

**Potencial energético
subnacional y
oportunidades de
descarbonización en
usos de energía final.**

Presidente de la República
Gustavo Petro Urrego

Vicepresidenta de la República
Francia Márquez Mina

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ministra de Minas y Energía
Irene Vélez Torres

Viceministro de Energía (E)
Cristian Andrés Díaz Durán

Viceministra de Minas
Kelly Johana Rocha Gómez

Dirección de Energía Eléctrica
Cristian Andrés Díaz Durán

Dirección de Hidrocarburos
Felipe González Penagos

Dirección de Minería Empresarial
Pablo Yesid Fajardo Benítez

Dirección de Formalización Minera
Helcias Jose Ayala Mosquera

Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales
Luz Dary Carmona Moreno

Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
Ángela María Sarmiento Forero

Oficina de Planeación y Gestión Internacional
Miguel Ángel Cardozo Tovar

Oficina de Asesoría Jurídica
Tomás Restrepo Rodríguez

Secretaría General
Nelson Javier Vásquez Torres

Equipo Transición Energética Justa

Líder equipo TEJ
Johanna Stella Castellanos Arias

Equipo Técnico
Nessim Assad Bissinger
Felipe Alberto Corral Montoya
Simón García Orrego
Paula Andrea Hernández Cárdenas
Diana Carolina Murillo Martín
Ana María Orozco Idrobo
Juan Sebastián Roncancio Arévalo
Juan Camilo Zapata Mina

Entidades del Sector Minero Energético

Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
Clara Liliana Guatame Aponte

Agencia Nacional de Minería (ANM)
Luis Álvaro Pardo Becerra

Unidad de Planeación Minero- energética (UPME)
Carlos Adrián Correa

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE)
Javier Eduardo Campillo Jiménez

Servicio Geológico Colombiano (SGC)
Julio Fierro Morales

Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)
Juan Camilo Vallejo Lorza

Equipo Editorial

Diseño y diagramación
Paula Camila Cruz Fajardo
Olga Lucía Rojas Solorzano

Corrección de estilo
Yecid Giovanni Muñoz Santamaría

Fotografía
Iván Felipe Orozco Ardila

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	6
1. Potencial de producción de energía a partir de FNCER	8
1.1 Bioenergía	11
1.2 Geotermia	15
1.3 Hidroelectricidad	16
1.4 Eólico costa adentro (onshore)	19
1.5 Eólico costa afuera (offshore)	20
1.6 Solar fotovoltaico	21
1.7 Generación solar distribuida	22
1.8 Identificación de potenciales de hidrógeno verde y blanco	24
1.9 Actualización de atlas biomasa	25
2. Análisis de localizaciones con potencial para la generación de energía con FNCER	29
2.1 Amazonía	31
2.2 Orinoquía / Llanos Orientales	34
2.3 Pacífico	36
2.4 Región Central	38
2.5 Eje Cafetero y Antioquia	41
2.6 Caribe	42
2.7 Análisis de infraestructura disponible o faltante en las regiones	45
3 Estrategias de descarbonización, sustitución de energías fósiles y expansión de las energías renovables en los usos finales	50
3.1 Sector transporte	52
3.1.1. La electromovilidad y la reindustrialización de la industria automotriz	54
3.1.2. Movilidad sostenible e incluyente, hacia un entorno menos motorizado	56
3.1.3. Gestión de la demanda y cambio modal: la bicicleta y la movilidad no motorizada	57
3.1.4. Transporte multimodal y la redistribución de la carga	57
3.1.5. Ciudades inteligentes y digitalización del transporte	59

3.1.6. Conducción eficiente, mejorando el rendimiento del combustible	59
3.1.7. Sistemas de transporte inteligente, eficiencia y precisión	60
3.1.8. Energéticos de transición	60
3.2 Sector residencial y terciario	61
3.2.1. Sector residencial	61
3.2.2. Sector terciario	69
3.2.3. Opciones de electrificación y descarbonización del sector comercial y servicios...	69
3.2.4. Buenas prácticas	71
3.3 Industria	72
3.3.1. Sectores más intensivos en energía (alimentos, bebidas, tabaco y minerales no metálicos)	74
3.3.2. Petroquímicas y refinerías	78
3.3.3. Sectores restantes	79
3.4 Reconversión y buenas prácticas en la industria	85
3.4.1 Reconversión de centrales termoeléctricas.....	85
3.4.2. Procesos que involucran calor	86
3.4.3. Distritos energéticos en el sector industrial	89
3.4.4. Bioenergía	89
3.4.5. Concentración solar para procesos industriales	91
3.4.6. Otras tecnologías necesarias para la transición energética	92
3.4.7. Tecnologías de captura, uso, transporte y almacenamiento de carbono	92
3.4.8. Almacenamiento y otros vectores energéticos	98
3.4.9. Hidrógeno	100
3.4.10. Refrigerantes con bajo PCG	101
3.4.11. Distritos energéticos	102
3.4.12. Energía nuclear	104
3.4.13. Servicios complementarios	105
4. Recomendaciones para la TEJ	111
5. Bibliografía	114



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

El presente documento hace parte del proceso de la Transición Energética Justa (TEJ). Su objetivo principal es identificar cuál es el potencial de producción de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), así como hidroelectricidad y vectores energéticos como hidrógeno verde, entendidos como elementos principales de generación del energético central de la Transición Energética: la electricidad. De igual forma, el presente documento pretende ofrecer una mirada crítica, pero propositiva, de las posibles alternativas de descarbonización disponibles para diferentes sectores de consumo final de energía en Colombia. Para estas reflexiones, las respectivas secciones plantean metodologías que permiten entender la racionalidad detrás de los cálculos y análisis, que sirven a su vez de base para los escenarios de la TEJ (Minenergía, 2023c).



1

POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE FNCER



1. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE FNCER

Las zonas que permiten un aprovechamiento de las distintas fuentes de energía renovable son determinadas, principalmente, por la disponibilidad del recurso y la infraestructura necesaria para posibilitar el desarrollo del proyecto. Asimismo, dependen de otras condiciones sociales y ambientales que habilitan, restringen o condicionan un aprovechamiento eficiente, sostenible y competitivo. El recurso debe ser el suficiente para que sea posible su transformación a través de la tecnología existente y, a su vez, a unos costos competitivos con respecto a las otras tecnologías y alternativas de generación disponibles en el entorno que se esté analizando. Las particularidades que ofrece el ambiente pueden representar costos directos para la implementación de un proyecto, demandando mayor gestión ambiental, procesos constructivos complejos o rendimientos por debajo de lo esperado; igualmente, puede representar costos indirectos para las áreas de influencia del proyecto, entendiendo que los impactos pueden afectar, también, las dinámicas económicas y sociales.

Determinar los potenciales de producción de energía a través de diferentes fuentes renovables, en el contexto de la Transición Energética Justa, exige integrar todas las variables que puedan incidir en la viabilidad del

proyecto o verse incididas por la implementación de este. Siendo algunas de las variables típicamente analizadas la disponibilidad del recurso, disponibilidad y valor de la tierra, acceso a vías y líneas de transmisión en los casos que se requiera conectar el proyecto a la red, topografía, zonas protegidas, ecosistemas priorizados para la conservación, sitios turísticos, tierras colectivas, zonas de amenaza sísmica, volcánica o de inundación, entre otras. Adicionalmente, se requiere la incorporación de variables socioeconómicas que permitan evidenciar las particularidades territoriales e identificar riesgos y oportunidades a nivel socioambiental, desde un enfoque diferencial territorial, étnico y de género. De esta forma, se busca garantizar que los proyectos asociados con la transición energética se desarrollen desde una perspectiva de justicia ambiental y energética. En general, la mayoría de las variables que se deben analizar corresponden a disposiciones regulatorias y, al igual que las variables socioeconómicas, requieren de una evaluación específica dentro del contexto local.

El análisis de potenciales de producción en Zonas No Interconectadas (ZNI) obedece a una dinámica diferente, tanto por la escala de los proyectos como por las condiciones de la prestación del servicio en estas áreas, en las



que se atiende población cuyos asentamientos se encuentran dispersos, y en las que la calidad y confiabilidad de todo el servicio recae sobre la solución implementada, sin contar con los beneficios que caracterizan a un sistema interconectado, el cual es menos vulnerable al contar con múltiples generadores. Asimismo, se compite frente a alternativas de generación de energía cuyos costos son superiores a los ofrecidos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el servicio se presta, en mayor medida, con fuentes de energía convencionales que tienen un mayor impacto en el ambiente, pero son las que han tenido disponibilidad y facilidad para ser implementadas. En estas zonas, los aspectos socioeconómicos cobran más relevancia partiendo del hecho de que energizar con fuentes sostenibles permite reducir la pobreza energética y, a su vez, mejorar indicadores de calidad de vida.

Para temas de interés estratégico como el desarrollo de la economía del hidrógeno, el requerimiento estimado de energía eléctrica para la producción del hidrógeno verde necesario es un criterio básico para la evaluación del desarrollo de proyectos in situ, por ejemplo, para ZNI, las cuales pueden ser habilitadas cuando existan en el mismo lugar las condiciones de disponibilidad de energía eléctrica y demanda de hidrógeno o derivados como el amoníaco. Estas consideraciones también son relevantes para evaluar el potencial uso de energía eléctrica suministrada a través de proyectos conectados a la red, lo que permite utilizar excedentes de energía de origen renovable en la electrólisis. El análisis de las condiciones de la infraestructura logística disponible y requerida para el almacenamiento, distribución y transporte de la energía y sus derivados es un fac-

tor decisivo para la ubicación de los centros de producción correspondientes. El criterio básico en este aspecto es buscar la cercanía entre los centros de producción y de consumo de la energía y los derivados. La infraestructura portuaria, de carreteras y de gasoductos son componentes que deben analizarse para las ubicaciones de producción óptimas en los casos del hidrógeno y de las biorrefinerías y sus derivados.

La evaluación de los recursos considerados como fuentes no convencionales de energía renovable ha sido responsabilidad de la UPME y el IDEAM, resultados que han sido resumidos y divulgados a través de los distintos atlas (tabla 1). Estos estudios deben actualizarse con cierta frecuencia, en especial para recursos como la biomasa, por su variabilidad en el tiempo al ser un residuo asociado con la producción de determinada actividad, y la geotermia, debido a los avances en la obtención de la información con los que se podría hacer una evaluación más precisa del potencial. Adicionalmente, para esta última, deben tenerse en cuenta los avances tecnológicos que habiliten su aprovechamiento en condiciones de menores gradientes geotérmicos.

El principal enfoque de los atlas disponibles hasta la fecha, y que se encuentran en la biblioteca de atlas y mapas de la UPME, ha sido evaluar el recurso, insumo que permite realizar análisis más detallados que integren restricciones ambientales, variables socioeconómicas o que pretendan evaluar el desempeño económico de proyectos basados en dichos recursos. Algunas publicaciones académicas, como el trabajo realizado por Ángel, García y Ortega en 2023 utilizan análisis multicrite-

rio combinando características tanto del recurso como de las condiciones ambientales, posibilitando la estimación de potenciales sostenibles económicamente viables. A continuación, se presenta un resumen de las estimaciones de potenciales de producción de

energía a partir de FNCER registrados en la literatura, comparados con la demanda actual de energía y energía eléctrica o gas según corresponda, con el fin de estimar cuál sería su cobertura potencial. Los resultados integrados se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Potencial por tecnología reportado en la literatura

FNCER	Autor	Categoría	Capacidad			Atención	Atención	Atención	
			instalable (MW)	TJ/año	TWh/año	MMBTU/año	demanda SIN	demanda energía	demanda gas
Biomasa	(UPME et al., 2009)	Agrícola		331.639	92.122		120,2 %	23,6 %	
		Pecuario		117.748	32.708		42,7 %	8,4 %	
		RSOU		92	25		0 %	0 %	
Biomasa (biogás)	(Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018)	Agrícola		39.130		37.085.105		2,8 %	19,6 %
		Pecuario		6152		5.830.503		0,4 %	3,1 %
		RSU		4963		4.703.638		0,4 %	2,5 %
		Industriales		3313		3.139.866		0,2 %	1,7 %
	(Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018)	Agrícola		3073		2.912.408		0,2 %	1,5 %
		Pecuario		5721		5.422.026		0,4 %	2,9 %
		RSU		2608		2.471.708		0,2 %	1,3 %
		Industriales		3268		3.097.218		0,2 %	1,6 %
	(Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018)	Agrícola		443		419.849		0 %	0,2 %
		Pecuario		7851		7.440.714		0,6 %	3,9 %
		RSU		3276		3.104.799		0,2 %	1,6 %
		Industriales		134		126.997		0 %	0,1 %
Geotermia	(Alfaro et al., 2020)	Hidrotermales volcánicos	1170	29.523	8201		10,7 %	2,1 %	
		SG no volcánicos	25	629	175		0,2 %	0 %	

POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES
DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



Hidroeléctrico	(UPME et al., 2015)	Pico 5 kW	2	34	9	0 %	0 %
		Micro 50 kW	15	336	93	0,1 %	0 %
		Mini 500 kW	143	3160	878	1,1 %	0,2 %
		PCH 10-20 MW	4786	105.643	29.345	38,3 %	7,5 %
		Medianas 20-100 MW	8113	179.101	49.750	64,9 %	12,8 %
		Grandes >100 MW	43.129	952.083	264.467	345 %	67,9 %
		Eólico onshore	(Ángel-Sanint et al., 2023)	Conectado a la red 100MW	35.000	39.600	11.000
Solar PV	Conectado a la red 100MW	8.000.000		40.366.080	11.212.800	14.627,9 %	2878,4 %
Solar GD	(PNUMA, 2021).	Técnico	20.000	101.160	28.100	36,7 %	7,2 %
		Técnico-económico	7424	36.000	10.000	13 %	2,6 %

Fuente: elaboración propia.

Este documento presenta un análisis de los potenciales de producción de energía a partir de FNCER, teniendo en cuenta variables ambientales. Se reconoce la importancia de incorporar la dimensión socioeconómica que será incorporada en análisis posteriores en relación con el análisis integral de escenarios y de los posibles impactos.

1.1 Bioenergía

El potencial de la biomasa ha sido estimado a través de dos enfoques: dimensionamiento de su potencial energético bruto (UPME et al., 2009) y su aprovechamiento para la producción de biogás destinado a generación de energía eléctrica o para su consumo final como gas (Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018). En el primero, se incluyeron los residuos agrícolas, pecuarios y sólidos orgánicos urbanos para determinar cuál se-

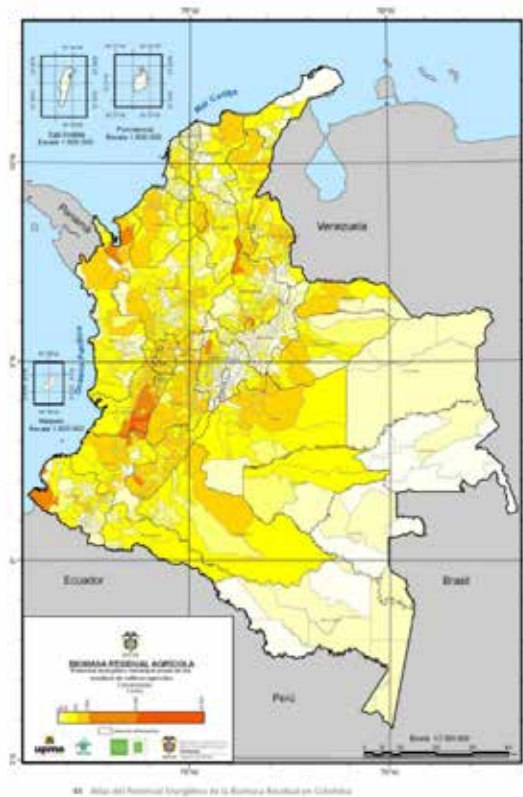


ría el potencial energético a nivel municipal, dando como resultado 449.478 TJ/año; en el segundo, se incluyeron, adicionalmente, los residuos de procesos industriales para determinar el potencial, pero en una escala departamental, estimando un potencial teórico nacional de 53.558 TJ/año. En este último los autores definieron un criterio de priorización basado en las facilidades logísticas y en la disponibilidad del recurso, entendiendo esto último como el hecho de que no cuente con un aprovechamiento vigente por parte de los sectores que la producen; bajo esta priorización el resultado del potencial estimado fue de 14.670 TJ/año, y, posteriormente, se evaluaron estos resultados a través de potenciales experimentales de las muestras tomadas de los sectores priorizados, en este caso el potencial fue de 11.704 TJ/año.

En la figura 1 y figura 2 se puede observar el alcance de cada uno de los estudios y los resultados obtenidos para cada sector analizado y en las unidades en que se evaluó el recurso energético. El trabajo realizado por la UPME en 2009 tiene un alcance municipal y resalta cómo el potencial agrícola se concentra en el Valle del Cauca, Urabá antioqueño, extremo norte de Santander y Tumaco; mientras que para el potencial pecuario destaca el municipio de San Vicente del Caguán, los municipios de los Llanos Orientales y, en general, el sur de la Región Caribe. En el trabajo realizado por la Universidad Nacional de Colombia y TECSOL en 2018 el alcance departamental y los criterios que se tuvieron en cuenta para priorizar las biomásas disponibles para la producción de biogás, dificultan obtener conclusiones de distribución espacial del recurso en el contexto nacional. Ambos trabajos abordan el potencial

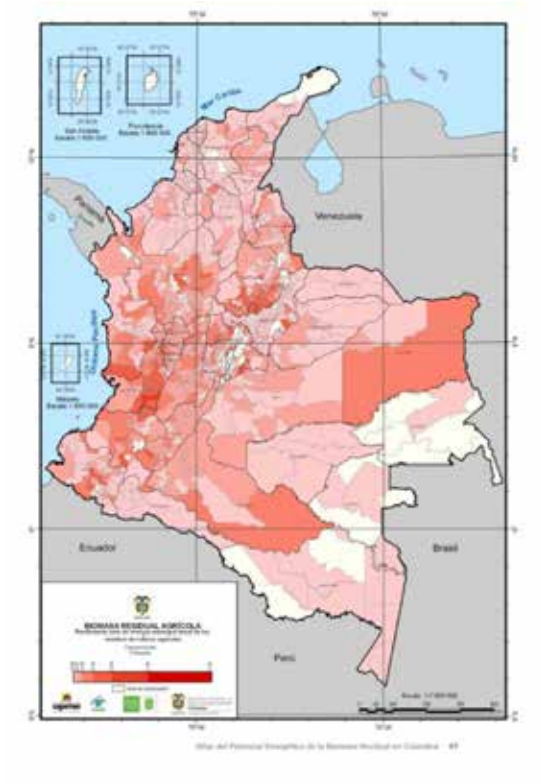
de la biomasa residual desde diferentes perspectivas, pero demuestran que son recursos energéticos que se pueden integrar a la matriz para suplir la demanda, bien sea de gas o de energía eléctrica.

Figura 1. Potenciales energéticos por año de distintas fuentes de biomasa residual a nivel municipal (2005)

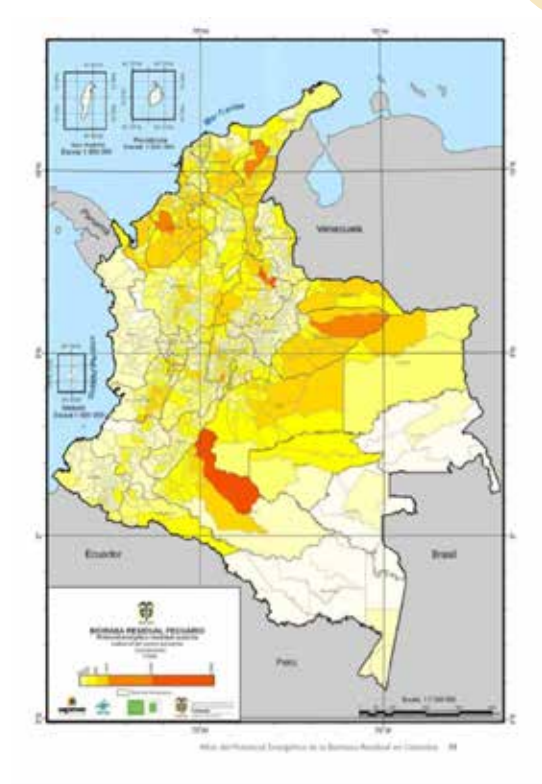


Potencial energético biomasa residual agrícola

POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



Rendimiento energético biomasa residual agrícola



Potencial energético biomasa residual pecuario



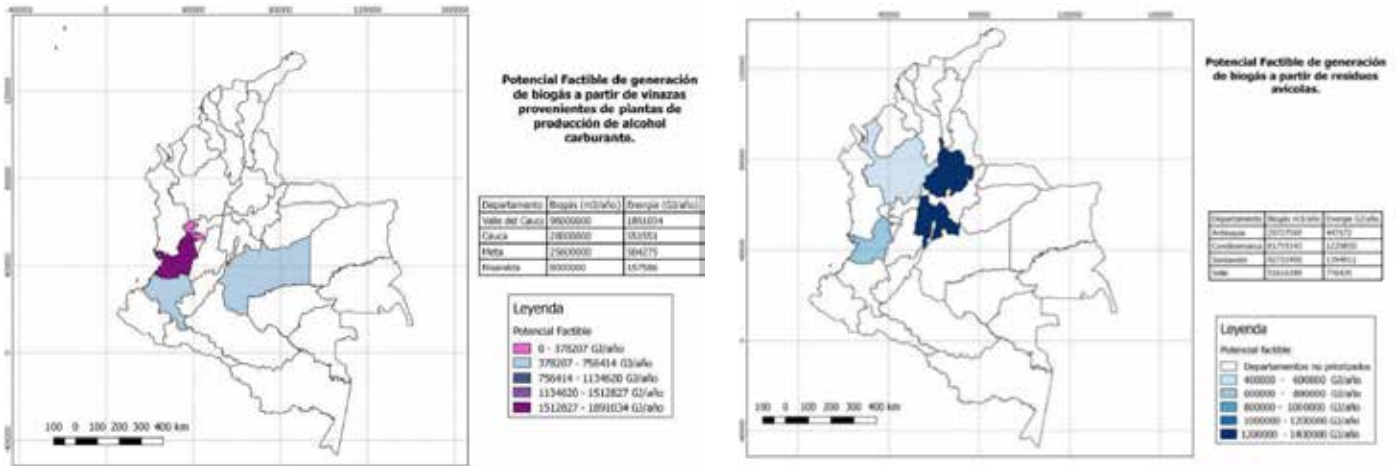
Potencial energético biomasa de RSOU

Fuente: UPME et al. (2009).



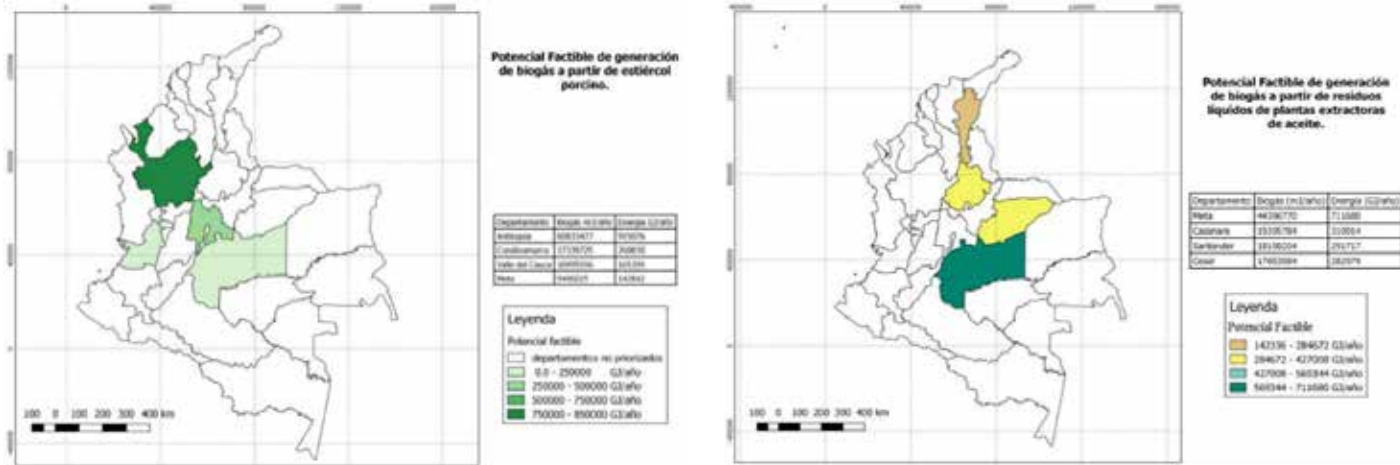


Figura 2. Estimación del potencial anual de conversión a biogás de la biomasa residual en Colombia y su aprovechamiento (2015)



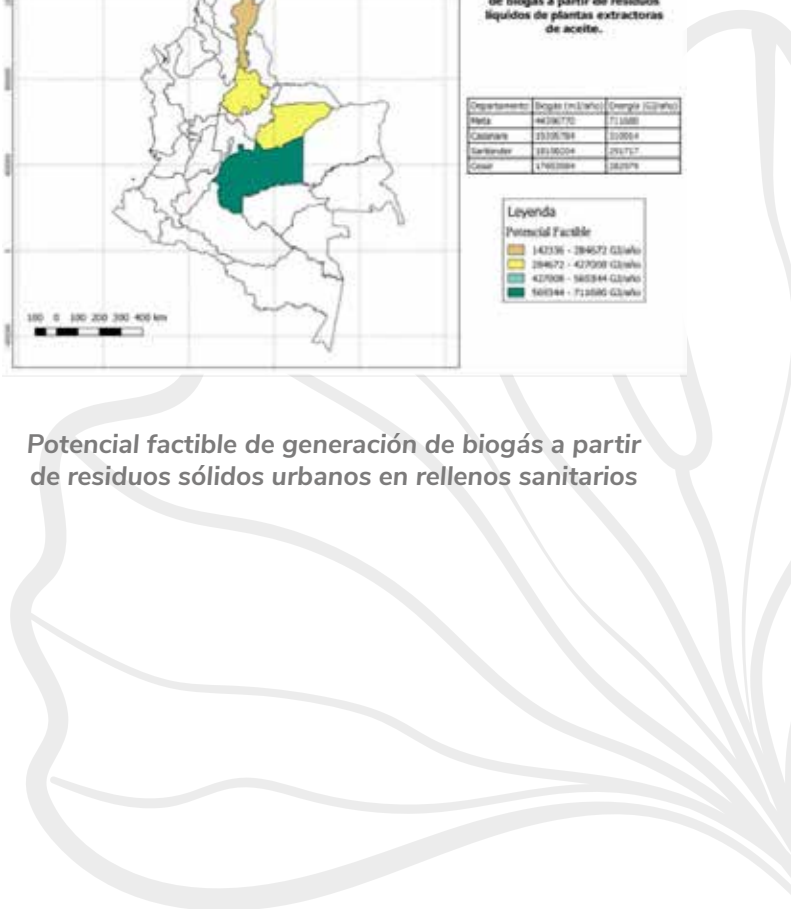
Potencial factible de generación de biogás a partir de residuos avícolas

Potencial factible de generación de biogás a partir de estiércol porcino

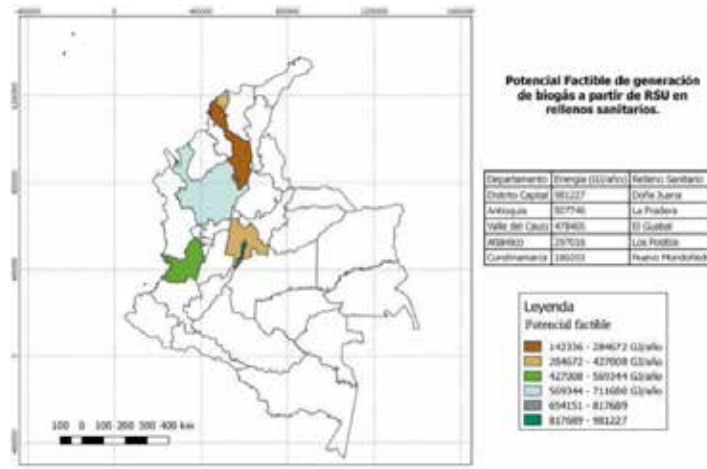


Potencial factible de generación de biogás a partir de residuos líquidos de plantas extractoras de aceite

Potencial factible de generación de biogás a partir de residuos sólidos urbanos en rellenos sanitarios



POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



Potencial factible de generación de biogás a partir de vinazas provenientes de plantas de producción de alcohol carburante

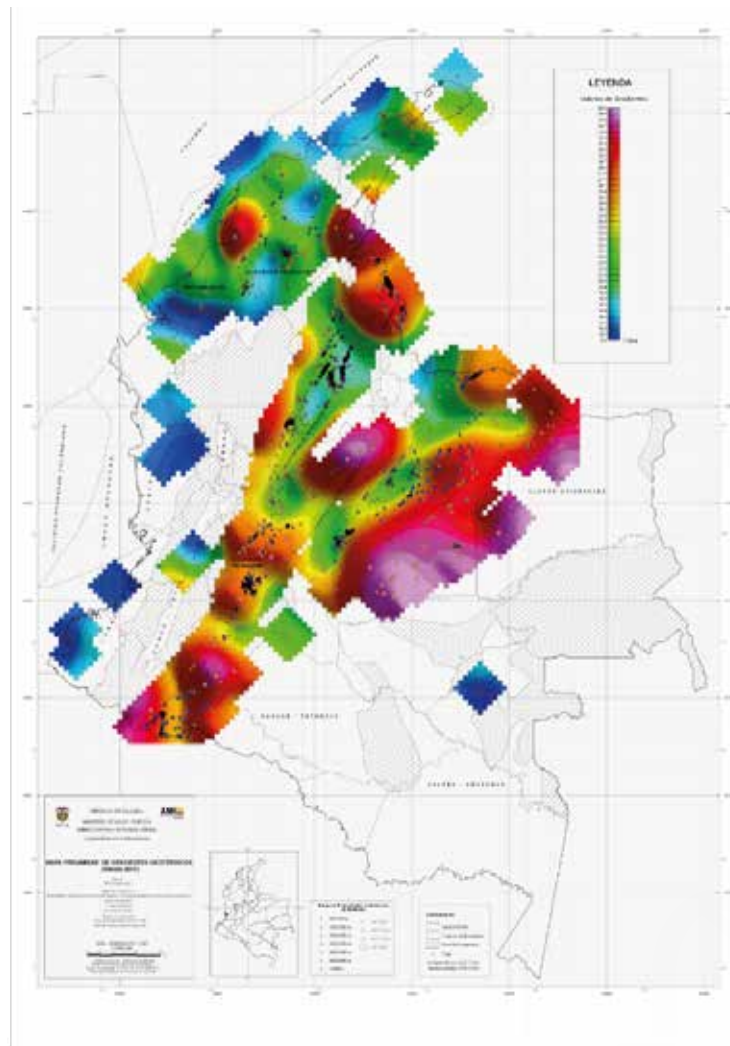
Fuente: Universidad Nacional de Colombia & TECSOL (2018).

1.2 Geotermia

El Servicio Geológico Colombiano presentó en 2020 el estudio preliminar del potencial geotérmico de Colombia, tomando como punto de partida la información geotermométrica de los manantiales termales registrados en el territorio nacional. En la figura 3, se observa el mapa de gradientes geotérmicos con los puntos desde los cuáles se extrajo información para la construcción de este. Para hidrotermales volcánicos el potencial estimado fue de 1170 MW, capaces de producir, tomando un factor de capacidad de

0,8 (29.523 TJ/año), mientras que para sistemas geotérmicos no volcánicos fue de 25 MW, capaces de producir 629 TJ/año (Alfaro et al., 2020). El campo de la energía geotérmica demanda mayor estudio, conocimiento y desarrollo para determinar con mejor grado de certeza el potencial del país.

Figura 3. Gradientes térmicos: estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia



Fuente: Alfaro et al. (2020).

1.3 Hidroelectricidad

La UPME en 2015 publicó el Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia (UPME et al., 2015), enfocándose en aprovechamientos a través de centrales filo de agua con diferentes longitudes de conducción (200 m, 1000 m y 5000 m). Los resultados fueron presentados por subzonas hidrográficas

correspondientes a las diferentes áreas hidrográficas del territorio nacional. Adicionalmente, los resultados se presentaron para diferentes tamaños de proyecto, teniendo como resultado 2 MW para picocentrales (de capacidad inferior a 5 kW), 15 MW para microcentrales (de capacidad inferior 50 kW), 143 MW para minicentrales (de capacidad inferior a 500 kW), 4786 MW para pequeñas



centrales (de capacidad entre 10 y 20 MW), 8113 MW para centrales medianas (de capacidad entre 20 y 100 MW) y 43.129 MW para grandes centrales (de capacidad mayor a 100 MW). En total, teniendo en cuenta que la estimación se hizo a partir del caudal de 95 % de probabilidad de excedencia, se tendría un potencial de generación de 952.083 TJ/año. En la figura 4 se muestran algunos de los resultados obtenidos en dicho docu-

mento, para los cuales se tiene el potencial por subzona hidrográfica y los puntos en los cuáles se podrían realizar aprovechamientos según el tamaño de la central. El territorio colombiano en general goza de un potencial hidroenergético bien distribuido, pero abunda en las áreas montañosas ubicadas cerca de las cordilleras.

Figura 4. Principales resultados del Atlas potencial hidroenergético de Colombia



Potencial hidroenergético por subzona hidrográfica longitud de conducción 200 M



Grandes centrales hidroeléctricas





Pequeñas centrales hidroeléctricas



Minicentrales hidroeléctricas



Microcentrales hidroeléctricas



Picocentrales hidroeléctricas

Fuente: UPME et al. (2015)

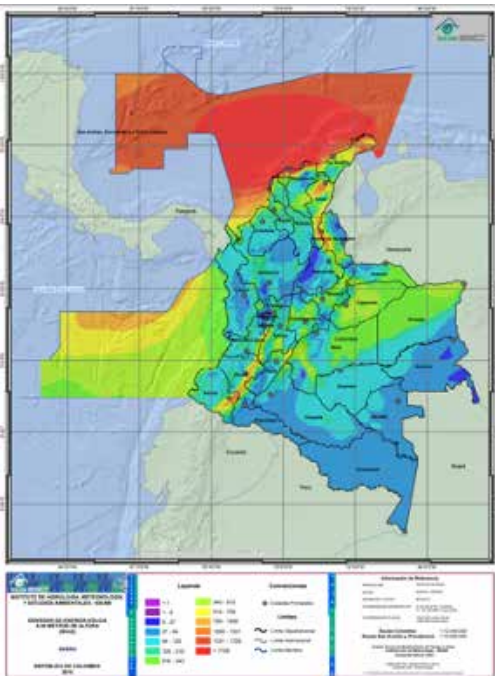


1.4 Eólico costa adentro (onshore)

El atlas de viento publicado por el (IDEAM, 2016) el cual se muestra en la figura 5 (izquierda), muestra cómo es la distribución del recurso y cuáles zonas gozan de un mayor potencial según las velocidades del viento registradas. Para la estimación de la potencia instalable y la energía que se podría generar por año con parques eólicos, existe una aproximación que integra restricciones ambientales y desempeño de estos parques, desarrollado por Ángel, García y Ortega (2023). Dicho análisis evaluó el recurso eólico en todo el territorio colombiano, planteó una serie de restricciones am-

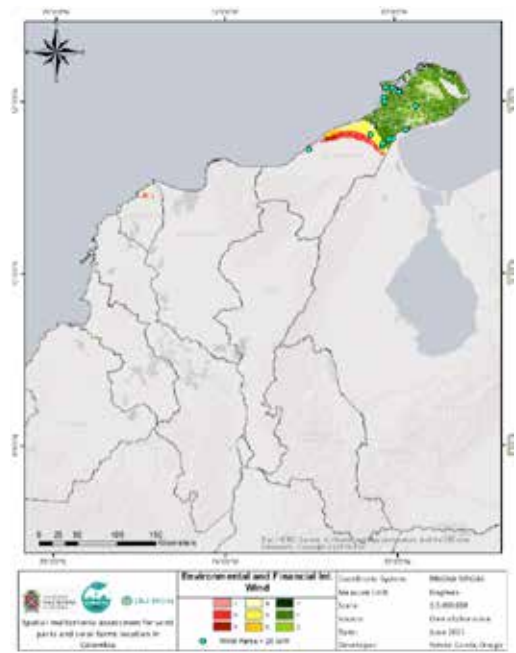
bientales acordes con el marco regulatorio vigente y complementó el estudio con la estimación de los costos nivelados de energía para determinar las zonas que supondrían un aprovechamiento económicamente competitivo dentro del contexto local. Este análisis estimó que la potencia instalable sería de 35.000 MW, capaces de producir 39.600 TJ/año. En la figura 5 (derecha) se observan los resultados de este estudio, para el cual el potencial, después de aplicar las restricciones consideradas, se concentra en La Guajira y en menor medida en Atlántico y Bolívar; este estudio tuvo en cuenta parques eólicos de capacidad superior a 100 MW.

Figura 5. Mapas de potenciales eólicos para Colombia



Densidad de energía eólica a 80 m de altura.

Fuente: (IDEAM, 2016)



Potencial eólico onshore priorizado por rentabilidad y facilidad en la gestión ambiental.

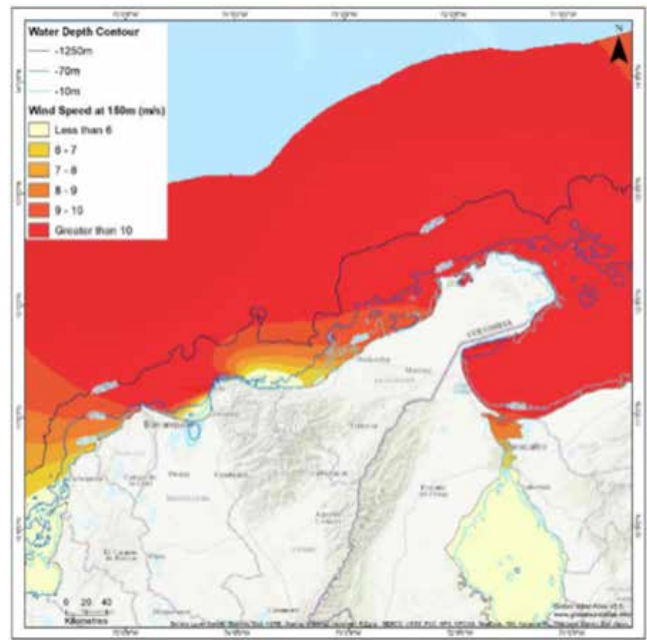
Fuente: Ángel-Sanint et al. (2023)



1.5 Eólico costa afuera (offshore)

En ausencia de obstáculos y con rugosidades de superficie bajas, se alcanzan mayores velocidades de viento, estas condiciones se logran de manera excepcional en las áreas marítimas. Las mismas condiciones que definen el potencial eólico costa adentro en la zona costera de la parte alta de la región Caribe, prevalecen sobre casi la totalidad del área marítima del mar Caribe que le corresponde a Colombia. A esto, se le suma el hecho de presentar profundidades bajas a distancias de no más de 50 km de la línea costera. En 2022 el Banco Mundial entregó la “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia” (Minenergía, 2022) dicho estudio integró variables técnicas, económicas y ambientales, procurando evitar impactos a las actividades económicas, ecosistémicas y culturales que se desarrollan en dicho espacio, para definir las áreas marítimas óptimas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. En la figura 6 se observan los resultados del estudio, el cual identificó 14 sitios con condiciones adecuadas, 6 de estos aprovechables a través de la implementación de cimentaciones fijas y 8 a través de sistemas flotantes, dando como resultado 27,2 GW y 21,6 GW de capacidad potencial instalable respectivamente, teniendo un total agregado de 48,8 GW. Tomando un factor de capacidad de 50 % (IRENA, 2019), el potencial de generación de energía eólico costa afuera sería de aproximadamente 213,7 TWh/año.

Figura 6. Potencial eólico offshore



Velocidades del viento a 150 m con profundidades de referencia 10,7, 1250 m



Áreas de exploración inicial para proyectos eólicos costa afuera

Fuente: Minenergía (2022).

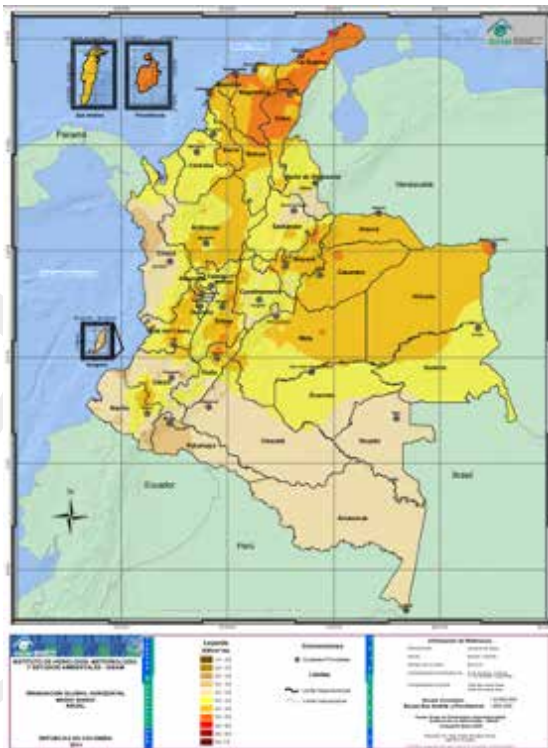


1.6 Solar fotovoltaico

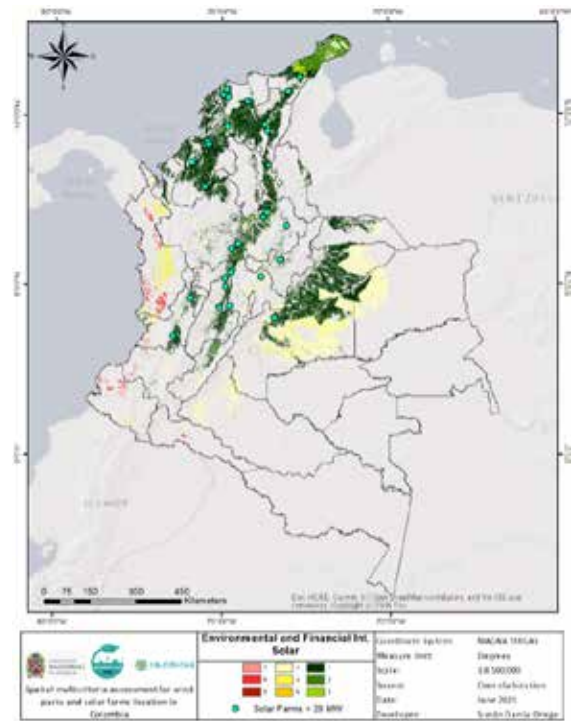
El atlas de radiación solar publicado por el IDEAM (2016), el cual se muestra en la Figura 7 (izquierda), permite ver cómo es la distribución del recurso solar en el territorio colombiano, en el cual destaca la Región Caribe, los valles interandinos y los Llanos Orientales. Para la estimación de la potencia instalable y la cantidad de energía que se podría producir en un año, Ángel, García y Ortega (2023), evaluaron el recurso solar considerando restricciones ambientales y

el desempeño que podría tener una granja solar, cabe resaltar que dicha metodología está orientada a la evaluación de proyectos de gran escala, con capacidades instaladas superiores a los 50 MW, para su aprovechamiento integrado al SIN. Las estimaciones muestran una potencia instalable de 8.000.000 MW capaces de producir 40.366.080 TJ/año. En la Figura 7 (derecha) se observa cómo el potencial es bien distribuido en el territorio y sobresalen las mismas regiones identificadas en el Atlas de radiación solar del IDEAM.

Figura 7. Mapas de irradiación solar (izquierda) y de potencial solar (derecha) para Colombia



Irradiación Global Horizontal



Potencial eólico onshore priorizado por rentabilidad y facilidad en la gestión ambiental.

Fuente: (IDEAM, 2016)

Fuente: Ángel-Sanint et al. (2023)



1.7 Generación solar distribuida

Enfocándose en los sistemas pequeños de generación, orientados a suplir las necesidades propias de los usuarios encontrándose ubicados cerca de los sitios de consumo, y que en Colombia adquieren la figura de Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) y Autogenerador a Gran Escala (AGGE) según lo designado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en 2021 realizó un análisis de los potenciales técnicos y tecnico-económicos de este tipo de soluciones. Dicho estudio determina un potencial técnico de 20 GW, logrado a través de la implementación de 8,5 millones de instalaciones, capaces de producir cerca de 18,1 TWh al año; mientras que el potencial técnico-económico disponible en 2021 sería de aproximadamente 7,4 GW, capaces de producir cerca de 10 TWh con la implementación de 415.000 soluciones (PNUMA, 2021). El potencial técnico-económico es

conformado por la potencia instalable en las categorías comercial, industrial y oficial, para el potencial técnico se suma la categoría residencial 2, constituida por usuarios no subsidiados; la categoría residencial 1 no hace parte de los grupos de potenciales con definición, pero en el marco de las comunidades energéticas sí podrían constituir un potencial desarrollable (tabla 2). Cambios regulatorios habilitarían más proyectos para que alcancen la viabilidad económica, acercando el potencial técnico-económico al técnico.

El potencial de la GSD no solo ofrece beneficios desde la atención a una porción de la demanda, sino desde las implicaciones que tiene descongestionando la red a las horas que esta generación se encuentre activa, reduciendo las pérdidas técnicas del sistema de distribución y transmisión, y mitigando las condiciones de restricciones existentes en el servicio de energía eléctrica.

Tabla 2. Potencial técnico en instalaciones solares (en MW) para AGPE y AGGE por categoría y departamento

Departamento	Residencial 1	Residencial 2	Comercial	Industrial	Oficial	Total
Antioquia	1513	1588	255	781	38	4175
Atlántico	563	723	184	917	11	2398
Bogotá D. C.	1242	1347	376	538	102	3605
Bolívar	435	529	152	175	16	1307
Boyacá	469	469	56	291	9	1294
Caldas	281	281	48	217	5	832

POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES
DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



Caquetá	78	78	10	5	14	185
Cauca	347	347	23	228	11	956
Cesar	301	325	80	55	16	777
Córdoba	352	374	37	57	3	823
Cundinamarca	968	987	103	388	13	2459
Chocó	66	66	7	3	2	144
Huila	333	338	39	110	8	828
La Guajira	137	139	43	3	5	327
Magdalena	326	392	81	99	10	908
Meta	291	305	61	156	30	843
Nariño	361	361	34	22	7	785
Norte de Santan- der	430	501	47	39	9	1026
Quindío	182	182	25	25	3	417
Risaralda	286	286	48	41	4	665
Santander	716	716	103	166	15	1716
Sucre	240	252	62	41	8	603
Tolima	465	465	62	162	6	1160
Valle del Cauca	1096	1141	416	876	54	3583
Arauca	60	60	8	-	3	131
Casanare	128	128	15	27	13	311
Putumayo	51	51	9	4	2	117
Guaviare	10	10	3	-	5	28
Total	11.727	12.441	2387	5426	422	32.403

Fuente: PNUMA (2021).



1.8 Identificación de potenciales de hidrógeno verde y blanco

El hidrógeno verde constituye una fuente de energía, y adicionalmente es considerado un vector energético, por lo que su potencial de implementación obedece a la coincidencia de factores asociados con la disponibilidad de recursos renovables para la generación de energía eléctrica para el proceso de electrólisis, disponibilidad y pertinencia de infraestructura de transporte o cercanía a consumidores potenciales y disponibilidad del recurso hídrico, para este caso se presenta un mapa con las ubicaciones potenciales de lo que se denominó como hubs de hidrógeno, reportados en el informe “Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia” realizado por la consultora GIZ Colombia en 2023.

Por otra parte, el hidrógeno blanco se encuentra en la naturaleza en su forma elemental, es decir, como un gas diatómico compuesto por dos átomos de hidrógeno (H_2). Genera cero emisiones ya que se genera de forma natural a través de procesos geológicos mediante interacción agua roca. En Colombia existen indicios de potencial de hidrógeno de ocurrencia geológica, definido como hidrógeno blanco por la Ley 2294 de 2023.

La figura 8 muestra los potenciales hubs de hidrógeno verde y algunas zonas potenciales para de hidrógeno blanco. Para el hidrógeno verde, las potenciales hubs se ubican en municipios que cuenten con la oferta de al-

guna FNCER, disponibilidad de agua y existencia de demanda del hidrógeno, esta demanda puede ser tanto para consumo local como para exportar, en este último caso, la cercanía a infraestructura de transporte, especialmente puertos, es fundamental. Para el hidrógeno blanco, las áreas identificadas están asociadas con rasgos geológicos que den indicios de que exista potencial, como rocas sedimentarias, rocas con secuencias ofiolíticas y rocas cratónicas.



Figura 8. Potenciales hubs de hidrógeno verde y áreas con potencial de hidrógeno blanco



Fuente: elaboración propia, para hidrógeno verde con datos de GIZ (2023).

1.9 Actualización de atlas biomasa

La información en la que se basan los análisis de energéticos anteriormente mostrados proviene del año específico de su elaboración, algunos potenciales no presentan variación significativa en el tiempo como el hidroenergético, solar y eólico, a pesar de que son sensibles a los cambios de tecnología que puedan facilitar un aprovechamiento más eficiente, demandando menos espacio

para producir la misma cantidad de energía; sin embargo, el potencial de la biomasa es sumamente sensible a datos actualizados de la producción de los originadores de los residuos, así como a la información disponible con respecto a algunos residuos.

Avanzando en la actualización de los distintos atlas y en la búsqueda de garantizar información vigente y disponible para el uso público, se muestra el atlas de biomasa actualizado y corregido, en el cual se

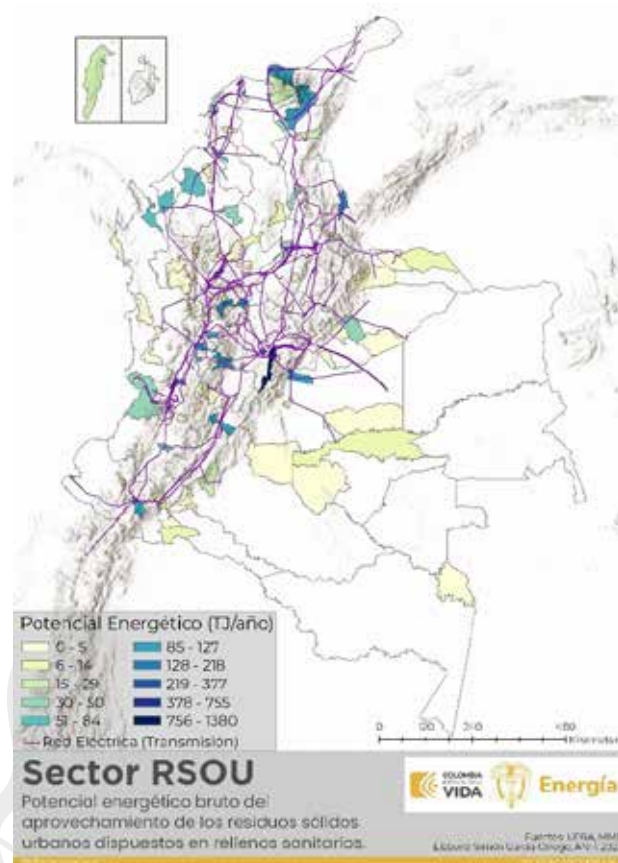
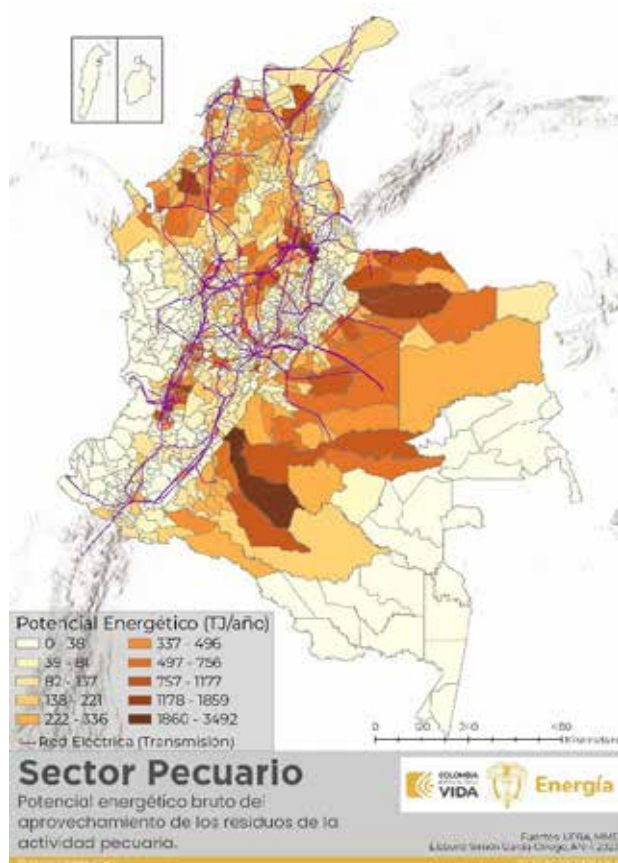


abordaron residuos agrícolas provenientes de los cultivos de caña, café, banano, plátano, arroz, palma de aceite y maíz; pecuarios provenientes de bovinos, porcinos y aves; y residuos sólidos urbanos.

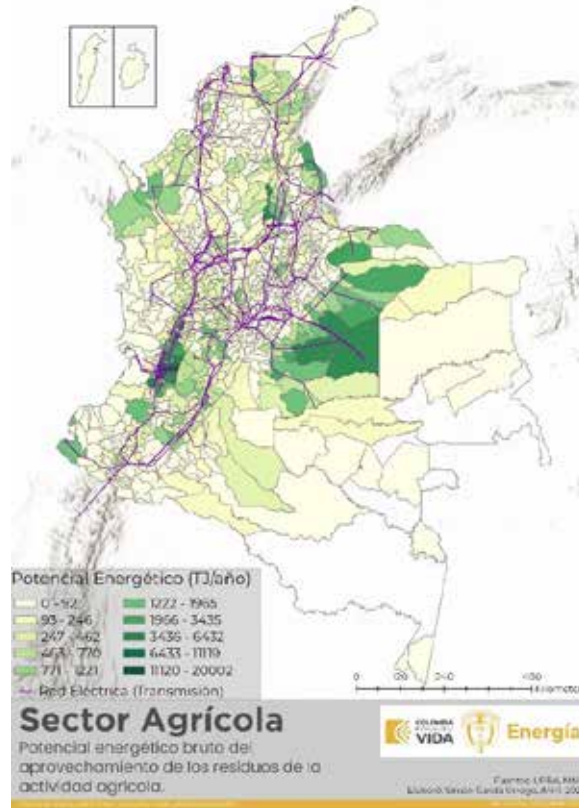
La información fue tomada del portal Agromet de la UPRA (2022) para los dos primeros y del Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios, 2022) para el

último, los factores de producción de residuos fueron tomados del Atlas de Biomasa de la (UPME et al., 2009) y validados o corregidos con representantes de distintas asociaciones de los sectores en cuestión. Los potenciales energéticos fueron tomados del mismo trabajo y validados tomando como referencia los valores reportados en el FECOC y en la literatura.

Figura 9. Potenciales energéticos anuales brutos de la biomasa residual por sector



POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



Fuente: elaboración propia.

En comparación con los resultados presentados por la UPME en 2009, los municipios con los potenciales energéticos máximos de la biomasa residual pecuaria y agrícola se mantienen, pero se desarrollan nuevas zonas con potencial representativo gracias a la

expansión y aparición de determinados cultivos y actividades pecuarias. Con respecto a los residuos sólidos urbanos, se aprecia una mejor disponibilidad de información, permitiendo una interpretación más clara de los residuos como variables especiales.



2



ANÁLISIS DE LOCALIZACIONES CON POTENCIAL PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA CON FNCER

2. ANÁLISIS DE LOCALIZACIONES CON POTENCIAL PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA CON FNCER

Para el análisis regional del potencial de fuentes no convencionales de energía renovable y otras tecnologías importantes para la transición energética justa, se tomó como base la división regional empleada por el DANE en sus análisis: Caribe, Llanos-Orinoquía, Amazonía, Pacífico, Central y Eje Cafetero y Antioquia. Este margen de localizaciones con potencial para la generación de energía con FNCER contribuye a la planificación regional y generar una visión de desarrollo sostenible en cada territorio mencionado. Adicionalmente, se consideraron una serie de condiciones restrictivas para cualquier tipo de proyecto sustentado en el marco normativo de Colombia: Sistema Nacional de Áreas Protegidas y los ecosistemas estratégicos definidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a saber: páramos, humedales, manglares y zonas secas. Igualmente, se complementa la información restrictiva con los cuerpos de agua naturales que suponen una restricción física para el desarrollo de proyectos. Esta capa se superpone con todas las de potenciales o recursos en evaluación para permitir una visión integral del posible aprovechamiento de estos recursos. En los

mapas se muestra información tratada proveniente de estudios previos realizados por terceros de los potenciales de alguna fuente no convencional o de alguna tecnología para Colombia. Las fuentes de información utilizadas se describen en la tabla 3.

Este capítulo busca realizar una descripción de las potencialidades energéticas basadas en FNCER con énfasis en las regiones de Colombia. En trabajos posteriores de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa se abordarán a profundidad las implicaciones de ésta en los territorios, analizando las medidas que deben implementarse para lograr aprovechar los potenciales referidos y sus impactos.



Tabla 3. Fuentes de información para el análisis regional

Información extraída	Estudio	Referencia
Radiación global horizontal (GHI)	Impacts on solar radiation during El Niño southern oscillation activity in Colombia	Universidad EIA, 2018)
LCOE solar FV a gran escala	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia	Ángel-Sanint <i>et al.</i> , 2023
Velocidad del viento a 100 m sobre el suelo	Global Wind Atlas W	orld Bank, 2023
LCOE eólico onshore a gran escala	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia	(Ángel-Sanint <i>et al.</i> , 2023
Potencial hidroenergético en pequeñas centrales hidroeléctricas a filo de agua	Atlas potencial hidroenergético de Colombia	UPME <i>et al.</i> , 2015
Metodología para la estimación del potencial de la biomasa residual en Colombia	Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia	UPME <i>et al.</i> , 2009
Estadístico del sector agropecuario A	gronet	UPRA, 2022
Metodología para la estimación del potencial del biogás a partir de la biomasa residual en Colombia	Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento	Universidad Nacional de Colombia & TECSOL, 2018
Gradientes y potencial geotérmicos de Colombia	Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia	Alfaro <i>et al.</i> , 2020

POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL

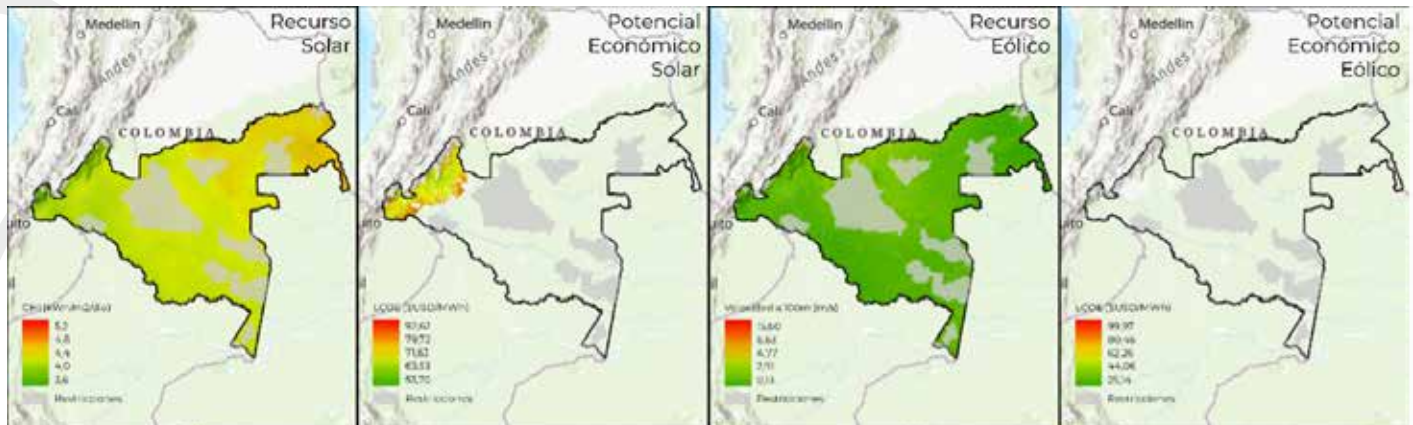


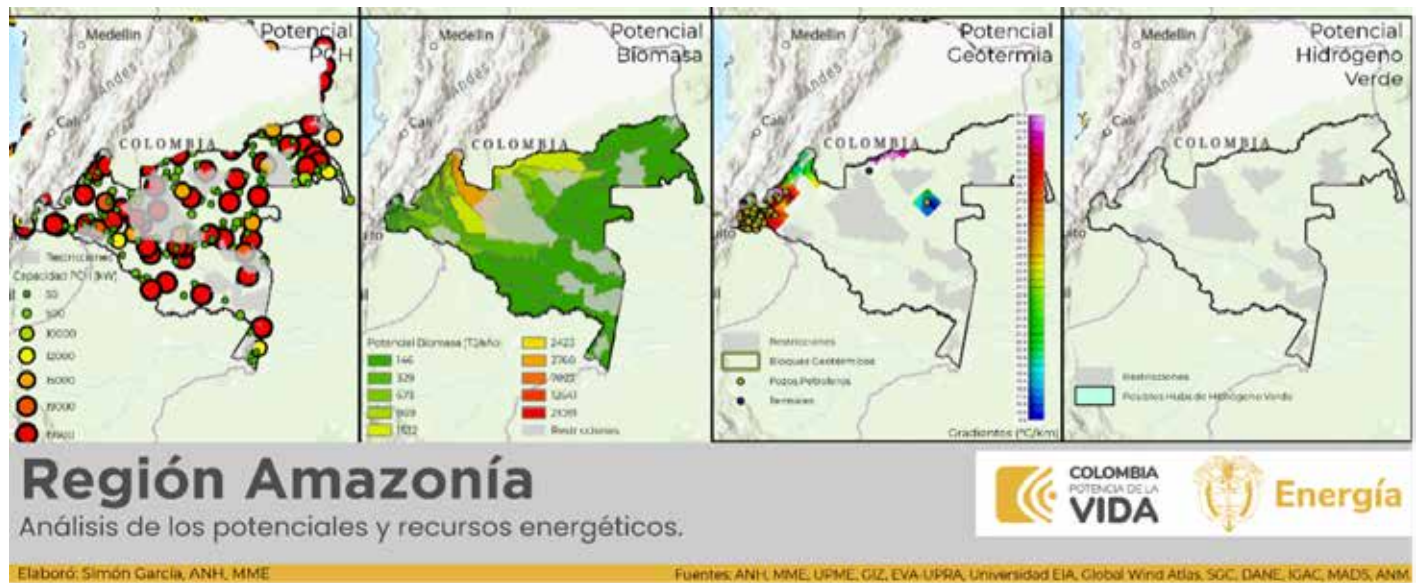
Hubs de hidrógeno verde	Estudio técnico, económico e identificación de hubs de hidrógeno verde	GIZ, 2023
Áreas aprovechables para proyectos eólicos costa afuera y su potencial	Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia	Minenergía, 2022
Restricciones ambientales para proyectos en Colombia	Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia	Ángel-Sanint et al. , 2023

Fuente: elaboración propia.

2.1 Amazonía

Figura 10. Análisis de los potenciales y recursos energéticos Amazonía





Fuente: elaboración propia.

La Amazonía colombiana está compuesta por seis departamentos (Guaviare, Caquetá, Amazonas, Putumayo, Vaupés, y Guainía) con un sistema de asentamientos humanos divididos en centros poblados, áreas rurales y resguardos. La mayor parte de áreas transformadas se encuentran en la zona andino-amazónica por los departamentos del Guaviare, Caquetá y Putumayo, esto es acorde con el potencial de biomasa de esta zona. La Amazonía cuenta con cuatro subregiones divididas (noroccidental, nororiental, occidental, sur) que se diferencian en sus formas de asentamiento, tipo de población, economía, oportunidades laborales, gobernanza, tipos de servicios ecosistémicos que brindan, relaciones culturales, formas de educación, transporte y accesibilidad, vivienda, alimentación, entre otros. Se ha evidenciado que la Amazonía está en un proceso de urbanización, y se requieren políticas públicas, entre ellas energéticas, que logren satisfacer la demanda y necesidades ener-

géticas, en concordancia con la oferta que el departamento tiene; asimismo, medidas para la protección y manejo adecuado de los múltiples ecosistemas estratégicos para la protección del bioma amazónico. Dadas las características sociodemográficas del departamento, el enfoque étnico, bajo un reconocimiento de la autonomía territorial y de prácticas de las poblaciones indígenas, es parte transversal del uso del potencial de FNCER (Instituto Sinchi & Minambiente, 2018).

La prestación del servicio de energía eléctrica en ZNI fue sujeto de preocupaciones en los Diálogos Sociales para la Construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, especialmente en el Diálogo de la Convención Nacional Campesina (3 de diciembre de 2022, Bogotá D. C.), en los cuales se expresó la necesidad de una mejor planeación orientada hacia las energías renovables y con un alto componente tecnológico en su implementa-



ción, previendo las necesidades de capacitación y formación para la transición energética, ofreciendo más y mejores oportunidades sostenibles en los territorios. El acceso a la energía brinda garantías para mejorar la calidad de vida de las poblaciones y garantizar derechos fundamentales: permite el acceso a refrigeración para el mantenimiento adecuado de los alimentos para consumo o generación de ingresos, climatización de espacios para hacerlos confortables, bombeo para acceso al agua, cocción de alimentos, entre otras.

En la Figura 10 se extraen los potenciales identificados en el Capítulo 1 para la región Amazonía, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

A lo largo de la extensión del territorio colombiano se presentan buenos niveles de radiación solar y la Amazonía no es la excepción, lo que posibilita la implementación de este tipo de solución energética en cualquier ubicación. Cuando se analiza la potencial implementación de proyectos de gran escala, su principal limitación es la distancia con respecto al SIN, pues el 47 % (Superservicios, 2022) de los municipios de la Amazonía son atendidos exclusivamente con soluciones no interconectadas, haciendo que los proyectos de gran escala resulten poco viables por el costo que representaría conectarlos a la red, esto sin mencionar los posibles costos adicionales provenientes de las difíciles condiciones de acceso, la gran porción de la región que pertenece al Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP) y los costos ambientales que implicaría una eventual interconexión y desarrollo de proyectos a gran escala. Sin embargo, el

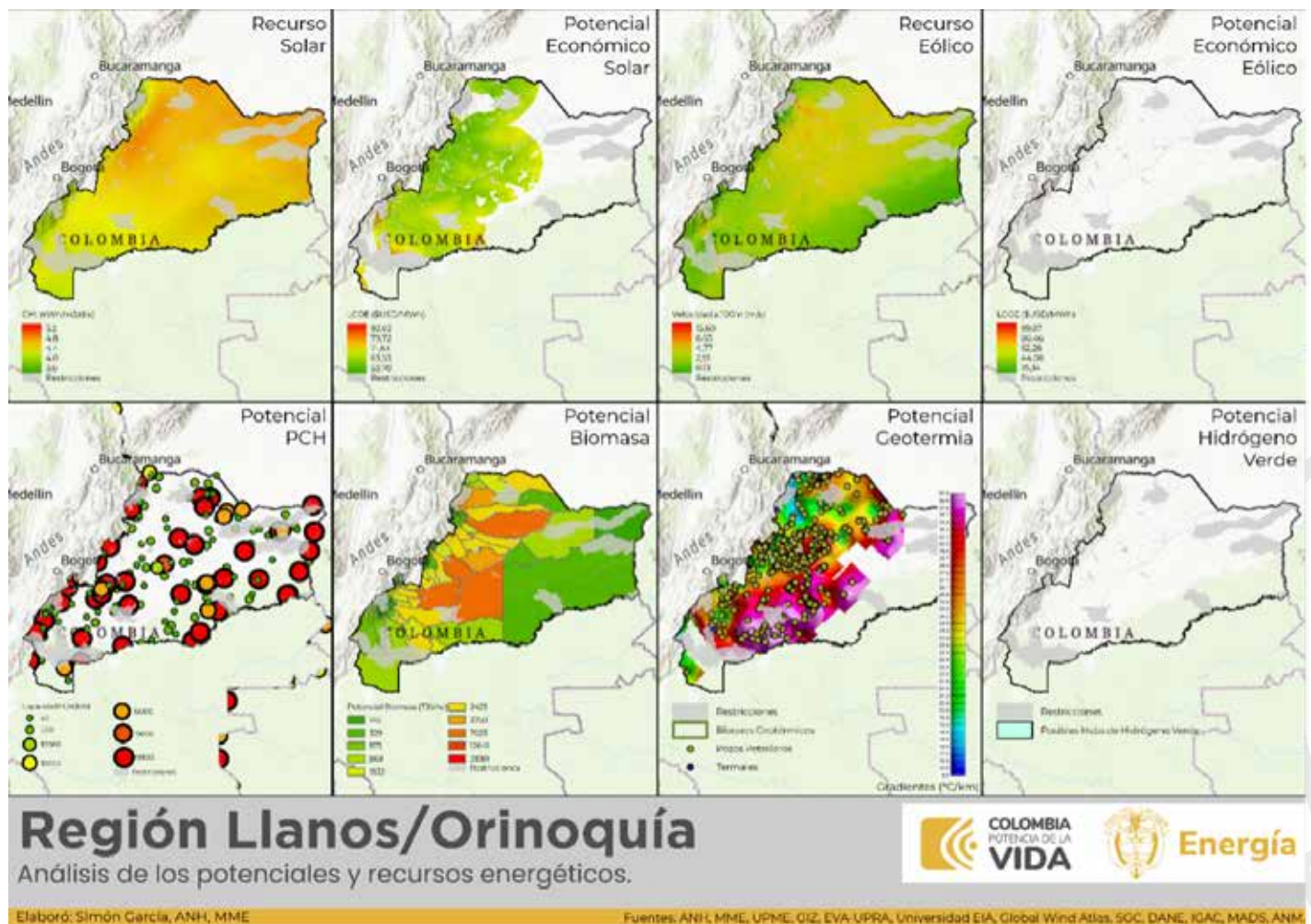
potencial de proyectos a pequeña y mediana escala es una oportunidad para diversificar e hibridar, de forma distribuida o centralizada, las fuentes de energía de esta región, cuyas localidades ZNI actualmente se abastecen en un 98 % con soluciones que emplean exclusivamente combustibles fósiles (IPSE, 2023), disminuyendo el uso de este tipo de combustibles y las implicaciones que tiene su utilización y transporte hasta los puntos en los que se genera energía eléctrica, a la vez que aumenta la confiabilidad del servicio prestado. En cuanto al recurso eólico, el régimen de velocidades de la región inviabiliza este tipo de proyectos, para los cuales se requieren velocidades promedio de por lo menos 5 m/s. La riqueza hídrica de Colombia es significativa en la Amazonía, se podrían realizar aprovechamientos desde los 50 kW hasta los 20 MW a lo largo de los distintos ríos que abundan en la región, este tipo de aprovechamientos aumenta en la parte media-superior.

Las actividades agropecuarias de los departamentos del Guaviare y Caquetá conllevan a la existencia de biomasa aprovechable para el abastecimiento de necesidades energéticas, destacándose, especialmente, el municipio de San Vicente del Caguán. En cuanto a geotermia, en la porción más occidental del Putumayo se ubica el volcán Sibundoy, el cual tiene un potencial estimado cercano a los 10 MW. Adicionalmente, se tienen gradientes geotérmicos sobresalientes, tanto en Putumayo como en Caquetá, lo que podría indicar un potencial no estimado atractivo para el desarrollo de estos proyectos en condiciones de baja entalpía. La región no cuenta con potenciales hubs de hidrógeno verde referenciadas, teniendo en cuenta que una de las principales condiciones

para esto es la infraestructura, la Amazonía no goza de infraestructura portuaria o férrea, y tampoco hospeda industrias que demanden altas cantidades hidrógeno o alguno de sus derivados (NH₃, CH₄).

2.2 Orinoquía / Llanos Orientales

Figura 11. Análisis de los potenciales y recursos energéticos Orinoquía



Fuente: elaboración propia.



La Orinoquia alcanza el 30,4 % del territorio colombiano, dadas sus características hídricas, suelos productivos, áreas protegidas y biodiversas tiene un potencial para temas agrícolas desde un enfoque de desarrollo sostenible productivo. La diversidad de esta región hace que se tengan condiciones y realidades muy distintas entre la porción occidental y oriental (Biocarbono, 2023). La zona más oriental demanda esfuerzos que permitan prestar un servicio de energía eléctrica digno, suficiente y sostenible, siendo una ZNI, para mejorar las condiciones de pobreza energética. Mientras que la zona occidental ofrece un panorama enfocado en territorios pertenecientes al SIN, en donde existen múltiples alternativas para transicionar hacia una economía descarbonizada, planteando oportunidades de reconversión laboral y productiva para el sector de los hidrocarburos, dinamizar el agro y aprovechar sus potenciales energéticos, además de las otras fuentes analizadas.

En la Figura 11 se extraen los potenciales identificados en el Capítulo 1 para la región Llanos/Orinoquia, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación. La ganadería, agricultura y extracción de hidrocarburos, son las actividades económicas que destacan en la región, variables comunes que propician este tipo actividades como topografía, altura sobre el nivel del mar, hidrología y geología, son las mismas que terminan configurando el ambiente ideal para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable no convencionales.

La radiación solar es predominantemente alta en comparación con el resto del país,

haciendo viables aprovechamientos tanto a pequeña escala como a gran escala, como se evidencia en los proyectos que actualmente se plantean ejecutar en la región, los cuales suman más de 1100 MW a la fecha (UPME, 2022a). Cuenta con un régimen de vientos medio para el promedio colombiano que, si bien no son atractivos para aprovechamientos a gran escala conectados al SIN, pueden ser aprovechables para proyectos en escalas menores y con un enfoque diferente orientado a la generación distribuida o dispersa.

La topografía es predominantemente plana, los ríos caudalosos y las descargas provenientes de la cordillera Oriental posibilitan los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos de baja caída en un amplio rango de capacidades. La fuerte actividad pecuaria y agrícola características de la región, generan una cantidad significativa de biomasa residual, la cual se concentra más hacia el occidente. Cultivos como caña de azúcar, maíz, arroz y palma de aceite, así como la actividad pecuaria relacionada con bovinos son la principal fuente de esta biomasa en la región.

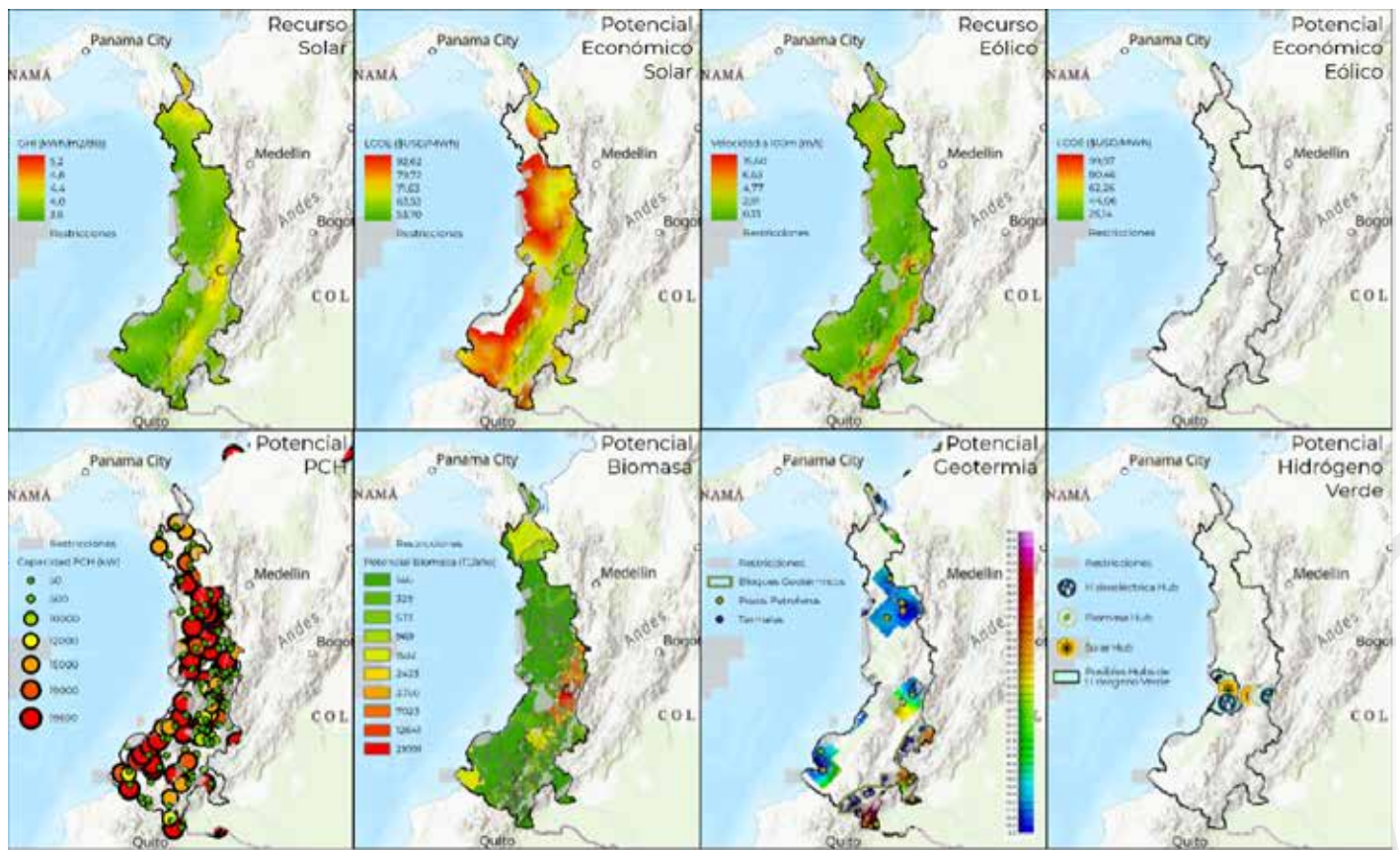
En los Llanos/Orinoquia no hay manantiales ni formaciones volcánicas sujeto de estudio en los análisis de energía geotérmica profunda desarrollados a la fecha. Sin embargo, la información obtenida a partir de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos permite inferir que la región cuenta con zonas de gradientes geotérmicos altos, los cuales permitirían el aprovechamiento de esta fuente de energía. No hay determinado un potencial hub de hidrógeno verde, esto se debe principalmente a la falencia en infraestructura para su transporte o uso, pero en la



medida en que se habilite tanto para su uso in situ como para su salida a través de infraestructura eficiente, se pueden comenzar a consolidar potenciales hubs en la región.

2.3 Pacífico

Figura 12. Análisis de los potenciales y recursos energéticos Pacífico



Región Pacífico

Análisis de los potenciales y recursos energéticos.



Elaboró: Simón García, ANH, MME

Fuentes: ANH, MME, UPME, GIZ, EVA-UPRA, Universidad EIA, Global Wind Atlas, SGC, DANE, IGAC, MAD5, ANH

Fuente: elaboración propia.



Para el Pacífico se debe considerar las formas de gobernanza locales derivadas de la Ley 70 de 1993, que surgen de las luchas de las comunidades negras, donde se establece el derecho a la propiedad colectiva y mecanismos para la protección de la diversidad y fomento del desarrollo económico y social para garantizar condiciones de igualdad frente al resto de la sociedad colombiana. Parte de las demandas de las poblaciones del Pacífico implican mejorar las condiciones de vida, fortaleciendo el acceso a servicios básicos, oportunidades económicas, desarrollo regional, mejoramiento de conexión y sistemas productivos, garantías de salud y educación, entre otros. A pesar de ser una zona estratégica para el desarrollo económico y sostenible del país, tiene altos niveles de pobreza con respecto al promedio nacional con altas brechas sociales y económicas (DNP, 2023).

En el Diálogo del Litoral Pacífico (31 de marzo de 2023, San Andrés de Tumaco), como parte de los Diálogos Sociales para la Construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, se expresó la oportunidad que representan las soluciones solares fotovoltaicas para atender comunidades dispersas como las de la región, mejorando la competitividad en sus actividades productivas asociadas con el sector agrícola y la pesca a través de la reducción de costos de producción. Asimismo, se ha reconocido la necesidad e importancia de involucrar a las comunidades y capacitar a las personas en las tecnologías limpias para garantizar disponibilidad de mano de obra y quién ofrezca los servicios de mantenimiento y reparación después de ser implementadas las soluciones. La riqueza hídrica y la oportunidad que representan los desechos para pro-

ducir energía también fueron identificadas, resaltando el valor que tienen para evitar los daños a la salud ocasionados por el uso de leña y carbón.

En la Figura 12 se extraen los potenciales identificados en el Capítulo 1 para la región Pacífico, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

La radiación solar en la región es relativamente baja con respecto al resto del país, presentando incrementos hacia el Urabá chocoano y a lo largo del valle del río Cauca. Sin embargo, dentro de un contexto global, la radiación es lo suficientemente alta para que se pueda aprovechar la energía solar como solución energética dispersa o en sistemas híbridos con otras fuentes de energía. A lo largo del río Cauca las condiciones son favorables para aprovechamiento de energía solar a gran escala, logrando precios lo suficientemente competitivos para participar en el SIN, condición que se evidencia en los proyectos que actualmente se desarrollan, y en algunos de los primeros desarrollados en el país como el parque solar de Yumbo.

El régimen de vientos es bajo, presentando incrementos hacia las partes altas de la cordillera Occidental. Sin embargo, las condiciones de accesibilidad, variabilidad del recurso, al ser vientos de media ladera, y distribución de los espacios disponibles, condicionan fuertemente el aprovechamiento de este recurso en escalas comerciales; aprovechamientos de menor escala podrían ser viables partiendo del hecho de que las velocidades promedio del viento así lo permiten. Sin embargo, se re-



quieren mediciones de campo para confirmar la viabilidad de este tipo de soluciones.

El régimen de lluvias y la topografía de la región garantizan un recurso hídrico abundante, caracterizado principalmente por las descargas provenientes de la cordillera Occidental hacia ambos costados.

La actividad agrícola de la región, siendo el cultivo y procesamiento de caña de azúcar el abanderado, genera una cantidad de residuos agrícolas con un potencial energético que representa cerca del 50 % de todo el país. Sin embargo, ya existe un desarrollo industrial asociado al aprovechamiento del potencial energético de estos residuos en procesos de combustión o de producción de biocombustibles, haciendo que su disponibilidad para otros usos sea limitada y no termine significando un potencial nuevo o adicional. Estos residuos se concentran en los municipios de Yumbo, Palmira, Jamundí, Candelaria, El Cerrito, Guacarí, Buga, Bugalagrande, Zarzal, Obando y Cartago, por mencionar algunos.

Los bloques geotérmicos Huila-Sucubún y Las Animas-Chiles se encuentran en esta región, siendo estos unos de los de mayor potencial geotérmico estimados por el SGC, concentrando cerca del 35 % del potencial de 1,17 GW estimado en su estudio del 2020 (Alfaro et al., 2020).

Las condiciones anteriormente descritas, sumadas a la existencia de sectores industriales fuertes y de infraestructura portuaria y vial, hacen que en la región surjan 3 hubs de hidrógeno verde promisorias: Buenaventura, Palmira y Yumbo, a través de aprovechamien-

tos energéticos hidroeléctricos, de biomasa y solares fotovoltaicos.

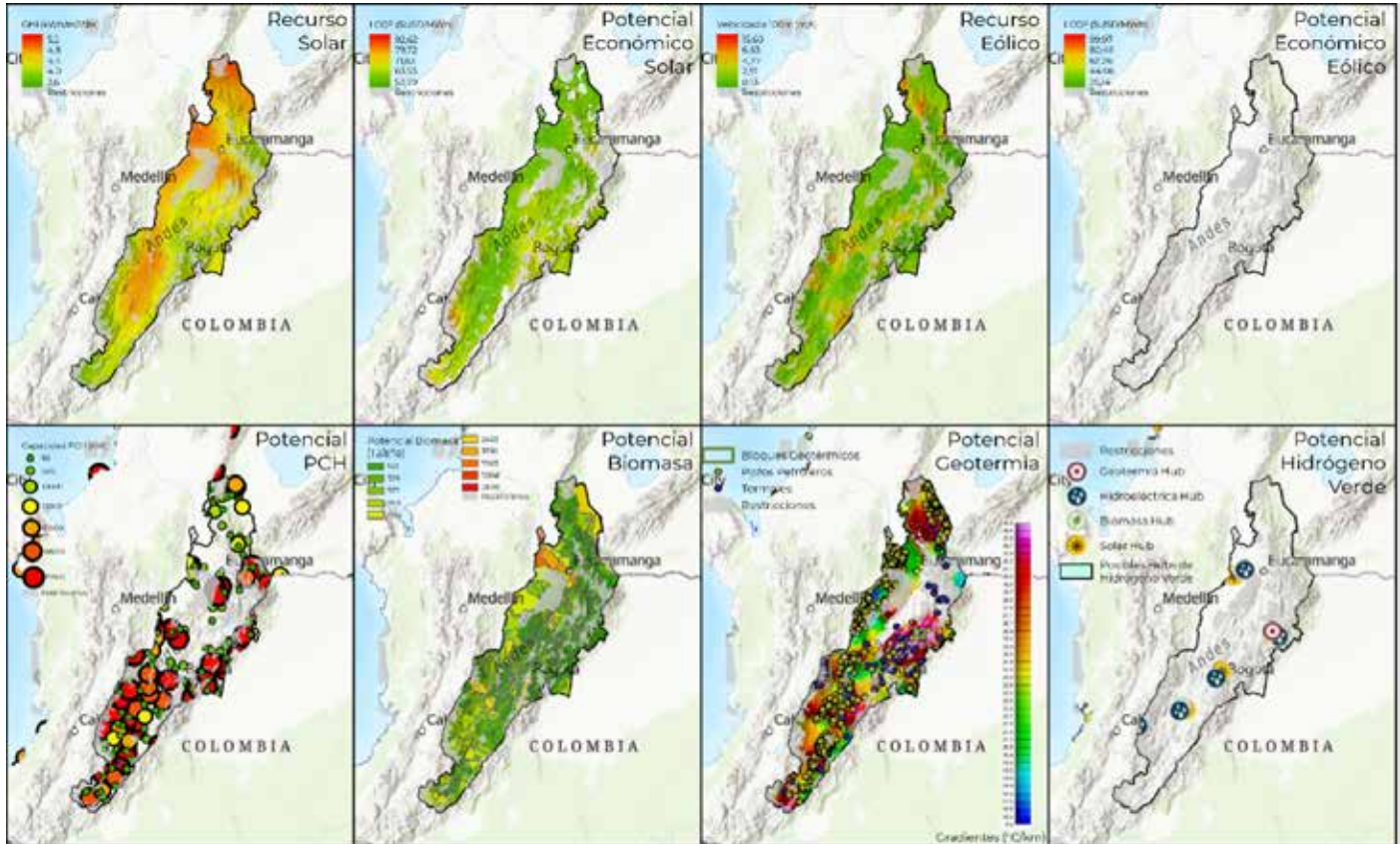
En la región, las soluciones energéticas para las ZNI son, principalmente, basadas en combustibles fósiles; teniendo en cuenta el amplio potencial hidroenergético y de otras fuentes, es recomendable promover sustituciones o soluciones híbridas basadas en el agua, biomasa, solar, entre otras, incentivando la participación comunitaria para abastecer sus necesidades energéticas.

2.4 Región Central





Figura 13. Análisis de los potenciales y recursos energéticos región Central



Región Central

Análisis de los potenciales y recursos energéticos.



Elaboró: Simón García, ANH, MME

Fuentes: ANH, MME, UPME, GIZ, EVA-UPRA, Universidad EIA, Global Wind Atlas, SOC, DANE, IGAC, MADS, ANM

Fuente: elaboración propia.



En la región Central se encuentran grandes ciudades que albergan gran parte de la demanda energética de Colombia, con ello, enfatizar en la distribución de cargas y beneficios del sistema energético, dentro de un marco de justicia ambiental, implica potencializar la oferta y eficiencia energética de la zona. Así, promover posibilidades de asociación entre los diferentes actores de la región e implementar planes de desarrollo basados en la sostenibilidad. Como retos nacionales, se ha evidenciado la necesidad de gestión ambiental articulada del ecosistema del macizo colombiano y consolidación de corredores estratégicos para el desarrollo de actividades productivas del país.

Teniendo en cuenta lo expresado en los Diálogos Sociales para la Construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, específicamente en el Diálogo del Sector Eléctrico (18 de enero de 2023, Bogotá D.C.), y entendiendo los potenciales que se concentran en esta región, es importante priorizar la contratación de mano de obra local, priorizando a las comunidades que se verán directamente afectadas por el desarrollo de los proyectos, pero esto debe venir de la mano con la capacitación del recurso humano para que efectivamente se puedan desempeñar en las actividades del sector, implicando modificar y mejorar la oferta por parte de la academia. Las preocupaciones se concentraron mucho en los riesgos a los que se ve expuesta la transición energética, como tasas de cambio variables, el hecho de no producir la tecnología en el país, no contar con la suficiente capacidad de transporte, entre otras.

En la Figura 13 se extraen los potenciales

identificados en el Capítulo 1 para la región Central, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

Conformada en torno al valle del río Magdalena antes de ser encomendado a la región Caribe, la región Central goza de una radiación solar sobresaliente, razón que la ha posicionado como cuna de gran parte de los proyectos solares que se vienen desarrollando, ubicándola tan solo por detrás del Caribe como foco del desarrollo de este tipo de proyectos. Parques a pequeña y gran escala se podrían desarrollar logrando desempeños excepcionales. El recurso disminuye hacia las cordilleras, en dónde las condiciones de formación de nubes afectan su disponibilidad.

Similar a las condiciones del Pacífico, el régimen de vientos no es sobresaliente, presenta incrementos hacia las cordilleras dirigido por vientos de media ladera que pueden ser adecuados para pequeños aprovechamientos, pero no para proyectos a gran escala. El potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas se concentra en la parte estrecha del valle y hacia las laderas, conjugando las condiciones de buen recurso hídrico y caídas representativas en conducciones de longitud corta.

Una combinación de actividades pecuarias y agrícolas, a las que suma la disponibilidad de residuos sólidos urbanos de las ciudades de la región, propician el potencial energético de la biomasa residual; dicho potencial se concentra en los municipios de Espinal, Tolima, Guamo, Purificación, Bogotá, Caparrapí, Piedecuesta, Puerto Wilches, Lebrija, Sabana de Torres, Cúcuta y Tibú.

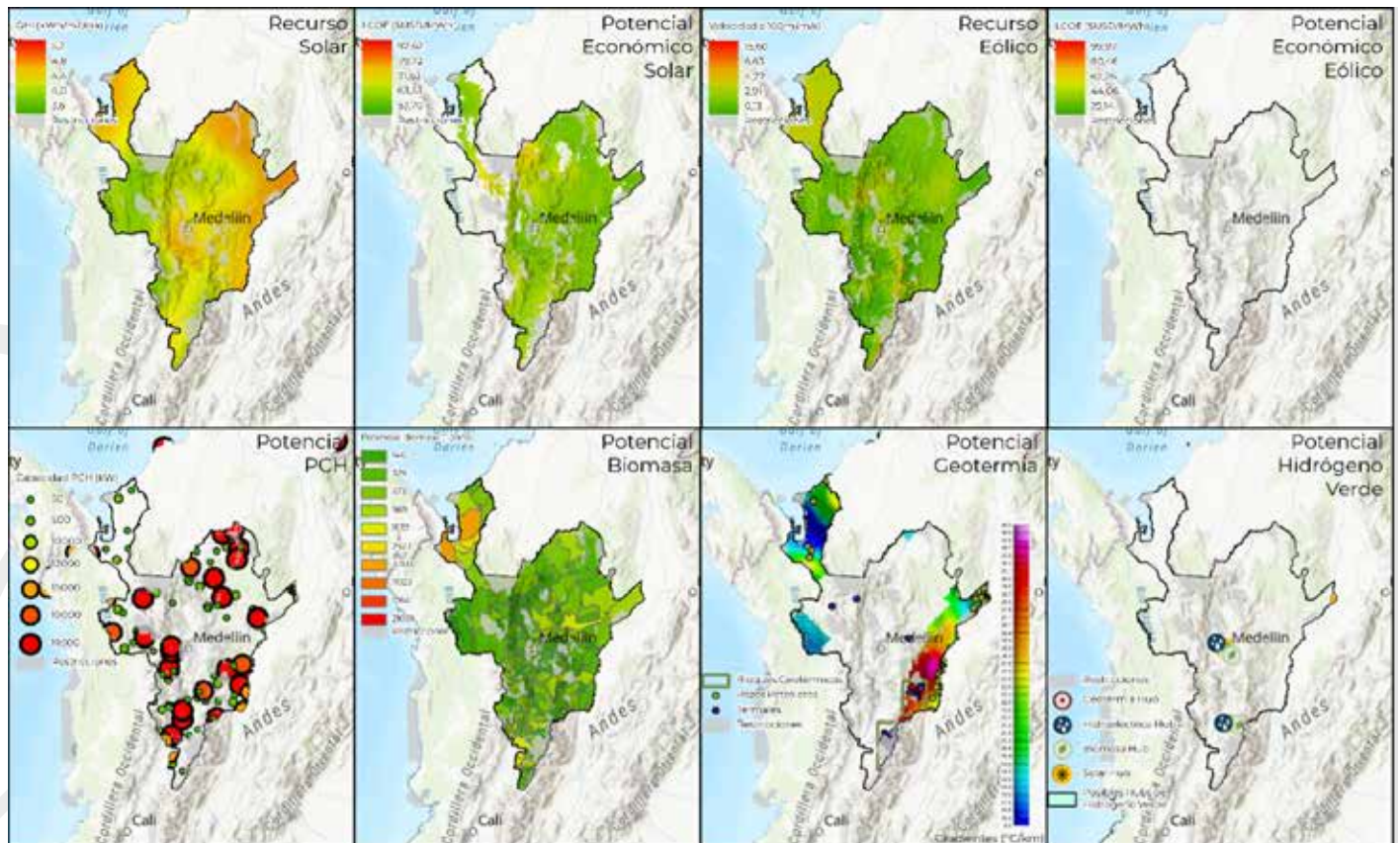


El bloque geotérmico Paipa-Iza condensa el potencial geotérmico asociado con formaciones volcánicas de la región, alcanzando cerca de 35 MW de potencial aprovechable solo en esta zona (Alfaro et al., 2020). La actividad de explotación de hidrocarburos ha permitido tener un entendimiento basto de los gradientes geotérmicos de la zona, sin embargo, este termina concentrándose en el bloque geotérmico Paipa-Iza. Aprovechamientos de menor entalpía, escala y fin, pueden ser desarrollados en la zona.

La infraestructura asociada con el sector de hidrocarburos, la actividad industrial ampliamente desarrollada en la zona y los potenciales energéticos anteriormente mencionados, perfilan a las ciudades de Saldaña, Cota, Mosquera, Sogamoso y Barrancabermeja como potenciales hubs de hidrógeno verde en la región.

2.5 Eje Cafetero y Antioquia

Figura 14. Análisis de los potenciales y recursos energéticos Eje Cafetero y Antioquia



Región Eje Cafetero y Antioquia

Análisis de los potenciales y recursos energéticos.



Elaboró: Simón García, ANH, MME

Fuentes: ANH, MME, UPME, GIZ, EVA-UPRA, Universidad EIA, Global Wind Atlas, SGC, DANE, IGAC, MADS, ANM

Fuente: elaboración propia.



En la Figura 14 se extraen los potenciales identificados en el Capítulo 1 para la región Eje Cafetero y Antioquia, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

Ubicada sobre cordillera Central, delimitada por el río Magdalena y extendiéndose hasta el golfo de Urabá, la región Eje Cafetero y Antioquia presenta una amplia variabilidad de radiación solar, incrementando en los valles del río Magdalena y Cauca y hacia el golfo de Urabá, esta condición es validada por los proyectos de mediana escala que se vienen desarrollando para entregar energía al SIN. Proyectos de todas las escalas serían viables en la región.

El recurso eólico es bajo, contando con tímidos incrementos hacia la región costera y sobre la cordillera central, sin embargo, no sería posible su aprovechamiento en escalas comerciales. El potencial hidroeléctrico ha sido característico de esta región, en la cual se dan aprovechamientos de todas las escalas que hoy son uno de los pilares del sector eléctrico colombiano. Pensando en pequeñas centrales hidroeléctricas, el potencial se concentra hacia las cordilleras y en el bajo Cauca, proyectos predominantemente del orden de entre 15 y 20 MW, la sumatoria del potencial estaría cercana a 1 GW en aprovechamientos de esta escala.

La biomasa residual se concentra hacia la parte baja en los departamentos de Risaralda y Quindío, y hacia la parte alta en la zona bananera, destacándose los municipios de Turbo, Apartadó y Carepa. En todos estos destacan los residuos agrícolas provenien-

tes de los distintos cultivos que se tienen. Los bloques San Diego y Cerro Bravo-Cerro Machín se encuentran en la región, representando cerca de 600 MW de potencial geotérmico asociado con sistemas volcánicos, siendo este la mayor fracción del potencial geotérmico diagnosticado a la fecha (Alfaro et al., 2020).

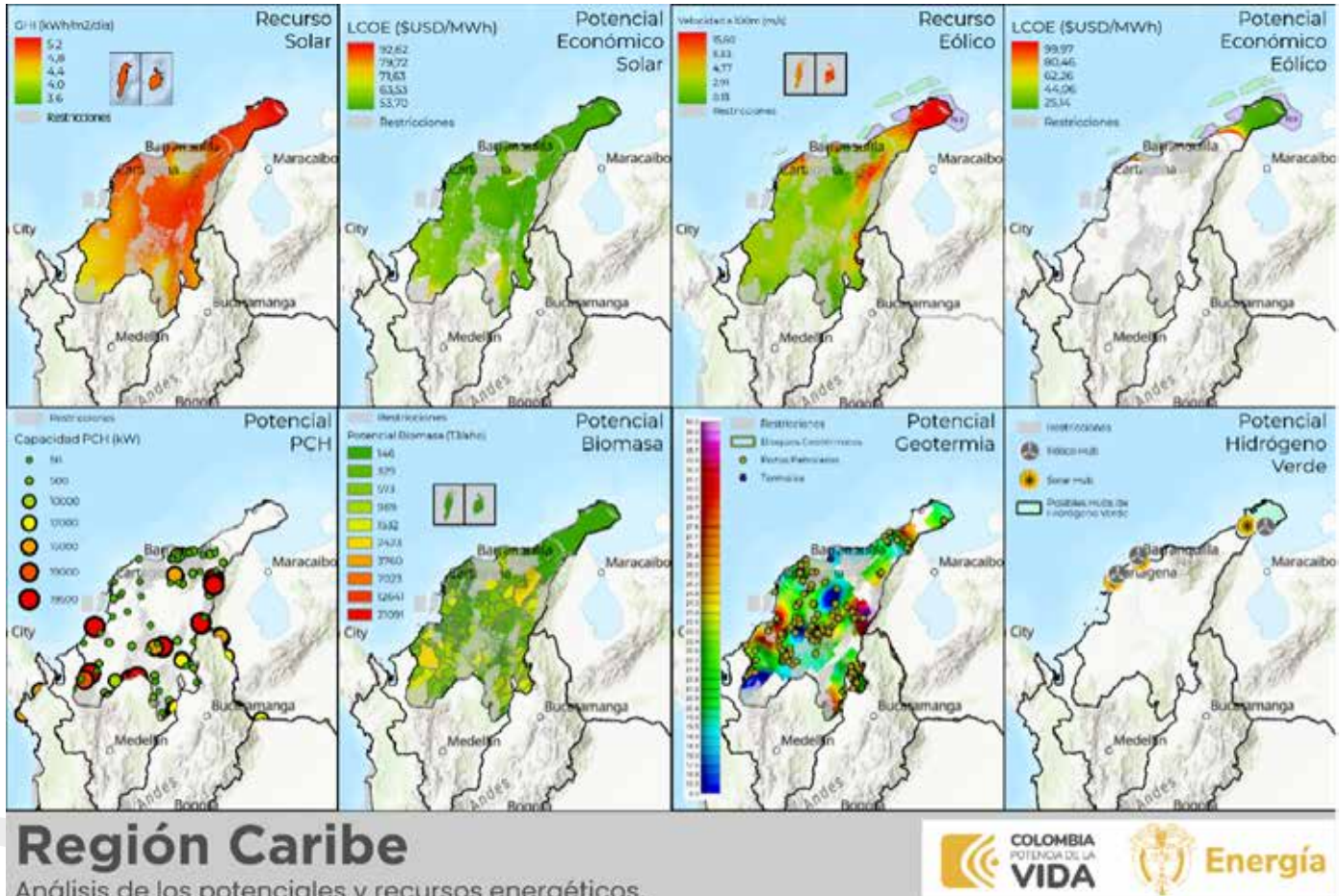
En la región se destacan dos ciudades como potenciales hubs de hidrógeno verde: Manizales y Medellín, en las cuales, con la energía limpia proveniente de la biomasa, el sol y el agua se produciría hidrógeno verde para suplir necesidades de las industrias cercanas.

2.6 Caribe





Figura 15. Análisis de los potenciales y recursos energéticos región Caribe



Región Caribe

Análisis de los potenciales y recursos energéticos.



Elaboró: Simón García, ANH, MME

Fuentes: ANH, MME, UPME, GIZ, EVA UPRA, Universidad EIA, Global Wind Atlas, SOC, DANL, ICAC, MADS, ANH

Fuente: elaboración propia.

El anterior planteamiento que se tenía de transición energética ha permitido evidenciar los impactos e implicaciones que conlleva pensar únicamente en una sustitución tecnológica y, en especial, focalizada en esta región en donde se concentra el recurso eólico y abunda el recurso solar. En el Diálogo Territorial Guajira (10 de diciembre de 2022, Riohacha) y el Diálogo con Comunidades Wayuu (28 de diciembre de 2023, Uribia),

como parte de los Diálogos Sociales para la Construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, se manifestó lo contradictorio del hecho de los grandes proyectos se estén desarrollando en la región, pero que en el campo no se tenga energía y, cuando se tiene, el costo sea tan elevado. Adicionalmente, el sentir de la comunidad es que las empresas no dialogan en serio y de forma responsable y transparente con



las comunidades, lo que ha desencadenado la aversión hacia estos proyectos, demostrándose en los bloqueos que han sufrido algunos en particular. Las comunidades no quieren una transición en la que las únicas beneficiadas sean las empresas y termine perjudicando a las comunidades.

Estos mensajes hacen que la Transición Energética Justa cobre valor y no se limite solo a identificar potenciales y los lugares que garanticen una mejor rentabilidad para los proyectos, sino a conocer las necesidades de los territorios, dialogar con las comunidades, entender los impactos y poder significar verdadera riqueza para las comunidades.

En la Figura 15 se extraen los potenciales identificados en el Capítulo 1 para la región Caribe, lo que permite hacer un análisis focalizado, identificando oportunidades y retos como se muestra a continuación.

En el Caribe colombiano se ha concentrado la atención de la transición energética por sus abundantes recursos energéticos renovables. La radiación solar es la más alta dentro de las regiones del país y hace viables, técnica y económicamente, proyectos de cualquier escala, es en esta región en donde tienen mejor desempeño, siendo capaces de producir más energía por unidad de potencia instalada; adicionalmente, las condiciones topográficas de la región facilitan la implementación de este tipo de soluciones a gran escala. Sin embargo, cuenta con una serie de restricciones físicas y ambientales que hacen que no todo el territorio sea aprovechable, en especial en zonas de inundación y

en áreas protegidas o de especial importancia para la conservación de los ecosistemas; a esto se le suman los retos a nivel social derivados de la existencia de territorios étnicos en la región. Si bien el recurso aumenta hacia el norte de la región, la infraestructura eléctrica existente hace que los proyectos solares de gran escala se limiten a estar por debajo del departamento de la Guajira, garantizando la conectividad al SIN.

Costa adentro y costa afuera, esta región goza del mejor régimen de vientos del país, en el que no solo las altas velocidades, sino su estabilidad en dirección y magnitud, hacen que los proyectos sean atractivos. Las mayores velocidades se presentan en la península de La Guajira, la acompañan las áreas cercanas a Cartagena, Barranquilla y Santa Marta; en el departamento del Cesar, más precisamente en el municipio de Valledupar y los alrededores, se presenta un incremento de las velocidades del viento, el cual puede ser aprovechado en proyectos de escalas menores con desempeños sobresalientes. En San Andrés y Providencia, se podrían dar aprovechamientos tanto del recurso eólico como solar para abastecer las necesidades energéticas de las islas, sin embargo, la condición de ser una ZNI, las áreas marítimas naturales protegidas y la disponibilidad de espacios, limitan el despliegue de soluciones a gran escala. Costa afuera, se han determinado 13 zonas idóneas para el desarrollo de proyectos con cimentaciones fijas o flotantes en todo el litoral Caribe, que representarían un potencial cercano a los 50 GW (Minenergía, 2022).



El potencial hidroenergético es el menor entre las regiones de Colombia, pero las formaciones montañosas que terminan en la región, bordeándola por el occidente, y las condiciones aportadas por la Sierra Nevada de Santa Marta, habilitan el aprovechamiento del recurso hídrico en algunas zonas de la región, sin embargo, estas zonas se encuentran fuertemente condicionadas por restricciones ambientales y particularidades sociales que supondrían retos para poder desarrollar aquellos proyectos de mayor escala que requieran la expedición de licencia ambiental.

Cultivos agrícolas como el arroz, banano, palma de aceite y maíz, junto con las actividades pecuarias que se desarrollan a lo largo de la región, son la principal fuente de biomasa residual de la región, concentrando el potencial en los municipios de Montería, Valledupar y la zona bananera en Magdalena. En temas de geotermia, la región no cuenta con un potencial relevante asociado con termales volcánicos o no volcánicos, sin embargo, la información proveniente de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos muestra que se pueden dar aprovechamientos energéticos de pequeña escala de los gradientes geotérmicos registrados en la región.

Por sus abundantes recursos renovables, su infraestructura portuaria y alto desarrollo industrial, en la región se perfilan 3 grandes hubs de hidrógeno verde: Uribe, Barranquilla y Cartagena, en las que a través de la demanda in situ o de las oportunidades de exportación, se habilita su potencial producción.

2.7 Análisis de infraestructura disponible o faltante en las regiones

Los oleoductos, gasoductos, poliductos, líneas de transmisión, carreteras y ferrocarriles conforman la infraestructura a través de la cual puede ser transportada la energía, tanto en su estado primario como transformado. La distribución espacial de esta infraestructura obedece, prácticamente, al mismo patrón, concentrándose en las regiones Eje Cafetero y Antioquia, Caribe, Central, la porción media y sur del Pacífico y el extremo occidental de Llanos-Orinoquía, esto puede ser visto en la figura 16





Figura 16. Infraestructura, vías nacionales y departamentales



POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



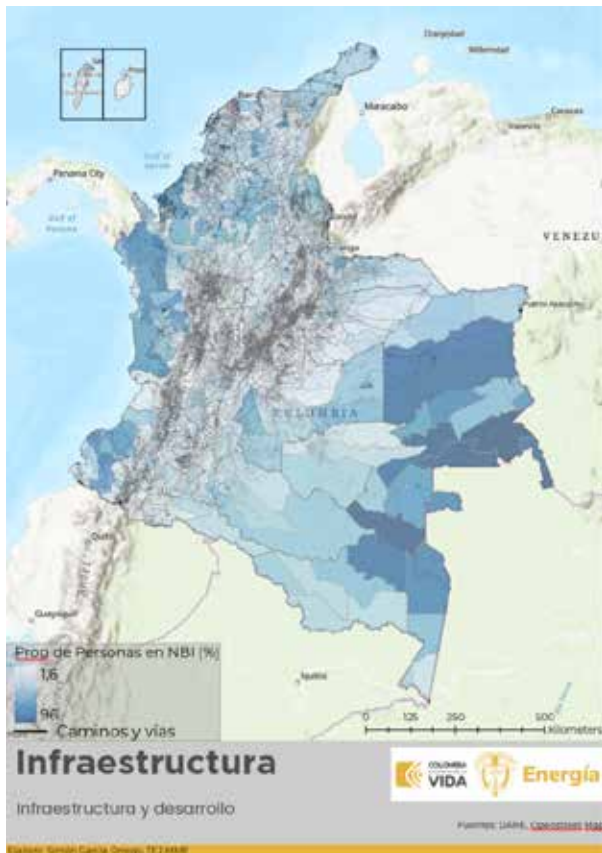
Fuente: elaboración propia.

Al comparar algunas variables socioeconómicas, como por ejemplo las necesidades básicas insatisfechas, es evidente la correlación negativa que existe con la disponibilidad de infraestructura, en este caso, con la disponibilidad de vías independiente de su categoría, como puede ser visto en la figura 17. Esta condición se mantiene si se hace el análisis con cualquier otra infraestructura contemplada. Los servicios de transporte en sus distintos modos se concentran en las mismas regiones del territorio: Central, Caribe, centro y sur del Pacífico y Eje Cafetero y Antioquia. Dicha condición corresponde a la distribución de la población mis-

ma, facilitando cubrir las necesidades de la mayor porción de los habitantes de Colombia. Sin embargo, esto hace que el país se divida en dos grandes grupos: el conectado o comunicado y el desconectado o incomunicado. Misma razón que ha hecho que las necesidades energéticas sean atendidas con un mismo objetivo, pero con enfoques y resultados diferentes. Una mayor y mejor infraestructura permitirá plantear soluciones generales para el sector energético del país, garantizando que las decisiones tomadas impacten de una manera equitativa a toda la población.



Figura 17. Red de vías nacional confrontada con NBI y regiones de Colombia



Fuente: elaboración propia.

El desarrollo de la infraestructura ha obedecido a un planteamiento de atención a la demanda, propiciando el aislamiento espacial de las poblaciones rurales y dispersas, lo que a su vez eleva los indicadores de pobreza rural, condición que guarda correla-

ción negativa con la densidad vial terciaria (Villar et al., 2014). El desarrollo de infraestructura ha obedecido a una mirada costo eficiente para atender a la mayor cantidad de población posible.

3

**ESTRATEGIAS DE
DESCARBONIZACIÓN,
SUSTITUCIÓN DE ENERGÍAS
FÓSILES Y EXPANSIÓN DE
LAS ENERGÍAS RENOVABLES
EN LOS USOS FINALES**



3. ESTRATEGIAS DE DESCARBONIZACIÓN, SUSTITUCIÓN DE ENERGÍAS FÓSILES Y EXPANSIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS USOS FINALES

Como se estableció en la Metodología de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa (Minenergía, 2023b), así como en el Diagnóstico Base (Minenergía, 2023a), y otros documentos guía como la Estrategia 2050 (Colombia, 2021), parte de los procesos de Transición Energética Justa consiste en sustituir en distintos sectores y usos finales los energéticos de origen fósil como el petróleo, el carbón y el gas.

Así como la sustitución de energéticos juega un papel importante, cabe mencionar que esquemas de eficiencia y suficiencia energética, todos enmarcados en los pilares de la TEJ, también juegan un papel fundamental. Por consiguiente, promover programas de educación y concientización sobre el uso racional de la energía y otros recursos naturales, así como posibles cambios en el comportamiento para conseguir una sociedad más sustentable, es una piedra angular de los esfuerzos de la TEJ. Con base en dicha educación, que debe empezar desde la escuela y el hogar, tocando todos los ámbitos de la cotidianidad, se vuelven posibles por ejemplo esquemas de respuesta a la demanda, o de promoción de la eficiencia

energética. También se permite así abrir debates y reflexiones sobre usos innecesarios de la energía, así como aquellos cuya reducción es factible y no implican reducciones en la calidad de vida.

La conjunción de estos elementos es una condición base para la adopción y sustitución tecnológica en los diferentes usos finales, en los sectores residencial, comercial y público, industrial y transporte. De la velocidad con que se realicen dichas sustituciones, dependerá también la velocidad a la que puede descarbonizarse el sector energético. A continuación, se describen brevemente la composición de las emisiones de GEI del sector energético. Luego se presentan algunas de las principales alternativas actuales para sustitución de energías fósiles en el consumo final.

Como lo muestra la figura 18, el sector de energía representó 30,7 % de las emisiones de GEI en 2018. De esta cifra, 12,5 % correspondió al sector transporte, 8,1 % a las industrias de la energía (incluye generación eléctrica, refinación de hidrocarburos y fabricación de combustibles sólidos), 4,3 % a la quema de

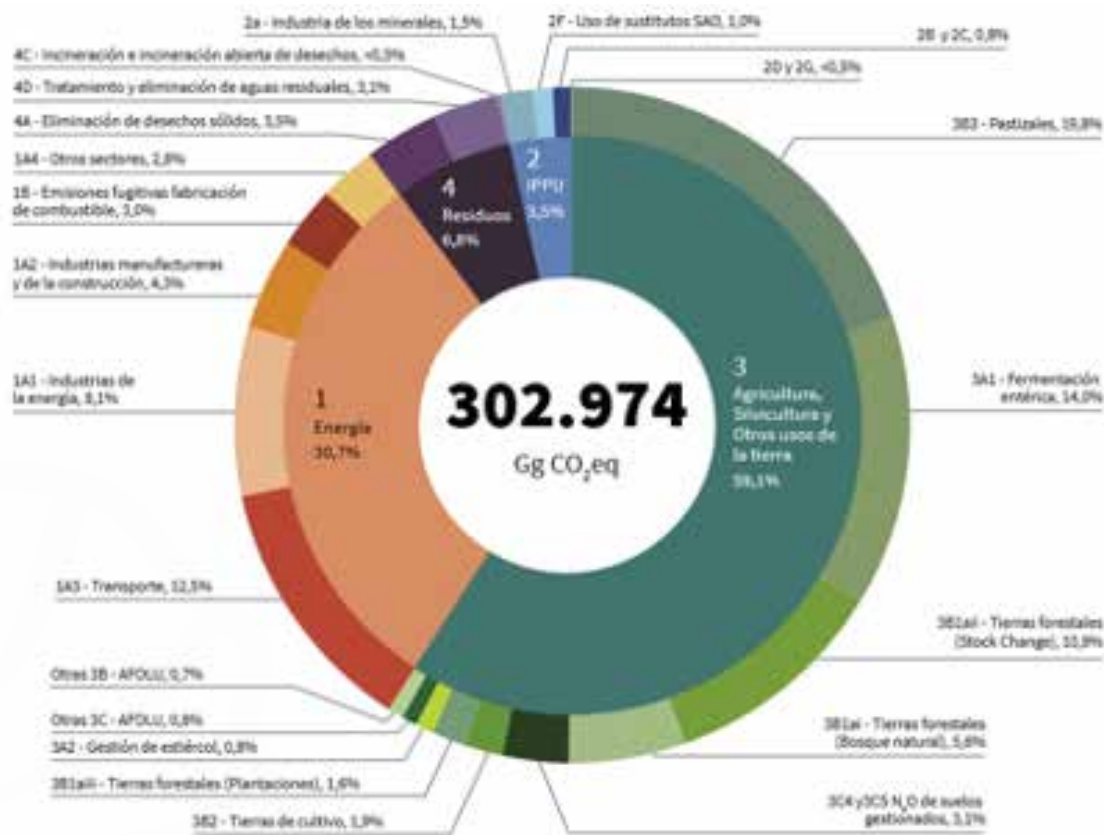
POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



combustibles fósiles en las industrias manufactureras y de construcción, 3 % a las emisiones fugitivas del sector extractivo (predominantemente extracción de petróleo) y 2,8 % otros sectores. Vale la pena mencionar que las emisiones incluidas en el rubro “IPPU” (procesos industrial y uso de productos), que representaron 3,5 % de las emisiones totales de Colombia en 2018, corresponden en gran medida al uso material de energéticos de origen

fósil como el carbón o el gas natural¹. Por otro lado, es importante distinguir con referencia al potencial de biomasa residual y de residuos pecuarios, así como los residuos sólidos urbanos y los residuos de plantas de tratamiento de aguas residuales, que estos representan una porción considerable de los rubros “residuos” y gestión de estiércol mostrados en la figura 18.

Figura 18. Participación por módulo y subcategoría en las emisiones GEI año 2018



Fuente: IDEAM et al. (2021, p. 105).

¹ Esto se refiere por ejemplo al uso de carbón metalúrgico para agregar carbono al hierro en la fabricación de acero o de carbón térmico para agregar carbón a la caliza en la fabricación de cemento.



3.1 Sector transporte

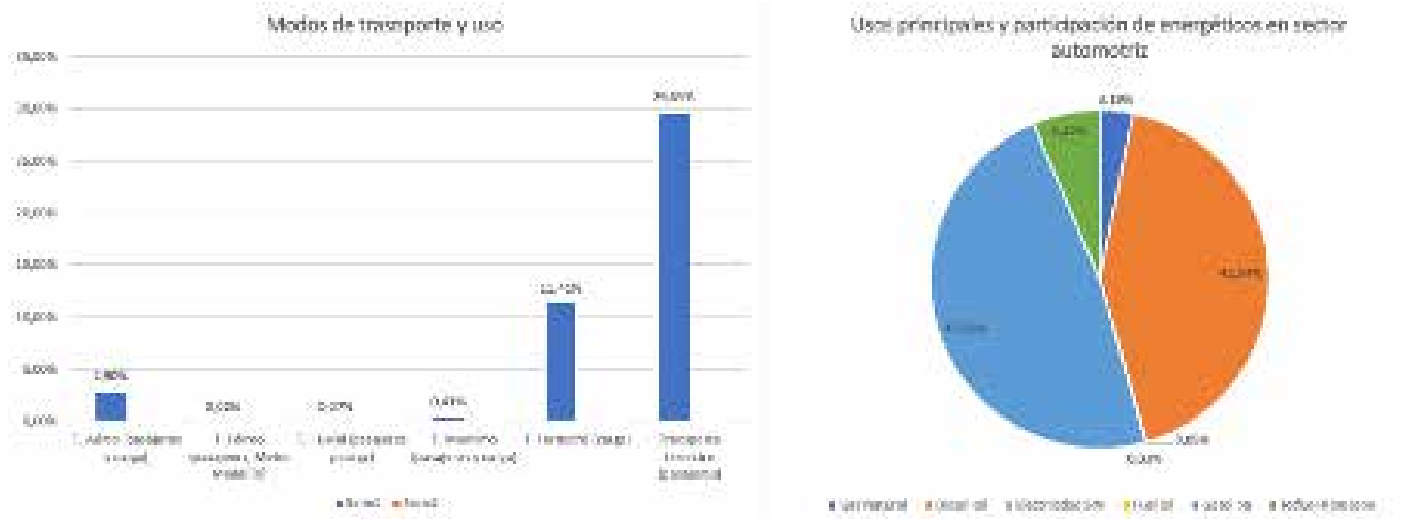
Dentro de las emisiones de GEI del país el sector transporte representa el tercer rubro individual más importante luego de los pasajeros y la fermentación entérica asociada con la ganadería (figura 18). Según la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible 2022, el “98,32 % de las emisiones contaminantes atmosféricas precursoras de GEI [...], material particulado y carbono negro” del sector transporte correspondieron en 2018 al transporte carretero (Mintransporte, 2022). Esto tiene que ver con que el modo terrestre carretero ha representado históricamente el mayor consumo energético de este subsector económico. Para 2006 representaba un 90,98 % (309.422 TJ) del consumo energético final del transporte y para el 2021 reportó un 92,35 % (543.846 TJ). El consumo energético del transporte terrestre de pasajeros, considerando transporte urbano e interurbano para transporte de servicio público, oficial y privado fue de 392.670 TJ en el 2021, es decir un 29,65 % del consumo total nacional anual.

Esta alta demanda energética del transporte ubica a este sector con la mayor participación en el consumo final energético en relación a los demás sectores económicos con un 39,9 % para 2020 y 44,4 % para 2021 de la demanda total nacional (UPME, 2021). Como lo muestra la figura 19, los energéticos utilizados en el sector transporte son gas natural (3,2 %), diésel oil (42,3 %), energía eléctrica del SIN (0,1 %), fuel oil (0,03 %), gasolina de motor (47,9 %) y jet fuel-kerosene (6,42 %). En este sentido, es importante categorizar los usos de este sector enfocados tanto al

transporte de carga y mercancías, así como al transporte de pasajeros, en el ámbito urbano, interurbano, regional y nacional, con el fin de determinar los subsectores económicos y los medios de transporte que tienen un mayor impacto sobre el consumo de energéticos en el plano nacional, como se observa en la figura 19.

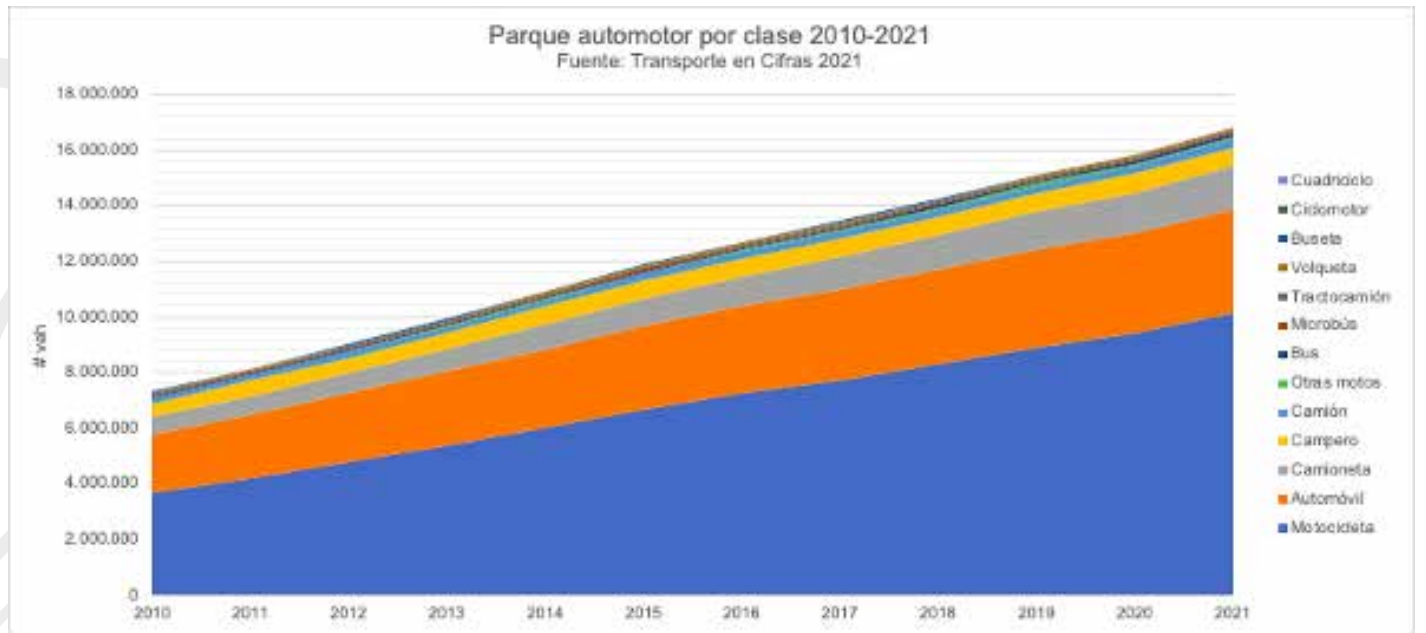


Figura 19. Participación del sector transporte por modo y usos en el consumo final nacional, 2021



Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2021).

Figura 20. Parque automotor 2010-2021



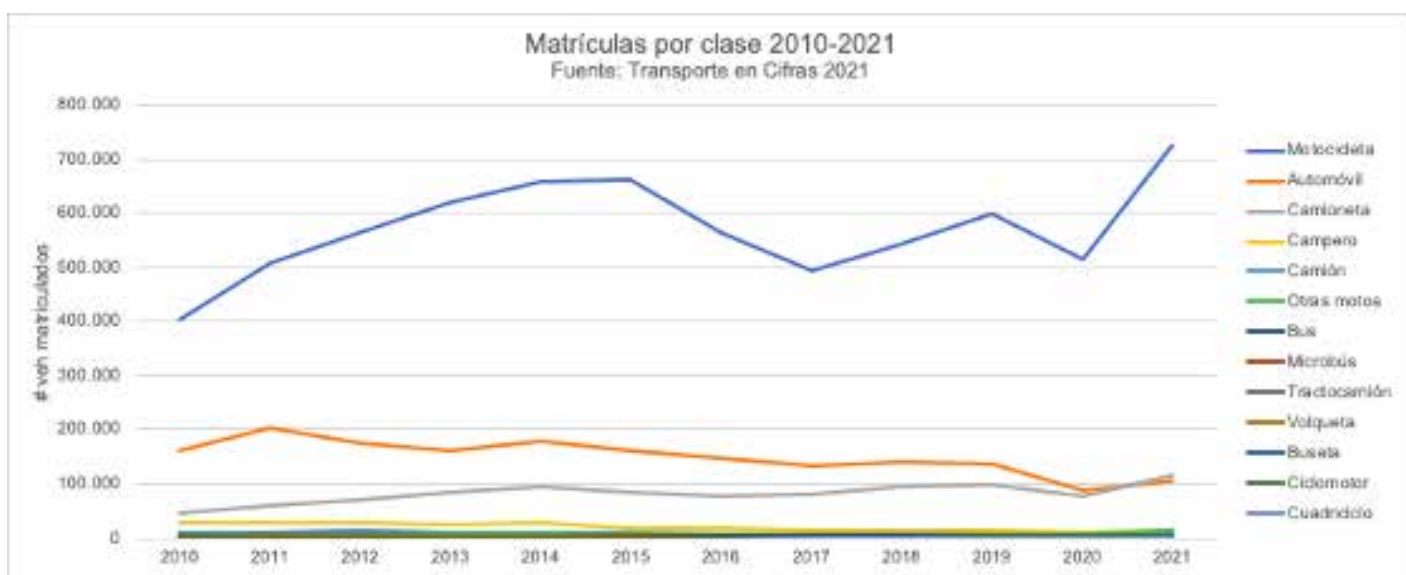
Fuente: Mintransporte (2021).



La figura 20 muestra el aumento del parque automotor del país siendo las motocicletas el de mayor crecimiento. Además, la figura 21 permite constatar que el comportamiento se comporta de manera descendente

desde 2010. Es importante indicar que en 2021 el comportamiento rompe su tendencia decreciente, sin embargo, este comportamiento se atribuye a la época post-pandemia del COVID-19.

Figura 21. Matrículas (ventas) 2010-2021



Fuente: Mintransporte (2021).

Para establecer caminos hacia la descarbonización del sector y de sus modos, desde la TEJ se plantean pilares fundamentales como movilidad, transporte y ciudades inteligentes. Las estrategias se adoptan teniendo en cuenta las políticas y medidas de la movilidad y el transporte a nivel mundial, como lo son: movilidad sostenible, electromovilidad, gestión de la demanda del transporte, cambio modal, inter y multimodalidad (carga y pasajeros), sistemas de transporte inteligente y planeación urbana del transporte.

3.1.1. La electromovilidad y la reindustrialización de la industria automotriz

Las emisiones de GEI relacionadas con el tráfico vehicular han demostrado una tendencia creciente, ligada con el creciente uso de vehículos particulares y la alta proporción de carga transportada por el modo carretero. Más recientemente, se ha evidenciado una creciente penetración de motocicletas y vehículos de tres ruedas, que según el Ministerio de Transporte (2021) en su informe anual Transporte en Cifras 2021 reportó para 2021 un total de ventas de 724.000 vehículos de estas clases, representando un aumento en las ventas de un 40,3 % con respecto a 2020. Este panorama es alarmante por el alto consumo energéticos fósiles y las



emisiones derivadas. De igual forma, se advierte un riesgo de mayores costos de los combustibles líquidos debido a la creciente exposición de Colombia a importaciones de gasolina y diésel (véase capítulo 3.4, Mineenergía, 2023a).

En consecuencia, se enmarca una clara necesidad de plantear alternativas para solventar las demandas energéticas en el transporte, así como para encontrar soluciones menos dependientes de los combustibles fósiles en la movilidad. La electrificación para el sector transporte, es decir, una aceleración de las medidas de electromovilidad, iniciando por los sistemas de transporte público, que contribuyan a mitigar la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones generadas, es una de las opciones con mayores posibilidades de implementación, como se puede apreciar en la disminución de precio de las baterías de iones de litio y el costo decreciente de los vehículos eléctricos, en este panorama se espera que los costos de adquisición y mantenimiento disminuyan en los próximos años (Torres-Pamplona et al., 2021) y (Adamson & Cipoletta Tomassian, 2022).

Para acelerar la tendencia de electrificación en Colombia de los vehículos eléctricos para todas sus clases, sin embargo, es necesario impulsar desde las políticas públicas, por un lado, los incentivos a la industria y al consumidor final para aumentar la penetración de estos vehículos en el mercado y, por otro lado, acelerar la estrategia para electrificar la infraestructura vial, tanto vías primarias como secundarias, que permitan la electromovilidad no solo en ambientes urbanos,

sino que la infraestructura y las estaciones de carga eléctrica habiliten la electrificación del transporte interurbano y de carga en zonas rurales. Desde una perspectiva económica, para la TEJ la electromovilidad es una oportunidad para la reindustrialización del sector automotriz y energético, pues los procesos subsecuentes de la electrificación de la movilidad se visualizan hoy, como un foco de desarrollo económico e industrial para las próximas décadas, bajo las siguientes consideraciones:

- 1) La producción nacional de vehículos eléctricos y suministros, que hoy en día se encuentran en fases de desarrollo por emprendedores y empresas locales, implicando la generación de empleos.
- 2) La reconversión del parque automotor antiguo a eléctrico en las categorías que por su ficha técnica y requerimientos energéticos lo habiliten (ver Documento “Estrategia para la reconversión de vehículos de combustión interna a eléctricos (retrofit) en el marco de la Transición Energética Justa, Ministerio de Minas y Energía”).
- 3) Impulso a la infraestructura vial y eléctrica, pues parte de la movilidad sostenible parte de sistemas de transporte y su infraestructura adecuada (calles, vías primarias, secundarias, terciarias, señalización, semaforización, etc.) que permita alcanzar velocidades medias que impacten la eficiencia energética. Por otro lado, es indispensable acelerar la infraestructura de carga eléctrica tanto rápida como lenta, que permita el suministro eléctrico a los vehículos en ciudades y zonas rurales.
- 4) Los nuevos servicios de energía para



los usuarios (estaciones de carga en casa y en la ciudad), entre otras innovaciones.

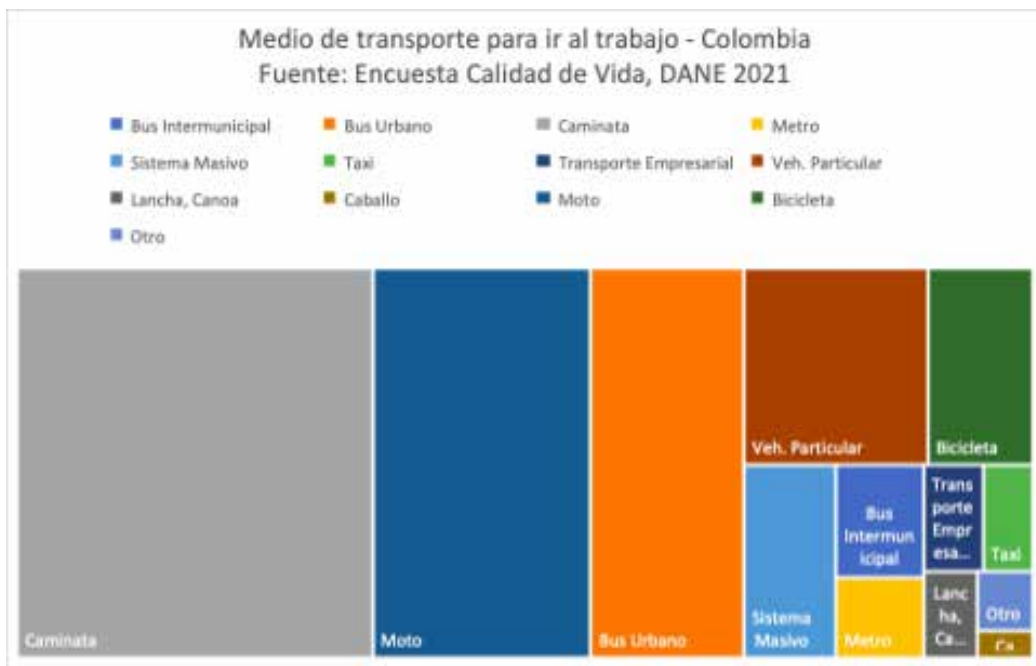
3.1.2. Movilidad sostenible e incluyente, hacia un entorno menos motorizado

Los sistemas de transporte buscan resolver el desplazamiento de pasajeros o carga entre el origen y su destino de una forma óptima tanto en zonas rurales como urbanas. Al contar con varios modos de transporte es posible tener una distribución modal, de acuerdo con el uso y la preferencia de los modos. En ese sentido, la movilidad sostenible busca promover las alternativas más eficientes y amigables con el medio ambiente a la hora de la elección del modo para los viajes (Jeyaseelan et al., 2022). Un ejemplo típico de movilidad sostenible en centros urbanos es el fomento del transpor-

te público en combinación con medios no motorizados como las bicicletas y caminata; lo que en consecuencia resulta una disminución de la tasa de viajes en vehículos motorizados, especialmente de aquellos de uso individual, que implica un menor consumo de combustibles fósiles y una menor cantidad de kilómetros recorridos en vehículos cuya ocupación es típicamente baja (Pelgrims et al., 2020).

La figura 22, muestra los resultados para la Encuesta 2021 de Calidad de Vida, por el DANE (2021), apreciándose que la movilidad activa (caminatas de por lo menos 15 minutos), el vehículo particular, la moto y el transporte público en general, son los medios más comunes para desplazamientos habituales al trabajo y estudios.

Figura 22. Medios de transporte para actividades de trabajo



Fuente: Mintransporte (2021).



3.1.3. Gestión de la demanda y cambio modal: la bicicleta y la movilidad no motorizada

El consumo de energía en el transporte puede reducirse mediante el aumento de la eficiencia energética de los distintos modos de transporte o mediante el cambio a opciones más eficientes. Este enfoque, conocido como “cambio modal”, representa una de las herramientas más empleadas por los planificadores urbanos y de transporte en su búsqueda por lograr una movilidad sostenible. De hecho, este concepto es ampliamente mencionado en la Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (Mintransporte, 2022).

En ese sentido, uno de los modelos de transporte más representativo empleado para el cambio modal se denomina Binomial Logit (Ortúzar & Willumsen, 2011), el cual contempla mediante una función de utilidad (preferencia de modo) qué porcentaje de usuarios estarían dispuestos a cambiar de un modo de transporte a otro. En el caso de esta modelación del transporte de pasajero y su demanda para la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa se ha empleado el modelo Logit para estimar el cambio modal en los diferentes escenarios entre transporte privado (vehículos particulares, como automóviles, camperos y motos) y los sistemas de transporte público, bajo el supuesto de una mejor oferta del transporte público o usar la bicicleta como medio alternativo, suponiendo mejores condiciones en la vía y seguridad. En ambos casos, este cambio modal implica una mejora en el consumo energético, pues al desplazar la demanda

del vehículo privado al sistema de transporte público y al no motorizado. Por lo tanto, existe una reducción del consumo combustible fósil, una optimización de eficiencia energética para transporte de pasajeros (i. e., pax) y carga, así como incremento en el rendimiento del combustible representado en kilómetros recorridos por cada litro consumido (km/l).

3.1.4. Transporte multimodal y la redistribución de la carga

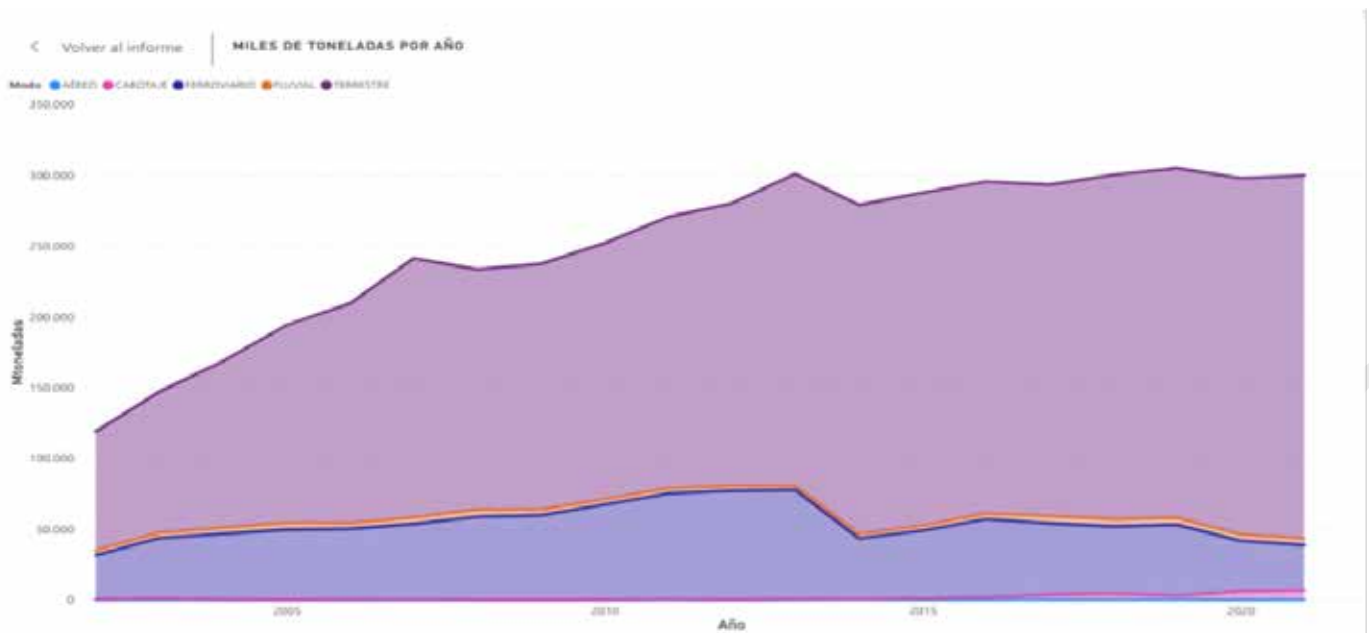
En relación con el transporte de carga, se muestra a continuación la tendencia histórica de la distribución modal anual en miles de toneladas para el periodo 2000 a 2021 de acuerdo con el reporte anual Transporte en Cifras 2021 (Mintransporte, 2021). Se observa en la figura 23, la tendencia del volumen transportado de carga es creciente, específicamente en la participación del transporte carretero, con una disminución paralela del transporte férreo de carga, al menos para la última década. Esto sugiere para las autoridades del transporte, la energía y la logística, un esfuerzo conjunto hacia la descarbonización, la cual debe contemplar un fuerte impulso a la distribución inter y multimodal (Heinen & Mattioli, 2019), incorporando nuevos tramos e infraestructura para el transporte férreo y el continuo mejoramiento de la navegabilidad fluvial, aliviando la carga terrestre, y por ende mitigando el consumo de combustibles fósiles y emisiones de GEI. Esto asociado también a una mejora de la eficiencia y la implementación de soluciones orientadas a la optimización de los puertos marítimos, hubs



logísticos, corredores de carga y la incorporación de energéticos alternativos para el transporte de carga, como el hidrógeno (Minenergía, 2021). Se contempla también, de manera relevante, un impulso acelerado de la electromovilidad para el transporte de carga terrestre carretero y férreo, como parte de esta estrategia, debidamente acompa-

ñadas de políticas de renovación de la flota de camiones, tractocamiones y afines; programas de financiamiento accesibles para los propietarios de dichas flotas, conducción eficiente y tecnologías de monitoreo, optimización del consumo energético, navegación y enrutamiento.

Figura 23. Cantidad de toneladas transportadas de acuerdo al modo, 2000-2021



Fuente: Mintransporte (2021).



3.1.5. Ciudades inteligentes y digitalización del transporte

La tendencia mundial de la urbanización hacia smart cities o ciudades inteligentes considera el transporte como un componente esencial en el desarrollo sostenible de los centros urbanos y desarrollo rural. Es por ello, que se ha considerado la digitalización del transporte como un habilitador y acelerador hacia el transporte verde y su descarbonización. Tecnologías de la industria 4.0, la conectividad, los desarrollos recientes de inteligencia artificial, internet de las cosas (IoT, Internet of the Things), el uso de sensores a bordo, sistemas de navegación altamente asistida y la telemetría, entre otras macrotendencias, se visualizan en el horizonte cercano y con una adopción mucho mayor en el largo plazo.

En este contexto, uno de los componentes más relevantes es la integración de servicios digitales y la democratización del acceso a la información de a los ciudadanos, por ejemplo, servicios de enrutamiento origen-destino, información en tiempo real del transporte público, facilidades a personas con alguna condición de discapacidad o vulnerabilidad, en diferentes puntos de la infraestructura de transporte.

3.1.6. Conducción eficiente, mejorando el rendimiento del combustible

Referente al transporte de carga, este subsector presenta un alto consumo energético debido a las capacidades de carga, las largas trayectorias entre puertos y nodos de

distribución y la topografía montañosa de nuestro país, que demanda altoy torques, por ende, mayor energía. Por lo tanto, es necesario en primer lugar mejorar la eficiencia energética, seguido de una estrategia de electromovilidad para las categorías técnicamente viables para la electrificación y el uso de combustibles alternativos como biocombustibles, biocombustibles avanzados y combustibles sintéticos o e-fuels en un panorama futuro,.

En esa dirección y contemplando un panorama de ejecución en el corto plazo (antes de 2030), los programas y capacitaciones de conducción eficiente son una herramienta valiosa para aumentar la eficiencia energética, reducir el consumo de combustible y dar un primer paso en la descarbonización del transporte terrestre de carga. Estos programas se orientan a conductores, operadores y mandos medios de las empresas de carga y propietarios de vehículos. Un programa de conducción eficiente consiste en transferir el conocimiento de expertos a los operadores de vehículos de carga pesada, para que su estilo de conducción optimice el consumo de combustible. El resultado de la implementación de la conducción eficiente se ve representado en el incremento en la eficiencia energética de las flotas, con indicadores de rendimiento medibles como la economía del combustible y cantidad de emisiones por trayectoria (GIZ México, 2023). Además, un factor que facilita la medición del impacto de los programas de conducción eficiente es el uso de tecnologías a bordo para monitoreo de eficiencia energética, particularmente telemetría o sistemas de posicionamiento global (GPS).



En el marco internacional, se ha evidenciado, que es posible obtener resultados favorables con esta estrategia, pues existen casos en los cuales se ha tenido un ahorro de combustible del del 6 % al 30 % (en tractocamiones con carga se ha logrado un 11 %) en México (CNUEE, 2020), que a su vez es atractivo para los propietarios de vehículos y empresas, pues dicho ahorro de combustible se refleja de manera directa en los costos de operación de la flota, dada la reducción del volumen de combustible requerido por trayecto. Por lo tanto, también se deriva como resultado una reducción medible de las emisiones y de los programas de eficiencia energética, dadas las tecnologías y los sensores a bordo para monitorear el desempeño de las flotas en tiempo real.

3.1.7. Sistemas de transporte inteligente, eficiencia y precisión

Una componente importante del transporte son los sistemas de navegación y enrutamiento, que permiten hacer una planeación eficiente de la ruta óptima de los viajes entre el origen y el destino, ya sean de carga o de pasajeros. En algunos de los sistemas de transporte, como el marítimo, el fluvial y aéreo, es fundamental contar con sistemas de navegación usando triangulación satelital o sistema de posicionamiento global (GPS) y adicionalmente sistemas de navegación inercial, que determinen la menor distancia al destino (problema del camino más corto, shortest-path algorithm). Mediante la optimización de la trayectoria, es posible disminuir significativamente el volumen de combustible consumidos, ya que disminu-

yen los kilómetros recorridos, aumentando la eficiencia energética de los viajes, es decir, un menor consumo de combustible por trayectoria origen a destino.

3.1.8. Energéticos de transición

Aunque todos los cambios modales y las iniciativas de descarbonización consideran la electromovilidad como la mejor opción para reducir las emisiones de carbono en el sector, es importante reconocer que este proceso de transición presenta una alta complejidad y costos significativos. De acuerdo con el análisis realizado en el documento “Producto 4: Escenarios que nos preparan para el futuro” y en el contexto de las estrategias de descarbonización, el gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) y los biocombustibles son considerados como “energéticos para la transición”. En el caso de los biocombustibles, las mezclas pueden reducir las emisiones de GEI considerando su ciclo de vida, y para el caso del gas se considera de bajas emisiones. Es relevante mencionar que, en comparación con el diésel y la gasolina, el gas ofrece una reducción significativa de las emisiones de GEI, a la par que se presenta como una opción más económica. Además, su adopción permite utilizar una mayor cantidad de componentes de los vehículos que pueden ser adaptados para su funcionamiento con este combustible.

Sin embargo, es esencial tener en cuenta que, a pesar de estas ventajas, el gas todavía tiene un impacto ambiental y no es una solución definitiva para lograr una descarbonización completa del sector transpor-



te. A largo plazo, la electromovilidad sigue siendo el objetivo principal, pero durante la transición hacia un sistema más sostenible, el gas puede desempeñar un papel importante en la reducción de las emisiones y la mejora de la eficiencia.

Es fundamental continuar investigando y desarrollando tecnologías y políticas que aceleren la adopción de vehículos eléctricos y otras alternativas limpias en el transporte. Asimismo, se deben fomentar las inversiones en infraestructura necesaria para impulsar la electromovilidad y hacerla más accesible para todos. Con un enfoque integral y estratégico, podemos avanzar hacia una movilidad más sostenible y respetuosa con el medio ambiente, aprovechando las ventajas que el gas y otras opciones de transición pueden ofrecer mientras avanzamos hacia un futuro verdaderamente descarbonizado.

3.2 Sector residencial y terciario

3.2.1. Sector residencial

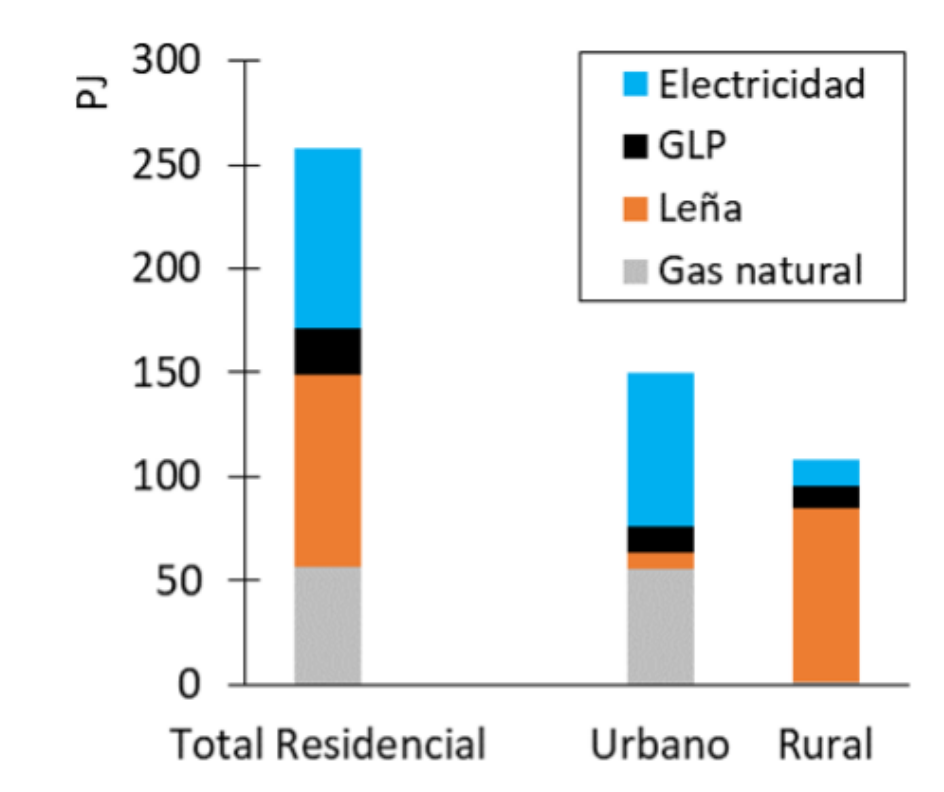
Para 2021 el sector residencial demandó 260 PJ, de los cuales el 66 % corresponde a energéticos para cocción (35 % leña, 22 % gas natural, 9 % GLP) (figura 24). Sin embargo, estas proporciones cambian significativamente entre usuarios urbanos y rurales. En los usuarios urbanos, la electricidad suple el 50 % de la demanda total de energía para usos de refrigeración, iluminación, televisión y otros electrodomésticos, mientras que la cocción se realiza principalmente con gas natural y GLP, equivalentes al 37 % y 8 % del consumo, respectivamente. En los

usuarios rurales, la leña para cocción corresponde al 67 % del consumo total de energía, debido a que los fogones de leña que se usan actualmente cuentan con eficiencias por debajo del 10 % (UPME, 2022c).

Finalmente, se caracterizaron los principales usos del sector residencial como se muestra en la figura 25, identificando que la cocción representa aproximadamente el 67 % de los usos, seguido por la refrigeración con 13 % y otros tipos de electrodomésticos representan el 20%. Esto permite destacar que las acciones y tecnologías deben estar enfocadas en la cocción de alimentos, con el fin de descarbonizar y optimizar el proceso. No obstante, a nivel nacional se han tomado medidas para mejorar la eficiencia energética de algunos electrodomésticos para la refrigeración, iluminación, lavado de ropa, entretenimiento, entre otros, los cuales han tenido una penetración gradual en los hogares del país (UPME, 2022b). Por lo tanto, en esta sección se centrarán las acciones y tecnologías para la cocción de alimentos.

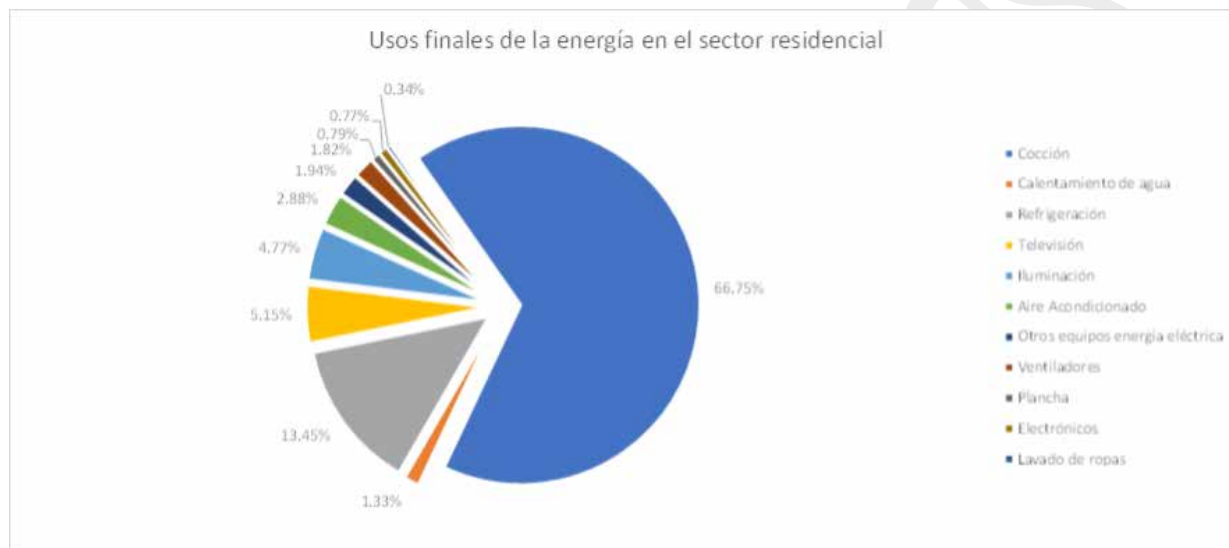


Figura 24. Consumo de energéticos en el sector residencial en 2021



Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2021).

Figura 25. Usos finales de la energía en el sector residencial colombiano



Fuente: elaboración propia con datos de UPME et al. (2019)



En relación con la transición energética justa en el sector residencial, es importante considerar cuáles son las posibilidades y necesidades de reemplazar los consumos de energía fósil por fuentes de energía renovables no convencionales, y sustituir los usos de la leña ineficientes y perjudiciales para la salud por alternativas más limpias y seguras. Este cambio, que busca beneficiar al usuario final puede darse a partir de las tecnologías que se describen a continuación, considerando su implementación a corto, mediano y largo plazo.

En las zonas urbanas es común encontrar estufas alimentadas por gas natural y GLP. Las zonas rurales también utilizan este tipo de gasodomésticos, pero se encuentra supeditado a una menor disponibilidad del combustible. Además, en las áreas rurales, es común el uso de estufas de leña o carbón (en un porcentaje marginal) (UPME, 2022c), que presentan problemas asociados con la contaminación del aire al interior de los ho-

gares. Las emisiones concentradas de gases de efecto invernadero, material particulado y contaminantes de vida corta son causantes de enfermedades respiratorias en los habitantes de las viviendas (UPME, 2022c). En la tabla 4 se describen las tecnologías actualmente disponibles y con potencial de desarrollo comercial. Es importante anotar que el uso de tecnologías como estufas eléctricas, de inducción, hornos eléctricos o freidoras de aire son tecnologías maduras comercialmente disponibles en el territorio nacional, no obstante, existen limitantes asociados a cada tecnología que es importante identificar y ajustar a mediano y largo plazo para garantizar la sustitución. Entre ellos están los altos costos de inversión o instalación, así como el estado de las redes de electricidad, entre otros, que pueden atenderse a través de la combinación de esquemas de apoyo estatal, mejores esquemas de financiación, cambios regulatorios, entre otros.

Tabla 4. Usos finales de la energía en el sector residencial colombiano

Tecnología sustituta	Transición de energéticos	Ventajas y desventajas	Plazo de implementación
Urbano			
Hornos eléctricos.	Sustitución de GLP y gas natural por electricidad	<p>Ventaja: proceso óptimo de cocción de múltiples alimentos a la vez.</p> <p>Desventaja: requieren un suministro eléctrico con buena calidad de energía.</p>	Corto (2026).



<p>Estufas de inducción para cocción de dos a cuatro hornillas.</p>	<p>Sustitución de GLP y gas natural por electricidad.</p>	<p>Ventaja: alta eficiencia en la cocción, consumo de energía menor que las estufas eléctricas.</p> <p>Desventaja: requieren un suministro eléctrico con buena calidad de energía, se debe dotar con nueva batería de utensilios de cocina apropiado para estas estufas.</p>	<p>2023-2030: ampliación de cobertura en gas natural que ya se encuentra planeada en el PND 2023, a la vez que se inicia habilitación de infraestructura de redes eléctricas en edificaciones nuevas.</p> <p>2030-2040: inicio de conversión y reemplazo en grandes ciudades.</p> <p>2040-2050: aceleración y reemplazo en ciudades intermedias y pequeñas regiones urbanas.</p>
<p>Freidoras eléctricas de aire caliente.</p>	<p>Sustitución de estufas o hornos de GLP y gas natural por electricidad.</p>	<p>Ventaja: mejora la cocción y ahorra energía al mismo tiempo.</p> <p>Desventaja: cocción de un tipo de alimento a la vez, capacidad limitada.</p>	<p>Corto (2026).</p>
<p>Rural</p>			
<p>Estufas a gas de dos a cuatro hornillas.</p>	<p>Sustitución de leña por gas natural y GLP.</p>	<p>Ventaja: reducción de emisiones perjudiciales para la salud en comparación con la leña, mejor eficiencia energética que fogones de leña.</p> <p>Desventaja: uso de combustibles fósiles como combustibles de transición, menor eficiencia energética que estufas eléctricas de inducción.</p> <p>Desventaja: emisiones NOx asociadas a la combustión de gas.</p> <p>Desventaja: dependencia de fósiles (potencial carbon lock-in).</p>	<p>Corto-mediano plazo (2030-2035), como energéticos de transición, y según planes indicativos de expansión de cobertura (UPME & Marín, 2017), y plan nacional de sustitución de leña (UPME, 2022c), mientras se desarrolla infraestructura para migrar a otras alternativas.</p>

POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



<p>Estufas eléctricas de cocción de dos a cuatro hornillas.</p>	<p>Sustitución de leña por electricidad.</p>	<p>Ventaja: alta eficiencia en la cocción, operan en condiciones bajas de calidad de energía. Desventaja: altos consumos de energía por las resistencias eléctricas.</p>	<p>Corto (2026), poblaciones con baja calidad de energía eléctrica.</p>
<p>Estufas de inducción de cocción de dos a cuatro hornillas</p>	<p>Sustitución de usos ineficientes de leña y GLP por electricidad.</p>	<p>Ventaja: alta eficiencia en la cocción, consumo de energía menor que las estufas eléctricas. Desventaja: requieren un suministro eléctrico con buena calidad de energía, se debe dotar con nueva batería de utensilios de cocina apropiado para estas estufas, no aplica a comunidades aisladas con suministro diésel y SSFV dada las altas cargas que demandan.</p>	<p>Mediano plazo (2030) en ciudades intermedias y rurales interconectadas a la red, que garanticen suministro con buen nivel de calidad de energía. Largo plazo, inicio de sustitución de GLP en todas las regiones rurales, garantizando acceso a electricidad con buena calidad de la energía.</p>
<p>Freidoras eléctricas de aire caliente eléctrica.</p>	<p>Sustitución de estufas de leña y GLP por electricidad</p>	<p>Ventaja: mejora la cocción y ahorra energía al mismo tiempo. Desventaja: cocción de un tipo de alimento a la vez, capacidad limitada, se debe evaluar en comunidades aisladas con suministro diésel y SSFV, dado que demandan altos niveles de energía para este tipo de soluciones.</p>	<p>Mediano plazo en ciudades intermedias y rurales interconectadas a la red (2030) que garanticen suministro con buen nivel de calidad de energía.</p>
<p>Estufas ecoeficientes como: estufa justa, estufa antioqueña, estufa onil, otras ecoeficientes.</p>	<p>Sustitución de usos ineficientes de leña por usos eficientes y seguros de leña, madera, pellets, entre otros.</p>	<p>Ventaja: disminuye el consumo de leña, se controla la emisión de emisiones contaminantes que afectan la salud de los habitantes de las viviendas. Desventaja: mantenimiento especializado que garantice la sostenibilidad de las estufas.</p>	<p>Corto (2026), mediano plazo (2030), si se desarrolla cultivos dendroenergéticos, modelos de desarrollo productivo de peletización y preparación del energético. Mediano-largo plazo, en un pequeño porcentaje para garantizar usos culturales de la leña.</p>



<p>Estufas de cocción con biogás a partir de biomásas.</p>	<p>Sustitución de usos ineficientes de leña y de GLP por biogás.</p>	<p>Ventaja: disminuye el consumo de leña, se controla la emisión de emisiones contaminantes que afectan la salud de los habitantes de las viviendas.</p> <p>Desventaja: mantenimiento especializado que garantice la sostenibilidad de las estufas, garantía del suministro del biogás.</p>	<p>Mediano plazo (2030), es necesario adelantar los estudios previos pertinentes que garanticen el suministro confiable del biogás.</p> <p>En el mediano-largo plazo se puede iniciar sustitución de GLP por biogas.</p>
<p>Estufas solares de concentración o de caja aislada.</p>	<p>Sustitución de usos ineficientes de leña y GLP por radiación solar</p>	<p>Ventaja: cocción limpia, se puede utilizar en todo el territorio nacional, utiliza solo radiación solar.</p> <p>Desventaja: limitado en capacidad, no es eficiente cuando existe nubosidad o baja radiación, lentos en la cocción.</p>	<p>Mediano y largo plazo (2040-2050) se necesita mayor madurez en la tecnología.</p>

Fuente: elaboración propia con datos de UPME et al. (2019)

Otro consumo con potencial de sustitución de combustibles fósiles es el calentamiento de agua sanitaria, que es frecuente para poblaciones que se encuentran por encima de los 1000 m s. n. m., y en especial en poblaciones que se encuentran en clima frío o páramo (UPME, 2012). Actualmente, es frecuente el uso de duchas eléctricas en zonas rurales y en viviendas de estratos bajos (UPME, 2012), mientras que en estratos

altos en zonas urbanas las tecnologías más usadas utilizan gas natural, GLP y calentadores eléctricos de paso. Para calentamiento de agua sanitaria, existen tecnologías maduras individuales y centralizadas que utilizan electricidad, energía solar o calor residual, que están disponibles comercialmente, como se muestra en la tabla 5.



Tabla 5. Principales alternativas tecnológicas para sustitución de combustibles fósiles en calentamiento de agua sanitaria y otros usos en sector residencial

Tecnología sustituta	Transición de energéticos	Ventajas y desventajas	Plazo de implementación
Calentadores solares térmicos individuales o centralizados.	Sustitución de gas natural y GLP por energía solar térmica.	<p>Ventaja: tecnología madura desarrollada comercialmente, apropiada para usuarios rurales, estratos bajos y agrupaciones de usuarios de propiedad horizontal.</p> <p>Desventaja: definir especificaciones técnicas que garanticen la calidad de los sistemas a instalar, incluirlos en proyectos VIS y VIP. No se puede calentar agua de noche ni en la madrugada.</p>	<p>Corto (2026), involucrar a constructores para incluir la tecnología en los diseños de nuevas unidades habitacionales VIP y VIS. Mediano plazo (2030) masificar la tecnología en unidades constructivas nuevas en el sector residencial.</p> <p>Largo plazo (2050) masificar a todos los usuarios residenciales nuevos y existentes.</p>
Calentadores de paso eléctrico individual.	Sustitución de gas natural y GLP por electricidad.	<p>Ventaja: tecnología madura incluida en el RETIQ, apropiado para usuarios residenciales y rurales que cuenten con energía eléctrica de red del SIN.</p> <p>Desventaja: equipos de alto consumo energético, uso individual.</p>	Se puede promover su implementación en el corto plazo (2026).
Bombas de calor.	Sustitución de gas natural y GLP por energía solar fotovoltaica.	<p>Ventaja: tecnologías eficientes, apropiado para sistemas colectivos de calentamiento de agua.</p> <p>Desventaja: altos costos, tecnología en desarrollo</p>	Largo plazo, según desarrollo de la tecnología.



<p>Distritos energéticos</p>	<p>Energía eléctrica / energías renovables o reutilizables</p>	<p>Ventaja: tecnología madura, permiten una transición del uso de combustibles fósiles y puede dar lugar a una reducción del 30 %-50 % del consumo de la energía primaria.</p> <p>Ventaja: sistemas de alta eficiencia para la producción centralizada lo cual se traduce en una mayor eficacia y en un menor consumo eléctrico por unidad de energía térmica producida, en comparación con los sistemas convencionales.</p> <p>Ventaja: Establecimiento de nuevos modelos regulatorios para el comercio de servicios energéticos.</p> <p>Desventaja: se requiere actualización del entorno regulatorio para facilitar las inversiones de largo plazo y la comercialización de servicios energéticos.</p>	<p>Corto (2026) Adopción del Reglamento Técnico de sistemas e instalaciones térmicas RETSIT.</p> <p>Desarrollo de fuerza laboral competente para la instalación, operación y mantenimiento de las nuevas tecnologías.</p> <p>Instrumentos de gestión del territorio actualizados, que permitan sectorizar y crear unidades zonales que compartan servicios y funcionalidades para habilitar el desarrollo de distritos energéticos.</p> <p>Mediano plazo (2030): lineamientos de construcción sostenible que viabilicen la implementación del modelo de distrito energético con tecnologías de bajo impacto ambiental en nuevas construcciones. Actualización del entorno regulatorio para facilitar las inversiones de largo plazo y la comercialización de servicios energéticos.</p> <p>Largo (2050): modelos de distritos energéticos implementados en nuevas edificaciones.</p>
------------------------------	--	---	--

Fuente: elaboración propia con datos de UPME et al. (2019)

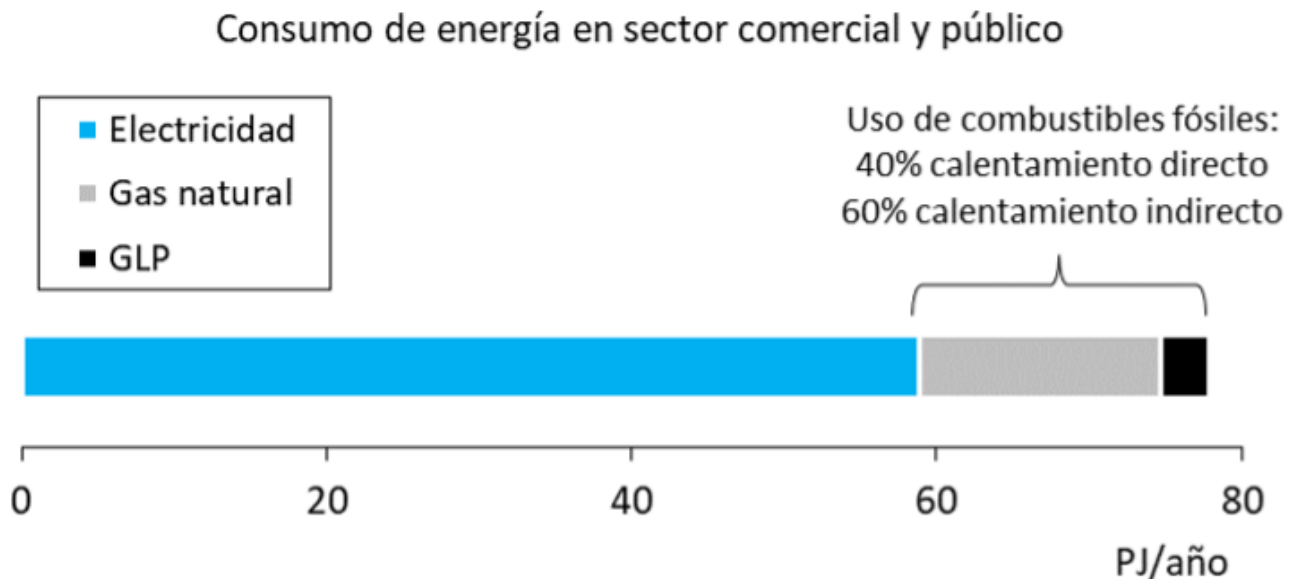


3.2.2. Sector terciario

En 2021, el sector terciario demandó 78 PJ, de los cuales el 20 % correspondió a gas natural y 4 % a GLP (UPME, 2021), como se muestra en la figura 26. Con respecto a estos consumos de gas, los usos finales están relacionados con equipos de calor directo

(estufas de cocción, hornos, y calentamiento con gas natural y GLP) y calor indirecto (principalmente calderas a gas natural). Dichos usos se dan principalmente en edificaciones como clínicas y hospitales, hoteles y hospedajes, centros de recreación y restaurantes.

Figura 26 Consumo energético del sector terciario en 2021



Fuente: UPME (2021); UPME et al. (2019).

3.2.3. Opciones de electrificación y descarbonización del sector comercial y servicios

Las alternativas tecnológicas que contribuyen a la electrificación y descarbonización del sector terciario se relacionan con la hibridación de los procesos que implica incluir dentro de las fuentes de combustión opciones menos contaminantes como pellets o biomasa, además de mejorar en el proceso de im-

plementación y uso de la caldera. Dentro de las tecnologías se encuentran hornos de arco eléctrico, quemadores de bajo NOx y calderas eléctricas de vapor.

Los distritos energéticos abren paso a un reaprovechamiento de esfuerzos y energía, cruciales para un futuro sostenible de las ciudades, ya que permiten el agrupamiento de múltiples servicios energéticos y usua-



rios bajo una misma red de distribución local, con un alto nivel tecnológico y calidad del servicio, que reducen costos de operación y mantenimiento, y representan la manera más eficiente de reemplazar viejos equipos de climatización altamente contaminantes, descongestionando los sistemas nacionales de distribución de energía.

Los distritos energéticos en Colombia tienen un gran potencial para aplicaciones de enfriamiento en centros comerciales y áreas comunes de zonas francas permanentes, así como en complejos universitarios, centros administrativos y grandes zonas residenciales en menor escala. Respecto a aplicaciones de calor, las zonas francas de procesos manufactureros y zonas industriales dentro de las ciudades son las que presentan el mayor potencial. Según los escenarios energéticos definidos en el estudio de situación de la demanda energética en Colombia, realizado por el DNP, los escenarios proyectados de penetración de distritos energéticos se basan en una porción de las zonas francas permanentes o multiempresariales y los nuevos centros comerciales.

Para 2030 se proyectan al menos 40 zonas francas existentes y 140 nuevos centros comerciales. En un escenario medio se proyectaron 3 distritos térmicos de enfriamiento, para una reducción de 1 % de la demanda de electricidad no regulada de 2030. En el escenario alto se incorporó un distrito térmico de calor que incrementa considerablemente la reducción de demanda (1,5 %) y en el escenario bajo, se consideró únicamente un distrito térmico de enfriamiento (Enersinc & DNP, 2017). Entendiendo que un sistema centralizado de energía térmica tiene

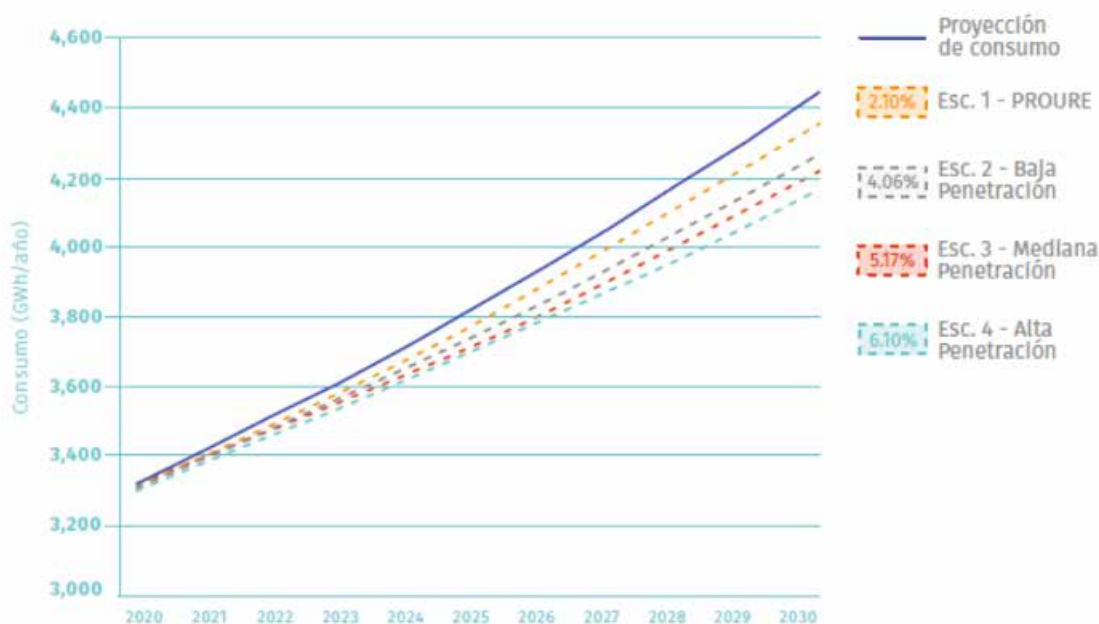
diversos beneficios, muchas veces los principales grandes consumidores que le dan viabilidad económica a este tipo de tecnologías corresponden a grandes edificios públicos, centros comerciales, hospitales y clínicas, que tienen altas demandas y requerimientos de energía térmica durante todo el año.

El hecho de que los distritos energéticos se conciban con equipos de alta eficiencia para la producción centralizada se traduce en una mayor eficacia y en un menor consumo eléctrico por unidad de energía térmica producida, en comparación con los sistemas convencionales que pretenden reemplazar. El impacto en la reducción de emisiones de GEI asociado con la implementación de los distritos energéticos en Colombia está entre el 2,16 % y el 6,49 %, según los diferentes escenarios planteados de penetración de la tecnología.

Las ventajas de los distritos energéticos comienzan con el modelo de negocio inherente de “energía como servicio”, donde los propietarios y usuarios de los edificios pagan por la energía térmica que utilicen en virtud de acuerdos de suministro a largo plazo. Bajo este modelo, los clientes del servicio buscan minimizar la demanda de energía térmica, que es en gran medida un costo variable para ellos, y los proveedores buscan el menor costo del ciclo de vida de la prestación de servicios. Lo hacen procurando la más alta eficiencia de la solución energética junto con operación de alta calidad y las más óptimas prácticas de mantenimiento, lo que mejora su rentabilidad y competitividad.



Figura 27. Impacto en el ahorro de energía eléctrica en el uso de aire acondicionado por la implementación de distritos energéticos en el sector



Fuente: Minambiente (2019).

3.2.4. Buenas prácticas

Las buenas prácticas que buscan eficiencia energética no solo se relacionan con sustitución de tecnologías, sino que en muchos casos el uso correcto de los equipos y sistemas de producción pueden significar oportunidades de mejora con poca o ninguna inversión. En Colombia más del 90 % de las empresas usan calderas que se alimentan de la combustión de material orgánico en donde la eficiencia promedio está en 75 %, sin embargo, aún existen muchas que se podrían considerar obsoletas porque apenas alcanzan el 45 %. Es

importante tener en cuenta que en el contexto internacional ese promedio de eficiencia es del 95 % (UPME, 2022b). Además, también es importante mencionar que la ineficiencia se da incluso por malos diseños. Aunque hay buenos sistemas de combustión y aislamiento térmico, algunas instalaciones tienen exceso de consumo de combustible por sobredimensionamiento, es decir que tienen hornos más grandes de lo que realmente necesitan. En general, es vital lograr la implementación de sistemas y equipos ajustados a la capacidad nominal y real que se necesita y así aumentar la eficiencia de las calderas obsoletas.



Otros usos finales del sector terciario, que, si bien no consumen combustibles fósiles, como la climatización y la refrigeración, deben tenerse en cuenta para generar buenas prácticas en cuanto al uso eficiente de la energía. En este sentido, los gobiernos pueden establecer especificaciones de adquisición, así como prácticas de contratación, que promuevan la climatización sostenible mediante la integración de diferentes medidas tales como:

- Establecer especificaciones de diseño y materiales energéticamente eficientes para todas las nuevas construcciones.
- Desincentivar el uso de sistemas de climatización con refrigerantes que tienen un potencial de agotamiento de la capa de ozono y un alto potencial de calentamiento atmosférico, sujetos a la eliminación o eliminación gradual en virtud del Protocolo de Montreal y su Enmienda de Kigali. Estas estrategias de adquisición también serían una forma para incentivar que los diseñadores y constructores consideren sistemas de menor impacto ambiental, como los servicios centralizados de frío/calor, que estén en línea con las estrategias de acción de mitigación del cambio climático.
- Promover el aprovechamiento integral de la capacidad instalada en los equipos/sistemas de conversión de energía.
- Incentivar la selección de tecnologías basada en un análisis de costos de ciclo de vida en lugar de seleccionar la opción de más bajo costo, que generalmente es la menos eficiente energéticamente (UNEP, 2021).

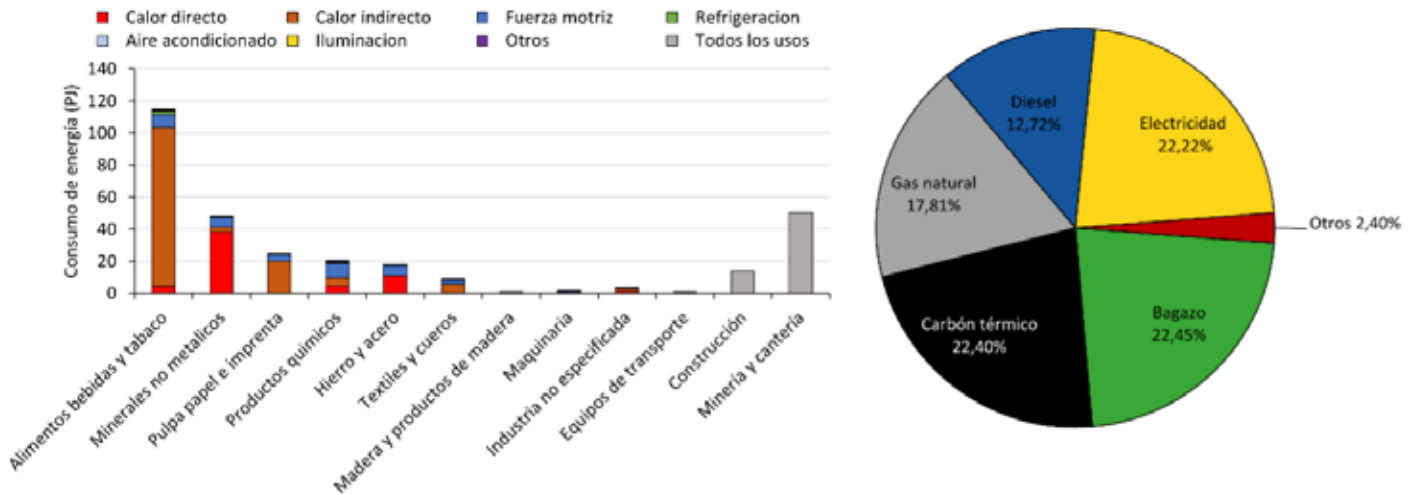
3.3 Industria

La Transición Energética Justa, con el fin de contribuir la transición de la industria hacia productos más sustentables, se propone utilizar la agrupación sugerida por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) que permite crear grupos que enlacen las actividades económicas, la demanda de energía de sectores afines y los balances de emisiones de GEI (IPCC, 2006). Además, como una aproximación de tipo bottom up, para cada nivel de clasificación propuesto por el IPCC se incluyen los resultados del balance de energía útil del país, relacionando el consumo energético con los usos de la energía. A partir de esta sección todas las industrias se llamarán según la clasificación IPCC.

El sector industrial (sin incluir coquización y refinería) demanda aproximadamente el 22 % del consumo final de energía del país, unos 306 PJ (UPME, 2021). De este consumo, aproximadamente 54 % corresponde a energéticos de origen fósil (petróleo y sus derivados, gas natural y carbón). En cuanto a los usos dentro de la industria colombiana para los que se destina el consumo final de la energía, se puede constatar que el calor directo e indirecto y la corresponden a aproximadamente 64 % de los usos finales. Los energéticos más usados en la industria son el gas natural (17,81 %), el carbón térmico (22,4 %), el bagazo (22,45 %) y la energía eléctrica (22,2 %), entre otros, como lo muestra la figura 28.



Figura 28. Usos principales y participación de energéticos en la industria a 2021



Fuente:Minambiente (2019).

En el proceso de transición energética justa y para lograr los objetivos de neutralidad en términos climáticos se proponen tres ejes fundamentales: eficiencia energética, electrificación industrial y el uso de fuentes de energía con bajas emisiones de carbono (LCFFES, por sus siglas en inglés).

Ya se han llevado a cabo estudios (UPME, 2016) que proyectan escenarios de alta penetración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en el sector industrial para su electrificación. A pesar de los esfuerzos actuales en transición energética para mitigar el impacto ambiental de la industria, se precisan acciones más contundentes que se alineen con la neutralidad de carbono y los objetivos internacionales fijados en el Acuerdo de París. La transición hacia procesos industriales menos contaminantes es fundamental para lograr el cumplimiento de las metas establecidas. En este sentido, la elec-

trificación directa de procesos y maquinaria pesada en la industria nacional puede reducir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la competitividad del sector, disminuir costos de producción y aumentar la eficiencia energética.

Las oportunidades de descarbonización se exploran y cuantifican mediante el estudio de tecnologías, procesos y prácticas transversales específicas de los subsectores industriales más intensivos en el uso de combustibles fósiles (figura 28). Esto significa que se debe estudiar detenidamente cada subsector y encontrar soluciones específicas para reducir su huella de carbono.

En términos de eficiencia energética, se busca que los avances tecnológicos cumplan con dos tareas fundamentales. Minimizar la demanda de energía o aumentar la producción con la misma demanda y garantizar la



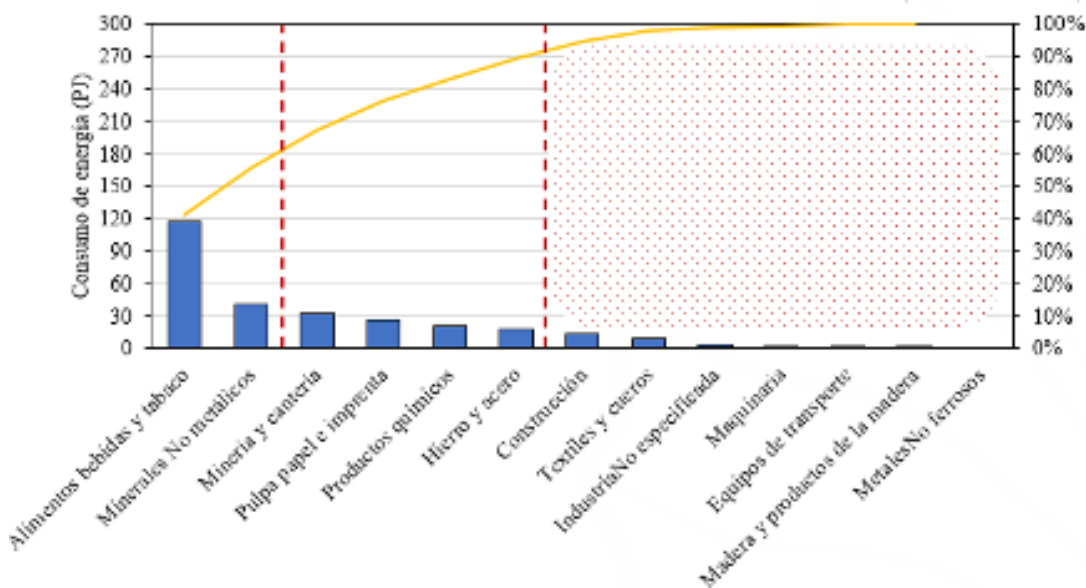
sustitución de cualquier tipo de combustible fósil por una fuente menos contaminante. Además, es fundamental actualizar los programas de gestión y eficiencia energética, con el fin de integrar diferentes procesos que requieran calor para optimizar el uso del mismo. Asimismo, proponer la actualización tecnológica de equipos antiguos poco eficientes y mejorar los procesos metrológicos a partir de la automatización de los procesos.

3.3.1. Sectores más intensivos en energía (alimentos, bebidas, tabaco y minerales no metálicos)

En comparación con otros países, el sector industrial colombiano se destaca por tener grupos de industrias que son especialmente intensivas en el consumo de energía y en la generación de emisiones de GEI. Las industrias de alimentos, bebidas y tabaco, así

como las de minerales no metálicos, representan el 56 % del consumo total de energía y el 51 % de las emisiones de GEI del sector, como se muestra en las figuras 29 y 30. Alimentos, bebidas y tabaco representa el 41 % del consumo de energía y el 26 % de las emisiones de GEI, esta diferencia entre consumo energía y emisiones se debe al uso de residuos agroindustriales, siendo el bagazo de caña de azúcar el principal energético de las industrias. Asimismo, minerales no metálicos representa el 14 % del consumo de energía y el 25 % de las emisiones de GEI, debido al uso intensivo del carbón térmico y gas natural en sus procesos. Por otro lado, los procesos de calentamiento por calor directo (hornos) e indirecto (calderas) representan aproximadamente el 87 % del consumo industrial, siendo lo energéticos con mayor participación el bagazo, el carbón minero y el gas natural (UPME, 2021).

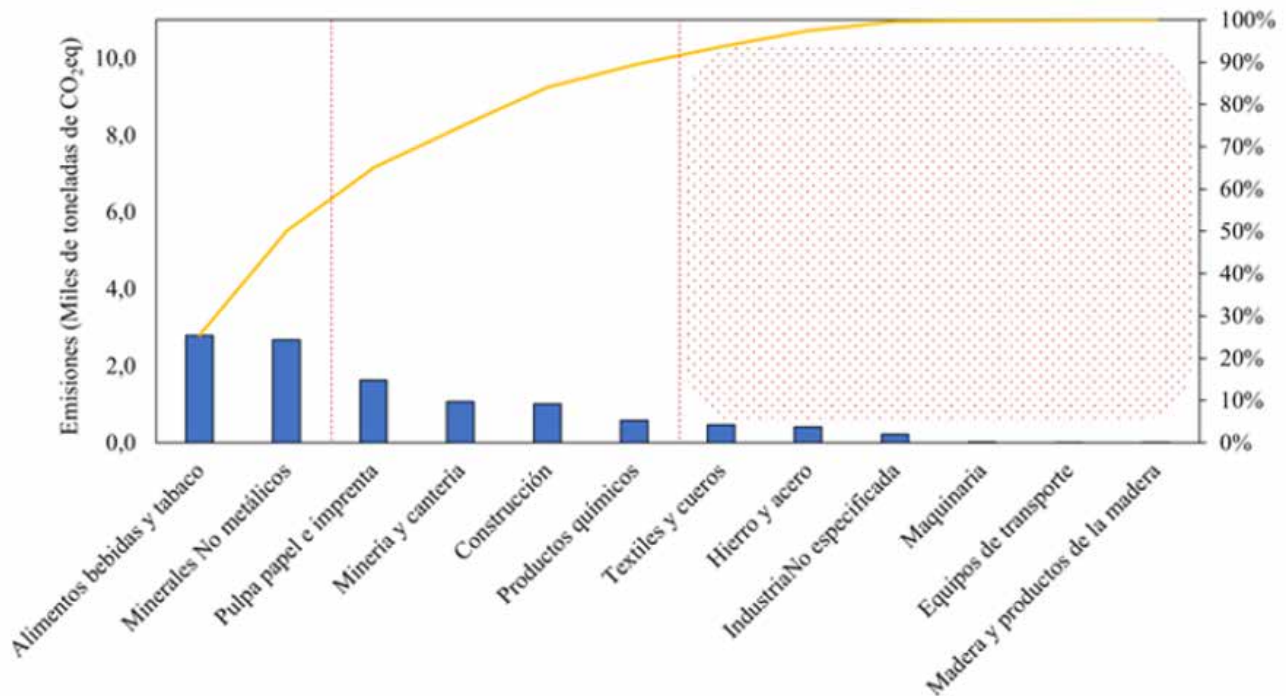
Figura 29. Subsectores primarios con mayor consumo de energéticos como fuente de energía para procesos industriales



Fuente: Minambiente (2019).



Figura 30. Emisiones GEI sector industrial (excepto coquización y refinerías)



Fuente: Elaboración propia con datos de (UPME, 2021).

El sector de alimentos bebidas y tabaco se caracteriza por presentar una amplia variabilidad debido a diferentes procesos y tecnologías empleadas en los subsectores de lácteos, azúcares, elaboración de aceites y grasas, bebidas alcohólicas, producción de cervezas y maltas, elaboración de bebidas no alcohólicas, entre otros. No obstante, en relación al consumo de energía predomina el subsector de producción de azúcares, ya que, los procesos a menudo requieren un alto consumo de vapor para su transformación, en donde se utilizan principalmente bagazo y carbón como fuente de energía (figura 31), el cual se encuentra asociado a 12 ingenios azucareros del país, trapiches de gran escala.

Sin embargo, aunque en la mayor parte de los procesos se utiliza calor para la generación de vapor, donde se tienen calderas de diferentes capacidades con diferentes combustibles (gas natural, diésel, fuel oil, carbón, bagazo y residuos), y calor para calentamiento directo donde se utilizan diferentes tecnologías de cocción (electricidad y gas natural), hay subsectores que utilizan en mayor medida la electricidad para sus procesos de refrigeración como el subsector de carnes, fuerza motriz y aire comprimido.

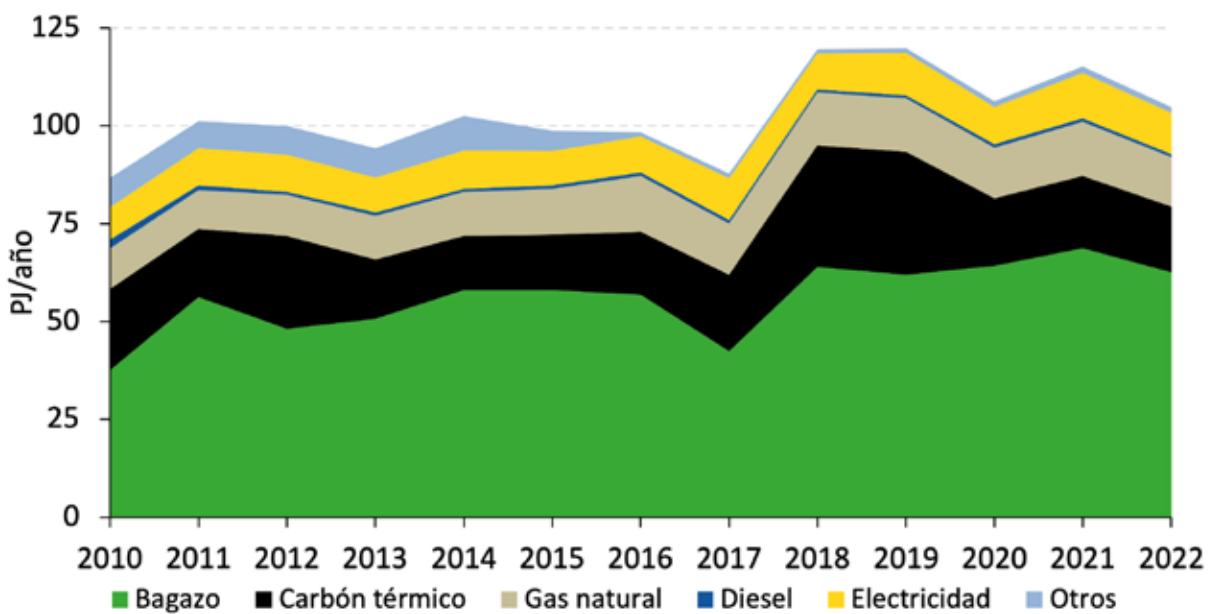
Por otra parte, el sector presenta dificultades en el uso eficiente de los energéticos, ya que, se encuentran equipos sobredimensionados



que consumen demasiada energía en relación a su producción, equipos longevos que deben ser sustituidos y falta de sistemas de control y monitoreo, que hacen que presente una desventaja competitiva a nivel internacional. Estos ejemplos permiten identificar

que el sector de alimentos, bebidas y tabaco presenta una gran oportunidad para la implementación de medidas de eficiencia energética y la adopción de tecnologías más sostenibles, enfocadas en la economía circular y ampliación de sus capacidades productivas.

Figura 31. Consumo energía histórico del sector alimentos, bebidas y tabaco.



Fuente: Elaboración propia con datos de (UPME, 2021).

El sector de minerales no metálicos es un componente esencial de la industria manufacturera, y agrupa una serie de subsectores que desempeñan un papel crucial en la producción de diversos materiales fundamentales para la construcción, el embalaje y otros campos. Entre estos subsectores se encuentran la fabricación de vidrio, cerámica, cemento, materiales de arcilla (como ladrillos), entre otros. Una característica distintiva de estos subsectores es su dependencia del

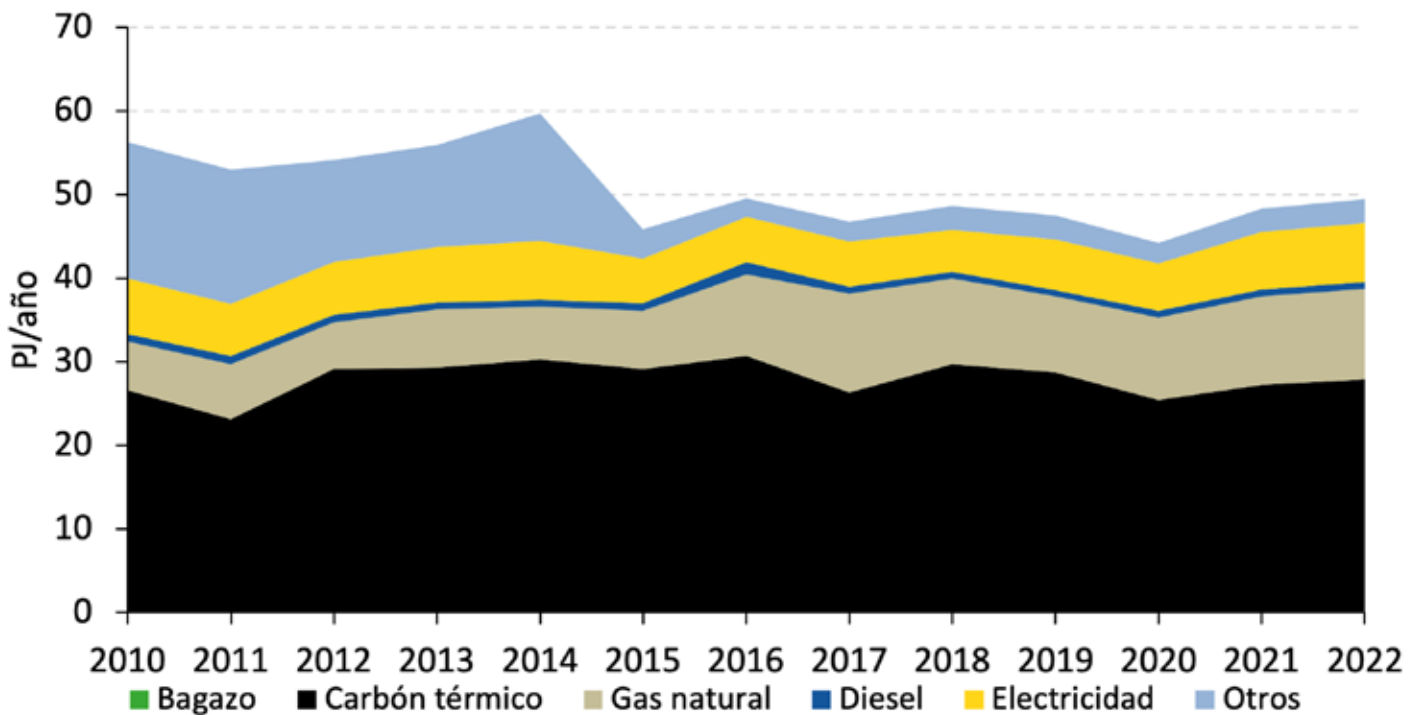
horneado de los productos, una etapa crítica en sus procesos de producción, ya que permite dar forma, estabilidad y resistencia a los materiales elaborados. Sin embargo, este procedimiento requiere altas temperaturas y, en consecuencia, un consumo significativo de calor, el cual tradicionalmente ha dependido del uso de combustibles fósiles, principalmente carbón y gas natural como se muestra en la figura 32.



En el país este consumo de energía se encuentra asociado principalmente a la industria cementera, cerámica y ladrillera. No obstante, a nivel mundial, se están realizando esfuerzos de transición hacia tecnologías más limpias y eficientes desde el punto de vista energético, las cuales incorporan hornos eléctricos y el uso de fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, así como el uso de hidrógeno para abastecer las necesidades de calor en algunos casos. Asi-

mismo, estas tecnologías pueden presentar un potencial de mejora en la eficiencia energética de los procesos, obteniendo un menor costo operativo por la independencia de los combustibles fósiles, mayor seguridad energética y una ventaja competitiva en un mercado cada vez más orientado hacia la sostenibilidad. Sin embargo, en el corto y mediano plazo, se puede realizar una transición bioenergía, utilizando biomasa y biogás como alternativas de sustitución de los fósiles.

Figura 32. Consumo energético histórico del sector minerales no metálicos



Fuente: Elaboración propia con datos de (UPME, 2021)



3.3.2. Petroquímicas y refinerías

El sector industrial de coquización y refinerías se describe bajo un carácter especial, debido a que sus consumos energéticos se encuentran combinados dentro del “Balance energético colombiano” (BECO). Adicionalmente la información disponible no permite hacer un análisis intensivo dentro de los consumos del sector. Sin embargo, la sección de petroquímicas y refinerías representa un consumo energético bastante significativo para el país y es considerado en esta sección al igual que los demás sectores de la industria que tienen consumos altamente energéticos.

Adicionalmente, la industria manufacturera presenta características diferentes a los de la industria energética. La industria manufacturera generalmente utiliza energía para alimentar sus procesos de producción para una amplia gama de productos finales en diferentes sectores, como automóviles, electrodomésticos, productos electrónicos, alimentos procesados, entre otros; mientras que la industria energética, como las refinerías, está directamente involucrada en la producción y suministro de energía en forma de combustibles derivados del petróleo, así como productos petroquímicos que son comercializados en el mercado energético y químico. Por lo tanto, esta industria presenta una alternativa como es el hidrógeno, acompañado o no por la captura de carbono.

El uso de CCUS (Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono) en el contexto del hidrógeno puede desempeñar un papel importante en la reducción de las emisiones de

gases de efecto invernadero en las refinerías y la producción de productos petroquímicos. El CCUS implica capturar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) generadas durante la producción y utilización del hidrógeno, para luego almacenarlas de forma segura o utilizarlas con fines beneficiosos.

En las refinerías, el hidrógeno se utiliza principalmente para eliminar impurezas, desulfuración y procesos de hidrot ratamiento, que son esenciales para la producción de combustibles más limpios y productos petroquímicos. La producción convencional de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, como el gas natural o el gasóleo, puede generar emisiones significativas de CO₂, por lo que agregar el CCUS ofrece una alternativa para gestionar esas emisiones. Una vez se agrega el CCUS, el hidrógeno pasa a denominarse hidrógeno azul, según lo previsto por la Ley 2099 de 2021.

Es importante destacar que el CCUS puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂ asociadas con el uso del hidrógeno en las refinerías y la producción de productos petroquímicos, pero no aborda completamente los desafíos ambientales y de sostenibilidad asociados con la dependencia de los combustibles fósiles. Es fundamental seguir avanzando en la transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables, así como en la investigación y desarrollo de tecnologías de hidrógeno más eficientes y sostenibles.

Alternativamente, se puede considerar la sustitución de hidrógeno gris o azul por hidrógeno verde, como lo plantean distin-



tos estudios (Agora Energiewende & AFRY Management Consulting, 2021; Liebreich, 2021; Minenergía, 2021). Como lo plantean estos estudios, la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde constituye uno de los casos más atractivos para la producción y uso de hidrógeno.

3.3.3. Sectores restantes

En el contexto de la descarbonización del sector industrial en Colombia, además de las industrias intensivas en consumo y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), existen otros sectores que también juegan un papel relevante en la transición hacia una economía más sostenible y resiliente. Algunas industrias como la pulpa, papel e imprenta; procesos químicos; hierro y acero; textiles y cueros; madera y productos de la madera; maquinaria; y una categoría no especificada, han utilizado calor directo e indirecto en sus procesos.

Aunque estos sectores no presentan grandes consumos de energía, su contribución a la reducción de emisiones de GEI puede ser significativa y se presentan como una oportunidad para realizar una transición más rápida hacia la carbono-neutralidad. Sin embargo, para el caso de subsectores como las siderúrgicas de producción de acero primario, esta transición presenta diferentes desafíos, ya que el consumo de carbón es imprescindible para su proceso productivo y la sustitución del este requiere una acelerada innovación tecnológica. Por lo tanto, se deben buscar soluciones específicas para cada subsector, priorizando la producción de calor sostenible, con la electrificación o el uso de energías renova-

bles, como la energía solar térmica, biomasa, geotérmica, calor residual de otros procesos industriales o hidrógeno. A continuación, describiremos algunas de estas industrias y sus respectivos usos de calor directo e indirecto en sus procesos productivos.

Pulpa, papel e imprenta. Esta industria se dedica a la fabricación de papel a partir de pulpa de madera o materiales fibrosos, así como a la transformación de papel en productos como cajas, embalajes, sobres e impresiones comerciales y editoriales. Para sus procesos, se ha utilizado calor indirecto en gran medida, especialmente en la fabricación y producción de tintas y barnices, el procesamiento de sustratos y el termoformado de productos. Además, una parte importante del consumo histórico de calor indirecto ha estado dirigido a la generación de vapor, calefacción de secadores y procesos de prensado y tratamiento térmico de materiales.

Procesos químicos. Esta industria abarca la producción de productos químicos esenciales, petroquímicos, farmacéuticos, agroquímicos y especializados. Los procesos químicos utilizan calor directo en diversas etapas, como reacciones y transformaciones químicas, secado de productos, destilación y purificación. Por otro lado, el calor indirecto se emplea principalmente en la generación de vapor, calefacción de reactores y transferencia de calor en intercambiadores.

Hierro y acero. En esta industria, se lleva a cabo la fabricación de acero a partir de minerales como el hierro y otros aditivos, junto con actividades de fundición, laminación y



producción de productos siderúrgicos. Los procesos relacionados con el hierro y acero utilizan calor directo para la fusión de minerales de hierro, conformado y moldeo, así como para el tratamiento térmico. Asimismo, el calor indirecto se emplea en la generación de vapor, calefacción de hornos y recuperación de calor.

Textiles y cueros. Esta industria se compone de actividades como hilandería, tejeduría, confección de prendas de vestir, fabricación de productos textiles técnicos y procesamiento de cuero. En sus procesos, el calor directo se emplea en operaciones de tinte y estampado, termo fijación y termo conformado. Por otro lado, el calor indirecto es utilizado en la generación de vapor, secado, acabado, tratamiento térmico y termosellado.

Madera y productos de la madera. En esta industria se realizan actividades de explotación forestal, aserrado, procesamiento primario, fabricación de productos de madera, producción de papel y tratamiento de la madera. Los procesos relacionados con la madera utilizan calor directo para el secado y termo-endurecimiento de los productos. Además, el calor indirecto se emplea en la generación de vapor, tratamiento térmico y cogeneración de calor y electricidad.

Maquinaria. Esta industria comprende la fabricación de maquinaria agrícola, para la construcción, industria alimentaria y textil. En los procesos de maquinaria, el calor directo se utiliza en operaciones de soldadura, tratamiento térmico y fundición. Por otro lado, el calor indirecto se emplea en la generación de vapor, tratamiento de superficies,

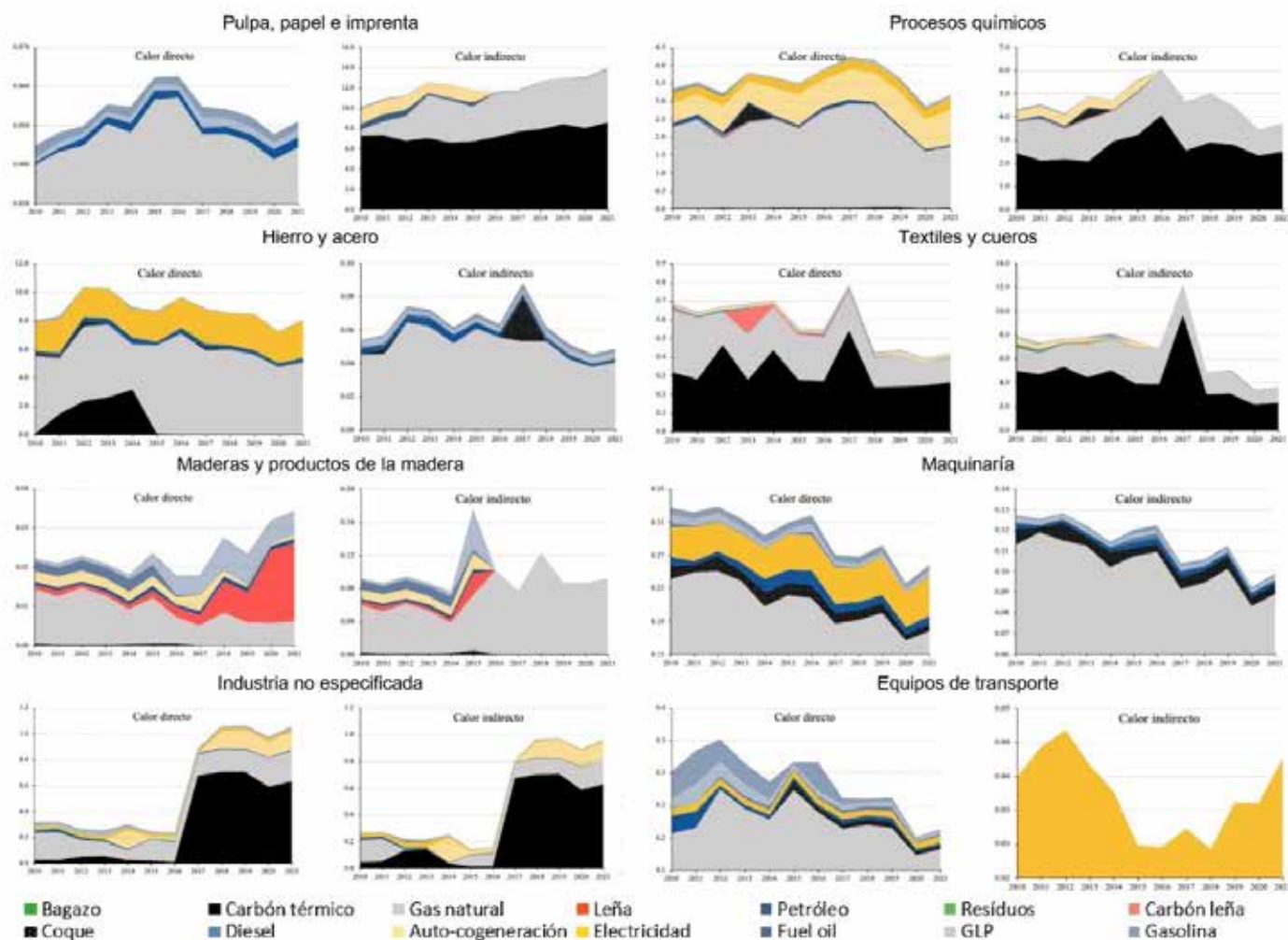
calefacción de procesos y tratamiento térmico de materiales.

Industria no especificada. Esta categoría incluye actividades industriales no clasificadas en categorías específicas o no detalladas. Entre ellas se encuentran la manufactura y ensamblaje de diversos productos, fabricación de productos químicos no clasificados, productos de caucho y plástico no especificados, y productos de papel y cartón no clasificados. Los procesos de esta industria utilizan calor directo en diversas aplicaciones, como el secado de productos, procesos de fusión y soldadura, y tratamientos térmicos. Asimismo, el calor indirecto se emplea para la generación de vapor, procesos de calentamiento controlado, tratamientos de superficie y secado de productos sensibles al calor.





Figura 33. Consumo energía histórico de los sectores restantes



Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2021)

Para lograr una transición exitosa, se requiere una inversión significativa en investigación y desarrollo (I+D) de tecnologías de calor limpio, eficientes y aplicables a diferentes procesos industriales. Cada industria debe abordar sus necesidades y desafíos específicos, mediante análisis detallados de las opciones disponibles y evaluación de la viabilidad técnica y económica. Todo ello, sin perder de vista el

equilibrio entre la confiabilidad y sostenibilidad de sus procesos productivos, para contribuir a reducir el impacto en el medio ambiente y avanzar hacia un futuro más resiliente y responsable.

Considerando los energéticos de transición para disminuir la dependencia de combustibles fósiles en la industria, se presentan algunas alternativas en la tabla 6 (sin li-

mitarse solo a estas). Aquí se describen algunas de las tecnologías actualmente disponibles y con potencial de desarrollo comercial (con un nivel de madurez tecnológica de 8 o más).

Tabla 6. Principales alternativas tecnológicas para sustitución y mejora en los procesos industriales

Nivel de madurez tecnológica ²	Tecnología sustituta	Importancia para Net Zero emission y plazo de implementación
9	Las bombas de calor grandes y de tamaño industrial pueden utilizar energía renovable del aire, el agua o el suelo, pero también energía residual de edificios y procesos para proporcionar calefacción y refrigeración. Las bombas de calor se consideran grandes si superan los 100 kW de potencia. La tecnología actual puede alcanzar fácilmente la gama de uno a varios megavatios, y las unidades más grandes proporcionan 35 MW en una sola máquina.	Mediano
5	El calentamiento por microondas consiste en generar calor, internamente, en materiales no conductores. El objeto se coloca entre dos electrodos conectados a un generador de alta frecuencia (la frecuencia operativa está en el rango de 100 a 10.000 MHz). La excitación de las moléculas genera calor en el interior del propio material. Las ventajas son la rápida transferencia de calor, la ausencia de productos de combustión y la alta velocidad de conexión de los sistemas.	Largo
9	Una red híbrida se constituye con un portafolio de equipos consumidores y generadores de energía y sistemas de almacenamiento (baterías) que se unen para proporcionar servicios de respuesta a la demanda a la red eléctrica. Utilizando los principios de las redes inteligentes, el sistema rota de forma inteligente los equipos consumidores de energía en función de su capacidad de consumo flexible de energía, y compensa la demanda con las baterías de la red. De este modo, el sistema garantiza la fiabilidad a las industrias consumidoras de energía sin que tengan que instalar necesariamente baterías in situ	Mediano

² https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level/

POTENCIAL ENERGÉTICO SUBNACIONAL Y OPORTUNIDADES
DE DESCARBONIZACIÓN EN USOS DE ENERGÍA FINAL



3	<p>Los hornos de arco eléctricos ya se utilizan habitualmente en la producción secundaria de acero, mientras que los hornos eléctricos de fusión de vidrio se emplean en la producción de vidrio. Los hornos de arco de plasma son un tipo especial de horno de arco eléctrico que puede producir calor hasta 5000 grados centígrados, haciendo pasar una potente corriente eléctrica a través de gases particulares como el argón. Estos hornos se utilizan hoy en día en algunas aplicaciones, principalmente la incineración de residuos peligrosos y el tratamiento de algunos metales (p. Ej., titanio, tungsteno). La tecnología ofrece la posibilidad de adaptarse a otros procesos térmicos de alta temperatura que actualmente son difíciles de electrificar, como la producción de cemento y alúmina.</p>	Largo
3	<p>Los hornos de radiación infrarroja transmiten calor directamente a los objetos mediante ondas electromagnéticas infrarrojas, sin necesidad de calentar el aire previamente. Esto permite una transferencia de calor más rápida y eficiente, con cero emisiones. Los hornos de radiación infrarroja ofrecen una alternativa rentable y eficaz a los hornos de convección, y su longitud de onda se puede ajustar para adaptarse a diferentes aplicaciones. Si bien la tecnología ya está en etapa avanzada de desarrollo (9) para temperaturas bajas y medianas, aún falta un mayor desarrollo para altas temperaturas (actualmente TRL 3)</p>	Largo
10	<p>Durante la inducción electromagnética un campo electromagnético se genera mediante corriente alterna a través de un inductor, lo que provoca la generación de calor en un material conductor cercano. Se utiliza principalmente para fundir metales al elevar el campo por encima del punto de fusión del material. Actualmente, se utiliza comercialmente en ciertas aplicaciones, pero la investigación y desarrollo podrían ampliar su uso, mejorar la eficiencia y reducir los costos en diferentes campos de aplicación.</p>	Mediano
11	<p>Las calderas de lecho fluidizado permiten la quema eficiente de combustibles de biomasa, como la madera y los residuos agrícolas, que son difíciles de quemar en hornos convencionales debido a su baja densidad energética y contenido de humedad. En las calderas de lecho fluidizado, el combustible se quema en un lecho caliente de arena u otras partículas inertes que se fluidifican haciendo pasar un fluido a presión a través de ellas. Esto facilita que el oxígeno llegue más fácilmente al combustible, mejorando así la eficiencia de la combustión.</p>	Corto
9	<p>La combustión, torrefacción y pirolisis de biomasa son procesos en los cuales, la biomasa se calienta a temperaturas comprendidas entre 200-800 °C (dependiendo del producto final que se busque) en ausencia de oxígeno (usualmente), lo que la convierte en un material similar al carbón llamado "biocarbón". El biocarbón tiene características más similares al carbón que la biomasa original, lo que lo hace adecuado para su uso en diversos procesos industriales que requieren combustibles de mayor calidad.</p>	Mediano





8 a 9	El biometano , también llamado gas natural renovable, puede proporcionar calor a diversos procesos industriales en lugar del gas natural.	Mediano
6	La energía solar concentrada (CSP) utiliza espejos para concentrar la radiación solar, en puntos específicos, para luego convertirse en calor y ser aprovechado. La CSP es versátil y se aplica en diversos procesos industriales que requieren tanto bajas como altas temperaturas, abarcando una amplia gama de industrias, desde alimentos hasta química. Incluso se puede utilizar para el tratamiento de partículas no metálicas, producción de clínker y refinación de combustibles. Esta tecnología también se utiliza para producir y almacenar energía	Mediano
9	El curado ultravioleta (UV) utiliza la radiación UV para curar o endurecer compuestos especiales de forma instantánea mediante un proceso fotoquímico. Esta tecnología se aplica en procesos industriales como la fabricación de piezas de automóviles, impresión, envasado de alimentos y electrónica. El curado UV reemplaza los métodos de curado que requieren calor a temperatura media, ofreciendo una mayor velocidad de producción, menor consumo de energía y ocupando menos espacio en comparación con hornos de convección de gas. La tecnología aun no es lo suficientemente madura para procesos de altas temperaturas.	Mediano-largo
9	El calentamiento por microondas consiste en generar calor, internamente, en materiales no conductores. El objeto se coloca entre dos electrodos conectados a un generador de alta frecuencia (la frecuencia operativa está en el rango de 100 a 10.000 MHz). La excitación de las moléculas genera calor en el interior del propio material. Las ventajas son una rápida transferencia de calor, la ausencia de productos de combustión y la alta velocidad de conexión de los sistemas.	Mediano
9	El uso de ondas de radio permite generar calor, internamente, en materiales no conductores. El objeto se coloca entre dos electrodos conectados a un generador de alta frecuencia (la frecuencia operativa está en el rango de 1 a 100 MHz). La excitación de las moléculas genera calor en el interior del propio material. Las ventajas son una rápida transferencia de calor, la ausencia de productos de combustión y la alta velocidad de conexión de los sistemas. Los sistemas de RF son menos caros que los de microondas, pero no son tan adecuados para productos con formas irregulares. Sus posibilidades de aplicación incluyen el secado, la sinterización, la calcinación, la cocción, el curado, el precalentamiento y la aceleración de reacciones químicas.	Mediano





9	Técnicas avanzadas y sofisticadas de separación física para recuperar metales preciosos y valiosos en procesos de reciclaje, permiten una clasificación más precisa de los materiales, utilizando métodos como la trituración selectiva y mecanismos para aumentar la eficiencia. A diferencia de la separación de metales ferrosos y no ferrosos, que se basa en propiedades magnéticas, la recuperación de metales preciosos requiere equipos de reciclaje más tecnológicos.	Mediano
3	Mientras que la separación de los metales ferrosos de los no ferrosos es relativamente fácil gracias a las propiedades magnéticas de los que contienen hierro, la recuperación de los metales preciosos y valiosos requiere equipos de reciclaje tecnológicamente más avanzados y sofisticados. Las tecnologías de transmisión de rayos X clasifican los materiales en función de las diferencias en su densidad, lo que permite detectar granos de metales con tamaños mucho más pequeños que antes.	Largo
9	Los aglutinantes activados por álcali se producen por la reacción de un aluminosilicato (el precursor) con un activador alcalino. Se basan en materiales similares a los utilizados en el cemento mezclado para reducir la proporción de clínker a cemento.	Mediano

Fuente: elaboración propia con datos de UPME (2021)

3.4 Reconversión y buenas prácticas en la industria

3.4.1 Reconversión de centrales termoelectricas

Cerca del 30 % de las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía provienen de la quema de carbón para generación de electricidad (IEA, 2019). Por esta razón, se ha afirmado que “la eliminación progresiva del carbón del sector eléctrico es el paso más importante para alcanzar el objetivo de 1,5 °C” (Yanguas Parra et al., 2019). En consecuencia, en el ámbito internacional y regional, algunos países han adoptado compromisos para avanzar hacia

la eliminación gradual del carbón en la generación eléctrica.

Tanto en términos de capacidad, como de generación, el sistema interconectado nacional (SIN) colombiano históricamente ha funcionado combinando un base de generación predominantemente hidroeléctrica con un complemento térmico para atender los picos de generación, así como las necesidades energéticas (en especial de la región Caribe) y brindar servicios complementarios (Zapata et al., 2018).

En términos de calidad del aire, tanto a nivel nacional como internacional, es sabido que las áreas circundantes a las plantas de



generación con carbón tienen menor calidad que otras (FRL & Sintracarbón, 2019). Así como se pueden mitigar las emisiones de GEI de dicha generación por medio de una TEJ hacia otros energéticos, también se pueden reducir otros impactos a la Naturaleza y las comunidades, que incluyen, pero no se restringen a, material particulado, óxido nitroso (NOx), dióxido de azufre (SOx), vertimientos de agua usada en procesos de enfriamiento entre otros.

Un segundo grupo de argumentos tiene que ver con variables técnicas, económicas y operativas que ya están afectando la generación con carbón en el país. En primer lugar, la vida útil de las plantas resulta ser primordial ya que más de la mitad del parque de generación carboeléctrico tiene 30 años e incluso un tercio del parque cuenta con 40 años o más. Considerando que la vida útil del parque de generación global que se ha empezado a retirar está en promedio en 46 años, aunque en ocasiones pueda llegar a los 50 e incluso 60 años, se puede registrar una primera llamada de alerta respecto a fin en la vida útil de estos activos de generación, planteando una incertidumbre de inversión clave para el sector.

En la medida en que hay menor generación térmica, es claro que descienden los niveles de emisiones de GEI del sector. De hecho, como lo muestra un reciente documento de trabajo del Fondo Monetario Internacional, la transición de plantas de generación con carbón a otras alternativas constituye una de las medidas más fáciles, costo eficientes y ágiles para reducir emi-

siones de GEI, que debido a los costos que puede evitar, generaría importantes beneficios económicos, sociales y ambientales (Patrick Bolton et al., s. f.).

Si bien las centrales térmicas generan energía, brindan confiabilidad y prestan servicios complementarios a la red, es importante tener en cuenta que todas estas funciones pueden ser cumplidas por nuevas tecnologías con un menor costo y una mayor eficiencia, como por ejemplo energía solar con almacenamiento. Es crucial reconocer el potencial de las tecnologías emergentes para ofrecer soluciones energéticas más sostenibles y avanzadas, lo que permitirá una transición hacia un sistema energético más eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

3.4.2. Procesos que involucran calor

Existe un amplio portafolio de opciones disponibles para sustituir los quemadores tradicionales y electrificar la industria, estas tecnologías se clasifican en tres etapas que se definen de acuerdo con su madurez tecnológica y las temperaturas que pueden alcanzar. La etapa 1 incluye procesos térmicos comunes a todas las industrias. En este caso es un punto de entrada fundamental de electrificación ya que la implementación se beneficiará de la transferencia de experiencia y conocimientos entre los sectores. La etapa 2 corresponde a la fase tecnológicamente más avanzada de la electrificación, en la que interviene una diversa gama de procesos y tecnologías específicas de cada sector. En esta etapa se



espera que la electrificación sea más lenta y requiera una actualización tecnológica más sustancial que en la primera etapa. Finalmente, la etapa 3 explora el máximo potencial de electrificación alcanzable si también se incluyen tecnologías que tienen mayores incertidumbres y menor madurez tecnológica. De acuerdo con lo anterior, la tabla 7 presenta un portafolio de tecnologías que pueden sustituir a los sistemas de combustión tradicionales para electrificar

la demanda de calor y enfriamiento industrial. De este análisis surge la recomendación fundamental en la cual los procesos que impliquen calor directo o indirecto menor a 200 °C ya pueden ser sustituidos por procesos 100 % eléctricos. En la siguiente tabla 7 se evidencian las diferentes opciones a considerar y que aplican a diferentes procesos industriales que involucran calor.

Tabla 7. Usos electrificables en aplicaciones de calor

Rango de temperatura en grados centígrados (°C)				Madurez tecnológica	Aplicaciones	Eficiencia / COP	Etapas de electrificación
menor a 100	100 a 400	400 a 1000	mayor a 1000				
Bombas de calor y enfriadores de compresión				Establecido en la industria	Calefacción de espacios, agua, vapor de baja presión, refrigeración y congelamiento.	2 a 5	1
Vapor mecánico y recompresión (MVR)				Establecido en la industria	Recuperación de energía (destilación, evaporación) en procesos de calentamiento y vapor.	3 a 10	1
Calderas eléctricas				Establecido en la industria	Calentamiento de espacios, agua caliente, aceite térmico y vapor.	0.95 a 0.99	1
Calentadores infrarrojos				Establecido en la industria	Secado de cerámicas, sinterizado, tratamiento de cemento y procesamiento de comidas.	0.60 a 0.99	1
Calentadores de microondas y radiofrecuencia				Establecido en la industria*	Secado de cerámicas, sinterizado, tratamiento de cemento y procesamiento de comidas.	0.50 a 0.85	1



Hornos de inducción	Establecido en la industria	Fundición de metales, calentamiento y recocido.	0.50 a 0.90	2, 3
Hornos de resistencia	Establecido en la industria	Fundición de metales, calentamiento de la industria química, cocción de cerámica, vidrio y calcinación.	0.50 a 0.95	2, 3
Hornos de arco eléctrico	Establecido en la industria	Fundición de metales y refinamiento parcial.	0.60 a 0.90	2, 3
Tecnología de plasma	Establecido en la industria**	Tratamiento de desperdicios y metales (ejemplo: fundición, sinterizado y producción de cemento)	0.50 a 0.90	2, 3
<p>* Excepto en industria de cemento y cerámica ** solo para el tratamiento de metales y residuos</p>				

Fuente: Adaptada de Agora Energiewende et al. (2023).

Hay grupos de industrias que son especialmente intensivas en el consumo de energía y en la generación de emisiones de GEI. Las industrias de Alimentos, Bebidas y Tabaco, así como las de Minerales no metálicos, representan el 56 % del consumo total de energía y el 51 % de las emisiones de GEI del sector, como se muestra en la figura Emisiones GEI sector industrial (Excepto coquización y refinerías).

Específicamente, el sector de Alimentos, bebidas y tabaco representa el 41 % del consumo de energía y el 26 % de las emisiones de GEI. La diferencia entre el consumo de energía y las emisiones se debe al uso de residuos agroindustriales, donde el bagazo de caña de azúcar destaca como el principal recurso energético utilizado en estas industrias. Por otro lado, el sector de minerales no metálicos representa el 14 % del consumo

de energía y el 25 % de las emisiones de GEI, debido al uso intensivo del carbón térmico y gas natural en sus procesos. Además, los procesos de calentamiento por calor directo (hornos) e indirecto (calderas) representan aproximadamente el 87 % del consumo industrial, siendo lo energéticos con mayor participación el bagazo, el carbón térmico y el gas natural.

Los principales usos de energía en la industria se distribuyen de la siguiente manera: aproximadamente el 53 % corresponde al calor indirecto, alrededor del 43 % al calor directo y aproximadamente el 2,7 % para fuerza motriz, que incluye refrigeración y aire acondicionado. Es importante tener en cuenta no solo la cantidad de consumo, sino también las estrategias para mejorar las eficiencias en estos procesos.



Considerando las eficiencias asociadas, existen varias opciones para descarbonizar la industria, una de ellas es la sustitución de combustibles fósiles por materias primas con bajo contenido de carbono o sin carbono, como es el caso de los Low Carbon Fuel Standard (LCFS). Para este hecho se pueden implementar procesos de combustibles y materias primas flexibles o a base de hidrógeno, biocombustibles, alimentos, energía solar, energía nuclear y energía geotérmica.

Además, en los sistemas térmicos es fundamental la recuperación de calor residual y emplearlos para el precalentamiento del aire de combustión. Emplear calderas de condensación para recuperar el calor del vapor de agua presente en los gases de combustión, estos cambios permiten alcanzar eficiencias mayores a 90 % en términos de combustión. En cuanto a generación de vapor es fundamental mezclar el carbón con biomasa en calderas con potencias mayores a 1000 BHP ya que se puede lograr un incremento de la eficiencia aproximadamente hasta 82 %.

3.4.3. Distritos energéticos en el sector industrial

Los distritos energéticos se caracterizan por una o más plantas centralizadas que producen agua caliente, vapor o agua fría, que luego fluye a través de una red de tuberías para proporcionar agua caliente, calefacción de espacios o acondicionamiento de aire para edificios cercanos. Los distritos energéticos sirven a una variedad usuarios

finales, incluidos los grandes centros urbanos, campus universitarios, hospitales e instalaciones de atención médica, aeropuertos, bases militares y complejos industriales. Al combinar cargas para múltiples edificios, los distritos energéticos crean economías de escala que ayudan a reducir los costos de energía y permiten el uso de tecnologías de alta eficiencia como la combinación de calor y electricidad haciendo uso eficiente de energía térmica producida de energías renovables y bajas en carbono como biomasa, geotermia, calor residual, energía solar o agua de mares y ríos (U.S. Department of Energy, 2020). Un ejemplo de planta industrial de generación múltiple en Colombia es el distrito energético de Air Liquide en Tocancipá (Cundinamarca), ubicado en el parque industrial de Coca-Cola Femsa, el cual genera y suministra agua fría, vapor, energía eléctrica, aire comprimido, nitrógeno y gas carbónico a las empresas del parque industrial.

3.4.4. Bioenergía

La sustitución de combustibles fósiles por energéticos de origen renovable es uno de los principales objetivos de una transición energética justa para la disminución de emisiones de GEI. Para esto, los energéticos que se proyectan como sustitutos principales son la biomasa proveniente de los cultivos de caña de azúcar, café, palma (cultivos de ciclo permanente) y arroz (cultivo de ciclo transitorio) que representan aproximadamente el 50 % de las hectáreas sembradas del país y se encuentran en los departamentos con mayor generación de valor agrega-



do del sector industrial (Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, 2022).

En la actualidad se aprovecha principalmente el bagazo, residuo agrícola industrial (RAI) del proceso de molienda de la caña de azúcar para la obtención de azúcar, panela, bioetanol, energía entre otros productos, debido a que se procesan 42.768,4 kton de bagazo al año (2021) que representan el 58,4 % de la producción total de cultivos agrícolas del país, lo cual permite una disponibilidad directa del bagazo en los procesos industriales. Por otro lado, los residuos agrícolas por cosecha (RAC) han incrementado su participación en calor directo e indirecto, especialmente en industrias cercanas a los cultivos como sustituto del carbón (Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, 2022).

Para realizar la sustitución del carbón mineral es importante considerar el poder calorífico de los RAI o RAC que se deseen utilizar, con el fin de disminuir pérdidas energéticas en los procesos de producción. Es importante tener en cuenta que el poder calorífico de los RAI o RAC suele ser menor al del carbón mineral, lo que implica que se debe consumir una mayor cantidad de biomasa para obtener la misma cantidad de energía disponible. Asimismo, una diferencia clave en comparación con la incineración de combustibles fósiles es que los minerales del combustible alternativo se convierten en parte integral del producto final, como por ejemplo los residuos inorgánicos de la biomasa, (conocidos como “cenizas”), que se descomponen y se in-

corporan al clinker como minerales, sustituyendo así a las materias primas de uso principal en la fabricación del clinker. Esto hace de la biomasa un proceso de economía circular, reduciendo la cantidad de residuos generados y evitando la necesidad de utilizar materias primas adicionales.

Además de las consideraciones energéticas, la sustitución de carbón por RAI y RAC debe considerar la ubicación de los cultivos y su procesamiento, pues debido a su baja densidad los costos logísticos pueden convertir estas sustituciones en estrategias inviables económicamente. Por esta razón los análisis de esta sección incluirán una georreferenciación de la biomasa comparada con la ubicación de las diferentes industrias del país.

Por otra parte, los excedentes de RAC, RAI y la disposición de efluentes pueden ser aprovechados para la producción de biogás mediante la digestión anaerobia lo que evita la acumulación de residuos y reduce la emisión de gases de efecto invernadero. El biogás puede ser utilizado como fuente de energía para procesos industriales, ya sea como reemplazo o mezclado con gas natural (Mishra et al., 2021). No obstante, el biogás puede contener una variedad de contaminantes, como sulfuro de hidrógeno, amoníaco y vapor de agua, que pueden afectar su calidad y su capacidad de combustión. Además, su composición puede variar según el residuo utilizado para su producción, lo que genera altos costos de inversión en su tratamiento mediante la instalación de equipos y tecnologías ade-



cuadas (Feng et al., 2023). No obstante, es importante centrar esfuerzos en incentivar su producción y utilización, ya que, la inclusión de biogás en el sector industrial ofrece una oportunidad única para reducir la huella de carbono de la industria y mejorar la sostenibilidad de las operaciones industriales (Patinvoh & Taherzadeh, 2019).

Finalmente, es importante destacar que la utilización de residuos agrícolas disminuye las emisiones de CO₂, pero debe ir acompañada de procesos de tratamiento de material particulado, ceniza y otros contaminantes, con el fin de garantizar una generación de emisiones neutral. En la actualidad, algunas industrias de alimentos y bebidas han implementado estos procesos para mitigar su efecto al ambiente (Grupo Nutresa, 2023; Postobon, 2022; ASOCAÑA, 2023), por lo que distribuir el know-how de estas industrias podría acelerar la transición desde combustibles fósiles hacia residuos agrícolas.

3.4.5. Concentración solar para procesos industriales

Las tecnologías de energía solar concentrada (CSP) se utilizan para focalizar la luz solar en un punto o línea focalizada. En las centrales CSP, los espejos desempeñan un papel clave al reflejar y concentrar la luz en ese punto o línea donde se recoge y convierte en calor. Este calor puede almacenarse y utilizarse posteriormente para producir electricidad o suministrarlo a procesos industriales cuando sea necesario. Los sistemas CSP son conjuntos inte-

grados que abarcan numerosos procesos y componentes necesarios para captar, convertir, almacenar y suministrar calor térmico solar (EERE, s. f.-b).

Esta versatilidad y eficiencia hacen que la tecnología CSP sea una solución valiosa y prometedora para satisfacer las necesidades energéticas y térmicas de la industria, promoviendo un enfoque sostenible y amigable con el medio ambiente. Además de generar electricidad mediante la conversión de la energía solar para impulsar una turbina, las tecnologías CSP también se aplican en diversas industrias para suministrar calor en procesos como la desalinización del agua, la recuperación mejorada de petróleo, el procesamiento de alimentos, la producción química y el procesamiento de minerales. Esta solución se ha demostrado como una opción altamente atractiva para empresas con procesos intensivos en calor (EERE, s. f.-a).

En el campo de la desalinización del agua, la CSP permite aprovechar el calor solar para evaporar agua y luego condensarla, proporcionando una forma sostenible de obtener agua dulce a partir de fuentes saladas.

La producción incremental de petróleo es otro campo en el que la tecnología CSP muestra su potencial. Al aplicar el calor solar, se puede aumentar la movilidad del petróleo en los yacimientos, facilitando su extracción y contribuyendo a la optimización de los recursos petrolíferos. En la industria alimentaria, la CSP puede proporcionar calor para procesos como el secado,



esterilización y pasteurización, mejorando la eficiencia y reduciendo el consumo energético. En cuanto a la producción química, la energía solar concentrada puede ser utilizada para activar ciertas reacciones o para proporcionar calor en procesos específicos, ofreciendo una alternativa más limpia y sostenible. Por último, en el procesamiento de minerales, la CSP puede ser empleada para calentar y fundir minerales, permitiendo una mayor eficiencia en la extracción y producción de metales.

En resumen, la tecnología CSP se ha convertido en una solución versátil y prometedora para diversas aplicaciones industriales, ofreciendo beneficios significativos en términos de sostenibilidad, eficiencia energética y reducción de emisiones.

En este contexto de aplicaciones industriales de la tecnología CSP, se destaca la empresa Synhelion, que ha alcanzado importantes avances en la producción de combustibles sostenibles. A través del uso de concentradores solares, Synhelion ha logrado reemplazar el calor previamente generado por fuentes fósiles en el proceso de producción de combustible de avión. Mediante su innovadora tecnología solar, la empresa produce queroseno utilizando exclusivamente calor solar como fuente de energía. Este enfoque ha llevado al proceso de producción de combustible de avión hacia la carbono-neutralidad, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones de CO₂ y marcando un hito en la transición hacia una industria más limpia y sostenible (Synhelion, s. f.).

3.4.6. Otras tecnologías necesarias para la transición energética

Además de la adopción de fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y la conservación son también componentes importantes de la transición energética. Esto incluye la mejora de la eficiencia de los edificios, los vehículos y los procesos industriales, así como la promoción de una cultura de consumo medido y responsable de la energía, tecnología de redes inteligentes y otras soluciones innovadoras.

Las redes inteligentes están modernizando la red eléctrica mediante la incorporación de la tecnología digital y la automatización para mejorar la eficiencia y la fiabilidad. Esto incluye el uso de sensores y análisis de datos para optimizar el uso y la distribución de la energía (Gers, 2017). La inteligencia en la red permite la entrada de nuevos actores al mercado energético, tales como los almacenadores y prosumidores.

En general, la transición energética justa requiere un planteamiento polifacético que combine estas tecnologías de vanguardia con cambios políticos y de comportamiento.

3.4.7. Tecnologías de captura, uso, transporte y almacenamiento de carbono

Además de las tecnologías para el aprovechamiento de FNCER y FNCE, es importante destacar el estado de tecnologías que requieren procesos adicionales, como lo es la captura el uso, el transporte y el almacenamiento de carbono que se incluye de



manera explícita en la Ley 2099 de 2021, así como en diversos análisis del sector minero-energético, y sus metas climáticas.

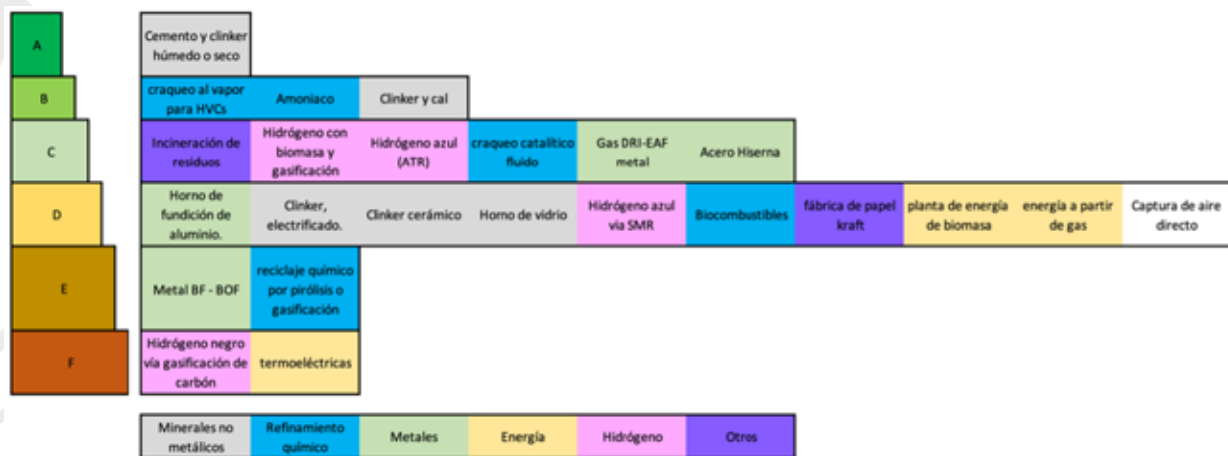
La captura de carbono puede verse como el proceso a través del cual se hace captura del dióxido de carbono (CO₂) producido en procesos industriales (ejemplo fábricas y centrales eléctricas) de tal manera que se evita la liberación de este gas a la atmósfera. Para esta tarea, existen varios métodos entre ellos están la combustión de oxígeno y combustible, precombustión y poscombustión.

La captura previa a la combustión consiste en convertir los combustibles fósiles en gas y separar el CO₂ antes de quemarlo. La captura posterior a la combustión consiste en eliminar el CO₂ de los gases de escape de los procesos de combustión. La combustión de oxicomcombustible consiste en quemar combustible en una mezcla de oxí-

geno y gases de escape reciclados, lo que produce una corriente concentrada de CO₂ que puede capturarse fácilmente. Algunas de las tecnologías actuales de captura de carbono incluyen procesos basados en solventes, que usan químicos para capturar CO₂, y adsorbentes sólidos, que usan materiales para adsorber CO₂. También existen procesos basados en membranas, que utilizan membranas para separar el CO₂ de otros gases. Además, existen varias tecnologías emergentes, como la captura directa de aire, que consiste en capturar CO₂ directamente del aire.

La figura 34 presenta una escalera en donde las aplicaciones CCUS son económicamente viables, las letras desde la A a la F representan de manera descendente siendo la A el más viable y F el menos viable³.

Figura 34. Escalera del CCUS



Fuente: E3G (2023).

³Vale la pena aclarar que se toma esta fuente de manera indicativa, considerando que el análisis realizado se basa en el contexto de la Unión Europea.



El estado del arte de la tecnología en la captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂) es un aspecto clave para cumplir los objetivos climáticos globales. Aunque las soluciones basadas en la naturaleza tienen un gran potencial para eliminar el carbono de la atmósfera, tecnologías como la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) y la captura de CO₂ directamente del aire (DACs) pueden ser necesarias para mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de los 2 °C respecto a los niveles preindustriales. Para ello, es necesario que todos los procesos a lo largo de la cadena de valor de la captura, uso y almacenamiento de carbono estén tecnológicamente preparados para que su despliegue y potencial sea máximo. No obstante, actualmente a nivel global existen proyectos en operación que, en su conjunto, capturan y almacenan tan solo 40 millones de toneladas anuales de CO₂, en su mayoría destinadas para el recobro mejorado de hidrocarburos (IEA, 2022b).

La reducción del costo de captura de CO₂ ha sido el centro de atención de numerosas inversiones en I+D llevadas a cabo por centros de investigación de todo el mundo. Las principales áreas potenciales para reducir costos de capital y operativos incluyen solventes innovadores, estandarización y modularizarían de unidades de captura y almacenamiento de carbono offshore, y optimización y aumento de la capacidad de instalaciones CCUS existentes. Actualmente, el costo de captura de CO₂ puede

variar significativamente debido a la concentración de CO₂ en la corriente de gas capturado y a la ubicación y condiciones de la instalación CCUS. La captura de carbono a través de tecnologías DAC es lo más costoso hoy en día (IEA, 2023a).

Debido a los altos costos de inversión, las incertidumbres en la eficacia de la CCUS y el limitado potencial de almacenamiento que hay, distintas fuentes como el IPCC o la IEA recomiendan priorizar los sectores a los que se apuesta. Según estas fuentes, esta alternativa debería enfocarse en sectores de “difícil reducción” de emisiones (hard to abate sectors) concentrados espacialmente en áreas lo suficientemente cercanas a los lugares de almacenamiento, como para que el transporte del CO₂ no se vuelva prohibitivamente costoso. En sectores como la producción de cemento, de acero o las termoeléctricas que funcionarán de respaldo a la electricidad renovable, la CCUS puede no solo ser la opción más factible, sino la única opción, si se quiere continuar con esos procesos productivos. Un punto central para el éxito de la CCUS tiene que ver con la concentración de CO₂ en el punto de captura. Para grandes emisiones concentradas espacialmente en un lugar, como una gran siderúrgica, por ejemplo, probablemente tendrá sentido la CCUS (IEA, 2020). A la vez, hay indicios de que, para muchas fuentes descentralizadas de emisiones, como estufas de gas o pequeñas calderas con carbón, la CCUS difícilmente será una opción (Huxham & Anwar, 2023, p. 175).



Teniendo en cuenta la E2050 (Gobierno de Colombia, 2021) la capacidad de almacenamiento geológico anual de carbono es de 5'900.000 tCO₂/año a 2050. Para dimensionar dicha cifra, un punto de referencia es la fabricación de hidrógeno gris, que para volverse azul, requeriría de CCUS. Teniendo en cuenta que para producir 1 kg de hidrógeno gris se emiten entre 11,1 y 13,7 kg de CO₂ (IEA, 2023b), resulta preciso indicar que si se aprovecha el potencial de captura de carbono planteado en la E2050 (Gobierno de Colombia, 2021), y teniendo en cuenta la proyección de producción de hidrógeno azul planteado en la Hoja de Ruta para el Hidrógeno (Minenergía, 2021) (50 kt de hidrógeno gris), para 2030 se comprometería el 10 % de la capacidad total de almacenamiento de CO₂.

Otra referencia sobre la capacidad de almacenamiento de CO₂ en Colombia, considerando los usos priorizados en la figura 34, se puede analizar tomando las cifras del BUR 2018 para el rubro procesos industriales y uso de productos (IDEAM et al., 2021). Como lo mostró la figura 18, se estimó una emisión de 6550 ktCO₂ en ese año. Por lo tanto, si se pudiese adelantar la entrada en operación de toda la capacidad de almacenamiento mencionada en la E2050 a 2030, resultaría insuficiente para almacenar el rubro de procesos industriales del país. Teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario la investigación y exploración de posibles alternativas de para el CCUS en país, adicionales a los potenciales identificados hasta el momento. De lo contrario sería necesario impulsar apues-

tas tecnológicas más disruptivas que aún no tienen la madurez necesaria, como lo son las tecnologías para producir cemento o acero verde, reemplazando el carbón por hidrógeno verde y uso de CO₂.

En cuanto al uso del CO₂, existen numerosas aplicaciones potenciales que incluyen su uso directo donde el CO₂ no se altera químicamente y la transformación química del CO₂ en un producto útil. Actualmente, se utilizan alrededor de 230 millones de toneladas al año de CO₂ en todo el mundo, principalmente en la industria de fertilizantes y en la optimización de métodos de recuperación mejorada del petróleo (IEA, 2020).

Una tecnología emergente y que apunta a ir más allá de la carbono-neutralidad, proponiéndose lograr “emisiones negativas” en sus procesos de generación de energía es la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS). La BECCS combina distintas formas de aprovechamiento energético de la biomasa con el almacenamiento geológico permanente del CO₂ emitido durante el proceso de transformación. Sin embargo, aunque las tecnologías necesarias para el aprovechamiento de la biomasa ya están disponibles, el despliegue de las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de carbono es mucho más incipiente y costoso (IEA, 2020). Adicionalmente, aún existen muchas incertidumbres sobre el grado de efectividad que tienen las tecnologías CCUS. En Illinois (USA) se encuentra uno de los primeros proyectos a gran escala con tecnología BECCS. La operación comenzó en 2017, el proyecto cap-



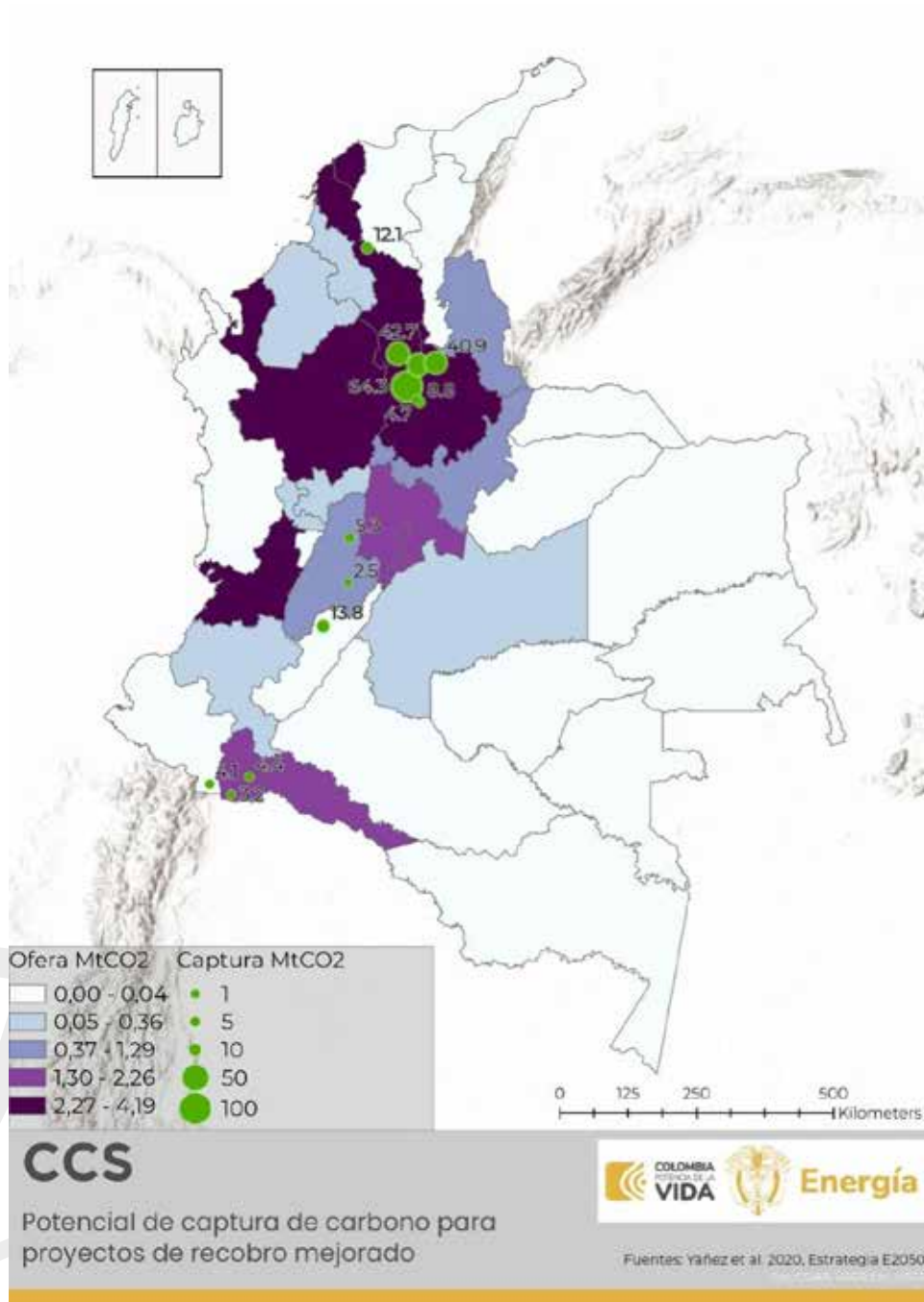
tura y almacena 1 MtCO₂/año de la destilación de maíz en bioetanol, en una formación geológica de aproximadamente 2,1 km de profundidad.

En lo que respecta al potencial de CCUS en Colombia, la información disponible es relativamente insuficiente, toda vez que solo se tienen potenciales teóricos de almacenamiento, sin saber qué porcentaje de reafloramiento de CO₂ puede haber, cuáles son los costos ciertos de la captura, el transporte y el almacenamiento (indefinido). Las informaciones disponibles más recientes provienen de consultorías y estudios realizados para el DNP, el Minenergía y la E2050 (Caia Ing., 2021; Castañeda et al., s. f.; Colombia, 2021; CQM Consultoría S. A. S, 2022). Hay dos denominadores comunes de los análisis disponibles. Primero, que la viabilidad económica de la CCUS en Colombia, como en el resto del mundo, tiene que ver con el precio asignado a las emisiones de GEI (actualmente definido por el impuesto al carbono en aprox. 5 USD/tCO₂). El rango de precio mínimo para que los proyectos tenga cierre económico está entre los 34 y los 80 USD/tCO₂. Es decir, habría que aumentar el impuesto al carbono en hasta 16 veces el valor actual. En segundo lugar, la viabilidad económica de los proyectos de CCUS pareciera estar sumamente ligada a la aplicación de esquemas de recobro mejorado de crudo (EOR por sus siglas en inglés), que a su vez depende de ciertos umbrales de precio de referencia del crudo. Como lo muestra el estudio de CQM Consultoría S. A. S. (2022) para explorar el potencial de hidrógeno azul, la viabilidad

de este caso concreto de CCUS depende de precios del carbono superiores a 34 USD/tonCO₂, de precios del crudo superiores a 60 USD/bbl y de niveles de recobro de más de 10 millones de barriles al año. Como lo muestra la figura 35, el potencial de almacenamiento de CO₂ actualmente conocido se concentra en áreas de explotación petrolera, por lo que se ve como una alternativa atractiva aprovechar para desplegar el EOR. Sin embargo, no existen aún estudios que consoliden la balanza de carbono de proyectos, como los anteriormente descritos, que capturen GEI para reinyectarlos para extraer nuevas cantidades de energéticos que luego serán quemados para convertirse en GEI.



Figura 35. El rol de CCUS y EOR en la descarbonización



Fuente: elaboración propia



3.4.8. Almacenamiento y otros vectores energéticos

El almacenamiento de energía es un componente esencial de la transición energética, ya que permite integrar en la red fuentes de energía renovables intermitentes. En la mayoría de los casos, el almacenamiento de energía eléctrica se realiza mediante medios químicos, como baterías de plomo-ácido o de iones de litio (usualmente LiFePo_4). Sin embargo, también existe la posibilidad de almacenar energía eléctrica mediante métodos mecánicos, como el almacenamiento hidráulico por bombeo. Por otro lado, el almacenamiento de energía térmica puede ser tan simple como un depósito de agua caliente o bien, más avanzado, utilizando tecnologías como las sales fundidas, como las empleadas en la energía solar de concentración.

Estos avances en la tecnología de las baterías, incluidas las baterías de iones de litio y las baterías no convencionales con almacenamiento energético a través de la energía potencial, están haciendo que el almacenamiento de energía sea más eficiente y rentable, compensando muchos de los problemas causados por la intermitencia de las energías renovables (Malagón, 2021) véase figura 36.

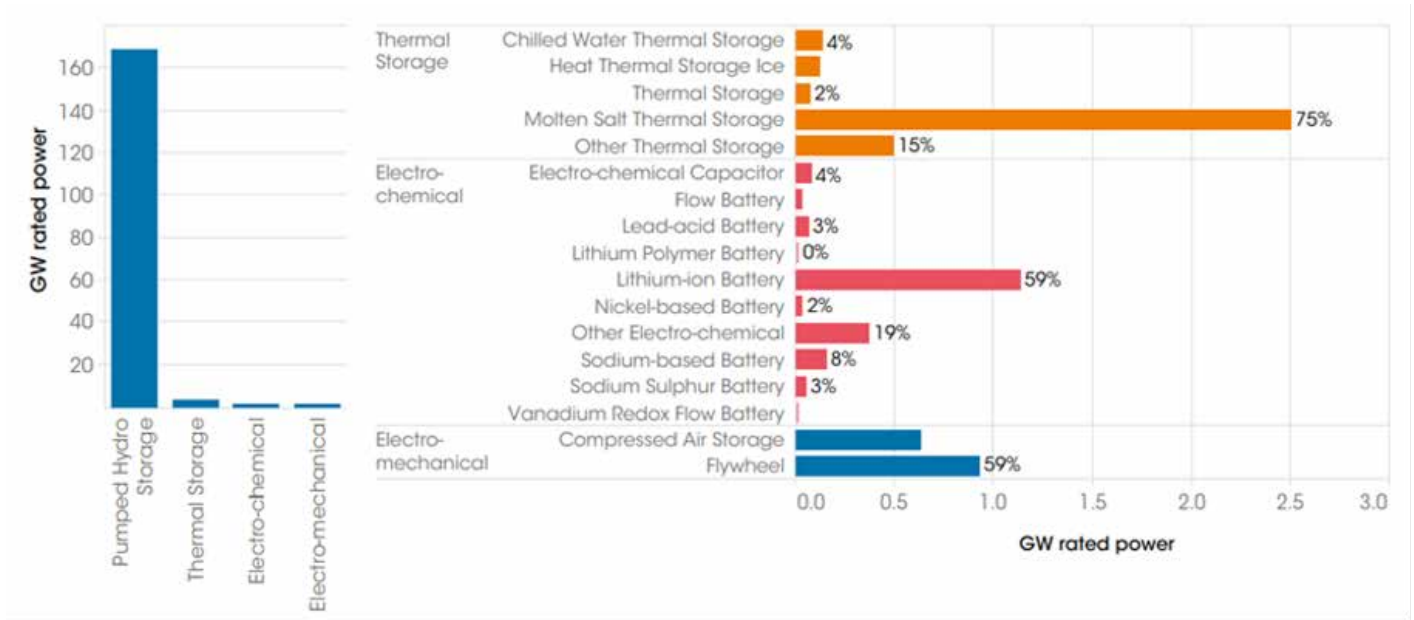
En un contexto hasta 2017, se presenta el siguiente estado de las tecnologías y sus capacidades instaladas para el almacenamiento energético (figura 36). Aunque las baterías son la tecnología más popular de almacenamiento y su valor ha disminuido

desde los 502 USD/kWh en el 2013 hasta un mínimo de 108 USD/kWh en 2021, no son la única tecnología de almacenamiento que presenta un atractivo para la transición energética. El mercado mundial de almacenamiento térmico (TES) podría triplicar su tamaño, pasando de gigavatios-hora (GWh) de capacidad instalada en 2019 a más de 800 GWh en 2030 (IRENA, s. f.).

Entre las aplicaciones y los servicios que pueden prestar las tecnologías de almacenamiento de energía figuran la respuesta de frecuencia, el arbitraje energético (comprar energía durante los periodos de alta producción a bajo precio, para luego venderla en los periodos de alta necesidad energética), la seguridad energética y la confiabilidad del sistema. Cada tecnología de almacenamiento se adapta de forma única a estas aplicaciones en función de sus parámetros únicos de coste y rendimiento. Estas diversas aplicaciones tienen diferentes requisitos operativos (como la duración del suministro de energía y el número de activaciones al año).



Figura 36. Tecnologías de almacenamiento y capacidad instalada a nivel mundial



Fuente: IEA (2017).

El panorama revela que las tecnologías tradicionales que solían dominar el campo del almacenamiento de electricidad, como la hidráulica de bombeo para gestionar picos de capacidad, el aire comprimido para el almacenamiento estacional y el plomo-ácido para garantizar la fiabilidad energética, perderán competitividad en el mediano y largo plazo.

Por el contrario, para 2030, las baterías de iones de litio serán la opción más rentable en términos de costos para diversas aplicaciones. Es importante destacar que estas aplicaciones están limitadas a descargas de menos de 4 horas y menos de 300 ciclos anuales. Para aplicaciones específicas que requieran características fuera de estos rangos, se prevé que otras tecnologías de almacenamiento tomen el control (Storage Lab, s. f.).

Hoy en día, en Colombia cuenta con un sistema de almacenamiento BESS en la central térmica Termozipa de 225 MW. Enel-Emgesa se encargó de desarrollar el primer sistema de almacenamiento de energía de baterías de gran capacidad (BESS). Este sistema, que utilizará baterías de iones de litio, con una potencia instalada de 7 MW que produce una energía equivalente de 3,9 MWh. Su implementación no solo fomenta el uso de esta tecnología innovadora en el sector de servicios complementarios del país, sino que también contribuye a mantener la estabilidad y la flexibilidad del sistema eléctrico colombiano. Con una inversión de alrededor de seis millones de dólares, el proyecto proporciona a la central eléctrica una capacidad de reserva adicional de 7 MW.



El proyecto BESS es parte de las iniciativas del Grupo Enel en el sector de almacenamiento de energía con baterías a gran escala. Actualmente, tienen un sistema BESS autónomo de 25 MW/12,5 MWh en el Reino Unido y otro de 20 MW/11,7 MWh en colaboración con la central térmica en España. Además, Enel está desarrollando proyectos BESS en los países donde opera, incluyendo uno de 14 MW/8 MWh en colaboración con la central térmica en Perú y otro de 10 MW/11 MWh junto con la central térmica en Italia (ENEL, 2019).

3.4.9. Hidrógeno

El Plan Energético Nacional (PEN) establece una serie de metas para adoptar las mejores tecnologías disponibles internacionalmente para 2030, con un uso parcial del hidrógeno en procesos industriales y transporte terrestre. Según las proyecciones hechas por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), se espera que el costo nivelado del hidrógeno (LCOH) alcance los 1,7 USD/kg para 2030, un valor comparable a los objetivos de otros países líderes en el desarrollo del hidrógeno a nivel internacional (BID, 2021).

En Colombia, ya se están dando pasos significativos hacia la adopción del hidrógeno como fuente de energía. Por ejemplo, en 2023 llegó el primer bus de Transmilenio impulsado por hidrógeno, y se espera tener una flota de buses 100 % eléctrica para 2050. Asimismo, Ecopetrol ha impulsado uno de los primeros vehículo a hidrogeno en el país (Toyota Mirai) y en adición, pro-

yecta el desarrollo de dos plantas de 60 MW para la producción de hidrogeno verde con una capacidad de 9 ktonH₂/año, de las cuales el 60 % se utilizará en las refinerías y el 40 % se destinará a la producción de derivados de hidrogeno (Ecopetrol, 2022).

Según la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia, los vectores energéticos de interés son el hidrógeno verde y el hidrógeno azul debido a su madurez tecnológica y viabilidad comercial. El país cuenta con abundantes recursos naturales que permiten alcanzar costos competitivos, estableciendo metas para 2030 de 1-3 GW de capacidad de electrólisis para producir hidrógeno verde y 50 kt de producción de hidrógeno azul. El hidrógeno se clasifica según su método de producción y su impacto ambiental. Por ejemplo: el hidrógeno gris se extrae del gas natural, liberando CO₂ al aire. Cuando el hidrogeno gris tiene un encadenamiento para la captura del carbono, se le conoce como hidrogeno azul. En el caso del hidrogeno azul, se han desarrollado métodos para capturar el CO₂ durante la producción de hidrocarburos, almacenándolo en campos de gas vacíos bajo tierra o el mar. Por otro lado, el hidrógeno verde se obtiene a través de energías renovables, no emitiendo CO₂, y el hidrógeno azul se produce capturando y almacenando las emisiones de CO₂. Estos son algunos de los tipos de hidrógeno que se discuten actualmente.

A nivel mundial, en el escenario Net Zero se prevé que para el 2030 exista una capacidad instalada de electrólisis de más de 700 GW, donde casi dos tercios de la capacidad



son para la producción de electrolizadores alcalinos y un quinto para electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM) (IEA, 2022a).

Los esfuerzos a nivel nacional se deben enfocar en el hidrógeno como fuente alternativa de energía y calor de modo que industrias como la cementera, la química y los hidrocarburos entre otras, podrían ser altamente beneficiadas por el uso del hidrógeno en sus procesos.

Esta transición no solo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también fomenta el desarrollo de energías limpias, genera empleo y fortalece la seguridad energética. Además, al disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, se promueve una economía más sostenible y se avanza hacia un futuro con bajas emisiones de carbono.

El hidrógeno tiene múltiples aplicaciones en la industria y se utiliza como materia prima en la producción de diversos productos finales. Algunos ejemplos de su uso incluyen la producción de amoníaco, que es esencial en la fabricación de fertilizantes y beneficia a la agricultura al proporcionar nutrientes necesarios para los cultivos. También se emplea en la refinación de petróleo, donde ayuda a eliminar impurezas y mejorar la calidad de los productos derivados del petróleo, como la gasolina, el diésel y los productos petroquímicos. Otro ejemplo es su papel esencial en la producción de metanol, un componente utilizado en la fabricación de productos químicos, disolventes y

combustibles. Además, se está explorando el uso del hidrógeno como alternativa en la industria siderúrgica, donde puede sustituir el carbón en los procesos de reducción directa y contribuir así a la producción de acero verde, reduciendo las emisiones de carbono. En la industria química, el hidrógeno es utilizado como elemento básico en la fabricación de una amplia gama de productos, como plásticos, productos farmacéuticos y productos de limpieza. Por último, en el ámbito de la movilidad, el hidrógeno se emplea en la producción de vehículos de hidrógeno, donde una pila de combustible convierte el hidrógeno en electricidad, generando energía limpia y emitiendo solo agua como subproducto. Estos son solo algunos ejemplos que demuestran la versatilidad y el potencial del hidrógeno en la industria.

3.4.10. Refrigerantes con bajo PCG

En relación con los hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) que utilizados en diversas industrias existen alternativas menos contaminantes como los hidrofluoroolefinas (HFO) que tienen un potencial de calentamiento global (PCG) mucho más bajo, son considerados más amigables con el ambiente y su aplicación es en sistemas de refrigeración, aires acondicionados, aerosoles y equipos de extinción de incendios. El amoníaco (NH₃) también juega un papel importante ya que es un refrigerante natural que no agota la capa de ozono y tiene un PCG igual a cero. Es una alternativa sostenible para reemplazar los HFC en siste-



mas de refrigeración y aire acondicionado, especialmente en aplicaciones industriales. Los hidrocarburos (HC), como el propano y el butano, son alternativas naturales y de bajo impacto ambiental utilizadas en sistemas de refrigeración y aire acondicionado. Sin embargo, debido a su inflamabilidad, requieren medidas adicionales de seguridad en su manejo y diseño de equipos. Los fluidos sintéticos de poliéster (POE) son una alternativa a los PFC en aplicaciones como aislantes eléctricos y refrigerantes. Tienen una menor capacidad de calentamiento global y se consideran menos dañinos para el medio ambiente. Una vez más se debe tener en cuenta que la elección de la alternativa adecuada dependerá de las necesidades específicas de la aplicación, el sector industrial y los requisitos de seguridad. Además, es esencial seguir las regulaciones y estándares pertinentes al utilizar estas alternativas para garantizar su uso seguro y eficaz (B. Sovacool, 2021).

3.4.11. Distritos energéticos

Los distritos energéticos son tecnologías para producir/transformar energía de manera centralizada y distribuirla mediante redes, como un servicio energético, a múltiples usuarios en sectores residenciales, industriales y comerciales. En el ámbito mundial, los distritos energéticos operan con eficiencias que pueden alcanzar hasta un 93 %, según informes de las Naciones Unidas, dependiendo de las tecnologías y configuraciones usadas, y permiten ahorros energéticos hasta del 50 %, comparados con sistemas convencionales.

El desarrollo de distritos energéticos es una respuesta a la necesidad de proporcionar energía para el futuro de una manera que sea consistente con la necesidad de proteger el ambiente. La producción de energía desde una instalación centralizada permite mejoras en la conservación de la energía al tiempo que contribuye a reducir las emisiones atmosféricas, el calentamiento global y la liberación de gases que agotan el ozono. De esta forma, se puede mantener la calidad de vida sin un aumento significativo en el costo de la energía (UNEP, 2021).

Se ha identificado que Colombia es un país con condiciones altamente favorables para la implementación de distritos energéticos principalmente en aplicaciones de enfriamiento para confort, asociado principalmente con dos factores fundamentales:

- Los planes de ordenamiento territorial de las ciudades colombianas tienden a propender por la densificación, altos índices de construcción y diversificación de usos en las mismas localidades de desarrollo.
- El 70 % de los centros urbanos se encuentra en zonas climáticas que ameritan la instalación de sistemas de aire acondicionado. Adicionalmente, dada la ausencia de variación estacional pronunciada a lo largo del año, por la posición ecuatorial del país, la demanda de los distritos energéticos es casi constante durante todo el año.

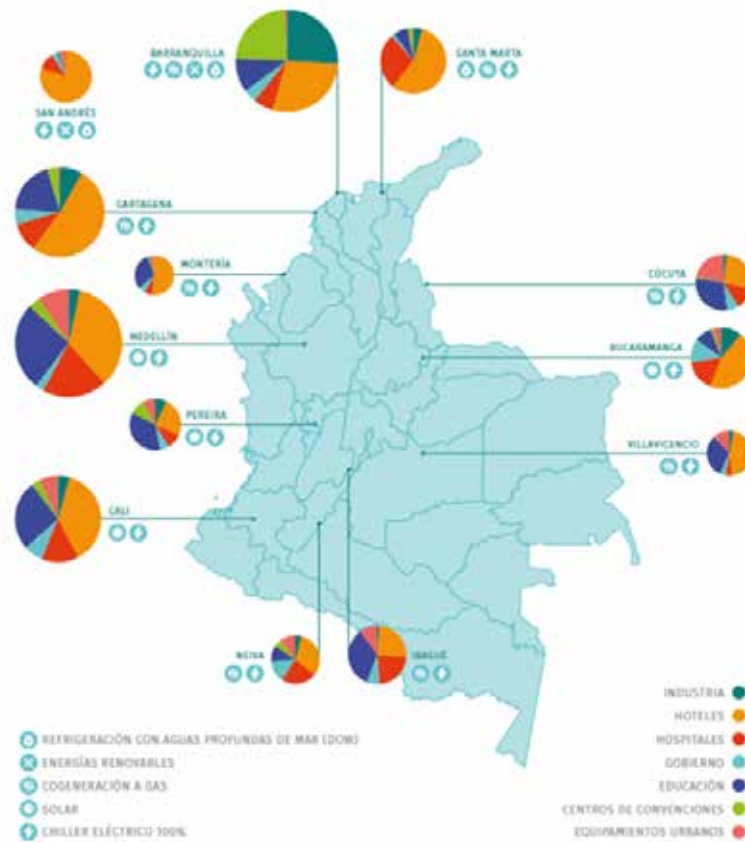
Las ciudades de Medellín, Barranquilla, Cartagena y Cali tienen alta demanda de



climatización urbana, tal como se aprecia en la figura 37. Existen oportunidades para desarrollar distritos energéticos que conecten industrias, hoteles y centros educativos. La guía metodológica de distritos térmicos indica una demanda potencial de 209 kTR en centros administrativos de 13 áreas me-

tropolitanas. Dicha estimación inicial sirve como base para futuros estudios de campo y para proyectar el potencial nacional. Los distritos energéticos, además de enfriamiento, pueden suministrar calor, agua caliente y electricidad (Minambiente, 2019).

Figura 37. Potencial de climatización, por sector, en las principales ciudades y las posibles configuraciones de distritos energéticos



Fuente: Minambiente (2019).



3.4.12. Energía nuclear

La posibilidad de establecer una central nuclear en Colombia ha sido objeto de un debate constante a lo largo de los años. Es más, la Misión de Sabios que entregó sus resultados en 2020 exhortó al país a explorar el potencial de la energía nuclear (Misión de Sabios, 2020). Desde algunas orillas se identifican dos factores como clave para el desarrollo de la energía nuclear en Colombia: la voluntad política y el desarrollo de una ley de seguridad nuclear es una necesidad primordial para asegurar que esta tecnología se implemente de manera segura y responsable en el país (El Tiempo, 2022).

Históricamente, Colombia ha estado involucrada en la investigación y aplicación de la energía nuclear. En 1965, se inauguró el primer reactor nuclear colombiano, sentando las bases para la exploración futura de esta tecnología. El Servicio Geológico Colombiano (SGC) es el lugar donde se encuentra el único reactor nuclear de Colombia (Reactor nuclear en Colombia, 2023), el cual es utilizado en aplicaciones investigativas de geociencias, energía y otras aplicaciones nucleares y radiactivas.

Actualmente, Colombia ha demostrado un interés particular en la medicina nuclear y su aplicación en la industria. La generación de isótopos radioactivos ha sido de gran importancia en el diagnóstico y tratamiento de enfermedades, como el cáncer, sin embargo, Colombia carece actualmente de la capacidad de producción local, motivo por el cual es un país altamente dependiente de las expor-

taciones. Tal ha sido el caso, que, durante la guerra de Ucrania, se presentó una escasez en el 85 % de las unidades de medicina nuclear del país, dejando más de 3000 pacientes de cáncer no atendidos (Semana, 2023).

La capacidad de producir isótopos en pequeños reactores modulares o SMR por sus siglas en inglés (small modular reactors) de 300 megas, o incluso en microrreactores, abre la puerta a avances significativos en el campo de la energía y la medicina (IAEA, 2021). Además del beneficio en la medicina nuclear, las centrales nucleares también pueden desempeñar un papel crucial en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, a la fecha, la gran mayoría de reactores tanto a gran como a pequeña escala han evidenciado demoras sustanciales en sus entradas en operación (Portugal-Pereira et al., 2018), así como importantes sobrecostos de hasta 117 % en promedio según Sovacool et al. (2014). Como lo comentan Haywood et al. (2023), apostar por la energía nuclear como medida de descarbonización en el corto plazo podría ser una apuesta de alto riesgo, aunque en el largo plazo puedan representar una opción atractiva para la diversificación de la matriz energética colombiana.

La implementación de centrales nucleares conlleva desafíos significativos. Entre estos están el adecuado manejo y disposición final de los combustibles nucleares utilizados en el proceso, la gestión de riesgos de proliferación nuclear, la gestión de riesgo ante catástrofes naturales, afectaciones de seguridad o errores humanos, entre otros (Haywood et al., 2023; Wealer et al., 2022). De conside-



rar la opción nuclear en Colombia, se tendría que fortalecer la capacidad de vigilancia, fiscalización y gestión de riesgos y actividades relacionadas con la cadena de valor de la energía atómica, para así garantizar una disposición segura y ambientalmente sostenible de los desechos radioactivos.

La factibilidad de la energía nuclear en Colombia dependerá entonces de las cuantiosas inversiones estatales requeridas para robustecer la infraestructura e institucionalidad necesarias para mitigar los distintos riesgos asociados a este sector. Para ello es esencial que el país adelante el debate sobre legislaciones y normas para una seguridad nuclear robusta y exhaustiva que garantice la seguridad de las personas y el medio ambiente. Asimismo, se deben abordar los desafíos asociados con la gestión de residuos radioactivos para asegurar un uso responsable y sostenible de la energía nuclear en Colombia.

3.4.13. Servicios complementarios

Los servicios complementarios son acciones necesarias para garantizar un equilibrio entre la generación y la demanda de energía eléctrica, así como para asegurar precios competitivos y calidad en el suministro dentro del mercado eléctrico. Estos servicios son especialmente importantes en situaciones de contingencia, horas pico u otras circunstancias en las que la generación no pueda satisfacer la demanda de los clientes.

La demanda de energía tiene la característica de siempre ser diferente, debido a que depende de diversos factores como el

país de consumo y producción, el sector de consumo, los electrodomésticos, el año, el mes, el día y la hora entre otros (Löschel & Managi, 2019). En un escenario ideal, la red eléctrica debe operar en equilibrio, lo que significa que, en cualquier instante de tiempo, la cantidad de energía generada debe ser igual a la cantidad de energía consumida. Sin embargo, ante ciertas circunstancias (p. ej., contingencias de la red, horas pico, entre otras) existe la posibilidad de que la generación no puedan suplir la demanda de energía de los clientes (Díaz Londoño, 2020).

Para hacer frente a estas situaciones de contingencias, se emplean los servicios complementarios. Estos servicios son acciones que se toman para asegurar que la generación y la demanda estén en equilibrio, y que se mantenga un precio competitivo y una buena calidad del suministro eléctrico dentro del mercado eléctrico (Pirbazari, 2010). De acuerdo con la Unión de la Industria Eléctrica, “los servicios complementarios son todos los servicios requeridos por el operador del sistema de transmisión o distribución para permitirles mantener la integridad y estabilidad del sistema de transmisión o distribución, así como la calidad de la energía” (EURELECTRIC, 2004).

Teniendo en cuenta que los servicios complementarios pueden definirse de maneras diferentes de acuerdo con cada país, la Unión de la Industria Eléctrica define los siguientes servicios complementarios:

- **Control de frecuencia (FC):** son acciones para mantener la frecuencia dentro



de los márgenes seguros de operación, guiados por la modulación continua de la potencia activa. Dentro de los servicios de control de frecuencia hay respuesta primaria y secundaria.

- **Respuesta primaria:** es la respuesta automática a los cambios de frecuencia liberada durante un período de algunos segundos desde el momento de la frecuencia.

- **Respuesta secundaria:** la respuesta automática a los cambios de frecuencia que toma el relevo de la Respuesta Primaria y recupera parcialmente la frecuencia del sistema.

- En ciertos casos, la respuesta de alta frecuencia se puede definir por separado: Respuesta de alta frecuencia: una reducción automática en la salida de potencia activa en respuesta a un aumento en la frecuencia del sistema, liberada cada vez más con el tiempo durante el período de 0 a algunos segundos desde el momento del aumento de frecuencia.

- **Control de tensión (CV):** mantenimiento de la tensión mediante la inyección o absorción de potencia reactiva mediante compensación síncrona o estática.

- **Reserva giratoria (SP):** aumento o disminución de la generación o reducción del consumo que se puede proporcionar con poca antelación, llevada a cabo por unidades generadoras parcialmente cargadas y clientes interrumpibles.

- **Reserva permanente (RP):** aumento de la generación o reducción del consumo que pueden proporcionar aquellas unidades generadoras que no están sincrónicamente en línea, o los clientes interrumpibles.

- **Capacidad de arranque en negro (BS):** capacidad de una unidad generadora para arrancar sin alimentación externa, a la que se recurre como medio para restablecer el suministro tras un fallo importante en toda la red o en parte de ella.

- **Control automático a distancia de la generación (RG):** medio de regular la frecuencia controlando la producción a través de un sistema de control centralizado. Puede significar el funcionamiento de la respuesta secundaria, pero también el control de toda una central.

- **Compensación de pérdidas en la red (GL):** compensación de las pérdidas del sistema de transmisión entre los generadores y las cargas.

- **Acciones de control de emergencia (EC):** mantenimiento y uso de equipos especiales (por ejemplo, estabilizadores del sistema eléctrico y resistencias de frenado dinámico) para mantener un sistema de transmisión seguro.

Además de lo anterior, la Comisión Federal de Regulación de Energía de los EE. UU. (FERC) los agrupa en seis clases: servicio de programación, control de sistemas y despacho de intercambios con otras áreas de control; servicio de suministro de reactivos y control de tensión, regulación y respuesta en frecuencia; servicio de desequilibrio de energía y dos reservas operativas: servicio de reserva rotativa y servicio de reserva suplementaria (González et al., 2014).

Adicionalmente, para EE. UU. es posible distinguir tres grupos de reservas: regulación, reserva rodante/no rodante y reserva



de reposición (también conocida comúnmente como reserva operativa o suplementaria) (Kirby, 2004, 2007).

- **Regulación:** cubre los continuos cambios rápidos y frecuentes en carga y generación que crean desequilibrios energéticos y fluctuaciones de frecuencia. Está controlado por el gobernador automático de las turbinas (AGT) y por el AGC, y debe responder casi simultáneamente a las fluctuaciones de carga del sistema.

- **Reservas rotativas / no rotativas y de reposición:** restauran la generación y balance de carga en caso de contingencia. La reserva giratoria responde casi simultáneamente (en cuestión de segundos) a una contingencia, pero solo se requiere que esté completamente disponible en 10 min y mantenida durante 2 h.

- **Reserva no rodante:** no requiere la sincronización permanente de la unidad a la red, pero se debe garantizar un arranque rápido y disponibilidad total en 10 min.

- **Reserva de reposición:** está destinada a sustituir reservas más rápidas y costosas, de manera de reducir costos y garantizar la seguridad ante contingencias posteriores, y debe suministrarse en un plazo máximo de 30 min.

Gestión del lado de la demanda (DSM)

Con la liberalización del mercado eléctrico, las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro se han desagregado en segmentos monopólicos (transmisión

y distribución) y segmentos competitivos (generación, suministro) (EURELECTRIC, 2004). Esta apertura del mercado eléctrico promueve que no solo las grandes empresas de generación sean responsables del equilibrio de la red sino que los usuarios finales también pueden participar en acciones que ayuden con la estabilización de la red a través de planes de gestión de la demanda que contempla acciones de eficiencia de energía, respuesta a la demanda y aumento estratégico de cargas.

Con el fin de proporcionar servicios complementarios la DSM es responsables de la planificación, implementación y monitoreo de actividades que están diseñadas para influir en el uso de electricidad por parte del cliente. Por lo general, el objetivo principal de DSM es alentar a los usuarios a modificar sus patrones de consumo de energía durante ciertos intervalos de tiempo para aplanar la curva de demanda (Gelazanskas & Gamage, 2014).

La DR está definida como

cambios en el uso de electricidad por parte de los usuarios finales de sus patrones de consumo normales en respuesta a cambios en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo, o a pagos de incentivos diseñados para inducir un menor uso de electricidad en épocas de precios altos en el mercado mayorista o cuando se pone en peligro la confiabilidad del sistema (U. S. DOE, 2006).

La DR ofrece varios beneficios, como la capacidad de equilibrar las incertidumbres de la generación renovable, mejorar la imple-



mentación de precios en tiempo real y reducir los requisitos de capacidad de generación, estos planes de DR se adoptan debido a la naturaleza predecible y cíclica de la demanda de electricidad y la disponibilidad de los recursos de generación. La demanda puede gestionarse mediante control indirecto o directo (Aghaei & Alizadeh, 2013).

Cargas flexibles

Las cargas flexibles se refieren a la capacidad de algunas cargas para modificar el consumo con la mínima afectación o una afectación disponible a ser afectada en el confort del usuario. Las cargas flexibles se clasifican como ajustables y diferibles.

Una carga ajustable es una carga eléctrica cuyo requerimiento de energía es flexible durante su tiempo de servicio, es decir, es flexible para todo tiempo de servicio. Por ejemplo, las cargas controladas termostáticamente (TCL) se ajustan modificando el punto de ajuste de temperatura fijado por el usuario, o los sistemas de presión de refuerzo de agua (WBPS) se ajustan alterando el punto de ajuste de presión de funcionamiento normal (Luo et al., 2017).

Una carga diferible tiene un requerimiento de energía fijo al final del servicio, por ejemplo, una bomba de agua debe estar encendida un tiempo determinado al final del día y puede brindar servicios de regulación encendiéndola y apagándola, o el estado de carga de un vehículo eléctrico (EV) debe estar por encima de cierto nivel en el momento de la salida (Diaz Londoño, 2020).

Comunidades locales de energía

Entre los desafíos técnicos que tiene la TEJ está la operación de un sistema eléctrico cada vez más intensivo en energías renovables variables. Por lo anterior, considerar la capacidad de la red, el comportamiento intermitente y la congestión, hace necesaria la inclusión de tecnologías como la infraestructura de medición avanzada (AMI) y las herramientas de información y comunicación (TIC).

La integración de generación distribuida en la red exige nuevos modelos de gestión para brindar servicios a las partes interesadas mediante el empoderamiento de los usuarios. Actualmente, los usuarios que incluyen generación de energía son conocidos como prosumidores. Nuevas tendencias, consideran que el rol activo de los usuarios no solo se limita a la capacidad de autogeneración, sino la disposición de ser flexibles en su consumo y son conocidos como flexumidores (flexumers) (Jee et al., 2022). Estos nuevos paradigmas han dado lugar a la creación de comunidades locales de energía que proporcionan independencia y autonomía en los usuarios y que pueden jugar un papel activo en términos de flexibilidad de la red (Sumper, 2019).

La capacidad de flexibilidad que pueden llegar a proporcionar las comunidades energéticas es importante. El manejo de los activos renovables mediante las herramientas de digitalización permite que estos activos de manera individual o conjunta sean administrados de tal manera que ge-



neren flexibilidad en la red. Adicionalmente, para el caso de operación y administración de activos de generación se pueden gestionar como virtual power plant (VPP). Utilizando los potenciales de generación presentados en este documento, las VPP o la capacidad de modificación de patrones de demanda crean la posibilidad de prestar servicios de flexibilidad a la red siendo esta una alternativa adicional a las tradicionales termoeléctricas. Como ejemplo a

lo mencionado en reino unido la compañía “octopus energy⁴” en una sesión de ahorro logro hacer que 400.000 usuarios firmaran esquemas de ahorro logrando una capacidad de 108MW, que equivale a lo que puede prestar una pequeña planta de producción de energía a partir de gas para picos de energía.

⁴ La iniciativa puede ser consultada en: <https://octopus.energy/press/believe-it-or-watt-octopus-energy-customers-provide-108mw-of-grid-flexibility-in-first-saving-session-equivalent-of-a-gas-power-station/>



4



RECOMENDACIONES

4. RECOMENDACIONES PARA LA TEJ

El análisis de localizaciones con potencial para la generación de energía con FNCER contribuye a la planificación regional y generar una visión de desarrollo sostenible en cada territorio mencionado. La información debe ser pública y accesible para facilitar la implementación y apropiación por parte de las comunidades, esto corresponderá a entregas futuras de la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa. Asimismo, se está desarrollando una herramienta interactiva que, además, incluya variables socioambientales para facilitar análisis en diferentes escalas de complejidad, orientada a todos los actores de la sociedad.

- Brindar las herramientas y acceso al conocimiento necesario a las comunidades posibilita que se apropien de las ideas y planteen proyectos para su propio beneficio, bienestar y desarrollo, y el de todos los colombianos.
- Promover tecnologías eléctricas más limpias y eficientes en el sector terciario, reemplazando equipos dependientes de combustibles fósiles.

- Desarrollar más distritos energéticos en centros comerciales y zonas industriales para una distribución eficiente de energía térmica y enfriamiento.
- Mejorar la eficiencia de calderas y sistemas de climatización implementando prácticas de mantenimiento y monitoreo.
- Fomentar el uso de tecnologías eléctricas eficientes en electrodomésticos para el hogar.
- Implementar programas de incentivos para adoptar sistemas fotovoltaicos en viviendas urbanas y rurales.
- Incentivar el uso estufas más eficientes y menos contaminantes para la cocción en zonas rurales con el uso de biomasa.
- Implementar programas de acceso a gas natural y GLP en áreas rurales facilitando y masificando el acceso a fuentes de energía más limpias en hogares rurales.



- Investigación e implementación tecnológicas de hidrógeno y captura de carbono para reducir emisiones en refinerías y la producción petroquímica.

ficaciones para subsectores intensivos en consumo y emisiones como Alimentos, Bebidas y Tabaco, y Minerales no metálicos.

- Establecer acuerdos comerciales e instrumentos de cooperación con socios regionales e internacionales para el diseño y desarrollo de sistemas de transporte masivo y férreo.
- Ampliar la cobertura de programas de conducción eficiente y extender las capacitaciones a los mandos medios y altos de las empresas transportadoras, así como a los operadores de flotas de vehículos pesados y livianos.

- Incentivar la adopción de vehículos eléctricos en todas las etapas de la cadena de valor, desde la importación y producción hasta la renovación de vehículos.

- Implementar medidas que fomenten la movilidad activa y no motorizada, como el uso de bicicletas y el desarrollo de infraestructuras adecuadas para peatones y ciclistas. La creación de vías exclusivas, ciclovías y pasos peatonales seguros contribuirá a reducir el uso de vehículos motorizados y a mejorar la calidad del aire en las ciudades.



5

BIBLIOGRAFÍA



5. BIBLIOGRAFÍA

Adamson, M., & Cipoletta Tomassian, G. (2022). Estudio de impacto económico de las inversiones y el financiamiento para el recambio de flota de autobuses sostenibles en Costa Rica. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/48538>

Aghaei, J., & Alizadeh, M.-I. (2013). Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 64–72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.019>

Agora Energiewende & AFRY Management Consulting. (2021). No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe. Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf

Agora Energiewende, Jakob, M., Steck, M., Catenazzi, G., Schneider, C., Holtz, G., & Gagnebin, M. (2023). Breaking free from fossil gas. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_EU_GEXIT/A-EW_292_Breaking_free_WEB.pdf

Alfaro, C. M., Gutiérrez, J. B. R., Casallas, Y. P., Rodríguez, G. Z., & Malo, J. E. (2020). Estimación Preliminar del Potencial Geotérmico de Colombia. Servicio Geológico Colombiano.

Ángel-Sanint, E., García-Orrego, S., & Ortega, S. (2023). Refining wind and solar potential maps through spatial multicriteria assessment. Case study: Colombia. *Energy for Sustainable Development*, 73, 152–164. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.01.019>

BID. (2021, septiembre 30). Colombia gana posicionamiento en la industria de hidrógeno verde en Latinoamérica. *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/colombia-gana-posicionamiento-en-la-industria-de-hidrogeno-verde/>

Biocarbono. (2023). La región. Proyecto Biocarbono Orinoquia. <https://biocarbono.org/region/>

Caia Ing. (2021). Análisis de opciones para aumentar las absorciones de gases de efecto invernadero de Colombia en el marco de la Estrategia climática de largo plazo E2050. <https://e2050colombia.com/wp-content/uploads/estudios/EstudioEAnalisisDeLasOpcionesParaAumentarLasAbsorcionesDeGasesDeEfectoInvernadero.pdf>



Castañeda, A., Guajardo, A. S., Martín Castrillón, D., & Farfán, J. C. (2022). Cartagena como centro industrial de hidrógeno bajo en carbono.

CNUEE. (2020). Conducción económica, manejo a la defensiva y cuidados del vehículo ligero ... Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. <http://www.gob.mx/conuee/articulos/conduccion-economica-manejo-a-la-defensiva-y-cuidados-del-vehiculo-ligero?idiom=es>

Colombia, G. de. (2021). Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París. MinAmbiente; DNP; Cancillería; AFD; Expertise France. <https://e2050colombia.com/>

CQM Consultoría S.A.S. (2022). Estudio de modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia.

DANE. (2021). DANE - Encuesta nacional de calidad de vida (ECV) 2022. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/salud/calidad-de-vida-ecv/encuesta-nacional-de-calidad-de-vida-ecv-2022>

Diaz Londoño, C. E. (2020). A framework for flexible loads aggregation. <https://doi.org/10.11144/Javeriana.10554.54828>

DNP. (2023). Pacífico Desarrollo socioeconómico con equidad, integración y sostenibilidad ambiental.pdf. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Territorial/D.%20Pac%C3%ADfico_Desarrollo%20socioecon%C3%B3mico%20con%20equidad,%20integraci%C3%B3n%20y%20sostenibilidad%20ambiental.pdf

DNP, Contreras, P. U., & Oyola, L. T. (2022). Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas Revisión 4 Adaptada para Colombia (2022). Departamento Administrativo Nacional de Estadística. https://www.dane.gov.co/files/sen/nomenclatura/ciiu/CIIU_Rev_4_AC2022.pdf

E3G. (2023, julio 5). Carbon capture and storage ladder. E3G. <https://www.e3g.org/publications/carbon-capture-and-storage-ladder/>

Ecopetrol. (2022). INFORME INTEGRADO DE GESTIÓN 2022. <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/agaesp2023/informe-integrado-gestion2022.pdf>

EERE. (s/f-a). Concentrating Solar-Thermal Power Basics. Energy.Gov. Recuperado el 21 de julio de 2023, de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-basics>

EERE. (s/f-b). Concentrating Solar-Thermal Power Systems. Energy.Gov. Recuperado el 21 de julio de 2023, de <https://www.energy.gov/eere/solar/concentrating-solar-thermal-power-systems>





ENEL. (2019). Enel-Emgesa instalará la primera batería de almacenamiento de energía de Colombia. <https://enel.com.co/content/enel-co/es/megamenu/prensa/news/2019/05/enel-emgesa-instalara-la-primera-bateria-de-almacenamiento-de-energia-de-colombia.html>

Energisinc & DNP. (2017). Energy Demand Situation in Colombia (Misión de Crecimiento Verde). Energisinc; Departamento Nacional de Planeación. https://www.dnp.gov.co/LaEntidad_/misiones/mision-crecimiento-verde/Documents/ejes-tematicos/Energia/MCV%20-%20Energy%20Demand%20Situation%20VF.pdf

EURELECTRIC. (2004). Ancillary Services Unbundling Electricity Products – an Emerging Market. Union of the electricity industry. <http://pierrepinson.com/31761/Literature/Eurelectric2004-ancillaryservices.pdf>

Feng, L., Aryal, N., Li, Y., Horn, S. J., & Ward, A. J. (2023). Developing a biogas centralised circular bioeconomy using agricultural residues—Challenges and opportunities. *Science of The Total Environment*, 868, 161656. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2023.161656>

FRL & Sintracarbón. (2019). Carbón Tóxico: Daños y Riesgos a la Salud de Trabajadores Mineros y Población Expuesta al Carbón—Evidencias científicas para Colombia (p. 59). Fundación Rosa Luxemburgo; Sintracarbón. https://rosalux.org.ec/pdfs/FRL_Carbon_toxico_WEB_compressed.pdf

Gelazanskas, L., & Gamage, K. A. A. (2014). Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. *Sustainable Cities and Society*, 11, 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2013.11.001>

Gers, J. M. (2017). América Latina y el Caribe: Estado del arte de las redes eléctricas inteligentes. ENERLAC. *Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 1(1), Article 1.

GIZ. (2023). Estudio técnico de identificación de hubs de hidrógeno verde en Colombia. Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

GIZ México. (2023). Resultados e impactos en transporte de carga. *Ciudades y Transporte Sustentable*. <https://ciudadesytransporte.mx/resultados-e-impactos-transporte-de-carga/>

González, P., Villar, J., Díaz, C. A., & Campos, F. A. (2014). Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends. *Electric Power Systems Research*, 109, 101–111. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.013>

Haywood, L., Leroutier, M., & Pietzcker, R. (2023). Why investing in new nuclear plants is bad for the climate. *Joule*, S2542435123002817. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.07.006>

Heinen, E., & Mattioli, G. (2019). Multimodality and CO2 emissions: A relationship modera-





ted by distance. Transportation Research Part D: Transport and Environment, 75, 179–196. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2019.08.022>

Huxham, M., & Anwar, M. (2023). Understanding the impact of a low carbon transition on Colombia. Centro de Finanzas Sostenibles - Universidad de los Andes; Willis, Towers Watson.

IAEA. (2021, diciembre 3). ¿Qué son los reactores modulares pequeños (SMR)? [Text]. IAEA. <https://www.iaea.org/es/newscenter/news/que-son-los-reactores-modulares-pequenos-smr>

IDEAM. (2016). Atlas de Viento de Colombia. Atlas IDEAM. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, & Cancillería. (2021). Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA, FMAM. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR3%20-%20COLOMBIA.pdf>

IEA. (2019). Global Energy & CO2 Status Report 2019. <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019/emissions>

IEA. (2020). CCUS in clean energy transitions. Energy Technology Perspectives.

IEA. (2022a). Electrolysers [Technology Deep Dive]. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

IEA. (2017, octubre 3). Battery storage and renewables: Costs and markets to 2030. <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

IEA. (2022b, octubre). Capacity of large-scale CO2 capture projects, current and planned vs. The Net Zero Scenario, 2020-2030 – Charts – Data & Statistics. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/capacity-of-large-scale-co2-capture-projects-current-and-planned-vs-the-net-zero-scenario-2020-2030>

IEA. (2023a). Carbon capture, utilisation and storage—Fuels & Technologies. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>

IEA. (2023b). Hydrogen. IEA. <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>

Instituto Sinchi, & Minambiente. (2018). Habitar la Amazonia 27082018.pdf. <https://www.sinchi.org.co/files/publicaciones/novedades%20editoriales/pdf/Habitar%20la%20Amazonia%2027082018.pdf>

IPCC. (2006). Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efec-



to invernadero: Precursores Y Emisiones (p. 17). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>

IPSE. (2023). Localidades ZNI al 30 de abril de 2023 (capacidad de generación) [dataset].

IRENA. (s/f). Energy Storage. International Renewable Energy Agency. Recuperado el 25 de abril de 2023, de <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Energy-Storage>

IRENA. (2019). Future of wind Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf

Jee, Y., Lee, E., Baek, K., Ko, W., & Kim, J. (2022). Data-Analytic Assessment for Flexurers Under Demand Diversification in a Power System. *IEEE Access*, 10, 33313–33319. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3162077>

Jeyaseelan, T., Ekambaram, P., Subramanian, J., & Shamim, T. (2022). A comprehensive review on the current trends, challenges and future prospects for sustainable mobility. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 112073. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112073>

Kirby, B. (2004). Frequency Regulation Basics and Trends.

Kirby, B. (2007). Ancillary Services: Technical and Commercial Insights. http://www.consult-kirby.com/files/Ancillary_Services_-_Technical_And_Commercial_Insights_EXT_.pdf

Liebreich. (2021, agosto 15). The Clean Hydrogen Ladder – Now Updated to v4.1. Liebreich. <https://www.liebreich.com/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v4-1/>

Löschel, A., & Managi, S. (2019). Recent Advances in Energy Demand Analysis—Insights for Industry and Households. *Resource and Energy Economics*, 56, 1–5. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2019.04.001>

Luo, F., Dong, Z. Y., Meng, K., Wen, J., Wang, H., & Zhao, J. (2017). An Operational Planning Framework for Large-Scale Thermostatically Controlled Load Dispatch. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(1), 217–227. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2515086>

Malagón, E. (2021, julio 20). Sistemas de almacenamiento de energía. *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-descarbonizacion/>

Minambiente. (2019). Distritos térmicos en Colombia. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.distritoenergetico.com/prueba/publicaciones/>





Minenergía. (2021). Hoja de ruta del hidrogeno en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>

Minenergía. (2022). Hoja de ruta energía eólica costa afuera en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. <https://shorturl.at/hwHKP>

Minenergía. (2023a). Diagnóstico Base para la Transición Energética Justa. Ministerio de Minas y Energía.

Minenergía. (2023b). Metodología para definir la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa en Colombia. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/documents/10143/MethodologiaHojaRuta-TEJ-2023.pdf>

Minenergía. (2023c). Producto 4: Escenarios de transición energética justa- Rutas que nos preparan para el futuro. Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Agricultura y desarrollo rural. (2022). Evaluaciones agropecuarias 2019 a 2022. <https://experience.arcgis.com/experience/17859d5712b046fca6b0df5781e0b560/page/EVAs/>

Mintransporte. (2022). Estrategia Nacional de Transporte Sostenible (2022). Ministerio de Transporte. <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible/>

Mintransporte. (2021). Transporte en Cifras. <https://www.mintransporte.gov.co/publicaciones/9443/transporte-en-cifras/>

Mishra, A., Kumar, M., Bolan, N. S., Kapley, A., Kumar, R., & Singh, L. (2021). Multidimensional approaches of biogas production and up-gradation: Opportunities and challenges. *Bioresource Technology*, 338, 125514. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2021.125514>

Misión de Sabios. (2020). Transición Energética, Productividad y Sostenibilidad—Foco de energías sostenibles (Vol. 10). Vicepresidencia de la República de Colombia; Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. https://accefyn.org.co/2021/pub-m-sabios/Coleccion/V10-Transicion-C3%B3n-energ%C3%A9tica-productividad-sostenibilidad_c.pdf

Ortúzar, J. D. D., & Willumsen, L. G. (2011). *Modelling Transport* (1a ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119993308>

Patinvoh, R. J., & Taherzadeh, M. J. (2019). Challenges of biogas implementation in developing countries. *Current Opinion in Environmental Science & Health*, 12, 30–37. <https://doi.org/10.1016/j.coesh.2019.09.006>

Patrick Bolton, Tobias Adrian, & Alissa M. Kleinnijenhuis. (s/f). The Great Carbon Arbitrage. IMF. Recuperado el 19 de julio de 2023, de <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2022/05/31/>





The-Great-Carbon-Arbitrage-518464

Pelgrims, M., Das, A., Correa, J., Morales, R., Morillo, J. L., Espinosa, M., Herrera, J. C., Mendez, J. F., & Cadena, A. (2020). Propuesta De Actualización Y Consolidación De Escenarios De Emisiones De Gei Por Sector Y Evaluación De Costos De Abatimiento Asociados En Colombia. 1–205.

Pirbazari, A. M. (2010). Ancillary services definitions, markets and practices in the world. 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 32–36. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2010.5762857>

PNUMA. (2021). La oportunidad de negocio de la generación solar distribuida en Colombia: Mecanismos de financiación para la banca comercial. Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente. <https://www.generacionsole.org/financiamiento-gsd-colombia/>

Portugal-Pereira, J., Ferreira, P., Cunha, J., Szklo, A., Schaeffer, R., & Araújo, M. (2018). Better late than never, but never late is better: Risk assessment of nuclear power construction projects. *Energy Policy*, 120, 158–166. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.041>

Reactor nuclear en Colombia: Qué es, cómo funciona y para qué sirve. (2023, enero 11). Caracol Radio. <https://caracol.com.co/2023/01/11/reactor-nuclear-en-colombia-que-es-como-funciona-y-para-que-sirve/>

Semana. (2023, mayo 11). Colombia necesita una ley de seguridad nuclear y protección radiológica. *Semana.com Últimas Noticias de Colombia y el Mundo*. <https://www.semana.com/opinion/articulo/colombia-necesita-una-ley-de-seguridad-nuclear-y-proteccion-radiologica/202350/>

Sovacool, B. (2021). Energy transitions from the cradle to the grave: A meta-theoretical framework integrating responsible innovation, social practices, and energy justice.

Sovacool, B. K., Gilbert, A., & Nugent, D. (2014). An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. *Energy Research & Social Science*, 3, 152–160. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.07.016>

Sumper, A. (2019). *Micro and Local Power Markets* (1a ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781119434573>

Superservicios. (2022). Portal SUI - Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. <http://sui.superservicios.gov.co/>

Synhelion. (s/f). World's first industrial-scale solar fuel plant. Recuperado el 21 de julio de 2023, de <https://synhelion.com/technology/solar-fuel-plants>





Tiempo, C. E. E. (2022, octubre 7). Los dos factores que le faltan a Colombia para poder producir energía nuclear. El Tiempo. <https://www.eltiempo.com/vida/medio-ambiente/energia-nuclear-que-le-falta-a-colombia-para-poder-producirla-708043>

Torres-Pamplona, M., Jaramillo-Duque, A., & Ortiz-Castrillón, J. (2021). Vehículos Eléctricos Versus Convencionales en Colombia: Un Análisis Financiero Comparando Los Costos Totales de Propiedad. *Revista Innovación y Desarrollo Sostenible*, 1(2), 36–45. <https://doi.org/10.47185/27113760.v1n2.26>

UNEP. (2021, agosto 11). Beating the Heat: A Sustainable Cooling Handbook for Cities. UNEP - UN Environment Programme. <http://www.unep.org/resources/report/beating-heat-sustainable-cooling-handbook-cities>

Universidad EIA. (2018). Atlas solar—Universidad EIA. <https://www.eia.edu.co/atlas-solar/>

Universidad Nacional de Colombia & TECSOL. (2018). Estimación del Potencial de Conversión a Biogás de la Biomasa en Colombia y su Aprovechamiento (pp. 1–216). UPME.

UPME. (2012). Caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. <http://bdigital.upme.gov.co/bitstream/handle/001/1111/v.1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

UPME. (2016). Estudio de integración de energías renovables en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estudio_integracion_energias/Integracion_energias_renovables.pdf

UPME. (2022a). Datos de solicitudes de asignación de capacidad. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://shorturl.at/hipwy>

UPME. (2022b). Plan de Acción Indicativo PROURE - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

UPME. (2022c). Plan Nacional de Sustitución de Leña. Unidad de Planeación Mineroenergética.

UPME. (2021). Beco Sankey Sectorial. Tableau Software. https://public.tableau.com/views/BecoSankeySectorial/Dashboard1?:embed=y&:showVizHome=no&:host_url=https%3A%2F%2Fpublic.tableau.com%2F&:embed_code_version=3&:tabs=no&:toolbar=no&:animate_transition=yes&:display_static_image=no&:display_spinner=no&:display_overlay=yes&:display_count=yes&:loadOrderID=0

UPME, Corpoema, IREES, & TEP. (2019). Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética: Resumen





Ejecutivo BEU Sector Transporte. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1351?mode=full>

UPME, IDEAM, Colciencias, & Santander, U. I. de. (2009). Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia (pp. 1–180). UPME.

UPME, Javeriana, P. U., & COLCIENCIAS. (2015). Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia (pp. 1–160). Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME, & Marín, J. A. V. (2017). Plan indicativo de expansión de cobertura de gas combustible PIEC-GC. Unidad de Planeación Minero Energética. https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PIECGC_2017.pdf

UPRA. (2022). EVA 2021. https://nuevoportal.upra.gov.co:443/es-co/Paginas/eva_2021.aspx

U.S. Department of Energy. (2020). Combined heat and power technology fact sheet series. <https://www.energy.gov/eere/amo/articles/combined-heat-and-power-technology-fact-sheet-series-district-energy>

U.S. DOE. (2006). Benefits Of Demand Response In Electricity Markets And Recommendations For Achieving Them. U.S. Department of Energy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf

Villar, L., Castro, F., Forero, D., Ramírez, J. M., & Reina, M. (2014). Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. <http://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/1688>

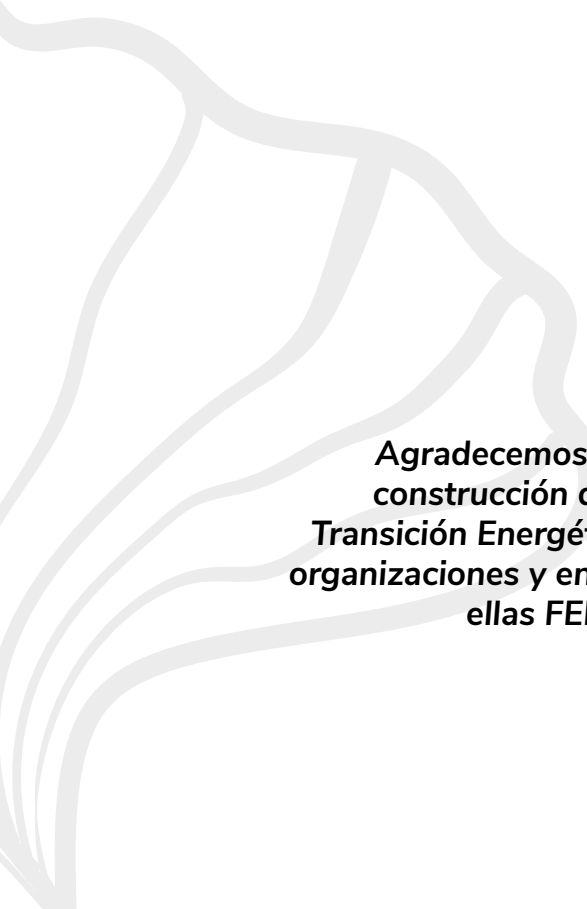
Wealer, B., Breyer, C., Hennicke, P., Hirsch, H., Hirschhausen, C. von, Klafka, P., Kromp-Kolb, H., Präger, F., Steigerwald, B., Traber, T., Baumann, F., Herold, A., Kemfert, C., Kromp, W., Liebert, W., & Müschen, K. (2022). La energía nuclear y el clima. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.7265012>

World Bank. (2023). Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info>

Yanguas Parra, P., Ganti, G., Brecha, R., Hare, B., Schaeffer, M., & Fuentes, U. (2019). Global and regional coal phase-out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5°C. <https://climateanalytics.org/publications/2019/coal-phase-out-insights-from-the-ipcc-special-report-on-15c-and-global-trends-since-2015/>

Zapata, S., Castaneda, M., Garces, E., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Assessing security of supply in a largely hydroelectricity-based system: The Colombian case. *Energy*, 156, 444–457. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.118>





Agradecemos a todas las personas que participaron en la construcción de los documentos de la Hoja de Ruta de las Transición Energética Justa. Así mismo agradecemos a todas las organizaciones y entidades que hicieron parte de este proceso, entre ellas FENOGGE, NRGI, Transforma, entre otros.

