



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología

**PROYECCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA
EN COLOMBIA AL AÑO 2050 BAJO LA
SIMULACIÓN DE UN SISTEMA ENERGÉTICO DE
REFERENCIA EN OSeMOSYS**

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Andrés Felipe Rojas Báez

Daniel Camilo Ruiz Morales

Dirección:

Jose Lenin Morillo Carrillo

Juan Jair Lizarazo Torres

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

Dedicado en primer lugar a Dios, quien nos regala vida, salud y sabiduría para poder sacar adelante nuestros proyectos.

En segundo lugar, a nuestros padres, quienes con el amor de familia nos motivaron y apoyaron para sacar adelante esta maestría.

AGRADECIMIENTOS

A todos los docentes de la maestría en energías renovables de la Universidad del Rosario, quienes inspiraron, motivaron y dieron a conocer una visión y misión de los innumerables desafíos que debe afrontar la transición energética en Colombia.

Especial agradecimiento a los docentes Ph. D. Jose Lenin Morillo y Ph. D. Maria Fernanda Gómez Galindo, quien con su conocimiento y experiencia apoyaron esta iniciativa para que de forma exitosa se pudiese cumplir con el desarrollo de los objetivos del presente trabajo de grado.

RESUMEN

El aumento de la demanda de energía y la inclusión de recursos renovables en la matriz energética de diferentes países es una tendencia que se presenta a nivel mundial por el cambio climático, por tanto, es importante para Colombia poder hacer una evaluación de posibles escenarios energéticos considerando la participación de las fuentes no convencionales de energía hacia el año 2050, esto bajo la simulación de un Sistema Energético de Referencia (RES) en la herramienta “OSeMOSYS”, la cual ha sido utilizada en el modelamiento y planeación de diferentes países y con la cual se busca determinar la proyección óptima de la matriz energética. Se plantean cuatro escenarios, un escenario BASE, RCT (Restricción de Capacidad Térmica), RCTH (Restricción Capacidad Térmica e Hidroeléctrica) y RCE (Restricción Cero Emisiones), que se crean en la herramienta estableciendo supuestos relacionados con las condiciones técnico-económicas, políticas del sector eléctrico y normas ambientales del país. Los principales resultados obtenidos demuestran que mientras no existan fuertes restricciones a las emisiones de CO₂, Colombia al año 2050 emitirá alrededor de 95 Mton CO₂ aumentando un 20% en comparación del promedio actual. En el escenario BASE a partir del año 2030 se despliega el transporte eléctrico, representando la necesidad de fortalecer la infraestructura de transmisión eléctrica en por lo menos 2 GW. Con el escenario RCT se demuestra que no será suficiente con dismantelar las plantas térmicas en Colombia para lograr la meta de huella de carbono neutral al 2050, y el escenario RCTH demuestra que una limitación en el aumento de capacidad Hídrica representaría un efecto contraproducente al limitar la producción de Hidrogeno verde a grande escala y el escenario RCE infiere la necesidad de incentivar la inversión privada para la consolidación de la energía eólica en Colombia, la movilidad eléctrica y la tecnificación de toda la cadena de valor del Hidrogeno.

ABSTRACT:

The increasing in energy demand and the inclusion of renewable sources in the energy matrix of countries is a global trend due to climate change, therefore, it's interesting for Colombia can establish an evaluation of possible energy scenarios with the participation of non-conventional sources of energy towards 2050 year, this under the simulation of a

reference energy system in the tool called “OSeMOSYS”, which has been used in the modeling and planning of different countries and with which it is sought determine the optimal projection of the energy matrix. Energy scenarios will be determined by establishing assumptions related with technical-economic conditions, electricity sector policies and environmental regulations of the country. The main results obtained demonstrate that as long as there are no strong restrictions on CO₂ emissions, Colombia will emit around 95 Mton CO₂ by 2050 increasing by 20% compared to the real average. In the BASE scenario, electric transportation is deployed from 2030 onwards, representing the need to strengthen the electrical transmission infrastructure by at least 2 GW. The RCT scenario demonstrates that it will not be enough to dismantle thermal plants in Colombia to achieve the goal of a neutral carbon footprint by 2050, and the RCTH scenario demonstrates that a limitation on the increase in water capacity would represent a counterproductive effect by limiting the large-scale green Hydrogen production and the RCE scenario infers the need to encourage private investment for the consolidation of wind energy in Colombia, electric mobility and the modernization of the entire Hydrogen value chain.

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 2 OBJETIVOS	3
2.1 Objetivo general.....	3
2.2 Objetivos específicos	3
Capítulo 3.....	4
PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	4
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	6
4.1. INTRODUCCIÓN A OSEMOSYS	6
4.2. ESTRUCTURA DE OSEMOSYS.....	6
4.2.1. Mecanismo y Lógica de Optimización de OSeMOSYS:.....	7
4.3. SISTEMA DE REFERENCIA (RES)	7
4.3.1 Energéticos primarios.....	8
4.3.2 Centros de transformación:	9
4.3.3 Consumo Final:	9
4.4 BALANCE ENERGÉTICO COLOMBIANO (BECO):	9
4.5 CASOS DE ESTUDIO DESARROLLADOS CON OSeMOSYS.....	10
4.5.1 Chile	10
4.5.2 Costa Rica	11
4.5.3 Etiopia	11
Capítulo 5.....	13
5.1 Fase 1: Sistema de referencia.....	13
5.2 Fase 2: Simulación	13
5.2 Fase 3: Escenarios.....	14
5.4 Fase 4: Evaluación	14
Capítulo 6 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE REFERENCIA EN OSEMOSYS ..	16
6.1 Descripción del sistema energético colombiano.....	16
6.2 Sistema Energético de Referencia (RES).....	17
6.3 Simulación Osemosys	20
Capítulo 7 RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	27
7.1 Escenario base modernización – Optimización libre.....	28
7.2. Escenario modernización – Restricción de capacidad térmica.	33
7.3 Escenario modernización - Restricción de capacidad térmica e hidroeléctrica.	37
7.4. Escenario modernización – Cero emisiones	41
7.5 Comparación Escenarios Demanda Modernización	45
7.6 Escenario base transición – Optimización libre	46
7.7 Escenario transición – Restricción de capacidad térmica.	51
7.8 Escenario transición - Restricción de capacidad térmica e hidroeléctrica.	55
7.9 Escenario transición – Cero emisiones	58
7.10 Comparación entre escenarios – Demanda transición	63
Capítulo 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
REFERENCIAS.....	68

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costos de inversión para las principales tecnologías del RES.....	21
Tabla 2. Costos de operación y mantenimiento para las principales tecnologías del RES	22
Tabla 3. Costos variables para los combustibles de las principales tecnologías del RES [30], [39]	23
Tabla 4. Eficiencia y vida útil de las centrales de transformación. Fuente: Tomado y adaptado de [39], [40].	24
Tabla 5. Demanda anual acumulada modernización. Fuente: Tomado y adaptado de PEN 202-2052 [1].....	25
Tabla 6. Demanda anual acumulada Transición energética. Tomado y adaptado de PEN 2022 – 2052 [1].	26
Tabla 7. Factor de emisiones de CO2. Fuente: Tomado y adaptado de [41]	26
Tabla 8. Parámetros de entrada escenario base modernización.	28
Tabla 9. Límite máximo de capacidades de las principales tecnologías definidas en PJ/Año.....	28
Tabla 10. Supuesto escenario de capacidad térmica	33
Tabla 11. Supuesto escenario restricción de capacidad térmica e hidroeléctrica	37
Tabla 12. Supuesto escenario de emisiones cero	41
Tabla 13. Resumen escenarios demanda de modernización	45
Tabla 14. Resultados Consumo por energético en PJ - Demanda modernización.....	45
Tabla 15. Parámetros de entrada escenario base modernización	46
Tabla 16. Supuesto escenario restricción de capacidad térmica	51
Tabla 18. Supuesto restricción de capacidad térmica e hídrica	55
Tabla 19. Supuesto escenario cero emisiones	58
Tabla 20. Resumen demanda transición energética	63
Tabla 21. Resultados Consumo final por energético en PJ - Demanda de transición.....	64

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de un sistema energético de referencia (RES). [16].....	8
Figura 2. Metodología para el desarrollo del proyecto, Elaboración propia	15
Figura 3. Balance energético de Colombia para el año 2021.	16
Figura 4. Sistema energético de referencia RES.....	17
Figura 5. Oferta interna primaria y consumo final - 2021	18
Figura 6. Consumo final de energía por sector Colombia 2018-2021	20
Figura 7. Proyección al año 2050 de los costes de capital para las principales tecnologías del RES de Colombia. Fuente: Elaboración propia	21
Figura 8. Proyección al año 2050 de los costes de O&M para las principales tecnologías del RES de Colombia.....	22
Figura 9. Proyección al año 2050 de los costes variables para los combustibles	23
Figura 10. Demanda de modernización. Fuente: Elaboración propia.....	25
Figura 11. Demanda Transición energética. Fuente: Elaboración propia.....	26
Figura 12. Matriz energética - Base modernización. Fuente: Elaboración propia.....	29
Figura 13. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO ₂ – Base Modernización	30
Figura 14. Consumo energético por sectores de la demanda modernización.	33
Figura 15. Matriz energética - Restricción de capacidad térmica. Fuente: Elaboración propia	34
Figura 16. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO ₂	35
Figura 18. Matriz Energética - Restricción capacidad térmica e hidroeléctrica	37
Figura 19. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO ₂	39
Figura 20. Consumo final por sectores.	41
Figura 21. Matriz energética - Cero emisiones CO ₂	42
Figura 22. Emisiones de CO ₂	43
Figura 23. Consumo por sectores de demanda.	44
Figura 24. Matriz energética - Base Transición.....	47
Figura 25. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO ₂ . Fuente: Elaboración propia	48
Figura 26. Consumo final por demanda.....	50
Figura 27. Matriz energética - Restricción capacidad térmica	52
Figura 28. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO ₂	53
Figura 29. Consumo final por sectores.	54
Figura 30. Matriz energética - Restricción de capacidad térmica e hídrica constante.....	55
Figura 31. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO ₂	56
Figura 32. Consumo final por demanda.....	58
Figura 33. Matriz energética - Cero emisiones de CO ₂	59
Figura 34. Producción de emisiones de CO ₂	60
Figura 35. Consumo por demanda	62

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

El Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052, emitido por la Unidad de Planeación Minero-energética de Colombia, establece una hoja de ruta para reflejar tanto las necesidades y aspiraciones de los diferentes sectores de la demanda, como las proyecciones del comportamiento de la oferta de los principales protagonistas de la matriz energética del país, la cual en la actualidad está compuesta principalmente por una oferta de recursos energéticos como el petróleo, el carbón, el gas natural, la leña, la biomasa, el agua, el sol y el viento, estos cuatro últimos (fuentes no convencionales de energía) son transformados para la generación de energía eléctrica limpia [1].

Conforme a ello y en pro de que Colombia siga contribuyendo a la mitigación de los efectos del cambio climático mundial por las emisiones de los gases de efecto invernadero, el estado ha venido fortaleciendo sus políticas energéticas para la búsqueda de una transición energética justa, por lo que ha venido explorando e incentivando nuevos combustibles como el hidrogeno[2], el cual aún no es protagonista, pero que con el compromiso de reducir las emisiones, debería convertirse en uno de los principales actores para obtener una economía con carbono neutral, que puede ir de la mano con el despliegue de las energías renovables, en especial, las tecnologías solar y eólica, que proyectan reducción de sus costes de inversión en el largo plazo [3].

A futuro, con la integración de estos nuevos energéticos a la matriz y la consolidación proyectada de las fuentes no convenciones de energía, los escenarios energéticos del país serán cambiantes y estarán sujetos a externalidades como la economía y políticas mundiales, el precio del dólar, el precio del petróleo, las inversiones a nivel país, la vida útil de los proyectos, los costes de CAPEX y OPEX para cada tecnología, así como sus factores de planta y de emisiones [4]. Estos elementos son los que principalmente influyen en los análisis para determinar las planeaciones energéticas a mediano y largo plazo, sin embargo, con escenarios tan cambiantes surge la necesidad de que todos los

actores y sectores puedan aportar con investigación y desarrollo para que las diferentes estrategias y políticas energéticas de Colombia puedan atender de manera precisa y justa las necesidades energéticas del país, tanto en el corto como en el largo plazo [5].

Es por ello que en este trabajo se busca simular algunos escenarios energéticos en OseMosys, una herramienta de código abierto que permite modelar sistemas energéticos de referencia y simular proyecciones del comportamiento óptimo de sus diferentes tecnologías en el largo plazo, esto con el fin de que a través del sistema energético construido para Colombia en esta herramienta [6], se configure hasta el año 2050 una serie de restricciones y supuestos para cada uno de los escenarios diseñados.

Se plantean cuatro (4) escenarios, un escenario BASE, un escenario RCT (Restricción de Capacidad Térmica), un escenario RCTH (Restricción Capacidad Térmica e Hidroeléctrica) y un escenario RCE (Restricción Cero Emisiones). Cada escenario se construirá considerando 2 proyecciones de demanda, la Demanda de modernización y la Demanda de Transición energética definidas en el PEN 2022-2052. Los parámetros técnico-económicos de cada escenario se proyectarán hasta el año 2050 de acuerdo con los datos investigados de las entidades energéticas nacionales como el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y otros organismos internacionales como la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) y la Agencia Internacional de la Energía (IEA). Con la consolidación de datos se realiza un ajuste y calibración del Sistema Energético de Referencia (RES) y se procede a construir cada escenario según las consideraciones y supuestos a analizar. Los resultados obtenidos se discuten y se estudian con objetivo para que desde lo académico se deje un precedente para continuar con la investigación de este tema, y se expongan una serie de sugerencias y recomendaciones que aporten en la construcción de las estrategias energéticas de Colombia, en el corto, mediano y largo plazo.

Capítulo 2

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Identificar la matriz energética de Colombia al año 2050 a partir de la simulación de un sistema energético de referencia en OSeMOSYS.

2.2 Objetivos específicos

Describir el sistema energético colombiano y su situación actual frente a la penetración de fuentes no convencionales de generación.

Analizar escenarios energéticos con diferentes niveles de participación de fuentes no convencionales de generación.

Establecer recomendaciones políticas y económicas con base a los resultados obtenidos en cada escenario.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

En los últimos años, el mundo ha sido testigo de un aumento en la implementación de fuentes de energía renovables para la generación de energía eléctrica en pro de reducir las emisiones de CO₂, mitigar el cambio climático y reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles [7]. A razón de ello, algunos países latinoamericanos han venido fortaleciendo los incentivos y las políticas energéticas en sus estrategias nacionales y hojas de ruta para permitir la integración de las fuentes renovables, el hidrogeno verde y explorando nuevas alternativas para asumir los grandes desafíos técnicos, sociales, ambientales y económicos, que demanda una transición energética [8]. De acuerdo con la versión preliminar del reporte “World Energy Transitions 2023” de la Agencia Internacional de Energías Renovables IRENA, se debe buscar una transición energética acelerada para garantizar que el aumento de temperatura media en el planeta no supere la barrera de 1.5°C, sin embargo, los acontecimientos de la pandemia de Covid-19 y los efectos generados de la Guerra en Ucrania hacen que los retos energéticos aumenten. Esta transición energética no solamente debe darse en los países desarrollados sino debe ser un compromiso a nivel mundial, que genere una celeridad de forma inclusiva con formulación de políticas que busquen un equilibrio entre las medidas reactivas y las estrategias proactivas de transición energética [9] .

Colombia no ha sido ajeno a esta tendencia y en la última década ha establecido políticas que le han permitido incrementar la participación de las energías renovables no convencionales en su matriz energética [10]. En materia normativa, la Ley 1715 de 2014 estableció el marco de incentivos para promover el desarrollo y la utilización de las FNCER, así como la gestión eficiente de la energía [11]. Entre otras iniciativas, en 2021 la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) publicó el Plan de Acción Indicativo - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía - PAI Proure 2021-2030, el cual presentó algunas metas indicativas de eficiencia energética para Colombia, buscando que en el corto plazo se reduzca el indicador de la intensidad energética, la cual registro en el año 2019 un consumo total de 2,23 TJ/Miles de millones, con objetivo de que hacia el 2030

se reduzca a 1,60 TJ/Miles [12]. Una intensidad energética baja representa un consumo de energía eficiente con un Producto Interno Bruto (PIB) alto, es decir, una economía de transición energéticamente justa.

También es importante destacar la Ley 2099 de 2021 que establece lineamientos de política pública para la transición energética del país. Esta ley cambia algunos aspectos de la Ley 1715 de 2014, modificando y ampliando su objetivo. Puntualmente, la ley define el hidrógeno verde y la geotermia como FNCER, al hidrógeno azul como una fuente no convencional de energía, y abre la ventana para la identificación y potencialización de proyectos para reducir las emisiones de GEI [11]. Así mismo, en 2021 el Ministerio de Minas y Energía publicó la hoja de ruta de la Misión de Transformación Energética (MTE) que contiene propuestas de políticas pública, regulatoria, y reforma institucional, para fortalecer y modernizar el sector energético. En este mismo año, se publicó la hoja de ruta del Hidrogeno [13], la cual busca impulsar el desarrollo, la generación y uso de este energético como parte de la transición energética del país.

Teniendo en cuenta los antecedentes mencionados del marco regulatorio de Colombia en cuanto a sus principales políticas energéticas, planes de acción y hojas de ruta para la transición energética, es clara la necesidad que tiene el país de contar con una planeación energética dinámica y asertiva, por lo cual toman relevancia los diferentes análisis cualitativos y cuantitativos para describir el comportamiento de las FNCER en una matriz energética de largo plazo y bajo la simulación de diferentes escenarios que permitan analizar cómo podrían impactar supuestos políticos, económicos y técnicos de cada tecnología.

La aparición de nuevos combustibles como el Hidrogeno y en general el dinamismo y flexibilidad que demanda la integración de las FNCER en una matriz energética, implica que los análisis técnico-económicos se vuelvan determinantes en la creación de estrategias y políticas energéticas de cualquier país, razón principal por la que los sistemas de modelado de código abierto toman aplicación en la planeación energética [14]. En el desarrollo del presente trabajo de grado el uso de la herramienta OSeMOSYS, software de código libre y abierto [15], soportará el análisis de los resultados obtenidos para las necesidades energéticas de Colombia que se proyectan en el periodo 2020-2050.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1. INTRODUCCIÓN A OSEMOSYS

En relación con la herramienta OseMosys es necesario considerar las principales definiciones y describir los casos de estudio que se han desarrollado en otros países con el fin de conocer las ventajas de esta herramienta y sus beneficios para el desarrollo de la proyección de la matriz energética de Colombia al año 2050 bajo la simulación de un sistema energético de referencia.

OSeMOSYS es un sistema de modelado de energía de código abierto que está diseñado específicamente como una herramienta que permite desarrollar un ESOM (Energy System Optimization Model) o modelo de optimización de un sistema energético para guiar la toma de decisiones en la planificación energética de una nación o comunidad [16]. OSeMOSYS es de uso libre y gratuito, y fue desarrollado en colaboración con una variedad de instituciones, incluida la Agencia Internacional de Energía Atómica (OIEA), la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUUDI), el Instituto Real de Tecnología KTH, la Universidad de Stanford, el University College London (UCL), la Universidad de Cape Town (UCT), el Instituto Paul Scherrer (PSI), el Instituto Ambiental de Estocolmo (SEI) y la Universidad Estatal de Carolina del Norte [15].

El marco OSeMOSYS es el más avanzado en ciencia abierta debido a sus diversos canales para comunicarse con usuarios y desarrolladores de la comunidad energética. También es una de las herramientas de código abierto presentadas por el programa OPTIMUS, una comunidad liderada por las Naciones Unidas centrada en la promoción de código abierto de herramientas de modelado para el desarrollo de capacidades en desarrollo sostenible [17].

4.2. ESTRUCTURA DE OSEMOSYS

OSeMOSYS calcula la combinación de suministro de energía (en términos de capacidad de generación y entrega de energía) que satisface las demandas de servicios de

energía cada año y en cada paso de tiempo del caso en estudio, minimizando (en su forma más común) los costos totales descontados [18]. Puede cubrir todos los sectores energéticos o individualmente, incluidos el calor, la electricidad y el transporte, y tiene un dominio y una escala espacial y temporal definidos por el usuario [19].

Las aplicaciones OSeMOSYS se pueden crear y ejecutar sin interfaz. Aun así, se han desarrollado varias interfaces de usuario y se emplean en gran medida en actividades de enseñanza y desarrollo de capacidades [18]. La infraestructura de gestión de modelos (MoManI) es una interfaz gratuita de código abierto para crear modelos y visualizar resultados, disponible tanto en versión en línea como de escritorio [15].

4.2.1. Mecanismo y Lógica de Optimización de OSeMOSYS:

La función objetivo del modelo central en OSeMOSYS se da por una función de optimización, presentada en la ecuación (1), la cual permite determinar el costo mínimo total de la sumatoria del coste de diferentes tecnologías de una matriz energética para un periodo de tiempo, a partir de un Sistema Energético de Referencia (RES), [17].

$$\text{Min Total Cost} = \sum_{t=1}^{\text{tech}} (\text{Investment Cost}_t + \text{O\&M}_t) + \sum_{f=1}^{\text{fuel}} (\text{fuel Cost}_f + \text{cost of imported electricity} - \text{revenues of exported electricity} + \text{Emmissions costs} + \text{Other costs}) \quad (1)$$

Sujeto a:

- A). Balance de oferta y demanda de energía final
- B). Los recursos energéticos renovables disponibles
- C). Limitaciones del sistema energético
- D). Limitaciones ambientales, por ejemplo, emisiones de CO₂.

4.3. SISTEMA DE REFERENCIA (RES)

Un sistema Energético de Referencia (RES) es una representación gráfica simplificada y agregada de todo el sistema de energía bajo un análisis que muestra todas

las cadenas de suministro de energía existentes y potenciales, desde la energía primaria hasta la demanda final [20].

Un sistema Energético de Referencia (RES) es una representación gráfica simplificada y agregada de todo el sistema de energía bajo un análisis que muestra todas las cadenas de suministro de energía existentes y potenciales, desde la energía primaria hasta la demanda final [17].

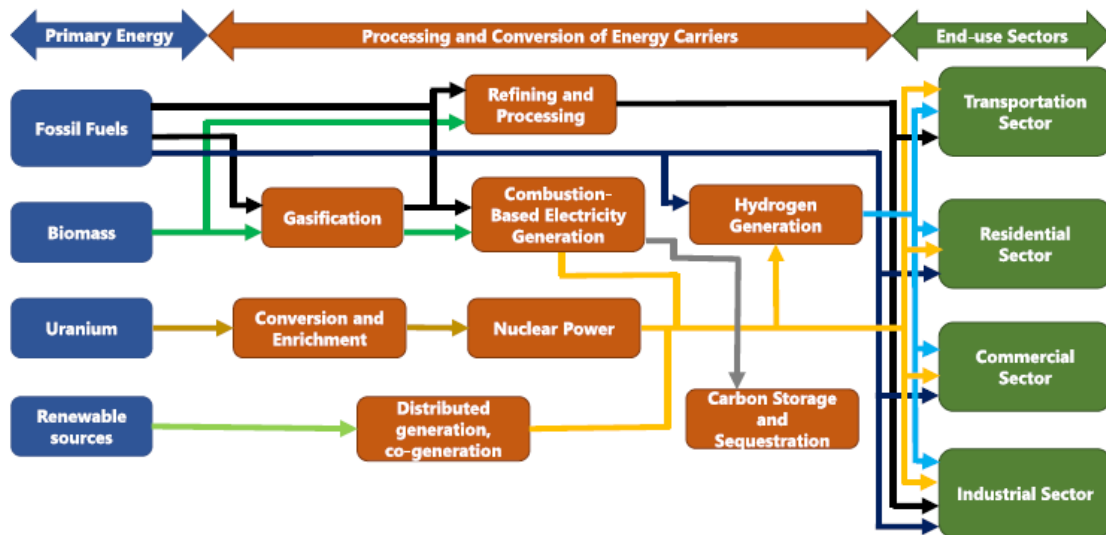


Figura 1. Ejemplo de un sistema energético de referencia (RES). [17]

El nivel de simplificación depende de los temas a analizar y la disponibilidad de datos; RES debe ser una representación mínima de la realidad necesaria para responder a las preguntas del contexto que se desea abordar [20].

En la cadena de un sistema energético de referencia se pueden identificar principalmente:

4.3.1 Energéticos primarios

Son aquellos que están disponibles en la naturaleza antes de ser convertidos o transformados. Los productos energéticos primarios toman muchas formas, incluidas las fuentes fósiles (petróleo, carbón, gas, etc.) y las fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, hidroeléctrica, entre otros) [21].

4.3.2 Centros de transformación:

Un proceso de transformación de un producto energético consiste básicamente el cambiar sus características por medios físicos y/o químicos para convertirlo en otro energético que satisfaga de mejor forma las necesidades de los usuarios finales. Ejemplo de esto son los procesos de refinación del petróleo para convertirlo en combustibles líquidos como gasolinas y diésel, o el proceso de generación eléctrica en una planta térmica de carbón [21].

4.3.3 Consumo Final:

Recoge la sumatoria de las entregas de productos energéticos a consumidores para el desarrollo de sus actividades económicas, bien sea para usos energéticos o no energéticos. Los energéticos utilizados para transformaciones o para consumo propio del sector energético, se excluyen del consumo final [21].

Una vez que se define el RES, se desarrolla una formulación para traducir el modelo conceptual en el modelo matemático de OSEMOSYS. Para construir el RES en OSeMOSYS es importante considerar, las restricciones descritas en la fórmula 1.

4.4 BALANCE ENERGÉTICO COLOMBIANO (BECO):

Es una matriz de producción y uso de energía que permiten entender las relaciones entre la oferta interna y consumo final presentando los diversos eventos energéticos ocurridos en el país durante el periodo de un año calendario. A partir del BECO se construyen una serie de importantes indicadores, mediante los cuales se evalúa el desarrollo de la política energética y económica del país. Así mismo, el balance es base de información para la misma UPME u organismos nacionales e internacionales, en sus propósitos más concretos, como el cálculo de Gases de Efecto Invernadero, cumplimiento de metas de eficiencia energética o proyecciones de demanda, por nombrar solo algunas. La construcción, consolidación, publicación y divulgación del balance energético está a cargo de la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME [21].

4.5 CASOS DE ESTUDIO DESARROLLADOS CON OSeMOSYS

4.5.1 Chile

Uno de los principales casos de estudio en Latinoamérica, fue el que se desarrolló en Chile “*Assessing flexibility for integrating renewable energies into carbon neutral multi-regional systems: The case of the Chilean power system*”, en este caso de estudio se revisó la transformación del sistema eléctrico chileno entre los años 2018-2050, utilizando la herramienta de optimización de energía OSeMOSYS. Los principales resultados muestran que para 2050, y considerando un escenario base definido para el 2016, en la mayoría de los escenarios estudiados la generación eléctrica renovable sería al menos un 90 % y las emisiones de CO₂ serían un 75 % menores. Los resultados obtenidos permiten planificar la capacidad y operación de las plantas Concentrated Solar Power (CSP) y Battery Energy Storage System (BESS), las cuales se adaptan a los futuros requerimientos de flexibilidad del sistema eléctrico chileno. Políticas de incentivos como los estímulos al crecimiento BESS, favorecerían principalmente el crecimiento fotovoltaico del sistema a expensas de la capacidad CSP-TES, mientras que los incentivos al crecimiento CSP-TES mantendrían los niveles de generación fotovoltaica, pero disminución generación eólica y gas natural [22].

Es interesante observar como también a través de OSeMOSYS se puede evaluar la integración y el desarrollo del sistema eléctrico nacional con producción y cadena de suministro de hidrógeno electrolítico, el cual gracias a la estrategia nacional de hidrogeno verde, tendrá un despliegue significativo hacia el año 2030 [23]. Como estudio de caso, se modeló en OSeMOSYS [24] la integración del sistema eléctrico chileno con una cadena de suministro de hidrógeno para exportar hidrógeno entre 2018 y 2050, donde los resultados indican que una cadena de suministro de hidrógeno conectada a la red sería más rentable que una conectada fuera de la red. Sin embargo, las nuevas cargas eléctricas originadas a partir de dicha cadena de suministro de hidrógeno requerirían capacidad de generación adicional, principalmente fotovoltaica, con una mayor flexibilidad del sistema nacional para la integración de los electrolizadores a la red [24].

4.5.2 Costa Rica

Para la planificación energética de Costa Rica, bajo un sistema de referencia BAU(Business as Usual) y haciendo uso de la herramienta OSeMOSYS, se llevó a cabo el análisis de dos escenarios, el primero para analizar la evolución de las emisiones provocadas por la creciente demanda de combustibles fósiles ignorando los efectos de futuras políticas ambientales; y el segundo, para el análisis de una descarbonización profunda bajo un escenario que promueve el transporte público y la electromovilidad en concordancia con cero emisiones para el año 2050. Como objetivo se buscaba la descripción del proceso para apoyar la creación de la hoja de ruta para la descarbonización del sector transporte y energía del Plan Nacional de Descarbonización de Costa Rica [25].

4.5.3 Etiopia

No solamente en Latinoamérica se han realizado estudios energéticos hacia el 2050 con la herramienta Osemosys sino también en África, como es el caso de estudio de Etiopía, donde se presenta el primer modelo del sistema eléctrico etíope considerando las características únicas (dominio de la energía tradicional, economía informal, división urbano-rural, baja electrificación, escasez de suministro, etc.) y el contexto de los países en desarrollo que se muestran mediante la vinculación de los marcos de modelado OSeMOSYS (Sistema de modelado de energía de código abierto) y LEAP (Sistema de planificación de alternativas energéticas de largo alcance). Una mejor representación del sistema y el diseño de escenarios plausibles que exploren las vías potenciales de la futura evolución de la oferta y la demanda de energía hasta 2050 se realiza mediante la realización de análisis de sensibilidad. Las principales contribuciones metodológicas son la representación sectorial y tecnológica del suministro y los usos finales a nivel desagregado, la evaluación de los medios centralizados basados en la red y los métodos descentralizados fuera de la red para mejorar el acceso a la electricidad. Se emplean cinco escenarios de políticas para explorar diferentes futuros posibles y equilibrar las necesidades y los recursos de electricidad a largo plazo [16].

4.5.4 Bolivia

Para comprender los efectos del proceso de transición energética en Bolivia y el análisis de las políticas de carbono neutral [26], se desarrolló un modelo de optimización a

largo plazo (OSeMOSYS) [27], desarrollado para el período 2020-2050, en el cual se analiza la evolución del consumo energético, las emisiones e inversiones necesarias en condiciones alternativas. Además, se implementó un modelo de optimización de despacho (Dispa-SET). El caso de estudio explora tres escenarios: Business as Usual (BAU), Políticas Mixtas (MP), incorporando políticas y Neutralidad de Carbono (CN), suponiendo una reducción del 95 % de las emisiones de carbono. Los resultados sugieren que la adopción de medidas de transición energética podría reducir el coste general del sistema a largo plazo. Sin embargo, requeriría grandes inversiones, especialmente a nivel de generación de energía. En comparación con las condiciones BAU, el escenario MP prevé una reducción del 80 % de las emisiones para 2050, pero requiere inversiones descontadas 3,5 veces más alto. El escenario CN requeriría inversiones aún mayores, con un costo promedio anual no descontado de 2.700 millones de dólares entre 2020 y 2050, similar al 7 % del PIB nacional actual de Bolivia, lo cual deja ver el importante desafío de la transición del sector energético de Bolivia [27].

Capítulo 5

METODOLOGÍA

A continuación, se define la metodología que se utilizó para desarrollar el trabajo estableciendo cuatro fases generales (ver Figura 2). En esta sección se describen las herramientas a utilizar, los datos requeridos y la propuesta para la recolección y validación de estos. La metodología propuesta se elaboró con base a lo descrito en el desarrollo metodológico para la construcción de escenarios urbano-energéticos de largo plazo [28].

5.1 Fase 1: Sistema de referencia

- 5.1.1 Analizar el Balance Energético de Colombia BECO para la creación del sistema de referencia energético RES, definiendo los energéticos primarios, secundarios, centrales de transformación y principales sectores de la demanda, a partir de la aplicación de criterios que permitan la simplificación del RES.
- 5.1.2 Establecer una base de datos con información desagregada que incluya parámetros técnicos (Demanda anual, factor de disponibilidad, vida útil, entre otros), económicos (Costos de inversión, O&M y costos variables) y ambientales (emisiones de CO₂) de los elementos definidos en el sistema de referencia energético RES.
- 5.1.3 Elaborar las proyecciones de demanda en los sectores energéticos establecidos a través de la información disponible de la UPME donde se evidencie el desarrollo del crecimiento poblacional, de viviendas, transporte y económico. Estas proyecciones serán comunes para los diferentes escenarios energéticos.

5.2 Fase 2: Simulación

- 5.2.1 Construir el “escenario base” en OseMosys, respecto del cual se evaluará el comportamiento de las principales variables de la matriz energética en Colombia, focalizando en los diferentes sectores energéticos, verificar su correcta correlación con los datos suministrados y realizar el respectivo ajuste y calibración de la simulación obtenida.

5.3 Fase 3: Escenarios

Establecer dos grupos de escenarios energético a largo plazo con base a las demandas de Modernización, Transición energética definidas en el Plan Energético Nacional PEN 2022-2052.

- 5.3.1 Con base a los parámetros técnico-económicos definidos donde se examine los cambios probables en la oferta energética manteniendo las proyecciones de demanda establecidas.
- 5.3.2 Limitando la capacidad de generación térmica con el fin de revisar la implementación de fuentes no convencionales de energía renovable FNCER.
- 5.3.3 Limitando la capacidad de generación hídrica y eliminado la capacidad térmica teniendo en cuenta una combinación de políticas ambientales e incentivos económicos dados por la transición energética que actualmente busca el país.
- 5.3.4 Proyectando el cumplimiento de cero emisiones de CO₂ al 2050 con el fin de revisar la implementación de fuentes no convencionales de energía renovable FNCER.
- 5.3.5 Construir los escenarios definidos anteriormente en OseMsys, respecto del cual se evaluará el comportamiento de las principales variables de la matriz energética en Colombia, focalizando en los diferentes sectores energéticos.

5.4 Fase 4: Evaluación

- 5.4.1 Realizar una comparación de los escenarios construidos, a partir de aspectos como la penetración de las fuentes renovables no convencionales de energía y emisiones de CO₂.
- 5.4.2 Formular recomendaciones y conclusiones desde un punto de vista académico orientado a la integración de las fuentes no convencionales de energía en la matriz energética.

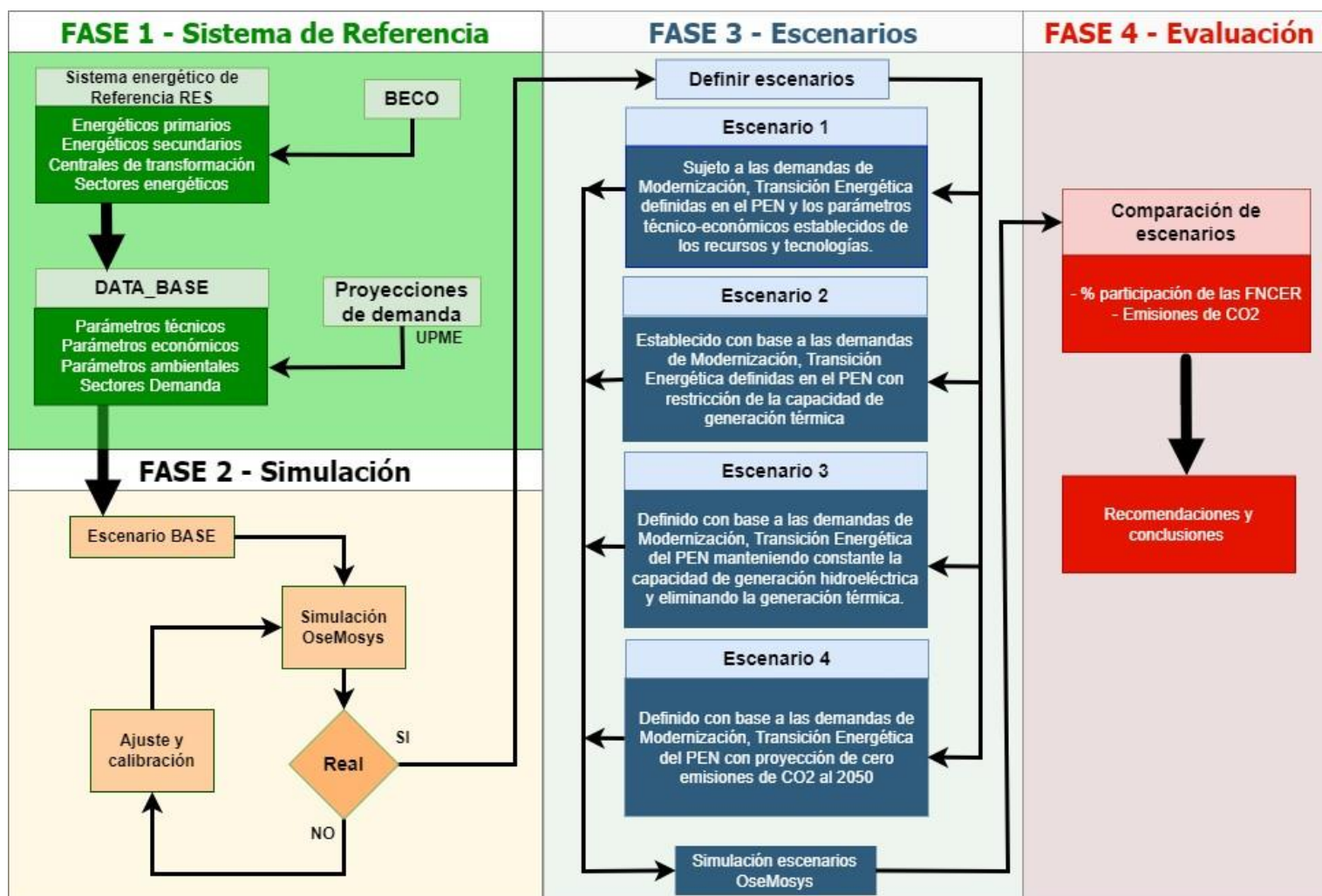


Figura 2. Metodología para el desarrollo del proyecto, Elaboración propia

Capítulo 6

CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE REFERENCIA EN OSEMOSYS

6.1 Descripción del sistema energético colombiano.

Colombia es un país con una población de más de 48 millones de habitantes. El 84,2% de la población vive en áreas urbanas y el 15,2% en áreas rurales. Se estima que tiene más de 14 millones de hogares, de los cuales el 96,3% tiene acceso a la energía eléctrica y el 66,8% posee conexión de gas natural a red pública. Se espera que la población total alcance los 57 millones de habitantes hacia el año 2050, lo cual infiere que se tendrá un aumento poblacional cercano al 19% en comparación con la población del último censo realizado en el año 2018 [29].

En lo que refiere a la composición de la oferta energética nacional, se refleja que hacia el año 2019, aproximadamente el 77% de la oferta de energía primaria en el país estaba compuesta por petróleo, gas natural y carbón [1]. En cuanto a la generación de energía eléctrica, a junio de 2023 la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó los 19.928,9 MW, de los cuales el 66% proviene de fuentes hidráulicas, el 31% de fuentes térmicas, el 2% de fuentes solares y el 1% restante de fuentes eólicas, biomasa y generación distribuida [30].

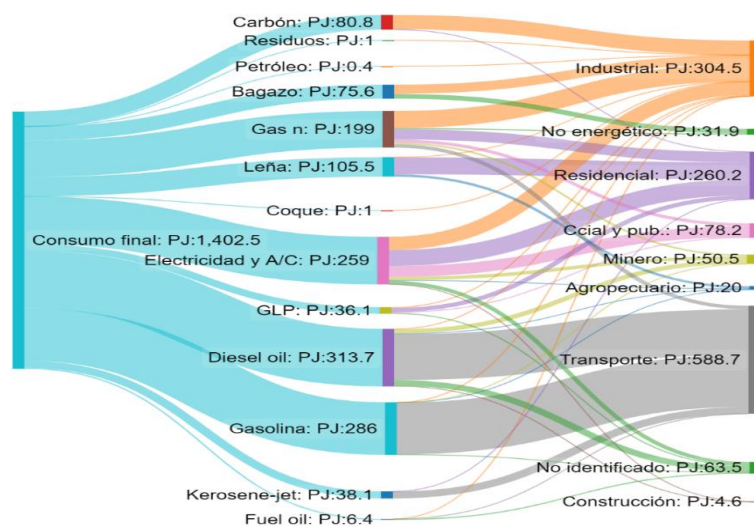


Figura 3. Balance energético de Colombia para el año 2021. [31].

De acuerdo con el BECO [31], para el año 2021, los flujos de energía contabilizaron un consumo interno de 1.402 PJ, 16% mayor que en 2020. La participación de combustibles como el diésel (313,7 PJ), la gasolina (286 PJ) y la electricidad (259 PJ) representaron el 61,4% del consumo interno final, siendo así los principales protagonistas para atender la demanda en el sector transporte, industrial y residencial, que concentraron el 82,3% del uso de los energéticos [31]. A manera de resumen, en el diagrama de Sankey de la figura 3 se pueden observar los flujos energéticos para el balance de oferta y demanda de energéticos en Colombia para el año 2021.

6.2 Sistema Energético de Referencia (RES).

Se revisa el Balance Energético Colombiano BECO del año 2021 emitido por la UPME para establecer el Sistema de referencia energético (RES) propuesto para el modelo

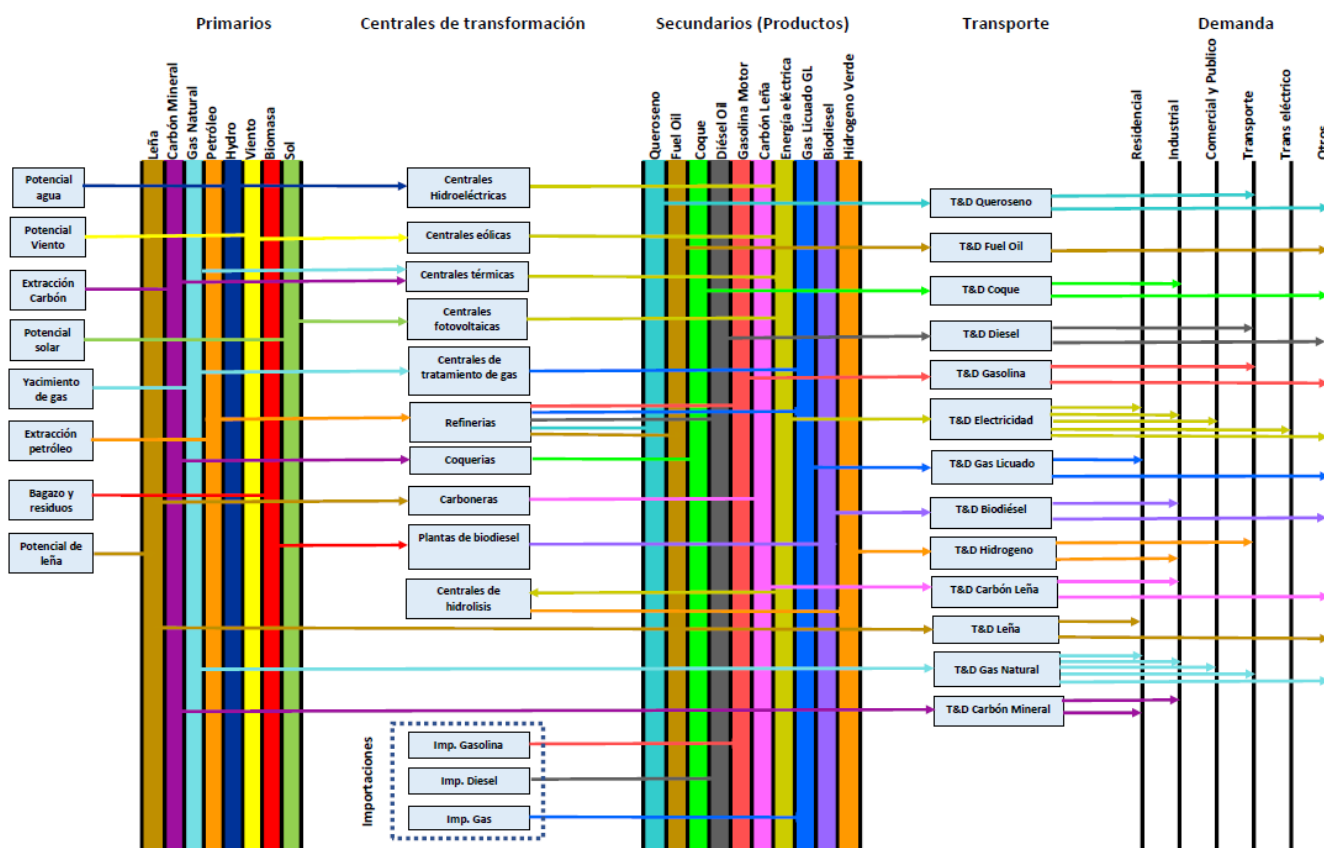


Figura 4. Sistema energético de referencia RES. Fuente: Elaboración propia

creado en OseMosys. En la figura 4 se muestra el RES con sus correspondientes energéticos primarios, secundarios, centrales de transformación y sectores de la demanda.

6.2.1 Energéticos Primarios: Los energéticos primarios que se definen en el RES son los que presentan una mayor oferta interna, como se muestra en la figura 5 de acuerdo con los datos de la UPME del año 2021. Se encuentra la leña (5,2%), el carbón mineral (10%), gas natural (22,6%), petróleo (43,1%), agua (12,9%), biomasa (Incluye bagazo con 4,5%), viento y solar (1,7%). El grupo denominado residuos, no se toma en el caso de estudio dado su bajo % de utilización.

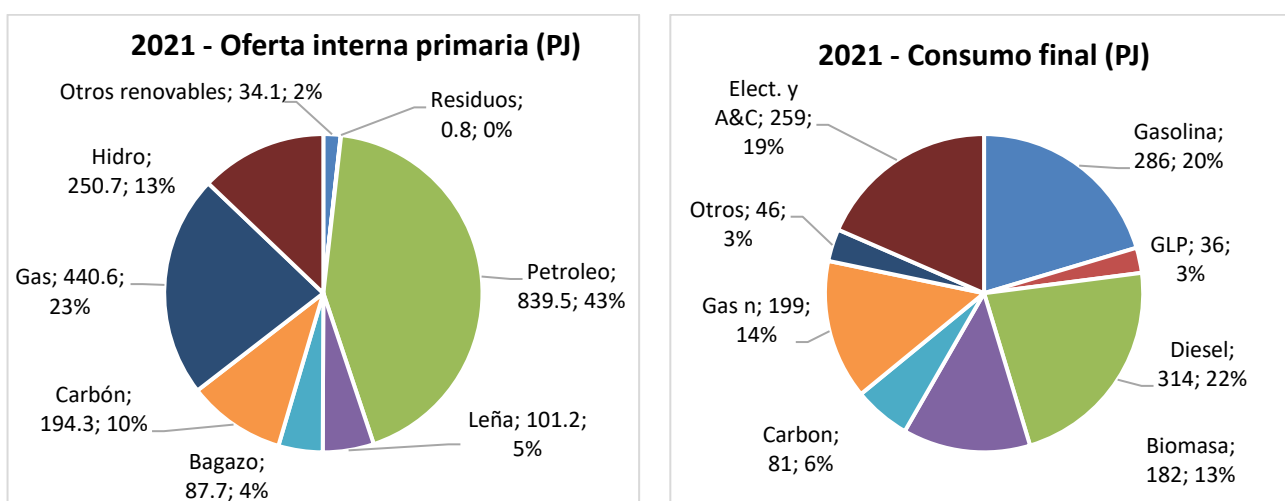


Figura 5. Oferta interna primaria y consumo final - 2021 Fuente: Tomado y adaptado de UPME [31]

6.2.2 Energéticos secundarios (Productos): Los energéticos secundarios que se definen en el RES son los que presentan un mayor consumo final, de acuerdo con los datos de la UPME del año 2021 como se presenta en la figura 5, se tiene: coque (5,8%), diésel oíl (22,4%), gasolina (20,4%), auto cogeneración y energía eléctrica (18,5%), gas licuado (2,6%) y biodiesel (13%). Además, se realiza la inclusión del hidrogeno verde dado la importancia de este energético en el proceso de descarbonización y la hoja de ruta definida por el gobierno nacional [13]. Asimismo, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) situó a Colombia como el cuarto país del mundo con el precio más competitivo de hidrógeno verde a 2050, con 1,1 dólares por kilogramo [7], [32].

6.2.3 Centrales de transformación: Dado la elección de los energéticos primarios se definieron las siguientes centrales de transformación que permiten el proceso de llevar un energético primario a secundario. Centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales térmicas, centrales solares fotovoltaicas, centros de tratamiento de gas, refinerías, coquerías, carboneras, plantas biodiesel y centrales de hidrólisis.

6.2.4 Sectores de la Demanda: Con base a la mostrado en la figura 6 y con el fin de establecer la simplicidad del RES se establecen seis sectores de demanda. Los sectores definidos en el RES planteado se describen a continuación:

- **Sector Transporte:** En esta sección se recogen todos los consumos de productos energéticos a excepción de la electricidad para usos exclusivo de transporte, sin importar el sector económico de donde provenga.
- **Sector transporte eléctrico:** En este sector se recoge el consumo de la electricidad para usos exclusivo de transporte, sin importar el sector económico de donde provenga.
- **Sector Residencial:** Recoge los datos de consumo energético de los hogares colombianos, para usos dentro de las viviendas. No se incluyen datos de energéticos usados en transporte particular u similares.
- **Sector Industrial:** El reporte dentro de esta sección incluye los usos energéticos de la industria manufacturera, principalmente para la generación de calor y el accionamiento de maquinaria a partir de fuerza motriz; otros usos de menor importancia como iluminación u equipos de cómputo también son incluidos [21].
- **Sector comercial y público:** Incluye los sectores de servicios de salud, públicos, defensa, educación, bancario, hotelero, entre otros, comercio y de todo tipo de entidades públicas. No incluye consumos en transporte ni en procesos de transformación de energía.
- **Sector Otros:** En esta sección se incluye el consumo energético del sector agropecuario, minero, construcciones y no identificado que permitan asegurar el balance del sistema.

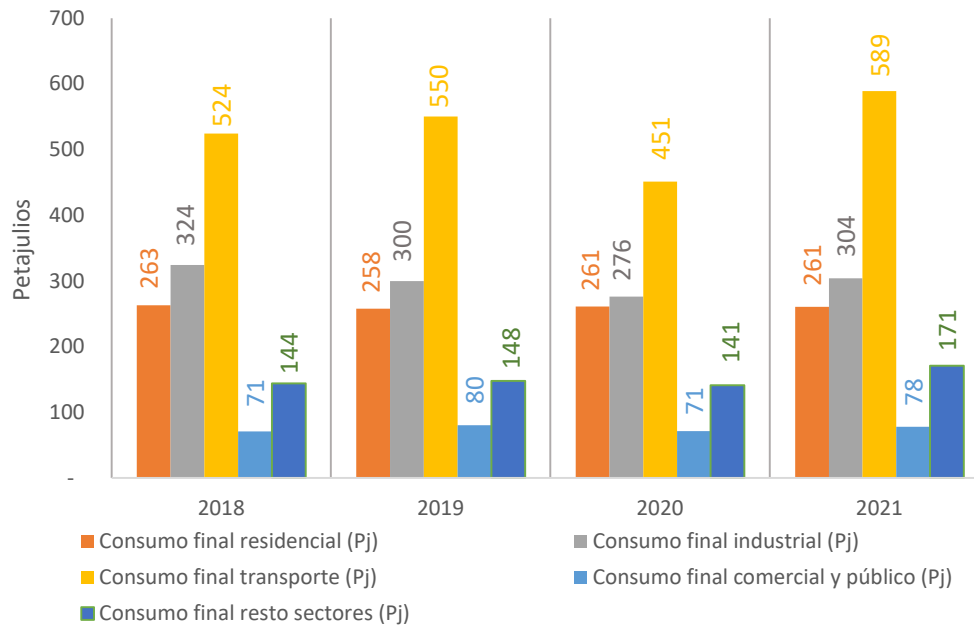


Figura 6. Consumo final de energía por sector Colombia 2018-2021. Fuente: Tomado de [31]

6.2.5 Importaciones: Se definen importaciones para los siguientes energéticos secundarios gasolina, diésel y gas dado la importancia de estos datos en el sistema energético colombiano.

6.3 Simulación Osemosys

Teniendo en cuenta el sistema de referencia energético RES definido, en el Anexo 1 se encuentran los datos utilizados para realizar la simulación en la herramienta Osemosys. A continuación, se establece el alcance de cada uno de los parámetros desarrollados.

6.3.1 Periodo de tiempo: Se define un periodo de tiempo desde el año 2020 hasta el año 2050, teniendo en cuenta las políticas y proyecciones establecidas hasta esta fecha como largo plazo. Entre el año 2020 y 2021 se toma como punto de partida datos históricos mientras que del 2022 en adelante se establecen proyecciones a partir de datos disponibles en fuentes oficiales.

6.3.2 Modo de Operación: Se determina solamente un modo de operación del sistema, donde se mantengan las características técnicas, económicas y ambientales para cada uno de los combustibles y tecnologías.

6.3.3 Costos: Son uno de los inputs más importantes y se desglosan de la siguiente manera:

6.3.3.1 Costos de inversión: Está relacionado con los costos iniciales de capital para la puesta en operación de las diferentes tecnologías. Con el fin de proyectar los costos hasta el año 2050, se consultaron varias fuentes oficiales y la consolidación de los resultados para las principales tecnologías usadas en el RES planteado en la sección anterior, se pueden ver en la tabla 1 y de manera gráfica en la figura 7.

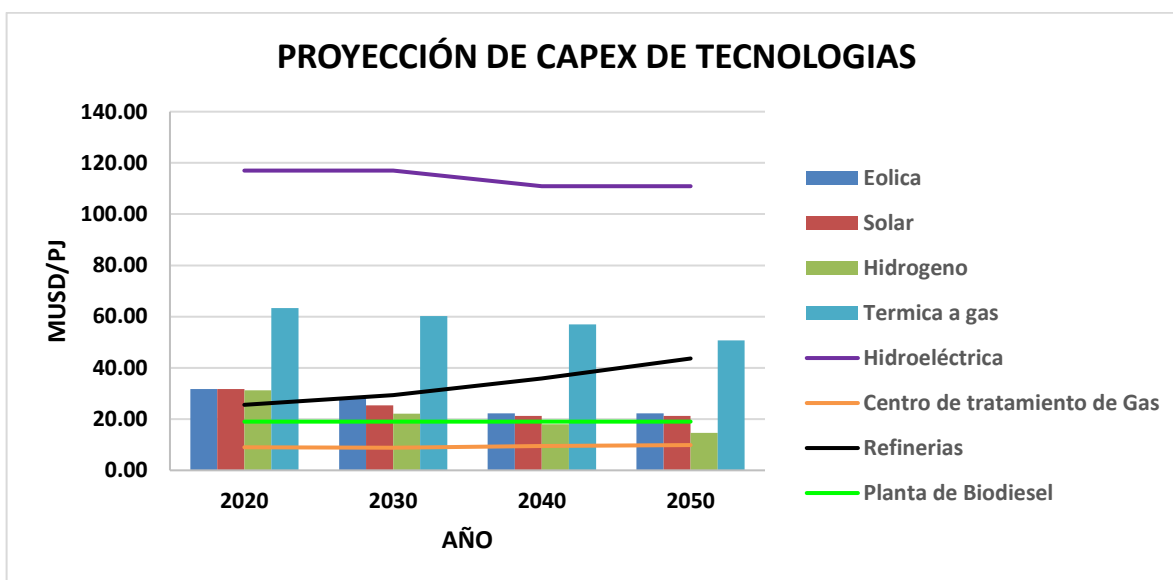


Figura 7. Proyección al año 2050 de los costes de capital para las principales tecnologías del RES de Colombia. Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Costos de inversión para las principales tecnologías del RES.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	CAPEX (MMUSD/PJ)				Ref.
	2020	2030	2040	2050	
Eólica	31,71	28,53	22,19	22,19	[33]
Solar	31,71	25,36	21,2	21,2	[33]
Hidrógeno	31,28	22,15	18,02	14,63	[34] [13]
Térmica a gas	63,4	60,24	57	50,7	[35]
Hidroeléctrica	117	117	110,9	110,9	[36], [37], [38]
Centro de tratamiento de Gas	9,02	8,83	9,50	9,87	[30],[39]
Refinerías	25,58	29,38	35,81	43,65	[30],[39]
Planta de Biodiesel	19,02	19,02	19,02	19,02	[39]

6.3.3.2 Costos de O&M: Asociados con la operación y mantenimiento de las centrales de generación, están agrupados por cada tecnología. Con el fin de proyectar los costos hasta el año 2050, se consultaron varias fuentes oficiales y la consolidación de los resultados para las principales tecnologías usadas en el RES planteado en la sección anterior, se pueden ver en la tabla 2 y de manera grafica en la figura 8

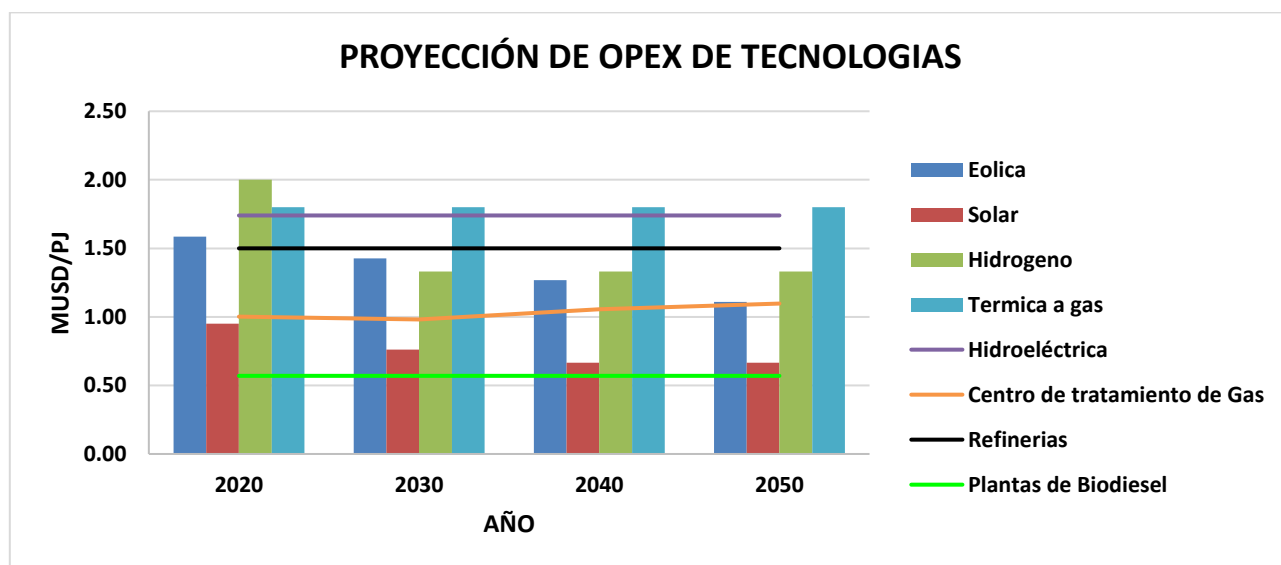


Figura 8. Proyección al año 2050 de los costes de O&M para las principales tecnologías del RES de Colombia. Fuente: Elaboración propia

Tabla 2. Costos de operación y mantenimiento para las principales tecnologías del RES

CENTRAL	OPEX (MMUSD/PJ)				Ref.
	2020	2030	2040	2050	
Eólica	1,59	1,43	1,27	1,11	[33]
Solar	0,95	0,76	0,67	0,67	[33]
Hidrógeno	2,00	1,33	1,33	1,33	[34], [13]
Térmica a gas	1,80	1,80	1,80	1,80	[35]
Hidroeléctrica	1,74	1,74	1,74	1,74	[36], [37], [38]
Centro de tratamiento de Gas	1,00	0,98	1,06	1,10	[30],[39]
Refinerías	1,50	1,50	1,50	1,50	[30],[39]
Planta de Biodiésel	0,57	0,57	0,57	0,57	[39]

6.3.2.3 Costos variables: Son relacionados con el costo del combustible que ingresa a cada central o tecnología, en el caso de las fuentes no convencionales de energías renovables FNCER su costo es nulo [33]. Tanto los costes de la extracción

nacional de combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón) como los costes de importación de GLP, Gasolina y Diesel, fueron tomados de los precios de referencia de la proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica, de la UPME [30], donde se puede apreciar que evidentemente los costes de importación son mas altos que los costes de extracción nacional. A manera gráfica, los datos se consolidan y se muestra en la figura 9. Los datos numéricos se resumen en la tabla 3.

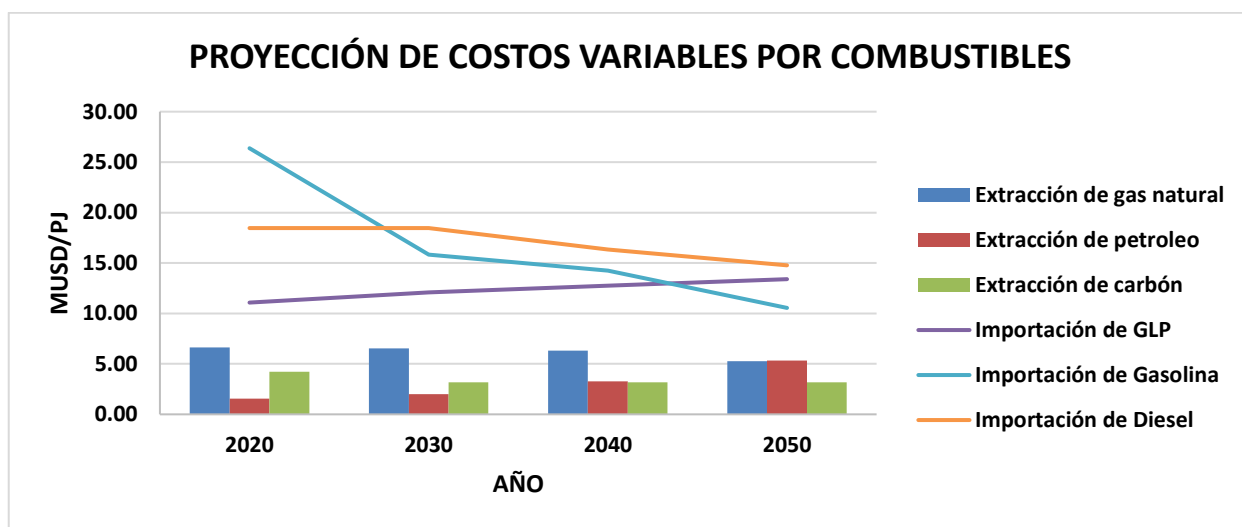


Figura 9. Proyección al año 2050 de los costes variables para la extracción nacional e importación de combustibles de las principales tecnologías del RES de Colombia. Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Costos variables para los combustibles de las principales tecnologías del RES [30], [39]

COSTOS VARIABLES (MMUSD/PJ)				
CENTRAL	2023	2030	2040	2050
Extracción de Gas Natural	6,65	6,54	6,33	5,28
Extracción de Petróleo	1,57	2,00	3,26	5,32
Extracción de Carbón	4,22	3,17	3,17	3,17
Importación de GLP	11,08	12,08	12,77	13,40
Importación de Gasolina	26,38	15,83	14,24	10,55
Importación de Diesel	18,46	18,46	16,35	14,77

6.3.4 Relación de actividad entrada/salida

Este parámetro está asociado con la eficiencia técnica de las centrales de generación, en la tabla 4, se muestra los valores definidos para cada una de las tecnologías.

6.3.5 Vida operativa

Este parámetro hace referencia a la vida útil de las centrales de generación, en la tabla 4, se muestra los valores definidos para cada una de las tecnologías

6.3.6 Factor de capacidad

Este parámetro hace referencia a la cantidad total de energía producida por la planta durante un período específico sobre la cantidad máxima de energía que la planta podría producir si estuviera operando continuamente a su capacidad máxima durante el mismo período. en la Tabla 4 se muestran los valores definidos para cada una de las tecnologías.

Tabla 4. Eficiencia y vida útil de las centrales de transformación. Fuente: Tomado y adaptado de [39], [40].

Tecnología	Eficiencia (%)	Vida útil (Años)	Factor de capacidad
Biodiésel	15,9	25	0.75
Carboneras	50	40	1
Coquerías	32,24	40	1
Centrales de hidrólisis	46%	20	0.9
Centrales de gas natural	44,4	30	1
Centrales hidroeléctricas	85	60	0.78
Centrales fotovoltaicas	12	25	0.17
Refinerías	30,4	50	1
Centrales térmicas	33	40	0.8
Centrales eólicas	40	30	0.45

6.3.7 Demanda

Los datos que se muestran a continuación están dados en PJ y son tomados con base al Plan energético Nacional PEN 2022 – 2052 establecido por la UPME.

6.3.7.1 Modernización

La demanda de modernización muestra un crecimiento de 739PJ del 2020 al 2050, el sector de transporte representa la mayor área de consumo equivalente al 51% del consumo energético nacional y seguida del sector industrial con el 22.1%. El sector residencial se mantiene con 258.6 PJ equivalente al 13.3% adicionalmente se considera el crecimiento anual del transporte eléctrico en 1 PJ al año.

Tabla 5. Demanda anual acumulada modernización. Fuente: Tomado y adaptado de PEN 202-2052 [1].

Sector de demanda	2020	2021	2030	2035	2040	2045	2050
Comercial y público	71.4	77.9	91.4	92.4	95	105.4	119.4
Industrial	275.6	303.6	320.6	334.4	351.8	386.8	429.8
Otros Usos	141.2	170.9	84.6	96.2	108.8	123.3	138.8
Residencial	260.9	260.8	232.8	226.6	232.6	240.1	258.6
Transporte	451.1	588.5	744.6	832.4	903.4	951.6	992.6
Transporte eléctrico	0.29	0.32	9.32	14.32	19.32	24.32	29.32

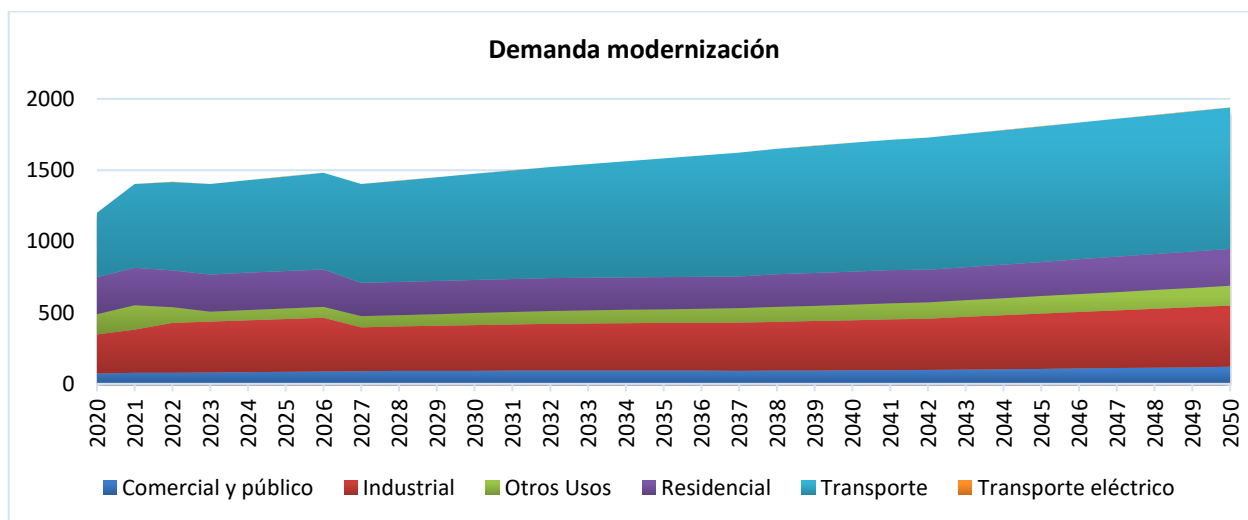


Figura 10. Demanda de modernización. Fuente: Elaboración propia

6.3.7.2 Transición energética

La demanda de transición energética muestra un crecimiento de 523,6 PJ del 2020 al 2050 considerando optimización de procesos energéticos y un uso eficiente de la energía, el sector de transporte representa el mayor área de consumo equivalente al 41,6% del consumo energético nacional y seguida del sector industrial con el 28.7%. El sector residencial se reduce a 235.8 PJ equivalente al 13.7% adicionalmente se considera el crecimiento anual del transporte eléctrico en 1 PJ al año.

Tabla 6. Demanda anual acumulada Transición energética. Tomado y adaptado de PEN 2022 – 2052 [1].

Sector de demanda	2020	2021	2030	2035	2040	2045	2050
Comercial y público	71.4	77.9	70.2	71.2	81.2	96.5	114
Industrial	275.6	303.6	309.6	332.2	376.4	432.9	494.4
Otros Usos	141.2	170.9	87.8	102	118.8	139.2	161.2
Residencial	260.9	260.8	188	183.2	199.4	217.8	235.8
Transporte	451.1	588.5	732.8	770.8	763	739.5	717
Transporte eléctrico	0.29	0.32	9.32	14.32	19.32	24.32	29.32

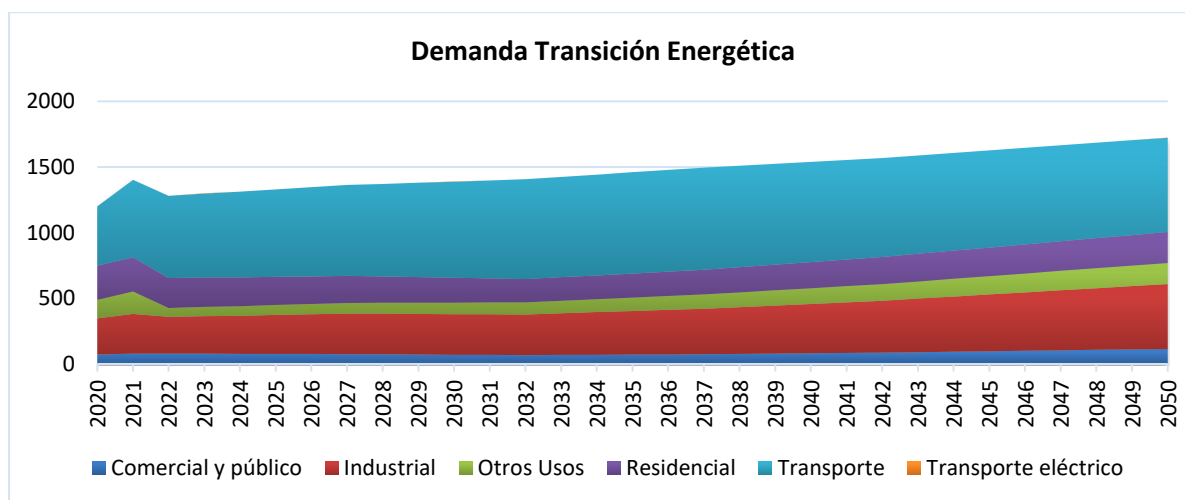


Figura 11. Demanda Transición energética. Fuente: Elaboración propia

6.3.8 Emisiones de CO2

Tabla 7. Factor de emisiones de CO2. Fuente: Tomado y adaptado de [41]

Energético	Factor de emisión (MTon/PJ)	Energético	Factor de emisión (MTon/PJ)
Avigas	0.06	Fuel oil	0.08

Bagazo	0.11	Gasolina motor	0.07
Biodiesel	0.05	Gasolina mezclada	0.06
Bioetanol	0.08	Kerosene Jet	0.07
Biogas	0.08	GLP	0.07
Carbón mineral	0.09	Gas natural	0.06
Coque	0.11	Residuos	0.1
Petróleo	0.08	Leña	0.09
Diésel oil	0.07	Carbón leña	0.11

Capítulo 7

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Teniendo en cuenta los objetivos de este proyecto y el Sistema Energético de Referencia (RES) definido en la figura 4, a continuación, se describen los escenarios propuestos para poder establecer en cada uno de ellos una proyección de la matriz energética de Colombia al 2050, buscando hacer énfasis en la participación de las FNCER para la generación de energía eléctrica y el comportamiento de las emisiones de CO₂.

Los cuatro (4) escenarios planteados son:

- Escenario BASE (Con parámetros técnico-económicos definidos en función de la demanda proyectada, véase tabla 8 y tabla 15)
- Escenario RCT (BASE + Restricción de Capacidad Térmica)
- Escenario RCTH (BASE + Restricción Capacidad Térmica e Hidroeléctrica)
- Escenario RCE (BASE + Restricción de Cero Emisiones).

Cada escenario se construirá considerando 2 proyecciones de demanda, la Demanda de modernización y la Demanda de Transición energética definidas en el PEN 2022-2052. Los parámetros técnico-económicos definidos para cada escenario se resumen en las tablas 8 y 14 respectivamente.

7.1 Escenario BASE – Demanda Modernización – Optimización libre

7.1.1 INPUTS - Parametros técnico-económicos BASE

Es un escenario que se construye a partir de la demanda modernización del PEN 2022-2052 y los parámetros técnico-económicos de entrada se resumen en la tabla 8.

Tabla 8. Parámetros de entrada escenario base modernización.

Parámetro	Unidad	Descripción
Tiempo	Años	Periodo de tiempo de 30 años en una planificación energética a largo plazo, establecidos entre 2020 al 2050.
Costos	MUSD/PJ	Costos de inversión, operación y mantenimiento, y costos variables definidos en las Tablas 1, 2 y 3 respectivamente.
Demanda	PJ	Demanda de modernización establecida en la Tabla 5.
Capacidad	PJ/año	Se limitan las capacidades de las principales tecnologías para la generación de energía y explotación de hidrocarburos de acuerdo con las proyecciones de oferta energética actuales. Véase Tabla 9
Vida Operativa	Años	De acuerdo a las centrales de transformación se utilizan los valores de la Tabla 4.
Eficiencia	%	De acuerdo a las centrales de transformación se utilizan los valores de la Tabla 4.
Factor de capacidad	Adimensional	De acuerdo a las centrales de transformación se utilizan los valores de la Tabla 4.
Emisiones de Co2	MtonPJ	Se utilizan los valores de emisiones de cada tecnología mostrados en la Tabla 7. No se considera ningún tipo de límite de producción de emisiones de CO2

A continuación, en la Tabla 9 se muestra el límite de las capacidades de las principales tecnologías que se definieron en el sistema de acuerdo con la disponibilidad de centrales de transformación y proyecciones del Plan Energético Nacional 2022-2052.

Tabla 9. Límite máximo de capacidades de las principales tecnologías definidas en PJ/Año

TECNOLOGÍA	2022	2030	2040	2050
Biodiésel	25	25	30	35
Importaciones de diésel	80	75	75	75
Importaciones gas licuado	20	16	16	16
Importaciones gasolina	98	98	98	98
Hidroeléctricas	488.8	615	630.7	725
Central Solar	12.6	441.5	630.7	725.3

Refinerías	1500	1680	1880	1980
Biomasa	100	108	118	128
Gas Natural	400	433	479	1540
Térmicas	252	252	252	252
Eólicas	0.8	126.1	205	252.3

7.1.2 Análisis de Resultados - Escenario BASE – Optimización libre

En la figura 12 se muestra la matriz energética obtenida en el escenario base de modernización de la cual se pueden determinar las siguientes características de consumo.

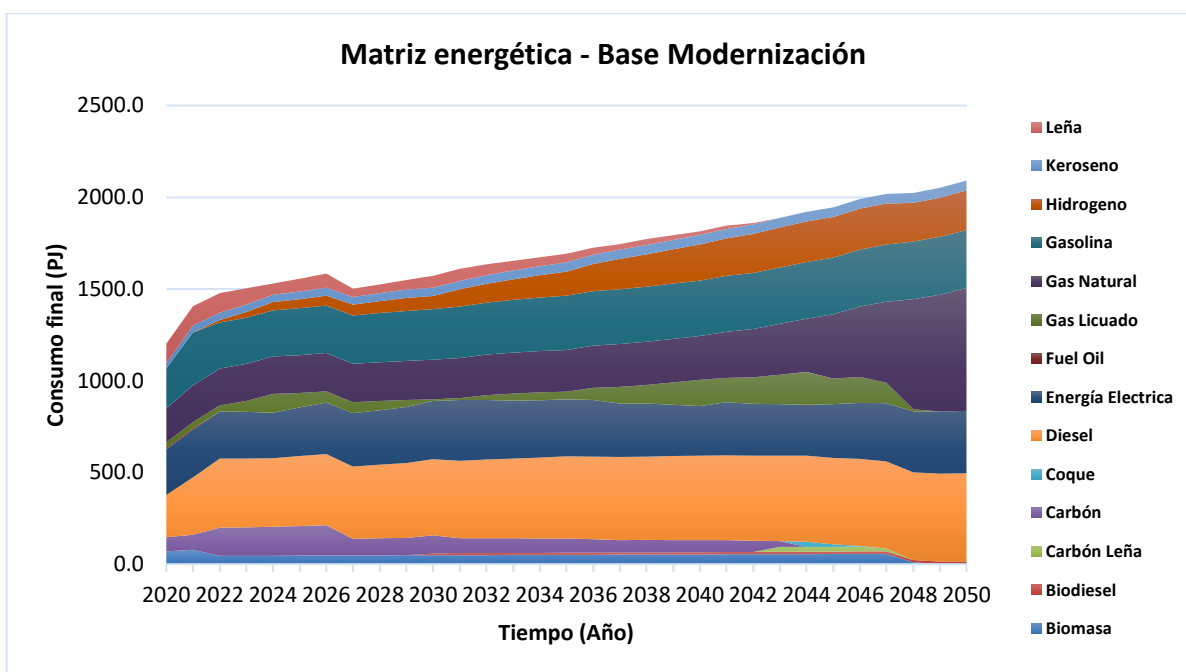


Figura 12. Matriz energética - Base modernización. Fuente: Elaboración propia

- El diésel y la gasolina se mantienen como los principales combustibles para atender el sector transporte al 2050, con un consumo de 482 PJ equivalente a un 23,1% y un total de 316,3 PJ equivalente a 15,1% respectivamente del total de la demanda. Esto es coherente teniendo en cuenta que para esta proyección de demanda de modernización el sector transporte representará el 51% de la demanda nacional. Aquí vale la pena exaltar que a partir del año 2030 se observa un despliegue significativo de producción de hidrogeno

verde, lo cual representa que hacia el año 250 se alcancen por lo menos 215,8 PJ, para cubrir el 10,3% del consumo interno principalmente en el sector transporte.

➤ La participación del carbón desaparece en el año 2044 mientras la leña se utiliza hasta el 2042. Al 2050, el consumo del keroseno es de 53,7 PJ (2,6%) y el biodiésel es de 13,1 (0,6%). Si bien el consumo de biodiesel es demasiado conservador, se convierte en un punto a considerar en la revisión de estrategias para incentivar el consumo a gran escala de este combustible natural, dado que es un potencial sustituto a los combustibles convencionales para contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero, generados principalmente por el diesel, la gasolina y el keroseno.

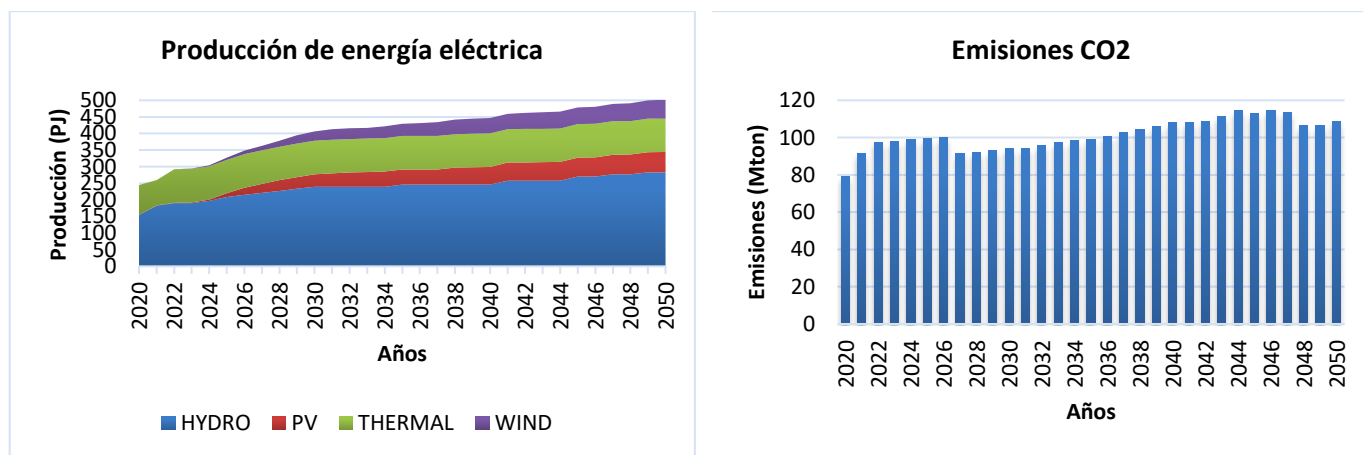


Figura 13. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO2 – Base Modernización. Fuente: Elaboración propia.

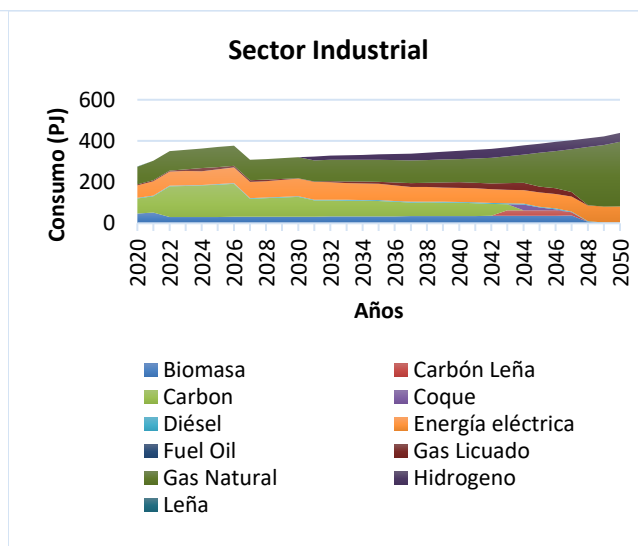
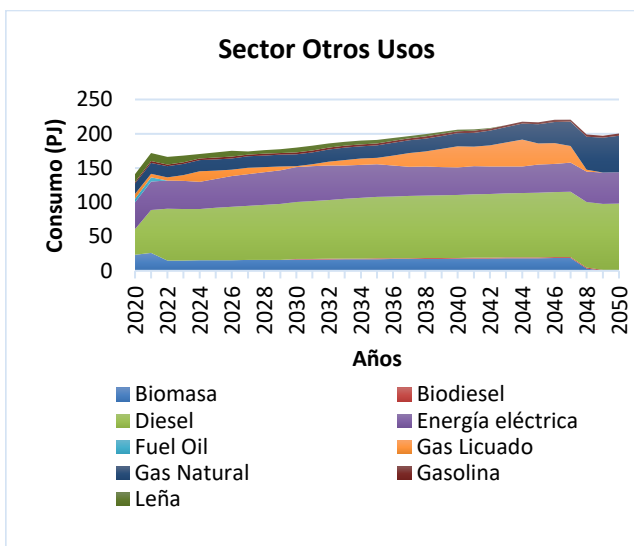
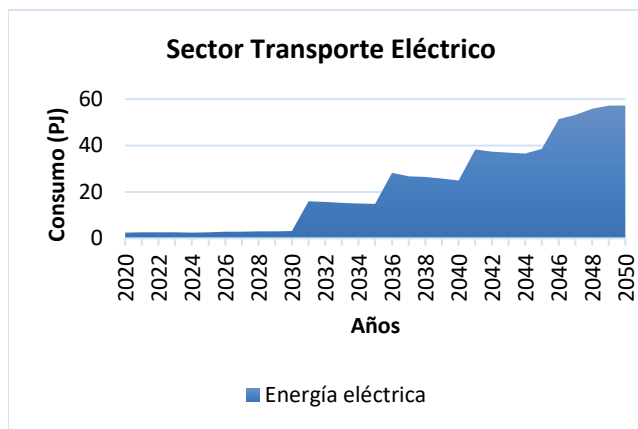
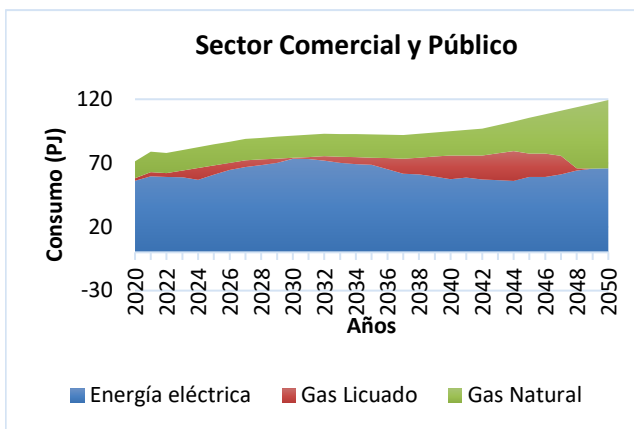
➤ En el 2050, la energía eléctrica representará un crecimiento significativo cercano a los 340,6 PJ, que en comparación con la demanda actual cercana a los 260 PJ, incrementaría la generación eléctrica en por lo menos un 30%. Aquí es interesante hacer un zoom y observar que la mayor participación de la generación de energía eléctrica se da por las centrales hidroeléctricas llegando a 282,75 PJ (56%), seguida de las centrales térmicas con 100,8 PJ (20%), las centrales fotovoltaicas alcanzan los 61,5 PJ (12%) y las centrales eólicas aportarían 56,7 PJ (11%). Este escenario es bastante realista teniendo en cuenta que a lo largo de los años las centrales hidroeléctricas han sido la base del

sistema eléctrico colombiano. Así mismo, los resultados dejan ver la necesidad de mantener las plantas termoeléctricas en el largo plazo, las cuales muestran que la producción a base de combustibles fosiles se mantendria en una senda constante cercana al 20% del consumo nacional. De este analisis se infiere que mientras no haya un mayor despliegue mayor de la energia eolica y/o solar, sera muy dificil alcanzar el objetivo de carbono neutral con una matriz 100% renovable. Las emisiones de CO2 crecen en 29,4 Mton entre el 2020 y 2050 alcanzando el pico más alto en el año 2044 con 114,5 Mton. Al cierre del 2050 se alcanza 108.6 Mton de dióxido de carbono.

En la figura 14 se discrimina el consumo de combustibles por sectores, y a continuación se hace un énfasis al análisis en los sectores de transporte convencional y transporte eléctrico.

- En lo que refiere al sector del transporte eléctrico, a partir del año 2030 se espera un crecimiento de demanda de energía eléctrica debido a la masificación de flotas eléctricas, el desarrollo tecnológico y la implementación de electrolinerías en las principales ciudades del país. Aquí existe un reto bien importante en el desarrollo de infraestructura para el transporte de la energía eléctrica, pues de acuerdo a los resultados, en el año 2050 se demandarían por lo menos de 57 PJ, es decir tendría que existir una capacidad adicional de transmisión eléctrica cercana a los 2 GW para atender este segmento del mercado.
- En el sector del transporte convencional, se observa la dominancia en el consumo de combustibles fosiles como el diesel, la gasolina, y el gas natural, sin embargo aparece el Hidrogeno y el biodiesel como los unicos combustibles renovables que podrian diversificar la transición energética del sector. Desde este punto de vista, el principal reto se convertira en pasar del papel a la realidad el despliegue de la hoja de ruta para el hidrogeno verde en el sector transporte (carga pesada, maritima y aerea), de la mano con el alto potencial de recurso eólico y solar al norte de Colombia. Así mismo, como ya se mencionó, existe la necesidad de fortalecer los incentivos para la producción de biodiesel a grandes escalas, esto con el fin que bajo el escenario de una modernización

de la flota de vehículos, la carga pesada y el sector industrial, se pueda robustecer la oferta y consumo interno de estos combustibles verdes que contribuyen en la mitigación de los efectos nocivos de la emisión de los gases de efecto invernadero.



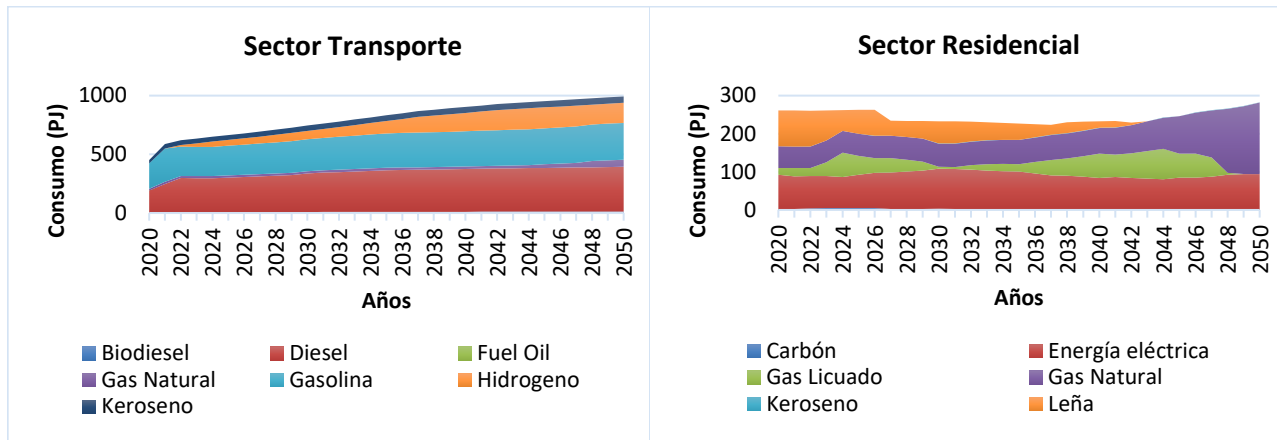


Figura 14. Consumo energético por sectores de la demanda modernización. Fuente: Elaboración propia.

7.2. Escenario de Restricción de capacidad térmica (RTC) – Demanda de Modernización.

7.2.1. Inputs - Parámetros técnico-económicos

Teniendo en cuenta el escenario base se mantienen constante los parámetros definidos en la Tabla 8, con excepción de que la capacidad de las centrales de generación térmica se limita con el fin de identificar la penetración de las energías renovables con base a la demanda de modernización establecida.

Tabla 10. Supuesto escenario de capacidad térmica

Parámetro	Unidad	Descripción
Capacidad	PJ/año	Se elimina durante 15 años la capacidad de generación de energía eléctrica por generación de energía térmica comprendido entre el 2036 -2050.

7.2.2. Resultados

En la figura 13 se muestra la matriz energética obtenida en el escenario base de modernización de la cual se pueden determinar las siguientes características de consumo.

- En comparación con el escenario BASE, el diésel presenta una reducción de 80 PJ, cerrando con 400.2 PJ equivalente a un 19,4% del consumo nacional, mientras que la gasolina se mantiene con 316,3 PJ equivalente a 15,3% del total de la demanda. Así

mismo, la participación del carbón desaparece en el año 2048, lo cual es un resultado esperado debido a la reducción en el consumo de estos combustibles fosiles para la generación de plantas termoeléctricas.

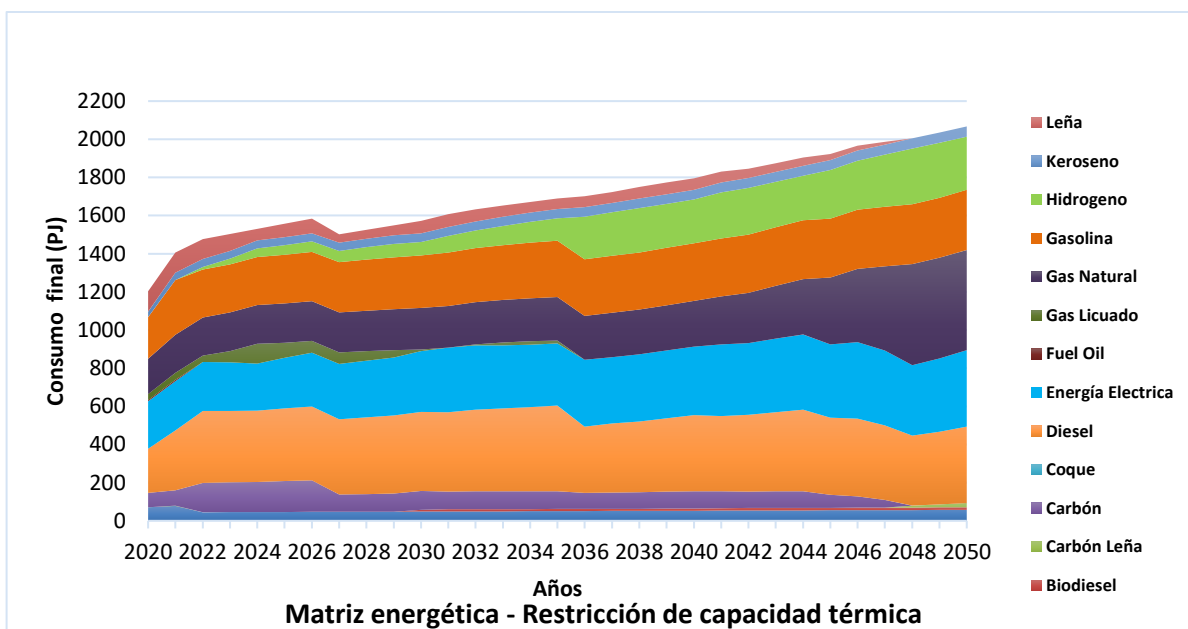


Figura 15. Matriz energética - Restricción de capacidad térmica. Fuente: Elaboración propia

- Es interesante observar que existe un mayor despliegue de hidrogeno verde, el cual hacia el 2050 cierra con 278,1 PJ, correspondiente al 13,5% de la demanda total. Debido a este incremento, la energía eléctrica cierra con 400,4 PJ (19,4%), que en comparación con el escenario BASE, representa un aumento de 60 PJ, el cual obedece a la necesidad de contar con una mayor generación de electricidad para el uso de los electrolizadores. En este punto, toma protagonismo la integración masiva de las ERNC, las centrales eólicas deberían poder ofertar 169,26 PJ/año (28%), y las centrales fotovoltaicas 104,15 PJ/año (17%), por lo que el gran desafío será consolidar la energía eolica en Colombia y como primer paso se deberá buscar la aprobación de las comunidades para la implementación de este tipo de proyectos en la zona norte de Colombia. De acuerdo con las estimaciones de precios, para contar con esta capacidad de energía eólica y solar en

Colombia se requeriría una inversión privada de por lo menos 5.964 MMUSD, lo cual correspondería aproximadamente al 2% del PIB.

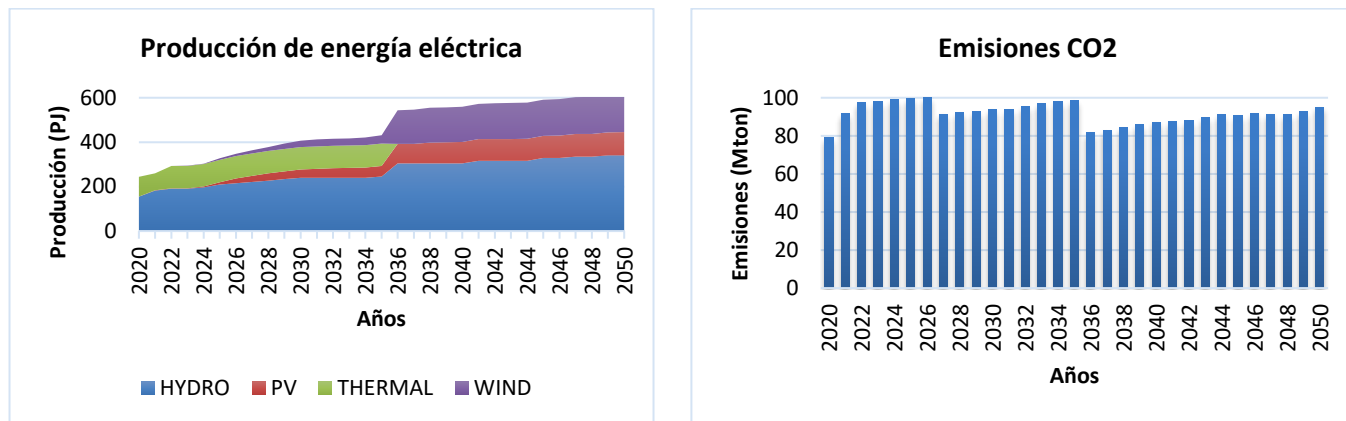


Figura 16. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- En cuanto a las emisiones de CO2, hay una reducción significativa al apagar las centrales termicas, puesto que en comparación con el escenario base se produce una reducción de 13,57 Mton al cierre del año 2050. No obstante, considerando que los combustibles fosiles como el diesel, la gasolina y el gas natural siguen siendo los energeticos requeridos para atender la demanda en el sector transporte y el sector industrial, al año 2050 Colombia emitiría aproximadamente 95 Mton CO2, es decir, no sería suficiente apagar las termicas para conseguir una huella de carbono neutral.
- Los aportes al sector comercial y publico, sector transporte eléctrico, sector otros usos, sector industrial, sector residencial y transporte convencional, se relacionan en la figura 17, donde se aprecia que en comparación al escenario BASE, no hay mayores cambios en la oferta de los principales energeticos.

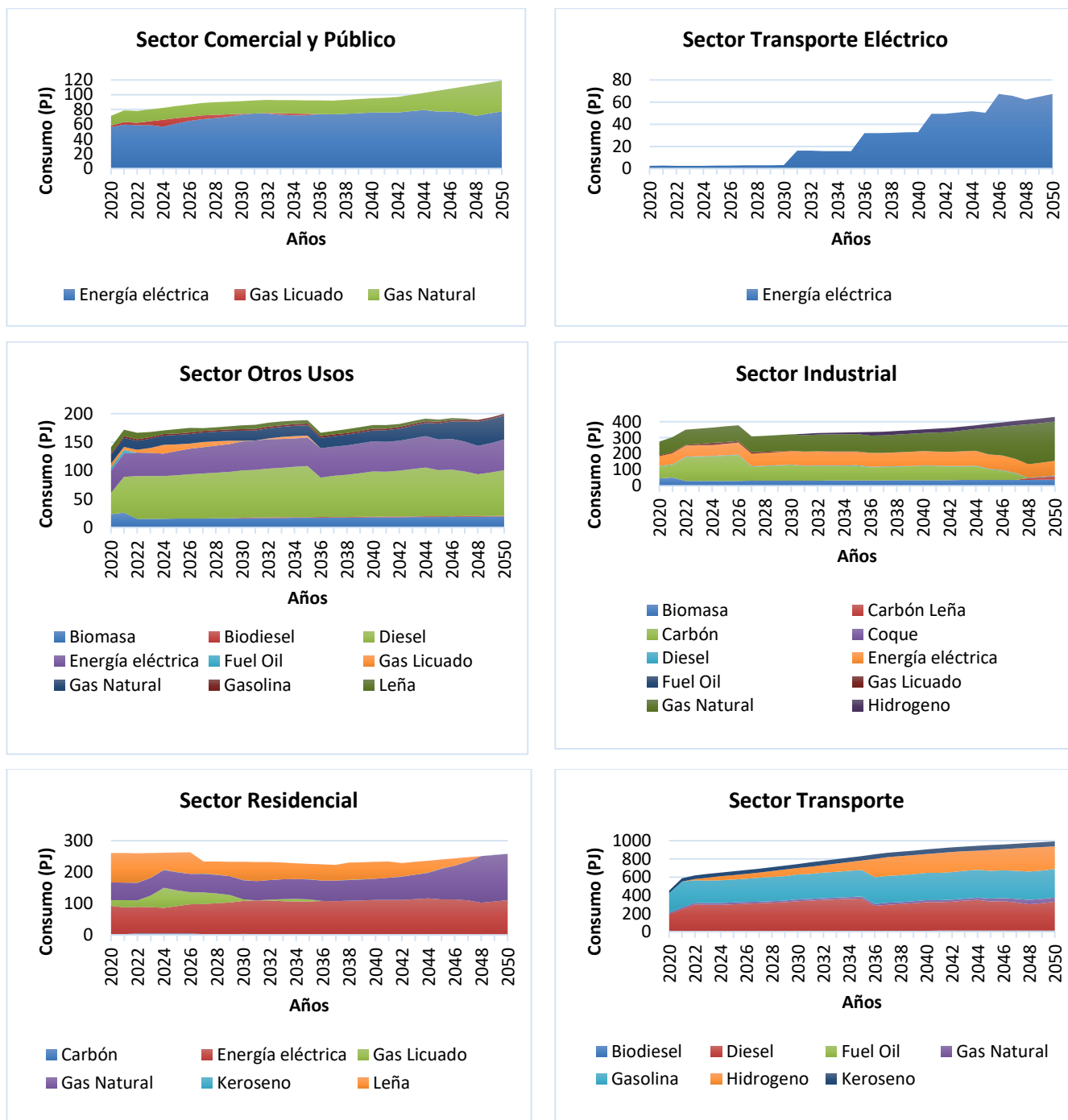


Figura 17. Consumo final por sectores de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

7.2 Escenario Restricción de capacidad térmica e hidroeléctrica – RCTH – Demanda de Modernización.

7.3.1 Inputs - Parámetros técnico-económicos RCTH

Teniendo en cuenta el escenario base se mantienen constante los parámetros definidos en la Tabla 8, con excepción de la capacidad de las centrales de generación térmica e hídrica se limitan con el fin de identificar la penetración de las energías renovables con base a la demanda de modernización establecida. En la tabla 11 se muestran los supuestos para este escenario.

Tabla 11. Supuesto escenario restricción de capacidad térmica e hidroeléctrica

Parámetro	Unidad	Descripción
Capacidad	PJ/año	Se elimina durante 15 años la capacidad de generación de energía termoeléctrica comprendido entre el 2036 -2050. Adicionalmente se mantiene constante la capacidad máxima de centrales hidroeléctricas desde el año 2024 con 504.6 PJ/año

7.3.2 Resultados RCTH

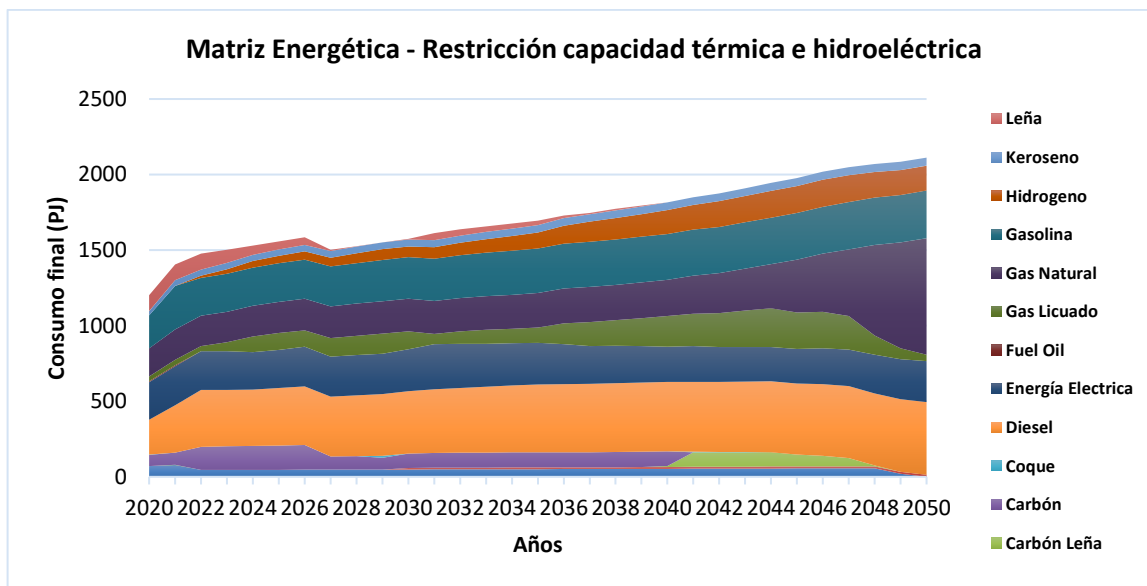


Figura 18. Matriz Energética - Restricción capacidad térmica e hidroeléctrica. Fuente: Elaboración propia.

- Los resultados obtenidos en comparación al escenario BASE tienen cambios significativos, el consumo de energía eléctrica presenta una reducción de 340,6PJ a 269,4 PJ respecto al escenario base (ver fig. 18). Así mismo, el hidrogeno presenta una disminución de 215,8 PJ a 163.6 PJ equivalente al 7,7% del consumo energético total del país. Es importante resaltar que si existe una restricción en la limitación de capacidad instalada para la generación de electricidad, el despliegue del hidrogeno tambien queda limitado al tener como insumo principal la energía electrica en el proceso de hidrolisis. Así, para cubrir las necesidad enegerticas de la demanda, el gas natural aparece como el energético sustituto llegando a 770 PJ, es decir el 36,5% del consumo total. Este analisis permite re afirmar que apagando las termicas y reduciendo la capacidad de generación de eléctrica, se limita el despliegue del hidrogeno y se consolida al gas como el combustible que cubriría las necesidas del sector residencial, el sector insudtrial y el sector comercial y publico.

- El diésel y la gasolina al igual que en los escenarios anteriores se mantienen como los principales combustibles para atender el sector transporte, el año 2050 cerraría con 482 PJ equivante a un 22,8% y 316,3 PJ equivalente a 15,0% respectivamente del total de la demanda.

- La participación del carbón desaparece en el año 2041 mientras que la leña se utiliza hasta el 2039. Al 2050, el consumo del keroseno es de 53,7 PJ (2,5%) y el biodiésel es de 13,1 (0,6%), se conserva la tendencia del escenario BASE.

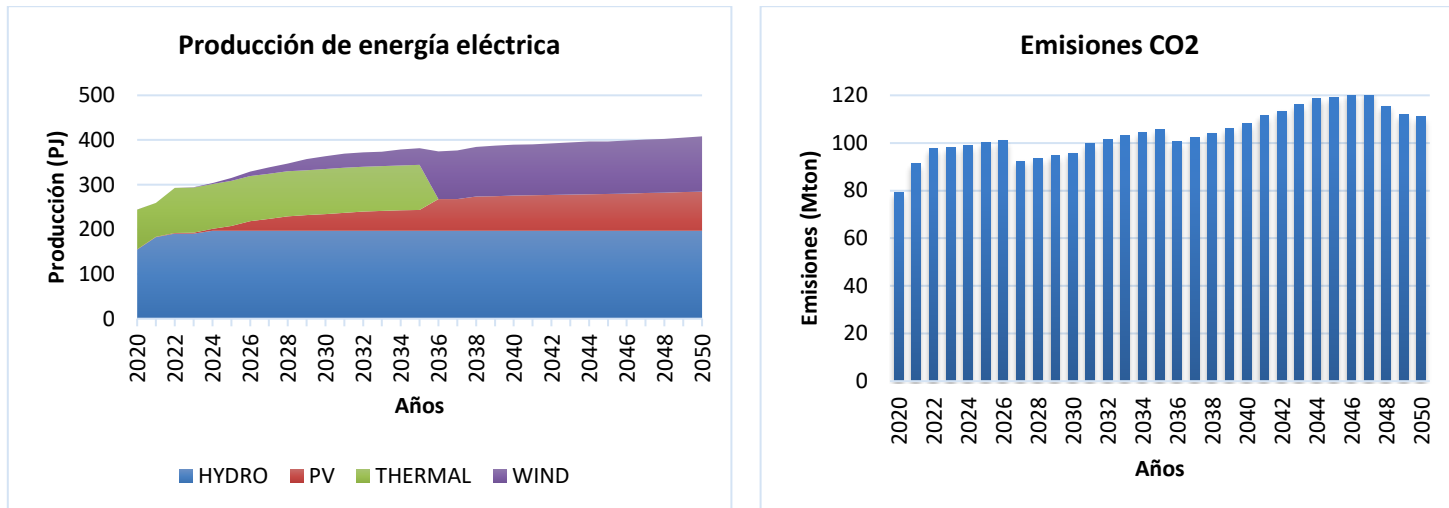
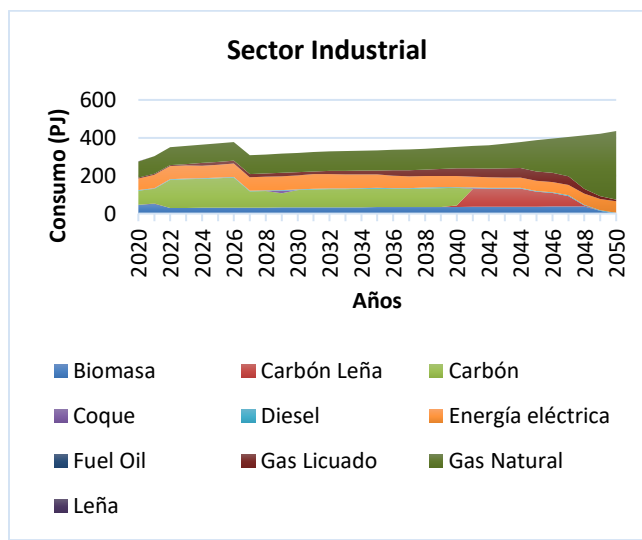
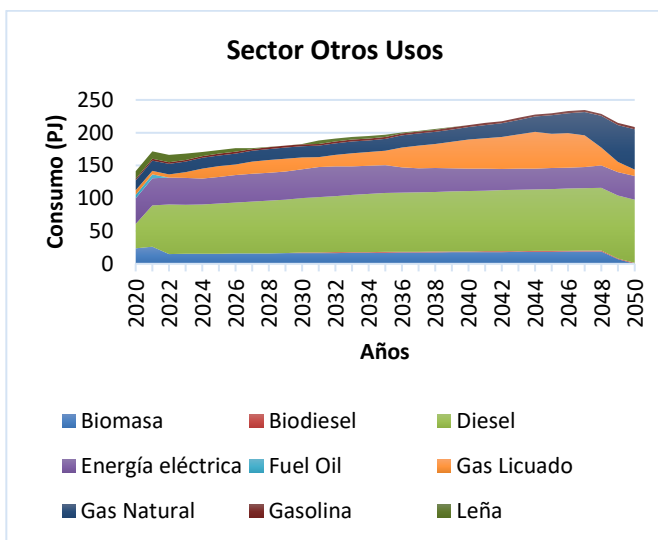
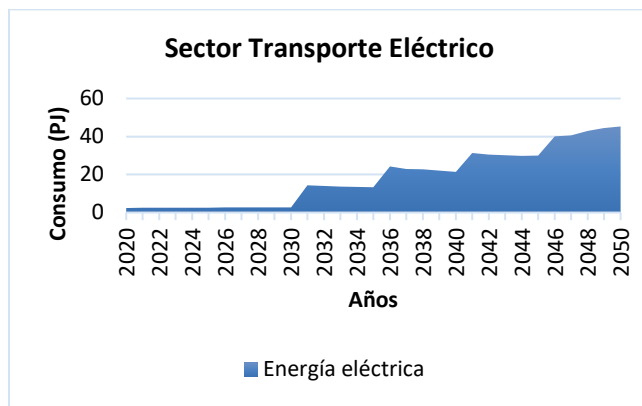
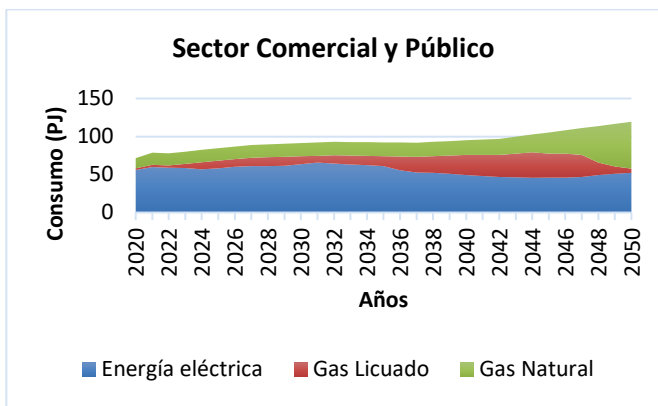


Figura 19. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- El efecto de los supuestos para el escenario RCTH consolida la generación de energía eléctrica a partir de las FNCE (eólica y solar). Las centrales eólicas llegarían a producir hasta 124,26 PJ (30%), y las centrales fotovoltaicas alcanzan los 87,15 PJ (21%). La inversión estimada para obtener la producción en mención, correspondería a por lo menos 4.605 MMUSD, 1,5% del PIB de Colombia. a producir hasta 124,26 PJ (30%), y las centrales fotovoltaicas alcanzan los 87,15 PJ (21%). No obstante, en comparación con el escenario base se evidencia una disminución de 93.7 PJ en la generación de energía eléctrica pasando de 501.9 PJ a 408.2 PJ
- Las emisiones de CO2 crecen en 31,8 Mton entre el 2020-2050 y se alcanza el pico más alto en el año 2047 con 120,9 Mton. Al cierre del 2050 se alcanza 111.01 Mton. En comparación con el escenario base se produce un aumento de 2,50 Mton al cierre de la proyección de la matriz energética.
- En contraste al escenario anteriormente analizado, al cierre del año 2050 hay un leve aumento de las emisiones de CO2, este escenario alcanza la producción de 111.01 Mton de CO2, que en comparación con el escenario BASE, produce un aumento de 2,50 Mton, lo cual se explica por mantener constante la máxima capacidad de la generación hídrica, que a su vez reduce la producción de hidrógeno y conlleva a generar un incremento significativo en el consumo del gas natural, el cual es un combustible fósil.

➤ En la figura 20 se muestra el detalle del mix óptimo para atender cada sector de la demanda propuesto (sector comercial y público, sector transporte eléctrico, sector otros usos, sector industrial, sector residencial y transporte convencional) . El principal cambio se ve reflejado en un aumento de consumo de gas natural para el sector residencial y el sector industrial.



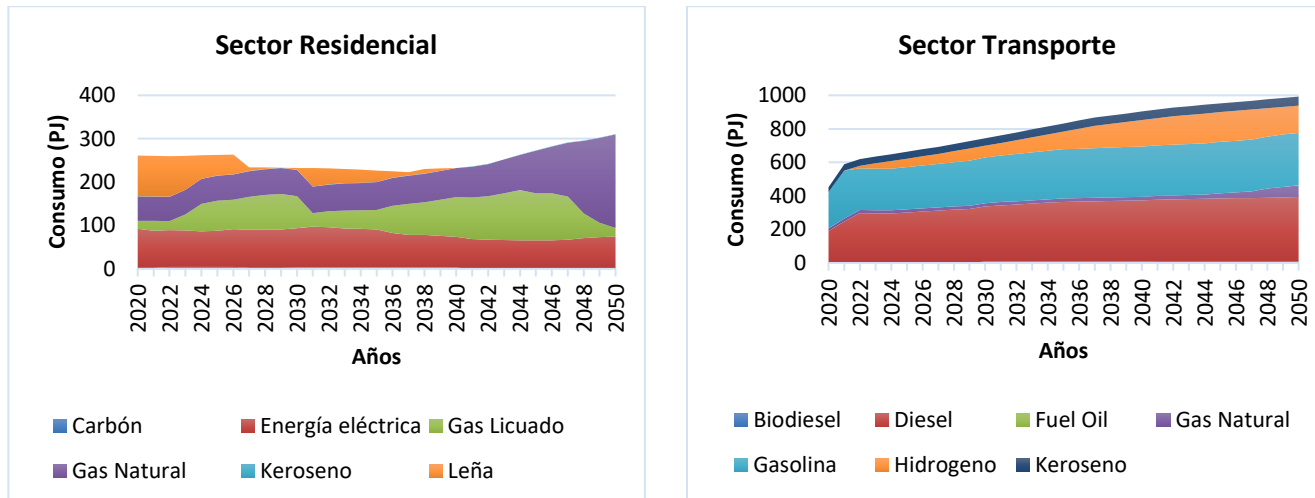


Figura 20. Consumo final por sectores. Fuente: Elaboración propia.

7.4. Escenario Restricción de Cero emisiones (RCE) – Demanda de Modernización

7.4.1 Inputs - Parámetros técnico-económicos RCE

Teniendo en cuenta el escenario base se mantienen constante los parámetros definidos en la Tabla 8, con excepción de las emisiones de CO₂. Este escenario se define en línea con el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible de alcanzar cero emisiones de CO₂ al 2050.

Tabla 12. Supuesto escenario de emisiones cero

Parámetro	Unidad	Descripción
Emisiones de Co ₂	Mton/PJ	Se utilizan los valores de emisiones de cada tecnología mostrados en la Tabla 7. A partir del año 2030 se considera una máxima producción de emisiones de 70Mton/PJ con una reducción de 5Mton/PJ al año hasta el 2036, posteriormente se considera una reducción de 2Mton/PJ hasta alcanzar el carbono neutral al año 2050.

7.4.2 Resultados

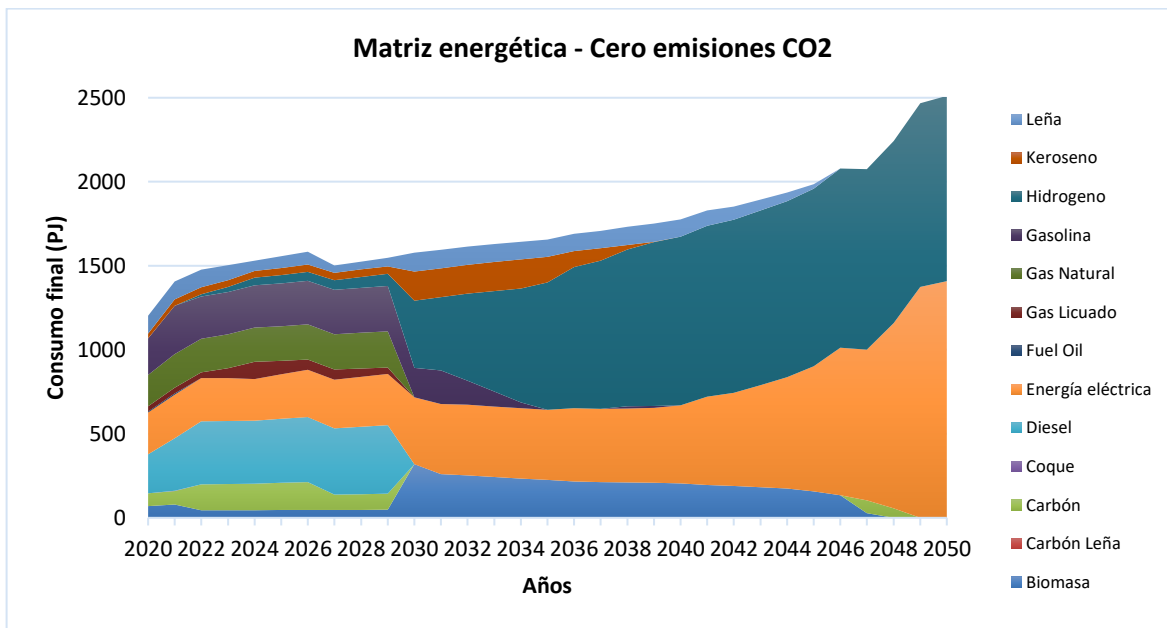


Figura 21. Matriz energética - Cero emisiones CO2. Fuente: Elaboración propia.

- Los resultados obtenidos para este escenario resultando demasiados optimistas, esto considerando que para obtener cero emisiones de CO2 al año 2050, se observa en la figura 21 que los dos únicos energéticos con los que se lograrían alcanzar este objetivo sería a través de la energía eléctrica y el hidrogeno. Así, el diésel y la gasolina dejan de ser los principales combustibles para atender el sector transporte al 2050, siendo sustituidos por el hidrogeno. El consumo del diésel desaparece en el año 2029 con 407,9 PJ y la gasolina en el año 2034 con un solo 34.10 PJ. La participación del carbón desaparece en el año 2029 con 95,5 PJ mientras que la leña se utiliza hasta el 2046. El consumo del keroseno permanece hasta el 2039 con 2,45 PJ. El gas licuado y el gas natural se utilizarían hasta el 2029 con 38,11PJ y 214,5 PJ respectivamente.

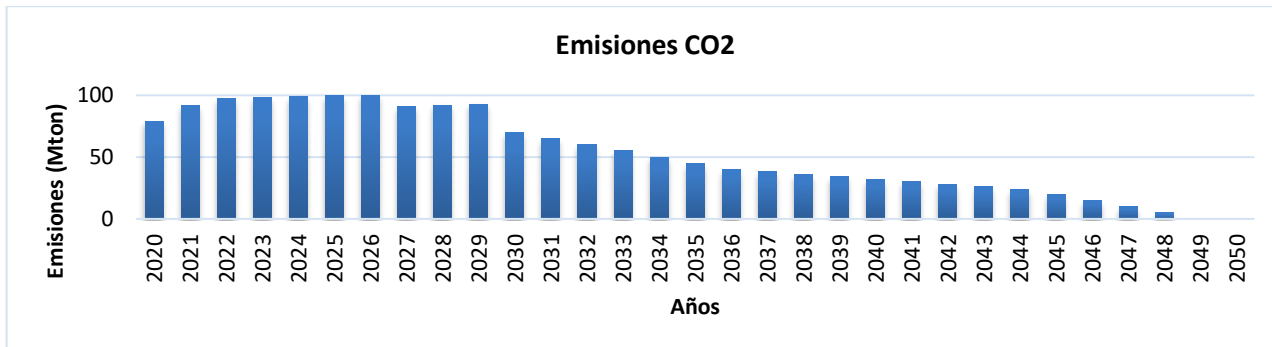


Figura 22. Emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia.

- La reducción de las emisiones de CO2 se establece a partir del año 2030 con 5Mton por año hasta el 2036, posteriormente se establece una disminución anual de 2Mton para finalmente alcanzar al 2050 el carbono neutral.
- Con los resultados obtenidos se infiera que para alcanzar el objetivo de huella de carbono neutral, se requeriría la emisión de políticas ambientales demasiados rígidas, como una alta tasa de impuesto al carbono, mayores incentivos económicos, tributarios y normativas para atraer una inversión privada muy fuerte que pudiese desplegar desde ya la producción y tecnificación del hidrogeno verde en toda su cadena de valor, lo cual a hoy, aun no es una realidad.
- Al 2050 el sector comercial y público (272,1 PJ), Otros Usos (189,3 PJ), transporte eléctrico (236,6 PJ) y residencial (390,5 PJ) son atendidos con la energía eléctrica mientras que el sector transportes se satisface con el hidrogeno (992,6 PJ). Para el caso del sector industrial se satisface con ambos energéticos, 319,5 PJ con energía eléctrica y 110,2 PJ con hidrogeno. Los resultados se muestran en la figura 23.

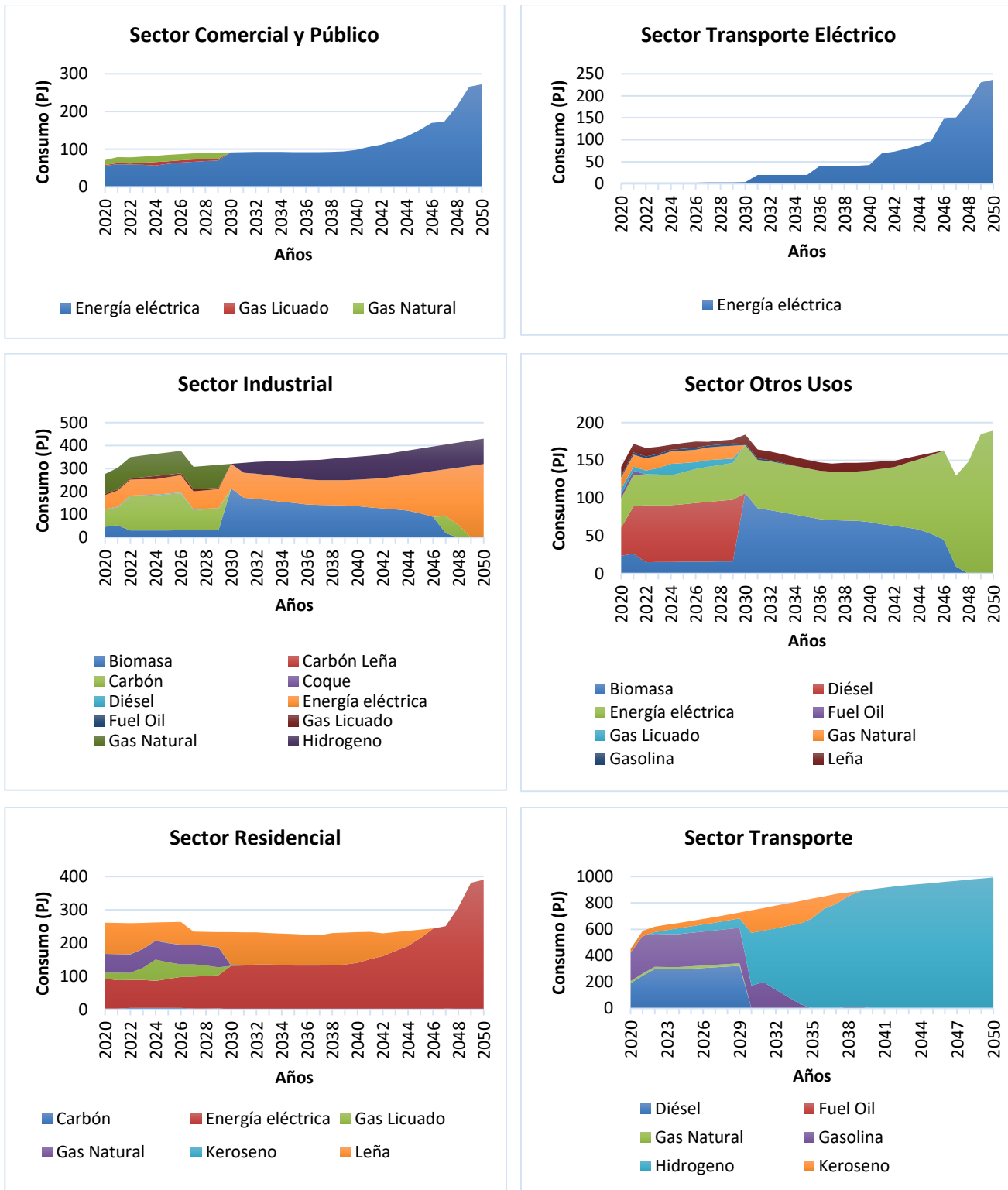


Figura 23. Consumo por sectores de demanda. Fuente: Elaboración propia.

7.5 Comparación Escenarios Demanda Modernización

De acuerdo con la comparación de los 4 escenarios que se realizaron bajo la proyección de demanda de modernización y que se muestra en la Tabla 13, se observa que la generación de energía eléctrica representaría la mayor participación como energético en el escenario de cero emisiones de Co2, consumo del 56% del total de la demanda, prevaleciendo la producción de electricidad a través de la energía eólica.

Para los escenarios BASE, RCT y RCTH, la participación de energía eléctrica en la matriz eléctrica representa una participación apenas del 19% , y la tecnología hidroeléctrica se consolida como la protagonista para cubrir las necesidades de la demanda de modernización.

Tabla 13. Resumen escenarios demanda de modernización

Parámetro	Linea base	BASE			RCT			RCTH			RCE		
	2021	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Energía demandada [PJ/Año]	1402.0	1474.5	1692.4	1940.5	1474.5	1692.4	1940.5	1474.5	1692.4	1940.5	1474.5	1692.4	1940.5
Electricidad en energía demanda [%]	18%	20%	15%	16%	20%	20%	19%	18%	13%	13%	25%	26%	56%
Principal generación de energía eléctrica [PJ/Año]	259.5	318.7	271.9	340.6	318.7	359.4	400.4	275.7	233.6	269.5	397.4	464.6	1408.2
Emisiones [MtonCO2/Año]	182.5	239.9	246.0	282.8	239.9	304.5	341.3	196.8	196.8	196.8	628.9	1257.3	2262.1
	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	WIND	WIND	WIND

En lo que refiere a la generación de emisiones de CO2, para los escenarios BASE RCT y RCTH no es viable alcanzar una huella de carbono neutral, dado que la emisión esperada se proyecta en el mejor de los casos sobre las 95,8 Mton de CO2. , producto principalmente del consumo de los combustibles fósiles que se observan en la Tabla 1

Tabla 14. Resultados Consumo por energético en PJ - Demanda modernización

Energético [PJ]	Año Base	BASE			RCT			RCTH			RCE		
	2021	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Biomasa	78.5	48.6	53.1	0.0	48.6	53.1	57.6	48.6	53.1	0.0	319.8	204.3	0.0
Biodiesel	0.0	9.4	11.3	13.1	9.4	11.3	13.1	9.4	11.3	13.1	0.0	0.0	0.0
Carbón Leña	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Carbon Mineral	80.8	98.8	66.6	0.0	98.8	91.3	0.0	94.9	96.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Coque	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diesel	312.7	414.7	459.6	482.0	414.7	397.8	400.3	414.7	459.6	482.0	0.0	0.0	0.0

Energía Eléctrica	259.5	318.7	271.9	340.6	318.7	359.4	400.4	275.7	233.6	269.5	397.4	464.6	1408.2
Fuel Oil	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Licuado	36.1	8.6	141.6	0.0	8.6	0.0	0.0	118.6	203.5	43.8	0.0	0.0	0.0
Gas Natural	199.1	216.5	239.5	669.7	216.5	239.5	525.1	216.5	239.5	770.0	0.0	0.0	0.0
Gasolina	288.0	275.8	302.8	316.3	275.8	302.8	316.3	275.8	302.8	316.3	175.0	0.0	0.0
Hidrogeno	0.0	70.3	197.1	215.8	70.3	229.5	278.2	70.3	157.7	163.6	400.0	1003.8	1102.9
Keroseno	38.1	45.6	51.0	53.7	45.6	51.0	53.7	45.6	51.0	53.7	173.1	0.0	0.0
Leña	105.7	65.3	19.2	0.0	65.3	60.0	0.0	4.9	0.0	0.0	112.1	103.1	0.0
Total	1406.1	1572.2	1813.6	2091.2	1572.2	1795.7	2067.4	1574.9	1815.9	2112.1	1577.3	1775.8	2511.1

7.6 Escenario BASE – Demanda de Transición – Optimización libre

En esta sección se muestra la descripción y resultados del segundo grupo de escenarios definidos a partir de la integración de la demanda de la transición energética.

7.6.1 Inputs - Parámetros técnico-económicos BASE – Demanda Transición

Es un escenario construido a partir de la optimización libre del software y los siguientes supuestos de entrada para establecer un punto de partida para añadir restricciones y crear las siguientes variantes para identificar cambios en el uso de los energéticos en el consumo final.

Tabla 15. Parámetros de entrada escenario base modernización

Parámetro	Unidad	Descripción
Tiempo	Años	Periodo de tiempo de 30 años en una planificación energética a largo plazo, establecidos entre 2020 al 2050.
Costos	MUSD/PJ	Costos de inversión, operación y mantenimiento definidos en las Tablas 1, 2 y 3 respectivamente.
Demanda	PJ	Demanda de modernización establecida en la Tabla 5.
Capacidad	PJ/año	Se limitan las capacidades de las principales tecnologías para la generación de energía y explotación de hidrocarburos de acuerdo con las proyecciones de oferta energética actuales. Véase Tabla 9
Vida Operativa	Años	Según las centrales de transformación se usan los valores de la Tabla 4.
Eficiencia	%	Según las centrales de transformación se usan los valores de la Tabla 4.
Factor de capacidad	Adimensional	Según las centrales de transformación se usan los valores de la Tabla 4.
Emisiones de Co2	Mton/PJ	Se utilizan los valores de emisiones de cada tecnología mostrados en la Tabla 7. No se considera ningún tipo de límite de producción de emisiones de CO2

7.6.2 Resultados BASE

En la figura 24 se muestra los resultados del consumo final de energía para el escenario base de la demanda de transición, donde se estima al 2050 un valor final de 1791.3 PJ dividida en 10 energéticos.

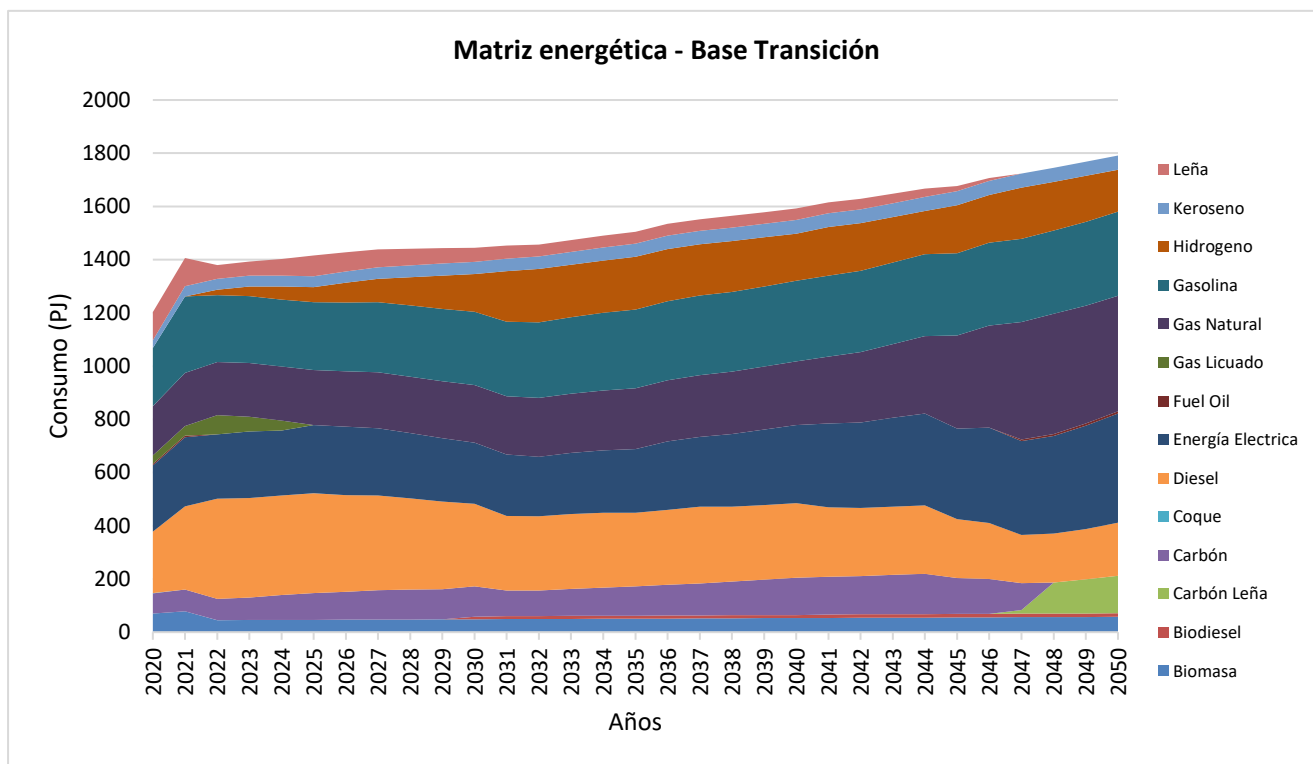


Figura 24. Matriz energética - Base Transición. Fuente: Elaboración propia.

- El diésel y la gasolina se mantienen como los principales combustibles para atender el sector transporte al 2050, con 199,6 PJ equivalente a un 11,1% y 316,3 PJ equivalente a 17,7% respectivamente del total de la demanda. Lo anterior, se produce dado que el crecimiento del transporte eléctrico es despreciable en comparación de la participación del sector del transporte convencional, adicionalmente, los costos de las refineries continúan siendo competitivos en la obtención de derivados del petróleo.
- La participación del carbón desaparece en el año 2047 mientras la leña se utiliza hasta el 2046. Al no establecerse políticas de impuesto al carbono, se muestra como

sustituto un energético convencional como lo es el carbón leña, alcanzando un consumo de 141.3 PJ equivalente al 7,9% de la matriz energética.

- Al 2050, el consumo del keroseno es de 53,7 PJ (3,0%) mostrando un crecimiento en promedio de 0.8PJ al año y el biodiésel es de 13,1 (0,7%), su participación inicia a partir del 2030 con 9,4PJ.
- La producción de energía eléctrica aumenta en promedio 5,3 PJ al año debido a la integración del hidrogeno en la matriz energética, la energía eléctrica llega a los 410,2 PJ al 2050 (22,9%) y el hidrogeno presenta un despliegue significativo en Colombia a partir del año 2030 con 141.3 PJ (10%) y cerrando con 157,2 PJ (8.8%).
- El Gas Natural representan una producción importante hasta el año 2050 con 433.9 PJ (24,2%), mientras que en el año 2025 el gas licuado es sustituido por el gas natural.

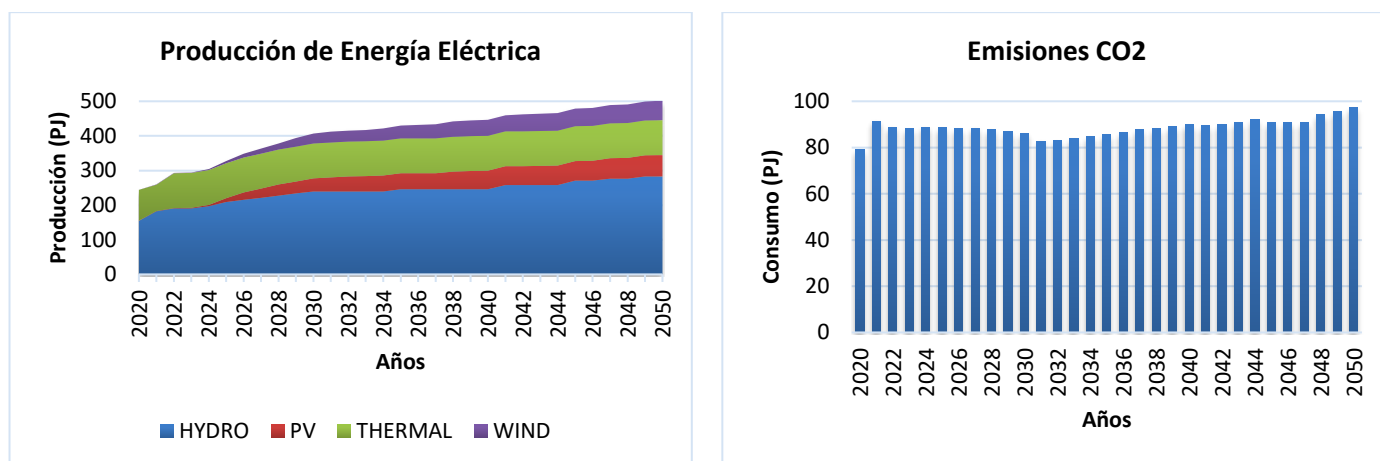


Figura 25. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- Como se muestra en la Figura 25, en el 2050 la mayor participación de la generación de energía eléctrica se obtiene por medio de las centrales hidroeléctricas llegando a 282.75 PJ (56%) debido a la disponibilidad de recursos hídricos en Colombia y la participación actual de este tipo de generación en el país correspondiente al 66,8%, seguida de las centrales térmicas con 100.8 PJ (20%). Las centrales fotovoltaicas aumentan en promedio 2 PJ por año alcanzando los 61,5 PJ (12%) dado la asignación,

construcción de nuevos proyectos a lo largo del territorio nacional y las centrales eólicas alcanzan los 56,7 PJ (11%).

- Se observa un aumento en la integración de fuentes de energías renovables, sin embargo, se mantienen en la base de producción de energía eléctrica las centrales hidroeléctricas y térmicas producto que los precios se mantienen competitivos en este periodo de tiempo y adicionalmente los valores de los factores de planta de las fuentes no convencionales de energía son inferiores.
- Las emisiones de CO₂ crecen en 18,9 Mton entre el 2020 y 2050 alcanzando el pico más alto en el año 2050 con 97,25 Mton, a pesar de la integración de nuevos energéticos en el consumo final como lo es el hidrogeno y el biodiésel, el sector transporte al tener la mayor participación en el consumo final y mantener el consumo de sus energéticos convencionales, hace que el nivel de emisiones continúe creciendo.
- En la figura 26 se muestra el consumo final por energético en cada uno de los sectores de la demanda, al 2050 el sector Comercial y público es atendido por la energía eléctrica con 79,28PJ y el gas natural con 34,7PJ, el gas licuado es sustituido al 2025 por el gas natural al ser un energético más eficiente. En el sector del transporte eléctrico se evidencia un aumento en promedio de 2,2 PJ al año alcanzando 68,9 PJ producto de la integración de algunos vehículos eléctricos en el sector público y privado. El sector residencial con un consumo de 235,8 PJ es atendido por la energía eléctrica y el gas natural, la leña desaparece en el 2046 debido a que es sustituida por el gas natural al igual que el carbón en el 2047.
- El hidrogeno en el sector industrial a partir del 2031 comienza a tener una participación importante producto de la integración en nuevos procesos, alcanzando una participación de 15,7PJ equivalente al 3,2%. En el sector transporte, también se observa el consumo de este energético, llegando a 141,5 PJ equivalente al 19,7% debido a la integración de vehículos de esta tecnología en el sector público y privado.
- El sector de Otros usos presenta una mayor diversificación de energéticos para la satisfacción del consumo proveniente principalmente energía eléctrica con 55,15 PJ, seguido del diésel con 40PJ, gas natural 34,7 PJ y biomasa con 19,2PJ.

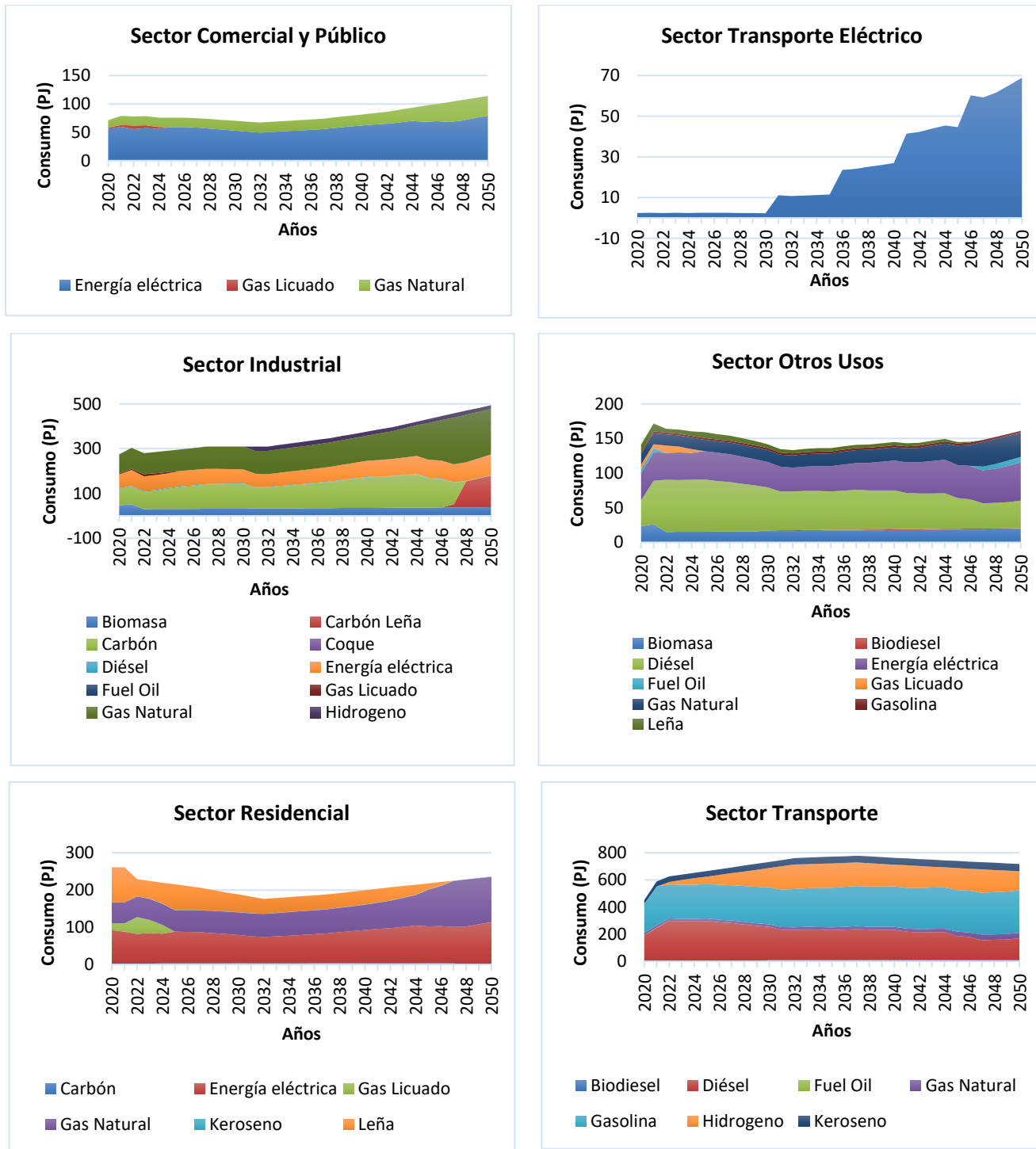


Figura 26. Consumo final por demanda. Fuente: Elaboración propia.

7.7 Escenario Restricción de capacidad térmica (RCT) – Demanda de Transición.

7.7.1 Inputs - Parámetros técnico-económicos RCT

Teniendo en cuenta el escenario base se mantienen constante los parámetros definidos en la Tabla 15, con excepción de la capacidad de las centrales de generación térmica donde se limitan con el fin de identificar la penetración de las energías renovables con base a la demanda de transición establecida.

Tabla 16. Supuesto escenario restricción de capacidad térmica

Parámetro	Unidad	Descripción
Capacidad	PJ/año	Se elimina durante 15 años producción de energía eléctrica por medio de la generación de energía térmica. El periodo comprendido entre el 2036 -2050.

7.7.2 Resultados RCT

En la figura 27 se muestra los resultados del consumo final de energía para el escenario restricción de la capacidad térmica de la demanda de transición, donde se estima al 2050 un valor final de 1791.3 PJ dividida en 9 energéticos.

- El diésel y la gasolina se mantienen como los principales combustibles para atender el sector transporte al 2050, sin embargo, en el caso del diésel se presenta un aumento de 38,2 PJ en comparación al escenario BASE, cerrando con 237.8 PJ equivalente a un 19,4% y la gasolina se mantiene con 316,3 PJ equivalente a 17,7% del total de la demanda.
- La participación del carbón desaparece en el año 2048 mientras que la leña se utiliza hasta el 2046. Al 2050, el consumo del keroseno es de 53,7 PJ (3,0%) y el biodiésel es de 13,1 (0,7%).
- La energía eléctrica llega a los 410,2 PJ al 2050 (22,9%) y el hidrogeno presenta un despliegue significativo en la matriz a partir del año 2032 con 180.9 PJ (4,4%), sin embargo, al 2050 cierra con 111,5 PJ (6,2%).
- El Gas Licuado se utilizaría hasta el 2024 con 37,38 PJ y el gas natural satisface un 24,2% de la demanda energética con 433,95 PJ.

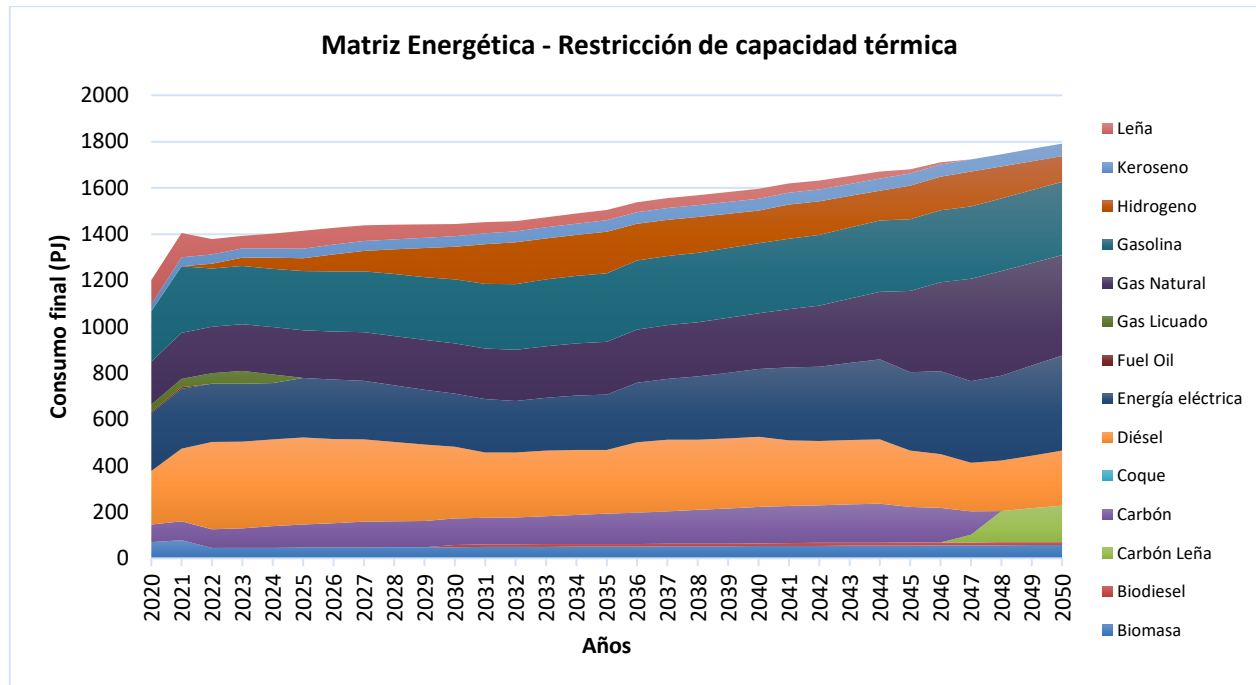


Figura 27. Matriz energética - Restricción capacidad térmica. Fuente: Elaboración propia

- En este escenario se consideró el apagado de las centrales térmicas desde el 2036, con esta restricción se tiene al 2050 la mayor participación de la generación de energía eléctrica como se observa en la figura 28 es a través de las centrales hidroeléctricas llegando a 319,3 PJ (68%), seguida de las centrales eólicas con 79,26 PJ (17%), y las centrales fotovoltaicas alcanzan los 70,15 PJ (15%). En comparación con el escenario BASE se evidencia un aumento de 30,98 PJ en la generación de energía eléctrica a partir de las fuentes eólicas y solar equivalente a 72,5 y 27,5% respectivamente. Esto permite identificar que se debe continuar con el aumento en la construcción de centrales de FNCER y en la misma línea se realice un proceso de desmantelamiento progresivo de las centrales de generación térmica.

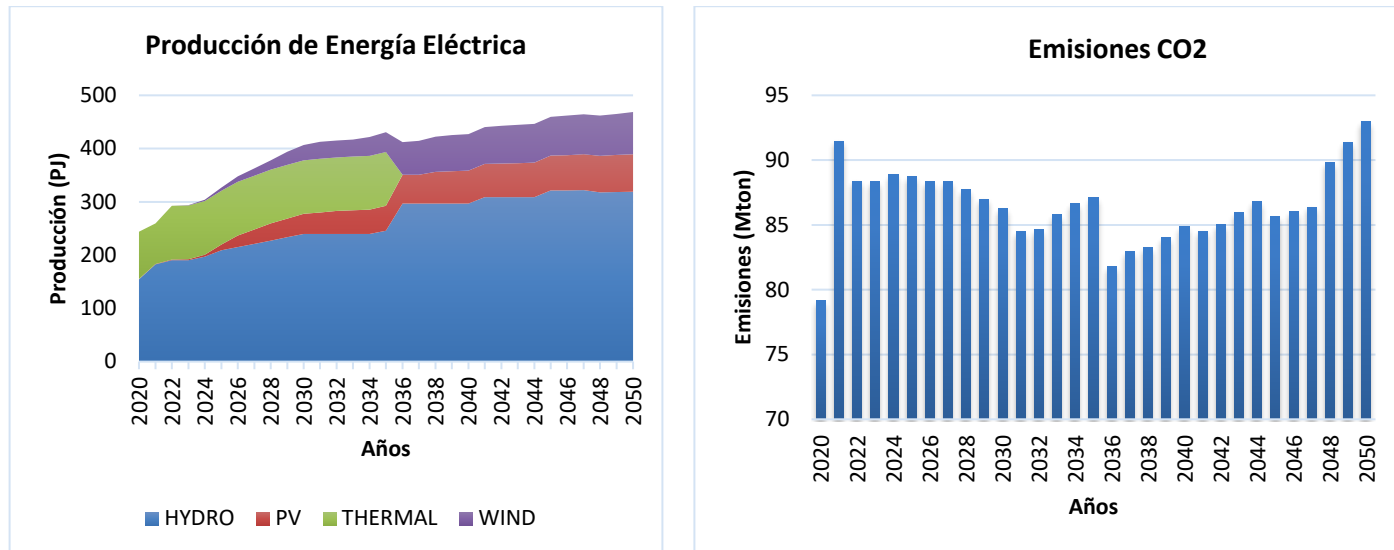


Figura 28. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- Las emisiones de CO2 crecen en 13,8 Mton entre el 2020-2050 y se alcanza el pico más alto en el 2050 con 95.03 Mton. En comparación con el escenario BASE se produce una reducción de 2,13 Mton al cierre de la proyección de la matriz energética. A pesar de que existe una reducción en las emisiones de CO2 no es suficiente para lograr un cambio significativo al año 2050 teniendo en cuenta que la energía eléctrica solamente produce 22.9% y de esta participación solamente el 17% es a través de centrales térmicas. Lo anterior permite inferir que para lograr una reducción significativa en las emisiones de CO2 las políticas deben estar enfocadas al sector transporte.

En la figura 29 se comparte los resultados obtenidos del consumo final por energético divididos en los seis sectores de la demanda, en el sector transporte se evidencia la penetración del hidrogeno como un energético de transición producto de las condiciones de hoja ruta definidas por el gobierno nacional, adicionalmente, el gas natural se convierte en un energético muy versátil que continua atendiendo diferentes sectores de consumo. Dado el cambio tecnologico en diferentes procesos y de transporte que involucran una mayor demanda de la energía eléctrica hace que este energético alcancé una participación de 400.4 PJ equivalente al 19,4% del consumo final.

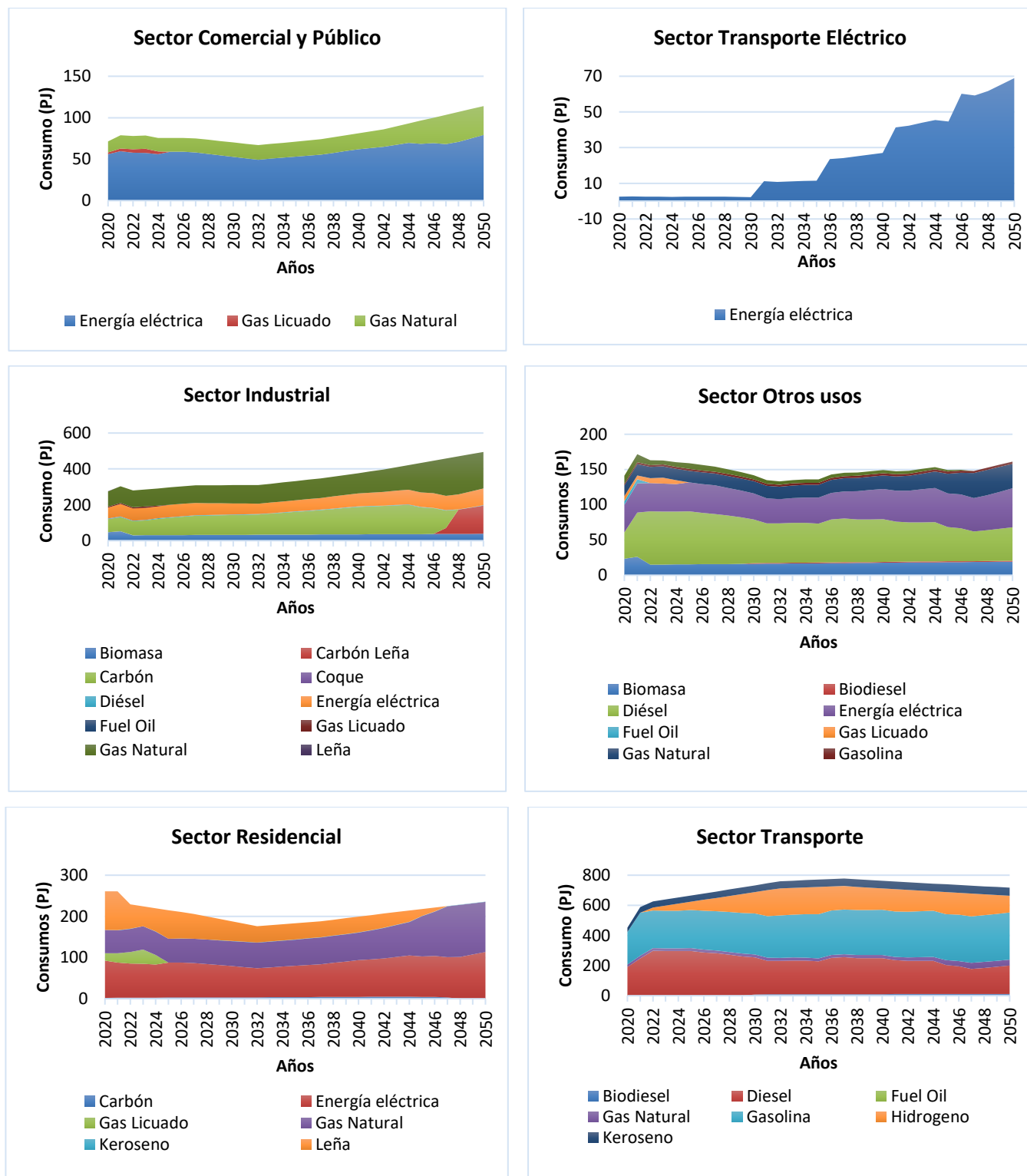


Figura 29. Consumo final por sectores. Fuente: Elaboración propia

7.8 Escenario de Restricción de capacidad térmica e hidroeléctrica (RCTH) – Demanda de transición.

7.8.1 Inputs - Parámetros técnico-económicos RCTH

Teniendo en cuenta el escenario base se mantienen constante los parámetros definidos en la Tabla 15, con excepción de la capacidad de las centrales de generación térmica e hídrica donde se limitan con el fin de identificar la penetración de las energías renovables con base a la demanda de transición establecida.

Tabla 18. Supuesto restricción de capacidad térmica e hídrica

Parámetro	Unidad	Descripción
Capacidad	PJ/año	Se elimina durante 15 años la capacidad de generación de energía eléctrica a través de centrales térmicas, comprendido entre el 2036 -2050. Adicionalmente se mantiene constante la capacidad de centrales hidroeléctricas desde el año 2024 con 504.6 PJ/año

7.8.2 Resultados RCTH

En la figura 30 se muestra los resultados del consumo final de energía para el escenario restricción de la capacidad térmica e hídrica de la demanda de transición, donde se estima al 2050 un valor final de 1791.3 PJ dividida en 9 energéticos.

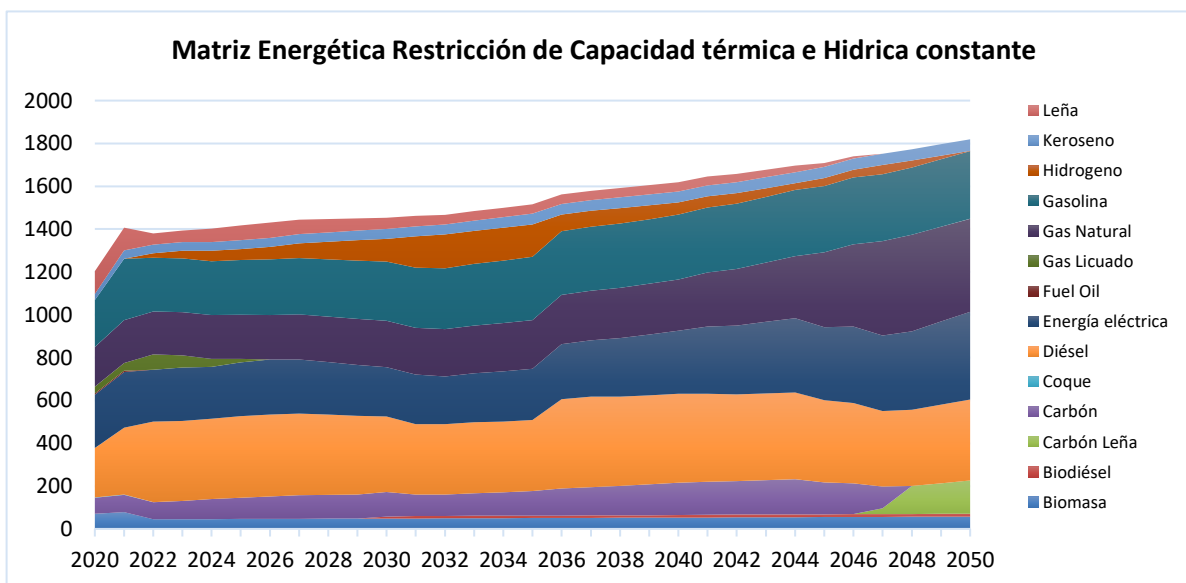


Figura 30. Matriz energética - Restricción de capacidad térmica e hídrica constante.

Fuente: Elaboración propia

- Para el caso de la energía eléctrica las restricciones adicionales en este escenarios no causan un cambio con respecto al escenario BASE manteniendose un consumo de 410,2 PJ, atendiendo el 22,5% de la demanda energética. Sin embargo, al limitar la capacidad de generación de energía eléctrica en las dos fuentes principales actuales causa que el hidrogeno presente una disminución de 157,2 PJ a 1.50 PJ equivalente al 0,1% del consumo energético total del país, por lo cual el diésel va aumentar la participación en el sector del transporte.
- El diésel y la gasolina al igual que en los escenarios anteriores se mantienen como los principales combustibles para atender el sector transporte al 2050, con 377 PJ equivanlente a un 20,7% y 316,3 PJ equivalente a 17,4% respectivamente del total de la demanda.
- La participación del carbón desaparece en el año 2048 mientras que la leña se utiliza hasta el 2046, se observa que son sustituidos por el carbón leña. Al 2050, el consumo del keroseno es de 53,7 PJ (3,0%) y el biodiésel es de 13,1 (0,6%).
- El consumo del gas licuado desaparece al 2025 con 16,8 PJ y el gas natural cierra al 2050 con 433,95 PJ.

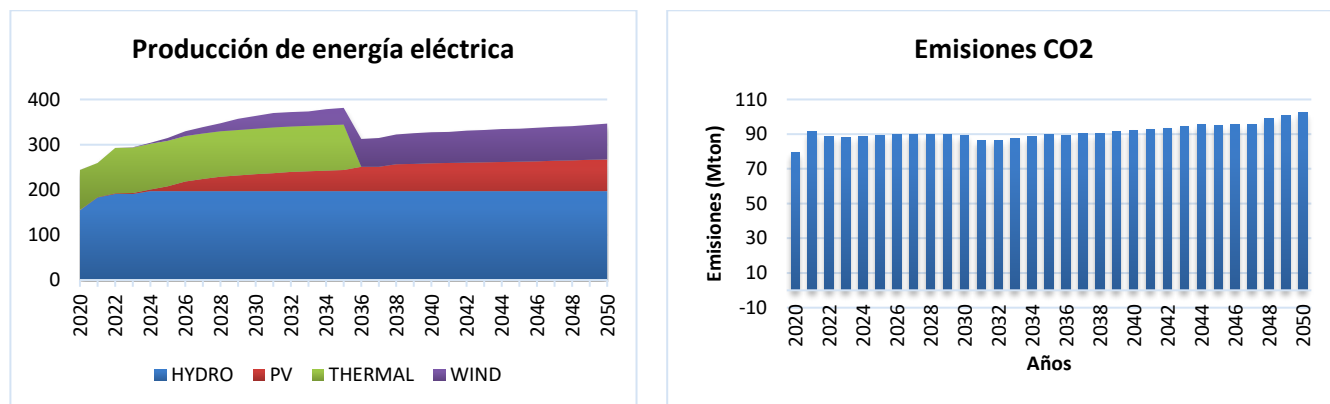
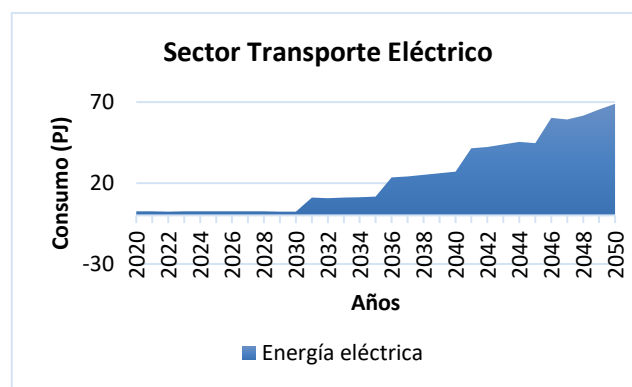
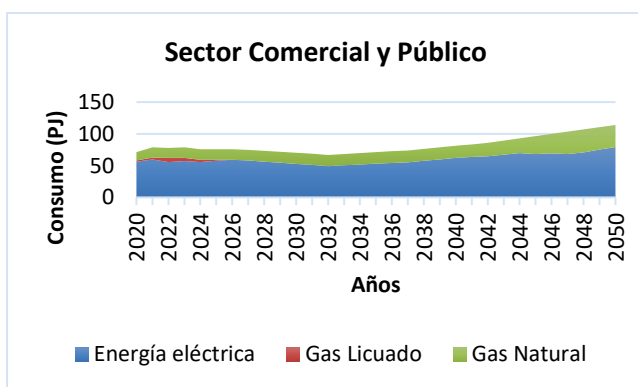


Figura 31. Producción de energía eléctrica y emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- En este escenario se consideró el apagado de las centrales termicas desde el 2036 y se mantuvo constante la capacidad hidrica a partir del 2024 con 504,6 PJ, con estas dos restricciones se continua obteniendo al 2050 la mayor participación de la generación de energía eléctrica a través de las centrales hidroeléctricas llegando a 196,74 PJ

(57%), seguida de las centrales eólicas con 79,26 PJ (23%), y las centrales fotovoltaicas alcanzan los 70,15 PJ (20%). En comparación con el escenario BASE se evidencia una disminución de 155.7 PJ en la generación de energía eléctrica pasando de 501.9 PJ a 346.2 PJ lo cual impacta directamente en la producción de hidrogeno, dado que la electricidad es la fuente principal de alimentación de las centrales de hidrolisis. Asimismo, el gas natural, el diesel y la gasolina se convierten en los energéticos con mayor consumo para satisfacer los sectores de la demanda lo cual impacta en que al cierre del 2050 se produzca 102,5 Mton de emisiones de CO2 como se muestra en la figura 31. En comparación con el escenario BASE se produce un aumento de 5,37 Mton al cierre de la proyección de la matriz energética y las emisiones de CO2 crecen en 23,4 Mton entre el 2020-2050, por lo cual solamente retirar las centrales térmicas del sistema energético y no aumentar en la capacidad hídrica actual del país no seran las decisiones correctas que llevarán al país a avanzar en la transición energética justa.



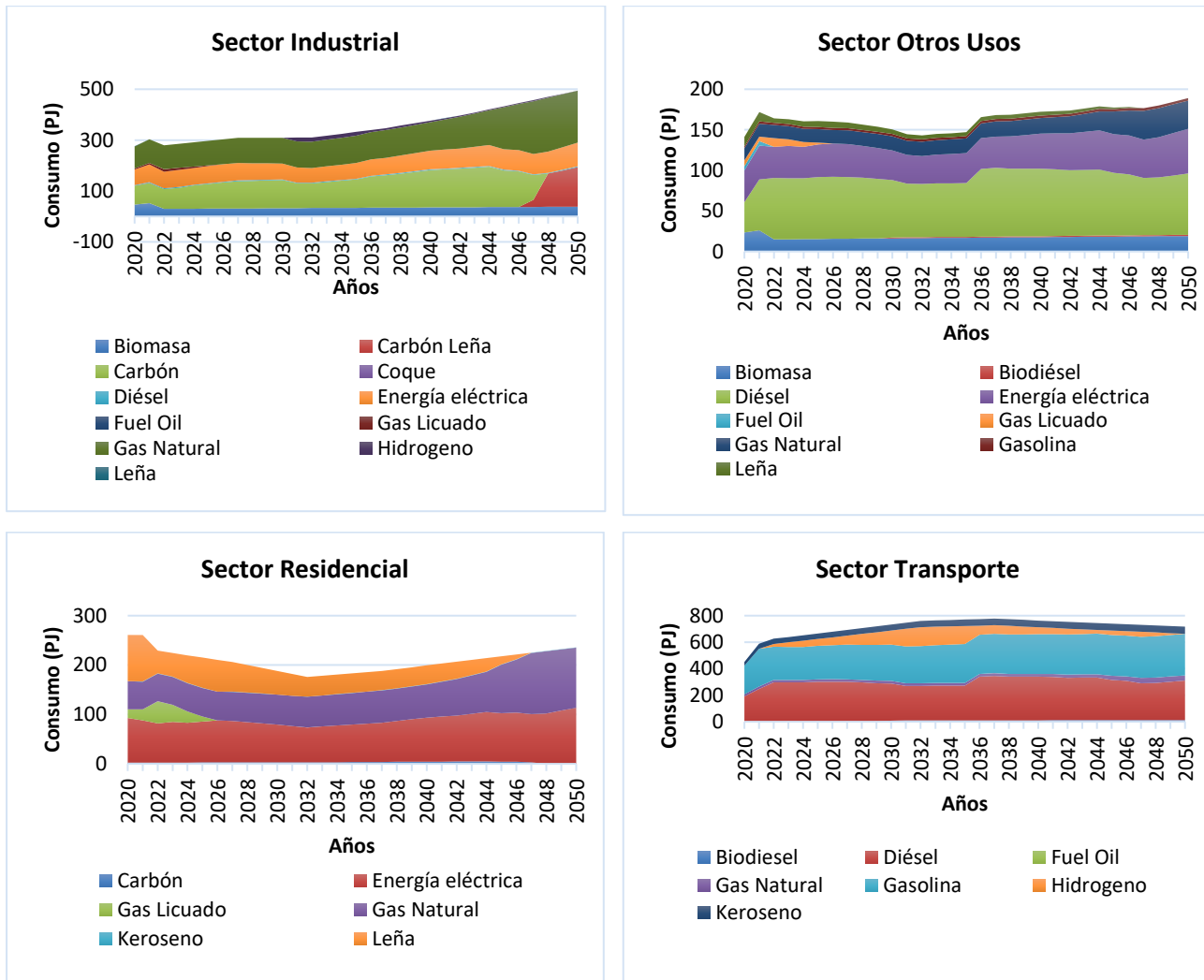


Figura 32. Consumo final por demanda. Fuente: Elaboración propia

7.9 Escenario de Restricción de Cero Emisiones (RCE) – Demanda de transición

7.9.1 Inputs - Parámetros técnico-económicos RCE

Teniendo en cuenta el escenario base de transición se mantienen constante los parámetros definidos en la Tabla 15, con excepción de las emisiones de CO₂. Este escenario se define en línea con el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible de alcanzar cero emisiones de CO₂ al 2050.

Tabla 19. Supuesto escenario cero emisiones

Parámetro	Unidad	Descripción
Emisiones de Co2	Mton/PJ	Se utilizan los valores de emisiones de cada tecnología mostrados en la Tabla 7. A partir del año 2030 se considera una máxima producción de emisiones de 70Mton/PJ con una reducción de 5Mton/PJ al año hasta el 2036, posteriormente se considera una reducción de 2Mton/PJ hasta alcanzar el carbono neutral al año 2050.

7.9.2 Resultados RCE

En la figura 33 se muestra los resultados del consumo final de energía para el escenario cero emisiones CE de la demanda de transición, donde se estima al 2050 un valor final de 2614,5 PJ dividida en 2 energéticos.

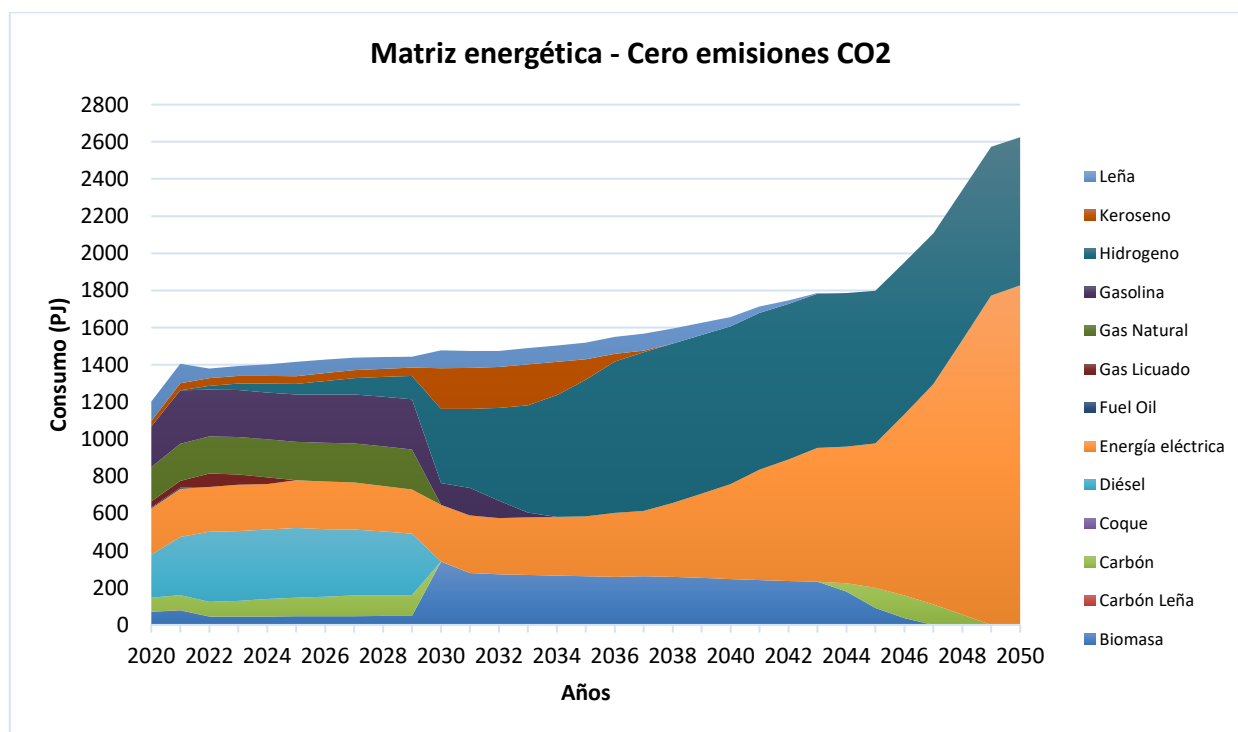


Figura 33. Matriz energética - Cero emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- Este escenario es optimista considerando poder obtener cero emisiones de CO2 al año 2050, se establece que los dos energéticos que lograrían este objetivo sería a través de la energía eléctrica e hidrogeno. Es importante también definir metas a mediano plazo con el fin de implementar planes de acción que permitan llegar al carbono neutral.

- El diésel y la gasolina dejan de ser los principales combustibles para atender el sector transporte al 2050 lo cual sería suplido por el hidrogeno. El consumo del diésel desaparece en el año 2029 con 330,03 PJ y la gasolina alcanza a estar hasta el 2033 con 26.61 PJ, producto de las emisiones de CO2 que emiten a la atmosfera.
- La participación del carbón desaparece en el año 2029 con 113,02 PJ mientras que la leña se utiliza hasta el 2044. El consumo del keroseno permanece hasta el 2037 con 9,08 PJ.
- El gas licuado se usa hasta el 2024 con 37,38 PJ mientras que el gas natural se utilizarían hasta el 2033 con 26,61 PJ.

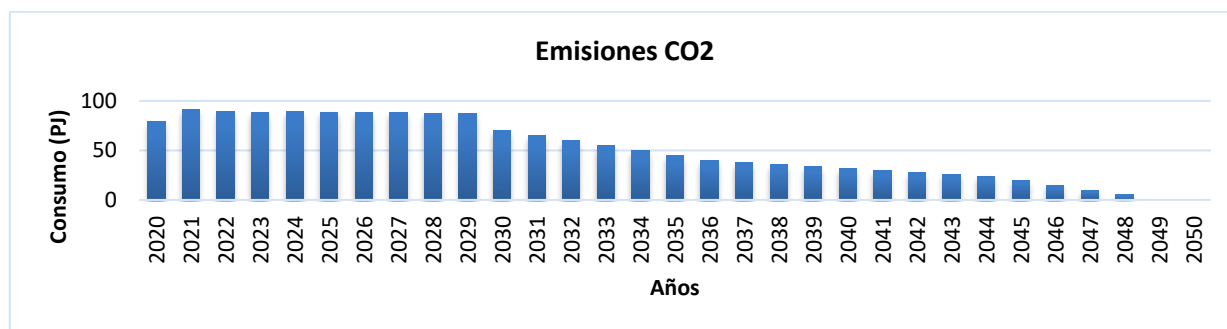


Figura 34. Producción de emisiones de CO2. Fuente: Elaboración propia

- La reducción de las emisiones de CO2 se establece a partir del año 2030 con 5Mton por año hasta el 2036, posteriormente se establece una disminución anual de 2Mton para finalmente alcanzar al 2050 el carbono neutral, estas metas deben estar asociadas con políticas que permitan garantizar la seguridad energética del país y encontrar energéticos sustitutos en los diferentes procesos que satisfagan los diferentes sectores de demanda.
- Al 2050 el sector comercial y público (353,3 PJ), Otros Usos (245,7 PJ), transporte eléctrico (307 PJ) y residencial (506,8 PJ) son atendidos con la energía eléctrica por lo cual el aumento de las centrales de generación a partir de FNCER son fundamentales para el cumplimiento de estos resultados, adicionalmente el fortalecimiento de las redes de transmisión y distribución que permitan conectar los centros de generación y consumo al interior del país. Para el caso del sector industrial

se satisface con ambos energéticos, 414,7 PJ con energía eléctrica y 79,6 PJ con hidrogeno dado que existen procesos donde se involucra calor en los cuales este vector se convierte en un energético más eficiente. El sector transporte se satisface con el hidrogeno (717 PJ) y se observa un aumento de 179.9PJ con respecto al escenario BASE alcanzando los 236,6PJ producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el sector público y privado, para lo cual en línea con lo mencionado anteriormente de aumento de generación y redes eléctricas, también el país debe expandir en las electrolineras para el proceso de carga durante los diferentes viajes de los colombianos.

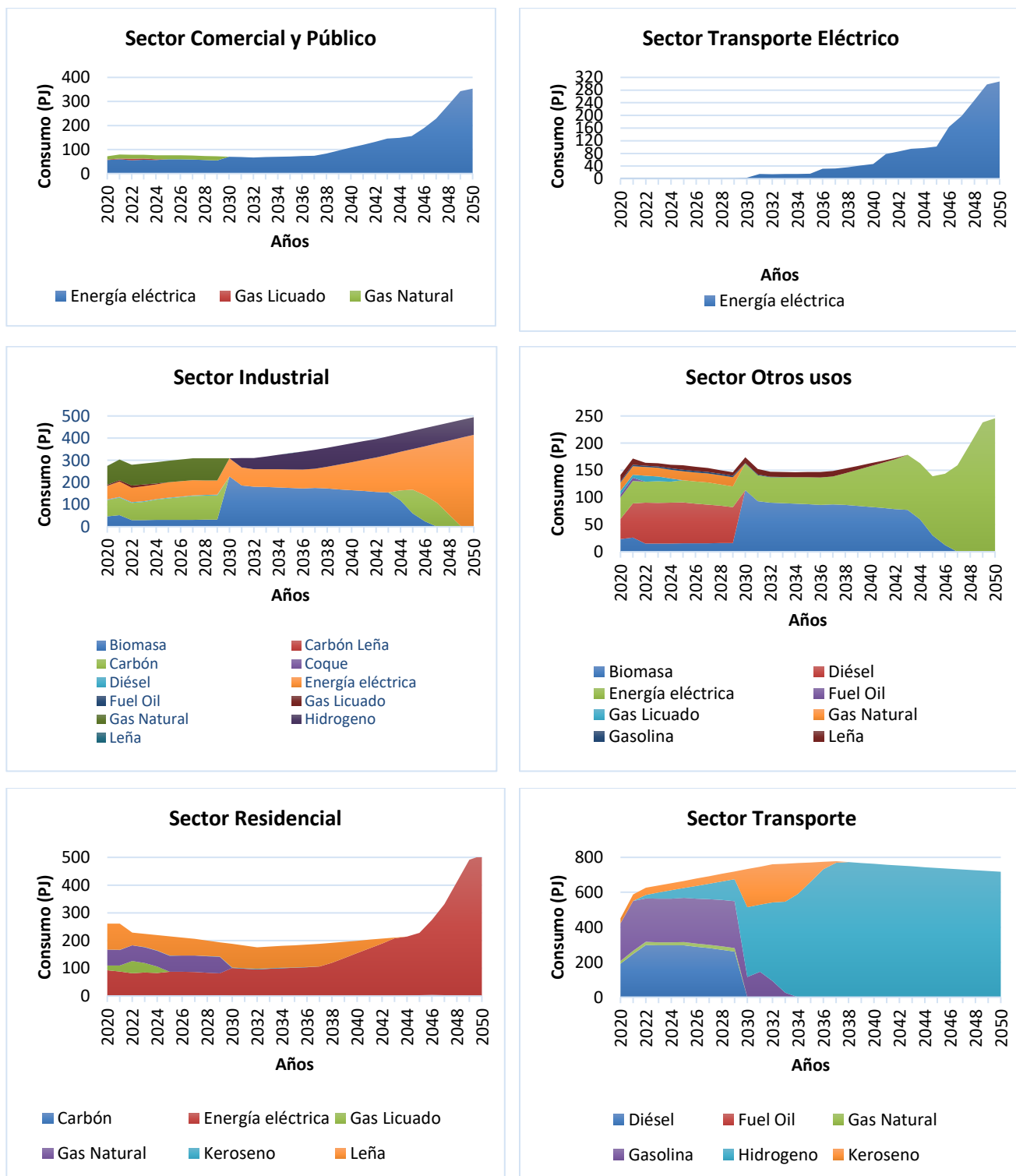


Figura 35. Consumo por demanda. Fuente: Elaboración propia

7.10 Comparación entre escenarios – Demanda transición

De acuerdo con la comparación de los 4 escenarios que se realizaron bajo la demanda de transición y que se muestra en la Tabla 20. se puede observar que la mayor participación de la energía eléctrica sucede en el escenario de cero emisiones de CO2 con un 70%, predominando la participación de la producción de la energía eólica, para los demás casos la mayor participación se da por parte de la generación hidroeléctrica.

Al 2050 el escenario RCTH es el que presenta la mayor producción de emisiones de CO2 dado que la demanda no se satisface totalmente con energéticos renovables sino se utilizan fuentes convencionales de energía como el gas natural, diésel y gasolina.

Tabla 20. Resumen demanda transición energética

Parámetro	Linea base	BASE			RCT			RCTH			CE		
	2021	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Energía demandada [PJ/Año]	1402.0	1388.9	1539.6	1723.7	1388.9	1539.6	1723.7	1388.9	1539.6	1723.7	1388.9	1539.6	1723.7
Electricidad en energía demanda [%]	21%	16%	18%	23%	16%	18%	23%	16%	18%	23%	21%	31%	70%
Principal generación de energía eléctrica [PJ/Año]	248.9	229.9	294.2	410.2	229.9	294	410.2	229.9	294	410.2	305.2	511.3	1828
Emisiones [MTonCO2/Año]	182.5	239.9	246.0	282.8	239.8	296.7	319.3	196.8	196.8	196.8	536.4	1144.1	2308.6
	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	HYDRO	WIND	WIND	WIND
	91.4	86.2	89.8	97.2	86.2	84.8	92.9	89.2	92.2	102.5	70.0	32.0	0.0

Otro aspecto importante que se puede determinar es que si no existe una limitación frente a la generación de emisiones de CO2 la matriz energética del país seguirá creciendo a partir de fuentes convencionales de energía como se observa en la Tabla 21 para los escenarios BASE, RCT y RCTH.

La biomasa y el biodiésel mantienen un comportamiento similar en los escenarios BASE, RCT y RCTH, mientras en el CE se presenta una participación importante entre el 2030 y 2040 producto del aprovechamiento de estos energéticos en el sector industrial, otros Usos y Transporte respectivamente.

La participación de la energía eléctrica en el escenario CE es 4.4 veces mayor dado que se considera como el energético que permitirá alcanzar la producción de cero

emisiones de CO₂ a partir de la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía. Adicionalmente, al ser el sector transporte el predominante dentro del territorio nacional se observa que el hidrogeno verde será el energético que jugará un papel importante para la transición energética y en el cual se debe asegurar la ejecución de centrales de hidrólisis que permitan cumplir con este objetivo. La asignación del hidrogeno en la matriz energética sucede por el precio competitivo que se espera Colombia tenga al 2050 de acuerdo con los estudios internacionales y la disponibilidad de recursos renovables para la producción de energía eléctrica que alimentará estas centrales.

Tabla 21. Resultados Consumo final por energético en PJ - Demanda de transición

Energético [PJ]	Linea base	BASE			RCT			RCTH			CE		
	2021	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Biomasa	78.5	48.6	53.1	57.6	48.6	53.1	57.6	48.6	53.1	57.6	340.6	247.4	0.0
Biodiésel	0.0	9.4	11.3	13.1	9.4	11.3	13.1	9.4	11.3	13.1	0.0	0.0	0.0
Carbón Leña	0.3	0.0	0.0	141.1	0.0	0.0	157.1	0.0	0.0	155.8	0.0	0.0	0.0
Carbón	80.8	114.3	139.8	0.0	114.3	157.9	0.0	113.9	151.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Coque	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Diésel	312.7	310.0	280.4	199.6	310.0	302.1	237.8	353.5	415.7	377.0	0.0	0.0	0.0
Energía Eléctrica	259.5	229.9	294.0	410.2	229.9	294.0	410.2	229.9	294.0	410.2	305.2	511.3	1827.9
Fuel Oil	6.4	0.0	0.0	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Licuado	36.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Gas Natural	199.1	216.5	239.5	434.0	216.5	239.5	434.0	216.5	239.5	434.0	0.0	0.0	0.0
Gasolina	288.0	275.8	302.8	316.3	275.8	302.8	316.3	275.8	302.8	316.3	116.8	0.0	0.0
Hidrogeno	0.0	141.3	176.8	157.3	141.3	141.9	111.6	106.9	57.8	1.5	399.8	847.8	796.7
Keroseno	38.1	45.6	51.0	53.7	45.6	51.0	53.7	45.6	51.0	53.7	219.5	0.0	0.0
Leña	105.7	53.4	43.3	0.0	53.4	42.7	0.0	53.4	42.9	0.0	95.4	50.0	0.0
Total	1406.1	1444.8	1592.0	1791.3	1444.8	1596.3	1791.3	1453.5	1619.0	1819.2	1477.4	1656.5	2624.6

Además, el gas natural en los tres primeros escenarios juega un papel importante como un energético de transición que permitirá satisfacer parte del consumo final en diferentes sectores de la demanda y adicionalmente se convierte en un sustituto del gas licuado, la leña y el carbón

Capítulo 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos y buscando el objetivo de poder contribuir con la transición energética, a continuación, se relacionan las principales recomendaciones políticas y económicas:

- El sistema energético de referencia construido para Colombia en OSEMOSYS es un punto de partida para que de forma académica e investigativa se continúe con la modelación de código abierto para una planeación energética precisa, que permita reducir sus costes satisfaciendo la creciente demanda, principalmente del sector transporte, residencial e industrial. También se puede analizar la integración de sistemas de almacenamiento con el fin de buscar una mayor penetración de las fuentes de generación renovable.
- La evaluación del escenario de Restricción de Cero Emisiones (RCE), bajo la proyección de las dos demandas permite establecer que el hidrógeno será un actor clave en la transición energética hacia la búsqueda de una economía de carbono neutral (cero emisiones) con una participación al año 2050 entre 797 PJ a 1.102 PJ, por lo cual este combustible debe ser incentivado para que a través de la inversión público-privada se tecnifique toda la cadena de valor, dado cumplimiento a los objetivos expuestos en la hoja de ruta del corto, mediano y largo plazo.
- La evaluación de los escenarios BASE, RCT y RCTH demuestra que la generación de energía eléctrica en Colombia prevalece a través de la tecnología hídrica, no obstante, el escenario RCE permite identificar que la generación de energía eléctrica a través de FNCER es fundamental para cumplir con el objetivo de alcanzar carbono cero al 2050, especialmente a partir de la participación de la energía eólica. Por lo cual, el despliegue de la energía eólica en la Guajira será uno de los principales desafíos para Colombia, y como primer paso deberá buscar la aprobación de las comunidades para la

implementación de este tipo de proyectos en el departamento de la Guajira, única zona del país con un alto recurso eólico y solar para la generación de energía eléctrica renovable. De acuerdo con las estimaciones, se requeriría por lo menos de 273,42 PJ de energía eólica y solar en Colombia, por lo que se requeriría una inversión privada de por lo menos 5.964 MMUSD, lo cual correspondería aproximadamente al 2% del PIB actual.

- El análisis del escenario de restricción de capacidad térmica (RCT) e hídrica (RCTH) muestran que el gas natural se convertirá en un energético clave y sustituto para poder satisfacer el consumo en el sector transporte, industrial y residencial, con una participación entre 433,9PJ y 770PJ. No obstante, el escenario RCTH deja ver que una restricción en el aumento de capacidad Hídrica representaría un efecto contraproducente para el aumento de las emisiones de CO₂ al limitar la producción de Hidrogeno verde a grande escala, debido a que los electrificadores demandan una gran cantidad de energía eléctrica para su funcionamiento.
- El sector transporte al tener la mayor participación dentro de la demanda nacional durante el periodo de estudio, debe ser el principal gestor para que el país continúe fortaleciendo sus políticas sobre transición energética, por ejemplo, mediante la regulación de una tasa de impuesto al carbono se puede disminuir el uso de combustibles fósiles y a su vez incentivar la masificación de flotas eléctricas, el desarrollo tecnologico y la implementación de electrolineras en las principales ciudades del país. Aquí existe un reto muy importante en el desarrollo de infraestructura para el transporte de la energía eléctrica, pues de acuerdo a los resultados de las proyecciones de demanda de modernización en el sector del transporte eléctrico, en el año 2050 se demandarían por lo menos 57 PJ, es decir tendría que existir una capacidad adicional de transmisión eléctrica cercana a los 2 GW para atender este segmento del mercado.

- Los escenarios BASE, RCT, RCTH y RCE consideraron diferentes supuestos con base a factores técnicos, económicos y ambientales, por lo cual los resultados obtenidos fueron dinámicos y cambiantes y no indicaron una única solución para satisfacer la demanda de la matriz energética de Colombia, sin embargo, cada escenario permitió analizar los efectos que conllevaría tomar una decisión que impusiera una restricción al sistema, y fue allí donde OSEMOSYS, como una herramienta de código libre y abierto, demostró que es una aplicación muy útil para la construcción de políticas energéticas en el largo plazo.

REFERENCIAS

- [1] UPME, “PEN 2022-2052”, Bogotá, Colombia, jun. 2023. Accedido: 27 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf
- [2] MME, “Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia”, 2021. Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrogeno_Colombia_2810.pdf
- [3] LAC Green Hydrogen Action, “Renewable Hydrogen in Latin America and the Caribbean: Opportunities, Challenges, and Pathways.”, 2023. Accedido: 3 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://alianzaporelhidrogeno.cr/2023/08/31/estudio-renewable-hydrogen-in-latin-america-the-caribbean-opportunities-challenges-and-pathways/>
- [4] IEA, “World Energy Outlook 2023”, oct. 2023. Accedido: 3 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- [5] UPME, “Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050 ”, 2015. Accedido: 3 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf
- [6] Plazas-Niño F., Yeganyan R., Cannone C., Howells M., y Quirós - Tortós J., “Informing sustainable energy policy in developing countries: An assessment of decarbonization pathways in Colombia using open energy system optimization modelling”, *Elsevier*, oct. 2023, Accedido: 9 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101226>
- [7] IRENA, “Global Hydrogen Trade to meet the 1.5°C climate goal: Green Hydrogen cost and Potential”, may 2022. Accedido: 12 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>
- [8] IEA, “Hydrogen in Latin America”, ago. 2021. Accedido: 4 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>
- [9] IRENA, “WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 2023”, 2023, Accedido: 9 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Mar/IRENA_WETO_Preview_2023.pdf?rev=c4c2398e169a4243ad37cf67dc441fa8
- [10] David Rodríguez-Fontalvo, Eliana Quiroga, Nelly M. Cantillo, Nestor Sánchez, Manuel Figueredo, y Martha Cobo, “Green hydrogen potential in tropical countries: The colombian case”, 2023, Accedido: 9 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.320>
- [11] Departamento Nacional de Planeación, “Documento CONPES 4075 ‘POLITICA DE TRANSACCIÓN ENERGÉTICA’”, 2022. Accedido: 9 de junio de 2023. [En

- línea]. Disponible en:
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>
- [12] Ministerio de Minas y Energía, “Programa de uso racional y eficiente de energía - PROURE 2022-2030”, Bogotá, abr. 2021. Accedido: 15 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en:
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf
- [13] Ministerio de minas y Energía, “Colombia’s hydrogen roadmap”, sep. 2021. Accedido: 19 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en:
https://www.minenergia.gov.co/documents/5862/Colombias_Hydrogen_Roadmap_2810.pdf
- [14] Eunice Pereira *et al.*, “Climate, Land, Energy and Water systems interactions – From key concepts to model implementation with OSeMOSYS”, *Elsevier*, ago. 2022, Accedido: 13 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en:
<https://doi.org/10.1016/j.envsci.2022.07.007>
- [15] OseMOSYS, “Introduction to OSeMOSYS”, OSEMOSYS. Accedido: 9 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en:
<https://osemosys.readthedocs.io/en/latest/manual/Introduction.html>
- [16] Habtu D., Ahlgren E., y Bekele G., “Long-term electricity supply modelling in the context of developing countries: the OSeMOSYS-LEAP soft-linking approach for Ethiopia”, *ELSEVIER*, 2023, Accedido: 9 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.101045>
- [17] Plazas -Niño F., Ortiz-Pimiento N., y Montes-Páez E.G., “National energy system optimization modelling for decarbonization pathways analysis: A systematic literature review”, *ELSEVIER*, 2022, Accedido: 3 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112406>
- [18] Mark Howells *et al.*, “OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System An introduction to its ethos, structure and development”, *Elsevier*, jul. 2011, Accedido: 13 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en:
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
- [19] Youssef Almulla *et al.*, “Model Management Infraestructure (Mamani) Training Manual”, Sweden, ago. 2019. Accedido: 23 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en:
http://www.osemosys.org/uploads/1/8/5/0/18504136/mamani_training_manual_rev170612.pdf
- [20] KTH Royal Institute of Tecnology, “Designing a representative Reference Energy System”. Accedido: 9 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en:
<https://zenodo.org/record/1493109/files/3.%20Desigining%20a%20representative%20Reference%20Energy%20System.pdf?download=1>
- [21] Tellez L. y UPME, “Balance Energético Colombiano ‘Documento metodológico’”, 2018. Accedido: 14 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en:
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Documento_metodologico_BECO_2018.pdf

- [22] Ferrer P., Álvarez E., Tenreiro C., y Vega F., “Assessing flexibility for integrating renewable energies into carbon neutral multiregional systems: The case of the Chilean power system”, *ELSERVIER*, 2022, Accedido: 29 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2022.08.010>
- [23] Ministerio de Energía Chile, “Estrategia Nacional Hidrógeno Verde”, 2020, Accedido: 4 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- [24] Pedro Vargas-Ferrer, Eduardo Álvarez-Miranda, Claudio Tenreiro, y Francisca Jalil-Vega, “Integration of high level of electrolytic hydrogen production: Impact on power systems planning”, *Elsevier*, abr. 2023, Accedido: 1 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137110>
- [25] University of Costa Rica y KTH Royal Institute of Technology, “Decarbonising the transport and energy sectors: technical feasibility and socioeconomic impacts in Costa Rica”, 2020, Accedido: 27 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100573>
- [26] Carlos A.A. Fernandez Vazquez, R.J. Brecha, y Miguel H. Fernandez Fuentes, “Analyzing carbon emissions policies for the Bolivian electric sector”, *Elsevier*, ene. 2022, Accedido: 4 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rset.2022.100017>
- [27] Carlos Fernandez, Thomas Vansighen, Miguel Fernandez, y Silvain Quoilin, “Energy transition implications for Bolivia. Long-term modelling with short-term assessment of future scenarios”, *Elsevier*, nov. 2023, Accedido: 6 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113946>
- [28] Chévez P., Martini I., y Discoli C., “Desarrollo metodológico para la construcción de escenarios urbano-energéticos de largo plazo”, 2019, Accedido: 9 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://www.scielo.org.ar/pdf/cuba/v26n26/v26n26a04.pdf>
- [29] DANE, “Censo Nacional de población y vivienda”, <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/censo-nacional-de-poblacion-y-vivenda-2018/cuantos-somos>.
- [30] UPME, “Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica”, Bogotá, nov. 2023. Accedido: 27 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Proyeccion_precios_energeticos_I_semestre_2023_vf.pdf
- [31] S. de D. UPME, “Balance Energético Colombiano - BECO”, sep. 2022. Accedido: 27 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>
- [32] Arne Burdack, Luis Duarte-Herrera, Gabriel López-Jiménez, Thomas Polklas, y Oscar Vasco Echeverry, “Techno-economic calculation of green hydrogen production and export from Colombia”, 2022, Accedido: 9 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.10.064>

- [33] BID, “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina”, dic. 2019. Accedido: 24 de agosto de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.18235/0002101>
- [34] IRENA, “Global Hydrogen Trade to meet the 1.5° climate goal”, 2022, Accedido: 9 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>
- [35] NREL, “Fossil Energy Technologies”. Accedido: 3 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://atb.nrel.gov/electricity/2022/fossil_energy_technologies
- [36] IRENA, “Renewable Power Generation Cost in 2019”, jun. 2020. Accedido: 14 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- [37] IRENA, “Renewable Power Generation Cost in 2021”, jul. 2022. Accedido: 8 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>
- [38] IEA, “World Energy Outlook 2022”, oct. 2022. Accedido: 14 de diciembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- [39] F.A. Plazas Niño, N. R. Ortiz Pimiento, y J. Quirós-Tortós, “Supporting energy system modelling in developing countries: Techno-economic energy dataset for open modelling of decarbonization pathways in Colombia”, *Elsevier*, 2023, Accedido: 3 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.dib.2023.109268>
- [40] Buck Feng, “Power Plant Efficiency: Coal, Natural Gas, Nuclear, and More”. Accedido: 10 de noviembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.pcienergysolutions.com/2023/04/17/power-plant-efficiency-coal-natural-gas-nuclear-and-more/>.
- [41] UPME, “PEN 2020 – 2050: Transformación energética para el desarrollo sostenible”. Accedido: 7 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN.aspx>