La movilidad eléctrica es clave en la transición energética, especialmente en sectores como el transporte por carretera, que representa una parte significativa del consumo global de energía, y en países como Colombia, donde gran parte de la energía proviene del petróleo. A nivel mundial, la electromovilidad está experimentando un crecimiento acelerado, con casi 20 millones de vehículos eléctricos de pasajeros y más de 280 millones de motos y motocarros eléctricos, lo que ha contribuido a reducir la demanda de crudo. Además, las mejoras tecnológicas han hecho que los vehículos eléctricos sean más económicos que los de combustión interna en algunos segmentos. Sin embargo, en países emergentes como Colombia, la adopción de estos vehículos requiere grandes inversiones en infraestructura y redes eléctricas, y aún persisten barreras relacionadas con los costos y la paridad de precios entre vehículos eléctricos y de combustión interna. Para acelerar la transición, también es necesario fomentar el uso del transporte público masivo, la movilidad activa y el transporte ferroviario eléctrico (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.3 Contexto internacional de los hidrocarburos

El consumo de derivados de hidrocarburos ha crecido constantemente desde el siglo XIX, inicialmente con el queroseno y luego con la gasolina en motores de combustión, impulsado por la masificación del automóvil. Hoy en día, su uso abarca desde la producción de gasolina y diésel hasta productos químicos, farmacéuticos y plásticos. En 2023, la demanda mundial de petróleo alcanzó 101 millones de barriles diarios, siendo el transporte el mayor consumidor. A pesar de la transición energética y la descarbonización, se espera que la demanda de crudo disminuya hacia 2050, dependiendo de la rapidez de penetración de vehículos eléctricos y otros factores como la falta de inversión en exploración de petróleo. No obstante, el petróleo continuará siendo una fuente clave de energía, representando entre el 15% y el 26% de la matriz energética futura (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.3.1 Gas natural. El mercado de gas también se verá afectado por la transición energética, con proyecciones de consumo mundial que varían significativamente según el escenario considerado. En 2030, la demanda de gas podría ser de 4372 bcm en el escenario de Políticas Establecidas de la IEA, 3268 bcm en el escenario Net Zero, y 4203 bcm en el escenario New Momentum de BP. A 2050, las proyecciones varían entre 4616 bcm y 1159 bcm, con una divergencia de hasta el 75%. A pesar de estas reducciones proyectadas, el gas, debido a su menor factor de emisiones de gases de efecto invernadero, sigue siendo clave en la transición energética, especialmente en sectores difíciles de descarbonizar. Sin embargo, la industria enfrenta desafíos relacionados con la eficiencia y la minimización de fugas de metano. Se estima que el gas seguirá siendo relevante en la matriz energética global hacia 2050, representando entre el 8 % y el 17 % del consumo total de energía, dependiendo del escenario de descarbonización, lo que subraya la importancia de prepararse para diferentes escenarios,

tanto de continuidad como de transición acelerada hacia energías limpias (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.4 La situación del carbono

El futuro del carbón es crucial para la transición energética global y de Colombia, dado que el carbón sigue representando una parte significativa de la oferta energética mundial. Sin embargo, el crecimiento de las energías renovables está desplazando su uso, especialmente en países desarrollados. Aunque la demanda global de carbón experimentó un repunte temporal debido a la pandemia y la crisis energética, se proyecta una disminución sostenida a partir de 2024, con un descenso más pronunciado hacia 2030. Esto es impulsado por políticas ambientales más estrictas, el desarrollo de tecnologías renovables y la mejora en el almacenamiento de energía. A pesar de que algunos mercados asiáticos continúan aumentando su consumo, la demanda de carbón de países como Estados Unidos y la Unión Europea está en declive. Además, factores como la volatilidad de los precios y la competencia de exportaciones de otros países han afectado negativamente las exportaciones colombianas. En este contexto, la transición energética del carbón presenta incertidumbres que deben ser consideradas en los planes futuros de Colombia, con énfasis en la adaptación a las dinámicas globales del mercado energético (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.1.4.1 Carbón metalúrgico-coque como encadenamiento productivo y materia prima industrial. El carbón metalúrgico, utilizado principalmente en la industria del acero, se clasifica en varias categorías según su capacidad para producir coque, un producto esencial en la fabricación de acero. Este carbón representa el 23% del comercio mundial de carbón, y su mercado está dominado por países como Australia, Estados Unidos, Rusia y Canadá, que

concentran el 91% de las exportaciones globales. La demanda de carbón metalúrgico y coque están estrechamente vinculada a la producción de acero, especialmente en el proceso de alto horno, que depende del coque como fuente de calor y agente reductor. Aunque la demanda de acero sigue creciendo, especialmente en países emergentes, se proyecta una reducción en el uso de carbón metalúrgico en los próximos años, especialmente en escenarios de desarrollo sostenible, debido a las políticas de eficiencia material y la transición hacia fuentes de energía más limpias. A pesar de estas tendencias, el mercado de coque experimentó un aumento en las exportaciones en 2021, lo que refleja una recuperación del mercado tras dos años de caídas, y las importaciones también mostraron un crecimiento significativo (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.2 Desafíos económicos

En términos económicos las inversiones deber venir por una parte del sector público, pero en mayor medida de sector privado. Esto significa que deben existir claros incentivos a la inversión, no solo para los inversionistas, sino también para las poblaciones vinculadas a los diferentes proyectos que se deban realizar. Se presentan y analizan unos posibles escenarios.

5.2.1 Distribución de la inversión y resultados totales del costo de los escenarios para la hoja de ruta de la transición energética justa.

En esta sección se detallan los costos de inversión asociados a los diversos escenarios energéticos proyectados, abarcando tanto la oferta como la demanda de energía. Asimismo, se analiza cómo se distribuye la inversión entre los sectores público y privado, lo que facilitará la

evaluación del rol de cada uno en la financiación de la transición energética hacia un sistema más eficiente y sostenible (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.1.1 Costo de inversión de los escenarios. Los costos de inversión corresponden al capital necesario para garantizar tanto la oferta como la demanda energética en sectores: residencial, transporte, industrial y terciario, e incluyen CAPEX, infraestructura y costos de reducción de pérdidas. Se analizan tres escenarios energéticos: Business As Usual (BAU), Medidas en Implementación (MEI) y Transición Energética Justa (TEJ), con un crecimiento del PIB del 3% y 4%. El escenario BAU muestra costos de inversión moderados, con un costo promedio del 6,7% del PIB en el optimista y 8,4% en el moderado, fluctuando entre el 6% y el 11% del PIB hasta 2050. El escenario MEI, impulsado por políticas previas a 2022, es más costoso, con costos que oscilan entre el 5% y el 12% del PIB, alcanzando su punto máximo entre 13,2% y 16,1% del PIB en 2038. En el escenario TEJ, con políticas más agresivas para mitigar el cambio climático, los costos de inversión son más altos, con un promedio del 7,4% al 10,3% del PIB, alcanzando un punto de inflexión en 2028 y aumentando debido a la adopción acelerada de tecnologías y energías limpias (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

La reindustrialización es el proceso de establecer o revitalizar la industria en un territorio, con el objetivo de aumentar la productividad, fortalecer la inversión y diversificar la oferta interna y exportable. En este contexto, se plantea un crecimiento económico del 4% del PIB, apoyado por la Política Nacional de Reindustrialización del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, que busca transformar la economía extractivista en una más productiva y sostenible. En comparación entre los escenarios de Transición Energética Justa (TEJ) con crecimiento al 3% y al 4% del PIB, ambos muestran tendencias similares, pero el escenario TEJ4% resulta ser menos costoso, con un costo promedio anual entre el 7,2% y 9,6% del PIB, frente al 7,4% y 10,3% del PIB de TEJ3%, debido a las mejores condiciones económicas para

producir y consumir en el escenario de mayor crecimiento (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.2 Distribución de la inversión en el sector público y en el sector privado

La determinación del porcentaje de inversión pública y privada en la transición energética es clave para entender el papel de los distintos actores económicos en este proceso. Según un informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el sector público aporta en promedio alrededor del 14% de los recursos para la transición energética, de los cuales el 10% y 11% provienen de inversiones directas, mientras que entre el 6% y el 9% se canaliza a través de instituciones financieras de desarrollo después de 2021. Estos datos ayudan a estimar la contribución del sector público en la financiación de proyectos energéticos sostenibles (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.2.1 Inversión pública y privada para el escenario BAU. La inversión pública anual, que representa el 14% del total de la inversión en la demanda de energía, oscila entre el 0,9% y el 1,1% del PIB en el escenario BAU. En el escenario optimista, se estima que el punto máximo de inversión pública será del 1% del PIB en 2034, equivalente a \$15,2 billones de pesos, mientras que en el escenario moderado alcanzará el 1,4% del PIB en 2050, es decir, \$33,7 billones de pesos. El 86% restante de la inversión en la demanda energética proviene del sector privado, con un promedio anual del 5,4% del PIB en el escenario optimista y 6,8% en el escenario moderado. La inversión privada en la oferta energética tiene un promedio anual del 0,5% del PIB (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.2.2 Inversión pública y privada para el escenario MEI. En el escenario MEI, la inversión pública anual, que representa el 14% del total de la inversión en la demanda energética, varía entre el 0,9% y el 1,2% del PIB. El punto máximo de inversión pública se alcanza en 2037, con un 1,2% del PIB en el escenario optimista (\$19,6 billones de pesos) y un 1,7% en el escenario moderado (\$27,8 billones de pesos). El 86% restante de la inversión en la demanda de energía proviene del sector privado, con un promedio anual del 5,7% del PIB en el escenario optimista y 7,2% en el moderado, mientras que la inversión privada en la oferta es del 0,7% del PIB (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.2.3 Inversión pública y privada para el escenario TEJ 3%. En el escenario TEJ3%, la inversión pública anual, que representa el 14% del total de la inversión en la demanda energética, varía entre el 0,8% y el 1,2% del PIB. El punto máximo de inversión pública se alcanza en 2029, con un 1,3% del PIB en el escenario optimista (\$16,9 billones de pesos) y un 1,8% en el escenario moderado (\$23,3 billones de pesos). El 86% restante de la inversión en la demanda energética proviene del sector privado, con un promedio anual del 5,1% del PIB en el escenario optimista y 7,3% en el moderado. Además, la inversión privada en la oferta se sitúa entre el 1,5% y 1,8% del PIB (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.2.4 Inversión pública y privada para el escenario TEJ 4%. En el escenario TEJ 4%, la inversión pública anual en demanda energética varía entre el 0,7% y el 1% del PIB, alcanzando su máximo en 2029 con un 1,3% en el escenario optimista y un 1,8% en el moderado. El 86% restante de la inversión proviene del sector privado, con un promedio anual de entre el 4,6% y 6,4% del PIB, mientras que la inversión privada en la oferta se sitúa entre el 1,9% y el 2,1% del PIB. Aunque las diferencias entre los escenarios BAU, MEI y TEJ 3% son mínimas, el escenario TEJ 4% presenta fluctuaciones más pronunciadas después de 2040,

especialmente en el optimista, mientras que el moderado muestra una evolución más estable con menores niveles de inversión. (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.3 Costos de inversión para el sector residencial

El sector residencial, que representa una parte importante del consumo energético global, enfrenta un aumento en la demanda de electricidad debido al uso creciente de electrodomésticos, sistemas de calefacción, refrigeración y tecnologías digitales. Este sector, crucial para el bienestar y calidad de vida, debe adoptar soluciones energéticas más sostenibles para reducir su impacto ambiental y mejorar la eficiencia. Se analizan las dinámicas energéticas del sector, enfocándose en la generación y consumo de energía, así como los costos de inversión, incluyendo el capital (CAPEX) y las necesidades de infraestructura, para estimar el costo total de inversión necesario para avanzar hacia un modelo energético más eficiente (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.3.1 Estimación de los costos de inversión total. Los costos de inversión para el sector residencial incluyen los CAPEX (como la adquisición de electrodomésticos) y los costos de infraestructura (como la instalación de medidores inteligentes, la reconversión de redes eléctricas y la instalación de gas natural domiciliario). Se estimaron los costos para tres escenarios energéticos: BAU, MEI y TEJ, en sus versiones optimista y moderada. En el escenario BAU, el costo promedio oscila entre el 1,2% y el 1,4% del PIB, alcanzando su máximo en 2039 con un 2,5% para el escenario moderado y 2% para el optimista. En el escenario MEI, los costos promedian entre 1,5% y 1,9% del PIB, con un máximo en 2036, llegando al 2,7% en el escenario optimista y 3,5% en el moderado. Por último, el escenario TEJ 3% tiene un costo promedio de 1,6% para el optimista y 1,9% para el moderado,

alcanzando su máximo en 2029, con un 3,5% del PIB en el optimista y 4,2% en el moderado (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

En el escenario tendencial, los costos de inversión para los escenarios optimista y moderado son similares en los primeros siete años, con un costo del 0,8% del PIB en 2030 y un máximo entre 2% y 2,5% del PIB en 2039, descendiendo a un 0,7% y 0,9% en 2050. En este escenario, los CAPEX representan el 84% del total de la inversión, mientras que la infraestructura es el 16%. En el escenario MEI, los costos inician entre 0,6% y 0,7% del PIB, aumentando hasta 2036, cuando alcanzan entre 2,8% y 3,5% del PIB, y luego disminuyen hasta llegar entre 0,8% y 1% en 2050, con una distribución similar entre CAPEX (83%) e infraestructura (17%). En los escenarios TEJ 3% y TEJ 4%, los costos de inversión inician en 0,7% y 0,9% del PIB, respectivamente, con un aumento considerable en 2029 (entre 3,5% y 4,2% del PIB para TEJ 3% y entre 3,4% y 4% para TEJ 4%), seguido por una disminución significativa hasta 2036, estabilizándose después. En ambos escenarios TEJ, los CAPEX representan el 84% del total de la inversión y la infraestructura el 16%, con una diferencia de 0,2% del PIB en los promedios totales entre TEJ 3% y TEJ 4% (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.4 Costos de inversión para el sector transporte

El sector transporte, uno de los mayores consumidores de energía a nivel global, enfrenta el desafío y la oportunidad de transitar hacia fuentes más sostenibles para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones. En este contexto, se describen las dinámicas energéticas del sector, se analizan los componentes del costo de inversión, como el capital de inversión (CAPEX) y las necesidades de infraestructura, y se estima el costo total de inversión,

ofreciendo una visión clara de los recursos requeridos para impulsar esta transición (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.4.1 Estimación de los costos inversión total. El análisis de los costos de inversión en CAPEX para dispositivos de consumo y infraestructura muestra que el escenario BAU tiene un costo promedio anual del 4,71% del PIB en el enfoque optimista y 5,99% en el moderado. El escenario MEI es el más costoso, con un promedio anual del 4,83% en el optimista y 6,16% en el moderado. Los escenarios TEJ resultan ser los más económicos, con costos promedio anuales de 4,14% y 6,19% del PIB en TEJ 3%, y 3,68% y 5,43% en TEJ 4%, según las tendencias optimista y moderada, respectivamente. Estos resultados destacan que las políticas de transición energética en el sector transporte, en lugar de seguir las tendencias del mercado, son más rentables y ofrecen mejores eficiencias, tanto en inversión como en consumo energético, además de sus beneficios ambientales y fiscales (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.5 Costos de inversión para el sector industrial

El sector industrial, enfrenta el reto y la oportunidad de modernizarse hacia procesos más eficientes y sostenibles para mejorar la competitividad y reducir su impacto ambiental. Este apartado describe las dinámicas del sector en términos de consumo y eficiencia energética, analiza los costos de inversión, incluyendo el capital (CAPEX) y las necesidades de infraestructura y tecnología, y estima el costo total de inversión requerido para esta transición (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.5.1 Estimación del costo de inversión total. El costo de inversión en el sector industrial incluye el CAPEX, infraestructura y ahorro en pérdidas, necesarios para actualizar la capacidad instalada y garantizar el funcionamiento de las industrias. Los tres escenarios energéticos (BAU, MEI y TEJ 3%) muestran que la transición energética es económicamente viable, ya que el costo promedio anual es similar, oscilando entre el 0,2% del PIB en todos los casos. Sin embargo, el escenario TEJ 3% presenta una implementación más acelerada, con un mayor enfoque en equipos eficientes, alcanzando un costo máximo en 2029 y estabilizándose en 2036. Por su parte, el escenario BAU tiene una implementación más lenta, mientras que el MEI muestra un crecimiento acelerado hasta 2030, seguido de una disminución en los años siguientes. Los escenarios TEJ 3% y TEJ 4% se caracterizan por un inicio acelerado de inversiones, alcanzando sus puntos de inflexión entre 2028 y 2029, con estabilización en los costos hacia 2031. En general, la transición energética en el sector industrial no representa un costo significativamente mayor que seguir las tendencias actuales, y es una oportunidad para realizar el cambio sin incrementar los gastos (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.6 Costos de inversión para el sector terciario

El sector terciario, enfocado en los servicios, ha visto un crecimiento significativo en la demanda de tecnología y digitalización, lo que ha abierto nuevas oportunidades para mejorar la eficiencia operativa y reducir el consumo de recursos. Esta sección analiza las tendencias del sector respecto al consumo y eficiencia energética, examina los componentes del costo de inversión como el capital (Capex), la infraestructura y la tecnología, y finalmente, proyecta el costo total de la inversión necesaria para llevar a cabo la transición hacia un modelo energético más sostenible (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.6.1 Estimación del costo de inversión sector terciario. El costo de inversión abarca tanto el CAPEX como la infraestructura, necesarios para mejorar la capacidad instalada y garantizar el funcionamiento de las actividades en los sectores comercial y público. El CAPEX se refiere a la adquisición de nuevos activos, mientras que la infraestructura implica la mejora de los existentes. Al comparar los escenarios energéticos (BAU, MEI y TEJ3%), el escenario TEJ 3% muestra una implementación más rápida, alcanzando su punto máximo en 2030, con una caída posterior hasta 2036, mientras que los escenarios BAU y MEI tienen una implementación más prolongada sin medidas contundentes para la transición. Los escenarios TEJ, con un PIB de 3% o 4%, siguen una tendencia similar, con un crecimiento inicial hasta 2030 para TEJ 3% y 2031 para TEJ 4%, seguido de una caída hasta 2036 y una estabilización posterior, destacándose la acelerada implementación de equipos eficientes y capacidad instalada en los primeros años en comparación con BAU y MEI (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.7 Costos de inversión para el sector electricidad

El sector eléctrico es clave en la transición hacia un sistema energético más limpio, gracias a la integración de fuentes renovables y avances en almacenamiento y distribución. Este proceso ha generado oportunidades para mejorar la estabilidad de la red, la eficiencia en la generación y el suministro de energía eléctrica. En esta sección se describe el sector eléctrico y se analizan los componentes del costo de inversión, como el CAPEX, infraestructura y tecnología, concluyendo con una proyección del costo total de la inversión necesaria para una transición hacia un modelo energético más sostenible (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.7.1 Estimación del costo del CAPEX para el sector electricidad. En el escenario TEJ 3%, se requieren mayores niveles de inversión en energía eléctrica, con un costo promedio anual de CAPEX entre el 1,5% y 1,8% del PIB, mientras que en el escenario BAU este costo es del 0,5% y en el MEI del 0,7% del PIB. El escenario TEJ 4% resulta más costoso que TEJ 3% debido a las inversiones, pero aun así, es más económico que TEJ 3%. En este escenario, el costo de CAPEX está entre el 1,9% y 2,1% del PIB. (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.8 Costos de inversión para el sector hidrógeno

El sector del hidrógeno ha emergido como una opción clave para la descarbonización, debido a su capacidad para almacenar y transportar energía de manera eficiente. La producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno verde se están consolidando como elementos esenciales en la transición hacia un sistema energético más sostenible. Esta sección describe el sector, analiza los componentes del costo de inversión, como el capital (CAPEX) y las demandas en infraestructura y tecnología, y presenta una proyección del costo total de inversión (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.2.8.1 Estimación del CAPEX para el sector hidrógeno. Se presentan los costos de inversión (CAPEX) en la producción de hidrógeno bajo los escenarios BAU, MEI y TEJ, con sus respectivos enfoques económicos moderado y optimista. En los escenarios BAU y MEI, los costos se mantienen bajos, cercanos al 0,01% del PIB, con picos de inversión en ciertos períodos (2026-2028, 2034-2036, y 2046-2048). Sin embargo, en el escenario TEJ, se observa un comportamiento creciente en la inversión, con una mayor volatilidad en los primeros años (2025-2030), seguido de un crecimiento moderado y constante hasta 2050, especialmente en los escenarios TEJ 3% y TEJ 4%. A diferencia de los otros escenarios, TEJ muestra un mayor

aumento en los costos de producción de hidrógeno, destacándose especialmente en el corto plazo hasta 2030, impulsado por un proceso de reindustrialización. En resumen, el escenario TEJ presenta una inversión más alta y constante en comparación con BAU y MEI, con un enfoque más fuerte en la transición hacia fuentes de energía sostenibles (Ministerio de Minas y Energía, 2023).

5.3 Desafíos regulatorios y políticos

El ordenamiento jurídico colombiano se basa en el principio de jerarquía normativa, según el cual las normas se organizan en una estructura vertical representada por la "pirámide de Kelsen". En este sistema, las normas superiores, como la Constitución, son la fuente de validez de las normas inferiores, las cuales deben ser coherentes con las superiores y aplicarlas de manera más específica, tal como lo ha indicado la Corte Constitucional en varias sentencias (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

Los servicios energéticos en Colombia están respaldados por la Constitución de 1991, que asigna al Estado la función social de prestar estos servicios, y establece las competencias del legislativo y del presidente para definir políticas y regular la eficiencia de los mismos. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es responsable de la inspección y control. Además, las Leyes 142 y 143 de 1994 regulan la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, permitiendo la participación privada y fomentando la competencia. A través de leyes como la Ley 629 de 2000 y la Ley 1715 de 2014, Colombia ha adoptado compromisos internacionales y establecido un marco legal para la promoción de energías renovables y tecnologías limpias. (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

En 2015, Colombia firmó el Acuerdo de París, comprometiéndose a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en un 20 % para 2030, lo que derivó en la creación

de políticas como la Ley 1931 de 2018 sobre Cambio Climático. Posteriormente, la Ley 1972 de 2019 protegió los derechos a la salud y al medio ambiente mediante la reducción de emisiones contaminantes, y la Ley 2099 de 2021 avanzó en la transición energética, dinamizando el mercado y promoviendo las energías renovables a través de la creación de fondos de apoyo financiero. Ese mismo año, la Ley 2169 impulsó el desarrollo bajo en carbono, estableciendo metas para la neutralidad de carbono y resiliencia climática. Recientemente, la Ley 2294 de 2022 aprobó el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, introduciendo la figura de Comunidades Energéticas y modificaciones a programas de transición energética (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

El Plan Nacional de Desarrollo actual se enfoca en cinco transformaciones clave: ordenamiento del territorio alrededor del agua, seguridad humana y justicia social, derecho humano a la alimentación, transformación productiva, internacionalización y acción climática, y convergencia regional. La transición energética justa (TEJ) contribuye especialmente a la cuarta transformación, promoviendo energías limpias para fortalecer la resiliencia ante el cambio climático. Además, el mecanismo de consulta previa garantiza que las comunidades indígenas y tribales sean consultadas sobre proyectos que puedan afectarlas, según lo establecido por la Corte Constitucional. La Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP) certifica si un proyecto requiere consulta, apoyándose en entidades territoriales y académicas para asegurar la correcta identificación de los impactos en estas comunidades (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.3.1 Políticas públicas de Colombia para la TEJ

Las políticas públicas relacionadas con la transición energética justa (TEJ) en Colombia son emitidas por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) y el

Departamento Nacional de Planeación (DNP). Se han identificado 17 documentos CONPES sobre TEJ, destacándose cuatro principales: el CONPES 3934 de 2018, que promueve el crecimiento verde mediante la sostenibilidad del capital natural y la diversificación económica; el CONPES 3943 de 2018, orientado a mejorar la calidad del aire mediante acciones en el parque automotor, la industria y la gestión del riesgo; el CONPES 3919, que fomenta la construcción sostenible; y el CONPES 4075 de 2022, que establece la política de transición energética, enfocándose en seguridad energética, innovación y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, el avance en la implementación de estas políticas varía, con algunos documentos alcanzando niveles de ejecución cercanos al 80% y otros como el CONPES 4075 con solo un 3,7% de avance (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

El gobierno de Colombia ha identificado 21 estrategias clave, destacándose la Misión de Sabios, que aborda tres retos principales: biodiversidad, productividad sostenible y equidad, con misiones emblemáticas enfocadas en la innovación, educación, cambio climático, bioeconomía, economía creativa y un modelo productivo sostenible. Además, la Misión de Transformación Energética estudia la estructura del mercado eléctrico, el rol del gas, la descentralización y la gestión eficiente de la demanda. En paralelo, la Transición Energética Justa, impulsada por el actual gobierno, se fundamenta en cuatro principios orientados a diversificar la matriz energética mediante energías limpias, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y garantizar un acceso más justo y democrático a los servicios energéticos, con la participación activa de las comunidades en la toma de decisiones (Ministerio de Minas y Energía, 2024a).

5.4 Desafíos sociales

El estado colombiano ha mostrado claros avances en materia social y si bien aún falta un desarrollo más riguroso de las políticas a seguir se cuenta con un conocimiento significativo de las rutas a seguir. A continuación, se exploran los escenarios propuestos en materia de avance social.

5.4.1 Fortalecimiento la participación de los diferentes actores en los procesos (políticas, planes, proyectos) del sector minero energético

La democratización de la toma de decisiones en el sistema energético se vincula con el acceso a la información, la transparencia, el equilibrio de poder entre actores, la consulta previa y la participación equitativa de las mujeres. El Ministerio de Energía ha fortalecido el conocimiento sobre la Transición Energética Justa (TEJ), impulsando el Pacto Educativo por la Planeación Minero-Energética y la Red Nacional de Conocimiento, que fomenta la colaboración entre entidades gubernamentales, empresas y comunidades. También se han realizado análisis geoespaciales para mapear conflictos sociales y socio-ambientales, lo que mejora la planificación de proyectos. Además, el Ministerio avanza en la creación de un tablero de control público para monitorizar los proyectos energéticos, y ha generado espacios pedagógicos para compartir información, fortalecer capacidades locales y superar asimetrías en el diálogo, contribuyendo a una mayor participación ciudadana en la supervisión del sector. Entre ellos están, los talleres sobre rendición de cuentas, derechos de petición y habilidades organizativas para ejercer control ciudadano sobre el sector (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

La Escuela de Formación para la Transición Energética Justa (TEJ), consolidada en 2024, busca fortalecer las capacidades de las comunidades y asegurar la sostenibilidad de los proyectos energéticos a través de la capacitación continua y la adaptación de los proyectos a las necesidades locales. Además, se han creado espacios participativos como los ‘Gobierno con el Pueblo’, Diálogos para la TEJ y Asambleas de Usuarios, enfocados en democratizar la toma de decisiones sobre energía, tarifas y participación en el mercado energético. En paralelo, se han promovido iniciativas para garantizar los derechos de las comunidades étnicas, como la Gerencia Guajira, que fomenta el diálogo con la comunidad Wayuu. También se están implementando mecanismos de protección de derechos humanos en zonas con proyectos energéticos, incluyendo la capacitación de empresas y el fortalecimiento de redes de monitorización para asegurar el respeto a estos derechos, con un enfoque en la inclusión de género y la diversidad (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

5.4.2 Incremento de los niveles de articulación interinstitucional, y de armonización de los procesos del sector con los planes sectoriales y de ordenamiento de los territorios.

Para mejorar la articulación interinstitucional en el sector minero-energético, se han implementado diversas iniciativas, como los Distritos Mineros para la diversificación productiva, que buscan coordinar esfuerzos entre entidades gubernamentales, autoridades locales y comunidades, y asegurar la participación de todos los actores en la formulación de planes estratégicos. Minenergía también trabaja con alcaldías y gobernaciones para alinear metas y proyectos de diversificación productiva con los del Plan Nacional de Desarrollo (PND), apoyando la estructuración y financiación de proyectos energéticos. Sin embargo, persiste la dificultad de la desactualización de los planes de ordenamiento territorial, lo que retrasa procesos como la entrega de licencias ambientales. Para mitigar estos problemas,

Minenergía lidera mesas interinstitucionales de alto nivel y ha diseñado un Plan de Transparencia y Ética Pública, alineado con el V Plan de Acción Nacional de Estado Abierto, que incluye la creación de un Sistema de Gobierno Abierto en el sector minero-energético, con el objetivo de mejorar la transparencia y combatir la corrupción (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

5.4.3 Diseño de incentivos para la transición tecnológica con enfoque territorial, étnico y de género

Para facilitar la adopción de la Transición Energética Justa (TEJ) en poblaciones vulnerables y pequeñas industrias, se proponen incentivos técnicos y financieros enfocados en la sostenibilidad de los proyectos, como subsidios, financiación para la adquisición de tecnologías limpias y apoyo a la reconversión de pequeñas y medianas industrias. Además, se busca desarrollar líneas de crédito para proyectos domésticos, como soluciones solares fotovoltaicas, y se avanza en la capacitación a través de la Escuela TEJ. Las iniciativas deben tener en cuenta un enfoque diferencial territorial, étnico y de género, priorizando zonas con mayor infraestructura, como grandes ciudades y áreas con alta dependencia de la movilidad fluvial. También se impulsarán estrategias de reindustrialización, inicialmente en áreas con infraestructura disponible, como las minas de carbón en proceso de cierre. Los proyectos de TEJ deben integrar enfoques de género y étnico, asegurando la inclusión de mujeres y el respeto a la diversidad cultural local en el diseño y desarrollo de las iniciativas (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

5.4.4 Desarrollo de mecanismos para generar una distribución equitativa de beneficios

Para abordar la falta de equidad en la distribución de los beneficios de los proyectos energéticos, el Ministerio ha propuesto iniciativas como la propiedad compartida a través de comunidades energéticas y municipios energéticos, y la cesión de infraestructura energética a las comunidades para su administración. Para garantizar la sostenibilidad, se requiere fortalecer las capacidades comunitarias y regular las condiciones de cesión de activos. Además, se está trabajando en la reglamentación de las transferencias de proyectos eléctricos a comunidades étnicas, fortaleciendo las capacidades administrativas locales. También se propone establecer estándares mínimos de distribución de beneficios, inspirados en el sector de los hidrocarburos, para asegurar que los proyectos contribuyan a los ODS, especialmente en términos de reducir la pobreza y promover la equidad de género. Los proyectos deben vincularse a iniciativas productivas locales, como las Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado (ZOMAC), para mejorar el bienestar y fortalecer la economía popular y comunitaria, con un enfoque diferencial de género, territorial y étnico (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

5.4.5 Formulación de lineamientos vinculantes para la prevención de impactos sociales negativos de los proyectos FNCER

De acuerdo con la Ley 143 de 1994, los proyectos que puedan causar deterioro ambiental deben implementar estrategias de prevención, mitigación, reparación y compensación de daños. Los proyectos de FNCER deben cumplir con estas condiciones, considerando el contexto social, ambiental, étnico y de género. Se recomienda realizar estudios de impacto ambiental (EIA) y planes de seguimiento para identificar posibles afectaciones, además de integrar el enfoque de género en la planificación de los proyectos. En cuanto al uso

de suelos, se sugiere aprovechar terrenos degradados o en proceso de restauración para evitar impactos negativos. Para la reparación de personas afectadas por reasentamientos involuntarios, se deben diseñar estrategias que incluyan la reparación simbólica de la pérdida cultural y la reparación integral con un enfoque de género, asegurando que los beneficios económicos y la titulación de tierras sean distribuidos equitativamente entre hombres y mujeres. Además, se debe implementar una monitorización participativa para verificar el cumplimiento de los planes de derechos humanos de las empresas, involucrando a las comunidades afectadas, especialmente a las étnicas y de mujeres, en la evaluación de los impactos diferenciados (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

5.4.6 Desarrollo de mecanismos para medir y reducir la pobreza energética con enfoques diferenciales

Para reducir la pobreza energética, es necesario contar con una definición y medición estandarizada que permita evaluar la efectividad de las medidas adoptadas. El Minenergía ha desarrollado un indicador de pobreza energética multidimensional que abarca acceso a la energía eléctrica, preparación de alimentos, confort térmico, y otros servicios básicos. Este indicador, que alcanza la escala municipal, muestra que la pobreza energética se concentra en las ZNI y zonas periféricas como la Amazonía, el Caribe y el Pacífico. Las estrategias para reducirla deben considerar un enfoque diferencial para las comunidades étnicas y territoriales, con acciones específicas para ZNI y SIN, como la ampliación de cobertura, reducción de interrupciones y tarifas, y un enfoque de género que mida los beneficios de la electrificación en la reducción de tiempos de cuidado y generación de empleo, especialmente en pequeñas iniciativas productivas. Además, el Minenergía trabaja en un indicador de pobreza energética

monetaria para complementar el enfoque multidimensional, considerando la relación entre el costo de energía y los ingresos de la población (Ministerio de Minas y Energía, 2024b).

La Tabla resume los factores claves a considerar para en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el contexto de la transición energética.

Tabla 4.

Factores claves a considerar en los sistemas de distribución en el contexto de la transición energética

RESUMEN GENERAL	
<p>En este capítulo se ha contextualizado la transición energética desde una visión global identificando las posibles afectaciones de ésta en el país y teniendo en cuenta los sistemas de distribución de energía eléctrica.</p>	
FACTORES CLAVE	
Factor determinante	Ideas clave
Desafíos técnicos	Se debe prever un sistema que permita la electrificación de sectores como el de la movilidad y la industria de cocción de alimentos y calefacción entre otros. Se espera que la energía solar fotovoltaica siga teniendo el segundo lugar en el despliegue de energías renovables después de la hidroeléctrica y que el tercer lugar sea para la energía eólica dada la evolución y eficiencia de las turbinas actuales. La anterior perspectiva requiere que los sistemas de almacenamiento evolucionen hacia sistemas híbridos y sistemas basados en hidrógeno verde.
Desafíos económicos	En un escenario de una transición energética justa la inversión se estima en un promedio del 7.4 % al 10.3 % del PIB. Cerca del 85% de la inversión de cualquier

escenario se estima vendría del sector privado por lo que una política económica que incentive la inversión es indispensable para lograr una transición energética justa.

Desafíos regulatorios y políticos

Se ha identificado que dentro de las políticas públicas emitidas en pro de una transición energética justa el CONPES 4075 cuenta solamente con un 3% de avance. El gobierno de Colombia ha identificado 21 estrategias clave para una transición justa pero no se han definido en muchos casos una línea clara de pasos a seguir.

Desafíos sociales

Persiste la dificultad de la desactualización de los planes de ordenamiento territorial, lo que retrasa procesos como la entrega de licencias ambientales. Para facilitar la adopción de la Transición Energética Justa (TEJ) en poblaciones vulnerables y pequeñas industrias, se proponen incentivos técnicos y financieros enfocados en la sostenibilidad de los proyectos. Se propone establecer estándares mínimos de distribución de beneficios, inspirados en el sector de los hidrocarburos, para asegurar que los proyectos contribuyan a los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).

6. Conclusiones

En la monografía se han descrito los actores principales asociados a los sistemas de distribución de energía eléctrica dentro de la transición energética en Colombia, al mismo tiempo que se han identificado los posibles retos que enfrentarían estos en el marco de la transición energética.

Se identificó el posible desarrollo que se llevará a cabo en los sistemas de distribución de energía eléctrica del sector eléctrico colombiano para dar paso a la transición energética por medio del reconocimiento de documentación clave asociada a la transición energética en Colombia

Los desafíos tecnológicos y económicos con respecto a la transición energética en Colombia enfrentan barreras significativas en términos de infraestructura, costos y capacidad técnica. La integración de fuentes renovables no convencionales (FRNC), como la solar y eólica, requiere una modernización de la infraestructura de transmisión y distribución para manejar su intermitencia y asegurar una distribución eficiente de la energía eléctrica generada.

Por otra parte, la falta de integración entre políticas y ejecución a pesar de las hojas de ruta y planes establecidos por diversas entidades del gobierno, existe un desfase entre la planificación y la ejecución de proyectos. Esto se traduce en retrasos en la implementación de sistemas de generación con energías renovables, lo que dificulta la diversificación de la matriz energética del país y la implementación efectiva de la transición energética.

Otro aspecto importante son las limitaciones en la infraestructura en cuanto a la capacidad de transmisión de energía eléctrica, especialmente desde las zonas de suministro de energía con fuentes de energía renovable hacia los centros de consumo, es una de las principales barreras. La expansión y modernización de la infraestructura de transmisión y distribución es

requerida para desbloquear el potencial energético de regiones como La Guajira, que cuenta con un alto potencial en generación de energías solar y eólica.

Con relación al marco regulatorio aún es insuficiente, a pesar del compromiso gubernamental con el desarrollo de energías renovables, como el hidrógeno verde, persisten carencias en el marco regulatorio, la certificación de tecnologías y la coordinación a nivel nacional y regional. Estas deficiencias ralentizan la implementación de proyectos y dificultan la planificación de una transición energética efectiva.

Adicionalmente, la variabilidad de las energías renovables, en cuanto a la intermitencia de éstas, presenta retos adicionales para la estabilidad de la red eléctrica. La adopción de tecnologías de almacenamiento de energía y la mejora de la resiliencia de los sistemas de distribución son fundamentales para asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Por consiguiente, es una necesidad que existan inversiones sostenibles y políticas públicas efectivas para lograr una transición energética adecuada. Esto requiere una revisión de las políticas de subsidios y una mayor inversión en tecnologías limpias, almacenamiento de energía y desarrollo de nuevas infraestructuras de la red eléctrica. Además, las políticas deben considerar la equidad social y territorial, atendiendo las necesidades de las comunidades más vulnerables y promoviendo la participación activa en los proyectos.

Referencias

(s.f.).

Barasa Kabeyi, M., & Olanrewaju, O. (2022). Sustainable Energy Transition for Renewable and Low Carbon Grid Electricity Generation and Supply. *Frontiers in Energy Research*, 9(743114), 1-45. doi:<https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.743114>

Cardona, D., Tamayo, J., & Eslava-Garzón, J. (2024). Hacia una matriz energética sostenible en Colombia. Una revisión sistemática de la literatura. *Información Tecnológica*, 35(5), 1-16. doi:<http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642024000500001>

Consejo Privado de Competitividad. (2024). Informe Nacional de Competitividad 2024-2025. Corficolombiana. (15 de Julio de 2022). Actualidad del sector energético colombiano y vulnerabilidad al cambio climático. Obtenido de https://investigaciones.corfi.com/analisis-sectorial-y-sostenibilidad/perspectiva-sectorial-energia/actualidad-del-sector-energetico-colombiano-y-vulnerabilidad-al-cambio-climatico/informe_1175892

Fabra, N., & Reguant, M. (2024). The Energy Transition: A Balancing Act. *Resource and Energy Economics*, 76(101408), 1-27. doi:<https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2023.101408>

García, J., Giraldo, V., & Montoya, S. (2021). Principales barreras para la Generación Distribuida: Evidencia a partir de una revisión de literatura. *Documentos de trabajo Economía y Finanzas*(21-02), 1-25. Obtenido de <https://repository.eafit.edu.co/server/api/core/bitstreams/2861f4c1-291c-479d-b7a8-32c7bb00187c/content>

- Gitelman, L., & Kozhevnikov, M. (2023). New Approaches to the Concept of Energy Transition in the Times of Energy Crisis. *Sustainability*, 15(5167), 1-23. doi:<https://doi.org/10.3390/su15065167>
- Ibrahim, M., Alola, A., & Ferreria, D. (2023). Assessing sustainable development goals attainment through energy-environmental efficiency: The case of Latin American and Caribbean countries. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 57(103209), 1-11. doi:<https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103219>
- Mahdavi, M., Alhelou, H., Hatziargyriou, N., & Jurado, F. (2021). Reconfiguration of Electric Power Distribution Systems: Comprehensive Review and Classification. *IEEE Access*, 9(118502 - 118527). doi:<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3107475>
- Marot, A., Kelly, A., Naglic, M., Barbesant, V., Cremer, J., Stefanov, A., & Viebahn, J. (2022). Perspectives on Future Power System Control Perspectives on Future Power System Control. *Journal Of Modern Power Systems And Clean Energy*, 10(2), 328-344. doi:DOI: 10.35833/MPCE.2021.000673
- Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación. (2024, 03 de septiembre). Resolución 1452 de 2024. Gaceta Oficial del Congreso. Obtenido de https://minciencias.gov.co/sites/default/files/2403_documento_de_politica_transicion_energetica_1.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/5856/TRANSICION_ENERGETICA_COLOMBIA_BID-MINENERGIA-2403.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Ministerio de Minas y Energía. (2023). Análisis de inversiones para la Transición Energética Justa.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024a). Diagnostico Base para la Transición Energética.

- Ministerio de Minas y Energía. (2024b). Oportunidades y Desafíos socioambientales de la Transición Energética Justa.
- Nadeem, T., Siddiqui, M., Khalid, M., & Muhammad, A. (2023). Distributed energy systems: A review of classification, technologies, applications, and policies. *Energy Strategy Reviews*, 48(101096), 1-23. doi:<https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101096>
- Olabi, A., & AbdelKareem, M. (2022). Renewable energy and climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158(112111), 1-7. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111>
- Olaya Requene, Y., Diaz Casa, M. C., Cepeda, C. C., & Alvarez Casadiego, C. (13 de Diciembre de 2023). Políticas de Investigación e Innovación Orientadas por Misiones - PIIOM. Misión Transición Energética. Obtenido de Documento de Política Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación: https://minciencias.gov.co/sites/default/files/upload/convocatoria/anexo_10._politica_nacional_de_ciencia_tecnologia_e_innovacion_piiom_para_la_mision_de_transicion_energetica.pdf
- Paniagua, R., & Duarte Pérez, A. (2021). Generación eléctrica en Colombia y su transición hacia Fuentes Renovables No Convencionales. CorfiColombiana.
- Papatsounis, A., Botsaris, P., & Katsavounis, S. (2022). Thermal/Cooling Energy on Local Energy Communities: A Critical Review. *Energies*, 15(1117), 1-20. doi:<https://doi.org/10.3390/en15031117>
- Poudel, S., & Dubey, A. (2021). A two-stage service restoration method for electric power distribution systems. *IET Smart Grid*, 4(5), 500-521. doi:<https://doi.org/10.1049/stg2.12021>

- Rabbi, M. F., Popp, J., Máté, D., & Kovács, S. (2022). Energy Security and Energy Transition to Achieve Carbon Neutrality. *Energies*, 15(8126), 1-18. doi:<https://doi.org/10.3390/en15218126>
- Rincón Munar, N., & Nieto, J. (29 de Septiembre de 2024). Hacia una sociedad movida por el sol y el viento: Los retos y avances de la transición energética justa para la superación de las brechas energéticas. Obtenido de Gov.co: <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/transicion-energetica.aspx>
- Simões, M., Farret, F., Khajeh, H., Shahparasti, M., & Laaksonen, H. (2022). Future Renewable Energy Communities Based Flexible Power Systems. *Applied Sciences*, 12(121), 1-24. doi:<https://doi.org/10.3390/app12010121>
- Web Master CELCO. (02 de Junio de 2023). Los 5 Desafíos y contratiempos en la Transición Energética en Colombia. Obtenido de https://celco.com.co/5-desafios-y-contratiempos-en-transicion-energetica-en-colombia/?utm_source=chatgpt.com
- WORLD ECONOMIC FORUM. (2024). Movilización de la Inversión en Energías Limpias en Colombia: soluciones para acelerar la financiación.
- Yanine, F., Sanchez-Squella, A., Barrueto, A., Sahoo, S., & Cordova, F. (2018). Smart Energy Systems: The Need to Incorporate Homeostatically Controlled Microgrids to the Electric Power Distribution Industry : An Electric Utilities' Perspective. *International Journal of Engineering & Technology*, 7(2.28), 64-73. Obtenido de <http://www.sciencepubco.com/index.php/IJET>