



Beatriz Ledesma Cano
Diego Carmona Fernández
Cristian Laverde Albarracín
(eds.)

Hacia una mejor gestión energética enfocada a la cooperación desde la red RIMSGES

**Hacia una mejor gestión energética enfocada
a la cooperación desde la red RIMSGES**

Beatriz Ledesma Cano
Diego Carmona Fernández
Cristian Laverde Albarracín
(eds.)

Hacia una mejor gestión energética enfocada a la cooperación desde la red RIMSGES

Título: *Hacia una mejor gestión energética enfocada a la cooperación desde la red RIMSGES*

Primera edición: diciembre de 2025

© Beatriz Ledesma Cano, Diego Carmona Fernández, Cristian Laverde Albarracín (eds.)

© De esta edición:

Ediciones OCTAEDRO, S.L.
C/ Bailén, 5 – 08010 Barcelona
Tel.: 93 246 40 02
octaedro@octaedro.com
www.octaedro.com



Esta publicación está sujeta a la Licencia Internacional Pública de Atribución/Reconocimiento-NoComercial 4.0 de Creative Commons. Puede consultar las condiciones de esta licencia si accede a:
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>

ISBN: 978-84-1079-244-9

Diseño y producción: Octaedro Editorial

Publicación en acceso abierto - *Open Access*

Sumario

Prólogo	9
JUDIT LISONI	
1. Estudio comparativo del aporte renovable para producción de electricidad en países Iberoamericanos: retos y oportunidades desde la red RIMSGES.....	11
B. LEDESMA, O.CHURIO, S. ROMAN, C. LAVERDE, M. CHEN, D. MORA, R. RAMÍREZ, J. I. HUERTAS	
2. Gemelos Digitales para comunidades sostenibles: integración universitaria y nuevas soluciones en almacenamiento y cooperación energética	45
D. DIMITROVA-ANGELOVA, M. Á. JARAMILLO-MORÁN, S. FERNIZA-QUIROZ, J. F. GONZÁLEZ-GONZÁLEZ, D. CARMONA FERNÁNDEZ	
3. Producción de hidrocarburos sintéticos a partir de glicerina: eficiencia, costos y oportunidades de mejora de procesos.....	63
P. J. MUÑOZ, J. F. GONZÁLEZ, V. MONTES, S. ROMÁN, B. LEDESMA	
4. Estudio de cinética de secado de astilla para bioenergía.....	77
B. VELÁZQUEZ, J. RAMÍREZ	
5. Estudio teórico-experimental de electrodos de carbono para sistemas de almacenamiento de energía sostenible	87
O.CHURIO, E. FUENTES-QUEZADA, S. DI PINO, S. ROMAN, V. M. SANCHEZ, E. DE LA LLAVE	
6. Análisis de Calidad de Energía Aplicando la regulación ARCONEL 005-18, en una Subestación de una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica en Ecuador.....	95
C. LAVERDE ALBARRACÍN, C. OÑA MORENO, D. A. FIGUEROA GUERRA, K. MOPOSITA ORTEGA, J. EGAS GARCÍA	
7. Recuperación selectiva de mezclas cobalto/litio mediante adsorción en carbón activado producido a partir de residuos agroalimentarios	109
E. DÍEZ, R. MIRANDA, S. ROMÁN, A. RODRÍGUEZ	

Prólogo

JUDIT LISONI

Desde el año 2021, está vigente la red RIMSGES, del programa CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo).

CYTED es una iniciativa creada por los gobiernos de países iberoamericanos para fomentar la cooperación en ciencia, tecnología e innovación con el objetivo de lograr un desarrollo armónico en la región, según la [Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación](#). CYTED busca fortalecer la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación en Iberoamérica, impulsando proyectos que contribuyan al crecimiento económico y social de la región.

La red RIMSGES tiene se marcó como objetivo general constituirse como una red de investigación para desarrollar Modelos de Sistemas de Gestión de Energía (SGE) Sostenibles a nivel Internacional, como herramienta de planificación energética integral, que desarrolle escenarios de sostenibilidad evaluando alternativas energéticas a través de una debida inteligencia (gemelo digital). Objetivos específicos:

- Identificar modelos de consumo energético para evaluar mix energético de cada país, identificando la penetración de las energías renovables a estudiar.
- Identificar barreras para la correcta integración de sistemas de energía, especialmente, en generación de energía renovable distribuida.
- Desarrollar modelo común de SGE inteligente, que contemple variables existentes en sistemas energéticos nacionales. Esto permitirá identificar, evaluar, ejecutar, verificar y actuar en los sistemas energéticos, ayudado además por los gemelos digitales, que se interconecten de forma inteligente a nivel internacional.
- Divulgar el modelo a nivel científico-técnico, para que cualquiera pueda implementarlo y mejorar a nivel internacional, nacional o local, en el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles.

La obra que se presenta pretende mostrar cómo se están abordando de forma colaborativa estos objetivos. De este modo, el primer y más extenso capítulo muestra una descripción del mix energético de cada uno de los países constituyentes de la red, analizando las causas subyacentes a tales modelos y los retos que los mismos enfrentan en la actualidad.

Posteriormente, se muestran en diferentes capítulos, algunas de las investigaciones que la red ha realizado para proponer modelos y metodologías que permiten una mejor gestión de sistemas energéticos, de acuerdo a la experiencia propia de los diferentes grupos, que han encontrado el modo de complementar sus saberes para ampliar su proyección.

Se describen de este modo modelos y gemelos digitales que han sido implementados en la gestión de la producción de energía, en concreto, energía eléctrica a partir de fotovoltaica, y cómo la colaboración UEx-TEC de Monterrey ha llevado hasta la mejora de las condiciones energéticas de áreas empobrecidas, estos modelos.

Del lado de la producción de energía, o de vectores energéticos, se muestran experiencias de modelado de gas de síntesis y su posterior transformación en combustibles de segunda generación, que puede ser proyectado en cuanto a la valorización de residuos de biomasa por biodigestión o gasificación, como se desarrollan ejemplos en la Universidad de Extremadura (España), Universidad del Atlántico (Colombia).

Igualmente se presenta una herramienta matemática para modelar el secado de biomasa, tan importante para mejorar la eficiencia energética en los procesos de uso térmico de la misma, que se realizó en colaboración entre la Escuela Politécnica de Valencia (España) y la Universidad de La Molina (Perú).

Se aborda asimismo, la gestión de la distribución de energía, mediante la colaboración entre las Universidades ecuatorianas socias de la red, en particular, la Universidad Técnica Estatal de Quevedo (Ecuador) y la Universidad de Extremadura (UEx).

Finalmente, la red también ha trabajado en la gestión del almacenamiento de energía, en concreto en el diseño y modelización de baterías de ión Li y Na, así como en la recuperación selectiva de metales valiosos en celdas electroquímicas. Así, los últimos capítulos recogen los resultados de experimentación y simulación realizadas como colaboración entre la Universidad de Buenos Aires (UBA, Argentina), la UEx y la UCM (Universidad Complutense de Madrid).

Este libro solo recoge una parte del trabajo realizado en el año 2024 por los socios de la red, pudiendo encontrarse un mayor detalle de otras piezas de producción científica en los portales académicos de los autores.

Desde los coordinadores de la red RIMSGES, primeramente D. Diego Carmona y posteriormente Dña. Silvia Román (ambos de la Universidad de Extremadura) y por parte de cada uno de los socios y socias que la componen, se desea hacer un agradecimiento profundo y sincero al programa CYTED por impulsar año tras año la cooperación y la colaboración académica entre los países iberoamericanos que la componen.

JUDIT LISONI

Gestora del Área de Energía de CYTED, en diciembre de 2025

1. Estudio comparativo del aporte renovable para producción de electricidad en países iberoamericanos: retos y oportunidades desde la red RIMSGES

B. LEDESMA³, O. CHURIO^{1,2}, S. ROMAN³, C. LAVERDE⁴, M. CHEN, D. MORA, R. RAMÍREZ, J. I. HUERTAS²

¹ CONICET-Universidad de Buenos Aires, Instituto de Química Física de los Materiales, Medio Ambiente y Energía (INQUIMAE), Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.

² Departamento de Química Inorgánica, Analítica y Química Física, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. Buenos Aires, Argentina.

³ Departamento de Física Aplicada, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, Badajoz, España.

⁴ Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería Eléctrica

1.1. Introducción

En la actualidad, la transición energética se ha convertido en un tema prioritario para los países iberoamericanos. El uso de fuentes renovables para la generación de electricidad es una estrategia clave para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mejorar la sostenibilidad del suministro energético. Sin embargo, la realidad energética de la región muestra desafíos significativos que varían entre los distintos países, reflejando diferencias en la infraestructura, el marco normativo y la disponibilidad de recursos naturales.

En la Figura 1.1 puede observarse la evolución de la generación de electricidad en centro y Sudamérica desde 1990 hasta 2022, desglosada por fuentes de energías.

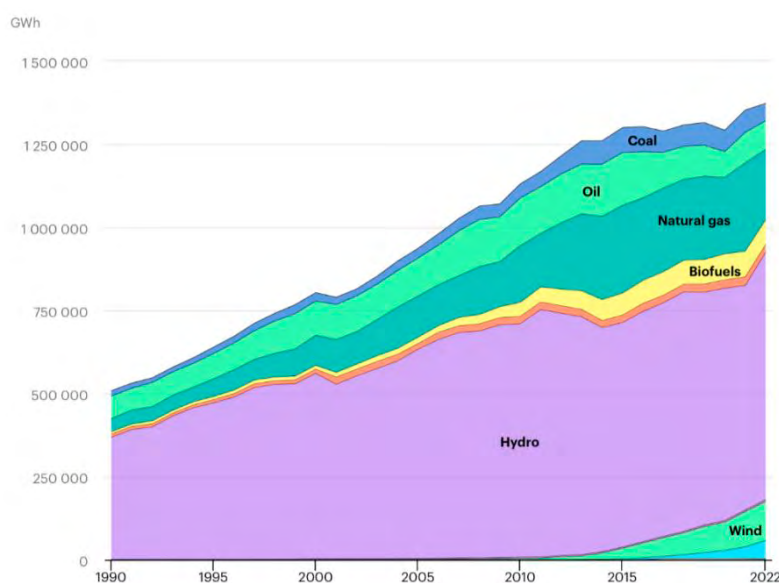


Figura 1.1. Generación de electricidad por fuente en centro y Sudamérica (1990-2022) [1]

Se observa el crecimiento sostenido de la capacidad de generación en la región, con una fuerte presencia de la energía hidroeléctrica, que domina el mix energético. Otras fuentes como el gas natural, el petróleo y el carbón también han aumentado su participación, aunque con menor peso relativo. Desde principios de los 2000, el gas natural ha crecido de manera sostenida, reflejando la expansión de infraestructuras de gasoductos y el aprovechamiento de reservas regionales. A pesar del avance de las energías renovables, el petróleo y el carbón siguen ocupando un espacio significativo en la matriz energética, lo que indica que la descarbonización del sector sigue siendo un desafío. En los últimos años, fuentes como la energía eólica y los biocombustibles han comenzado a ganar presencia, aunque aún representan una fracción pequeña del total. Esto refleja un avance progresivo en la diversificación de la matriz energética. No obstante, la persistencia de los combustibles fósiles y la vulnerabilidad del sistema hidroeléctrico refuerzan la necesidad de políticas más agresivas para acelerar la transición energética, impulsar la inversión en nuevas tecnologías y mejorar la integración de fuentes renovables en la red eléctrica.

En América Latina, la predominancia histórica de la energía hidroeléctrica ha permitido alcanzar porcentajes altos de generación renovable, pero al mismo tiempo ha generado una dependencia estructural vulnerable al cambio climático. Por su parte, el crecimiento del gas natural y la incipiente participación de energías eólica y biomasa reflejan una diversificación en curso, aunque aún incipiente en muchos casos. La persistencia del carbón y del petróleo en el mix de algunos países pone en evidencia la necesidad de políticas más agresivas de descarbonización.

En contraste, España y Portugal muestran procesos más consolidados y planificados de transición energética. En ambos casos, se observa una retirada paulatina de fuentes altamente emisoras como el carbón, una consolidación de la energía eólica e hidráulica, y una expansión sostenida de la energía solar en años recientes. España mantiene una fuerte participación del gas natural y un debate abierto sobre el rol de la energía nuclear, mientras que Portugal destaca por la eliminación casi total del carbón y por haber alcanzado un liderazgo renovable con más del 57% de su generación proveniente de fuentes limpias. Sin embargo, ambos países enfrentan retos relacionados con la seguridad energética, la dependencia de importaciones fósiles y la integración eficiente de renovables variables.

En conjunto, este estudio confirma que el avance de las energías renovables en Iberoamérica es diverso y contextualmente condicionado, pero también demuestra que existen luchas estructurales comunes, como la necesidad de aumentar la inversión en tecnologías limpias, mejorar las capacidades de almacenamiento e interconexión, y consolidar marcos regulatorios que impulsen una transición energética justa y sostenible. A continuación, se presenta un desglose por país, con énfasis en los principales retos y oportunidades identificados por la Red RIMSGES, con el objetivo de aportar insumos técnicos y estratégicos para la formulación de políticas públicas y cooperación regional en el ámbito energético.

1.2. Ecuador

Para llevar a cabo un análisis energético preciso, se requiere desglosarlo en dos categorías fundamentales: el consumo de combustibles fósiles destinados al transporte y la demanda de energía eléctrica. Esto se debe a la presencia de una crisis en estos dos sectores clave para el desarrollo en Ecuador en los últimos años. En este capítulo, se abordarán de manera individualizada los factores que han contribuido a dicha crisis en cada uno de estos ámbitos, con el objetivo de proporcionar una comprensión detallada y específica de los desafíos energéticos actuales en el país.

Ecuador es un país con reservas de petróleo, pero su economía sigue siendo frágil y muy dependiente de las exportaciones de crudo. Aunque vende petróleo al exterior, no cuenta con suficiente infraestructura para refinarlo dentro del país. Esto lo obliga a importar una gran parte de los derivados que necesita para el consumo interno, lo que aumenta su vulnerabilidad y su dependencia del mercado internacional en temas de energía.

La Figura 1.2 ilustra los periodos de enero a mayo desde el año 2021 al 2023, evidenciando un marcado déficit en la balanza comercial no petrolera. El año 2022 presenta un déficit acentuado, superando en 449 millones de dólares estadounidenses al periodo anterior. No obstante, en 2023, se observa un cambio significativo con la aparición de un superávit de 245,6 millones de dólares estadounidenses. Este fenómeno subraya la notable volatilidad de la balanza comercial ecuatoriana, tal como se destacó anteriormente.

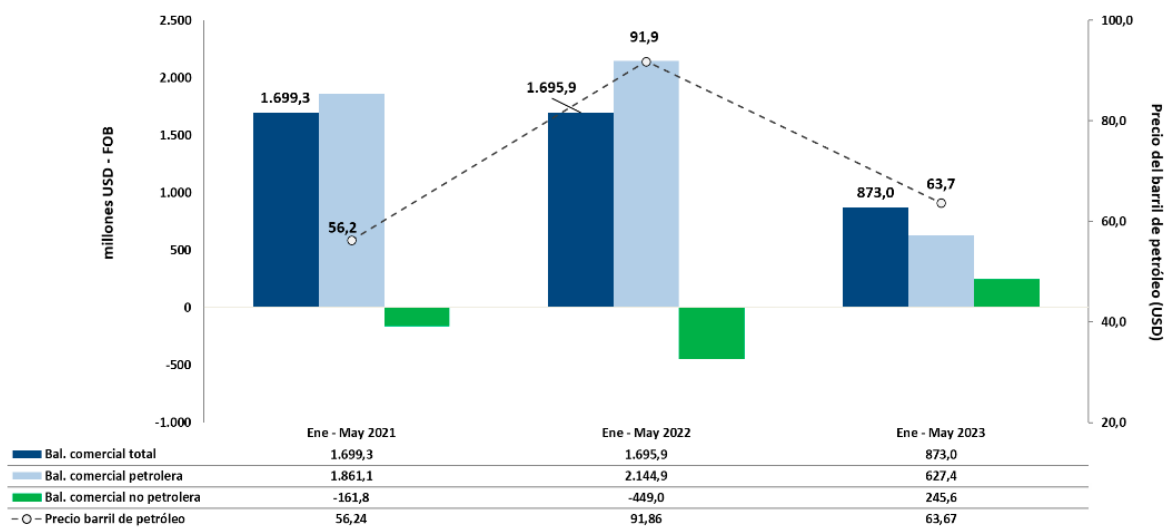


Figura 1.2. Balanza comercial de Ecuador Comparativa Enero-Mayo del 2021 al 2023 [4]

La Figura 1.3 presenta la oferta trimestral de derivados de petróleo, destacando una significativa variación anual en el incremento de divisas necesarias para la importación de combustibles en Ecuador. Los datos muestran la tendencia al alza en las necesidades financieras asociadas a la importación de derivados de petróleo, reflejando la dinámica cambiante en el mercado energético del país [5].

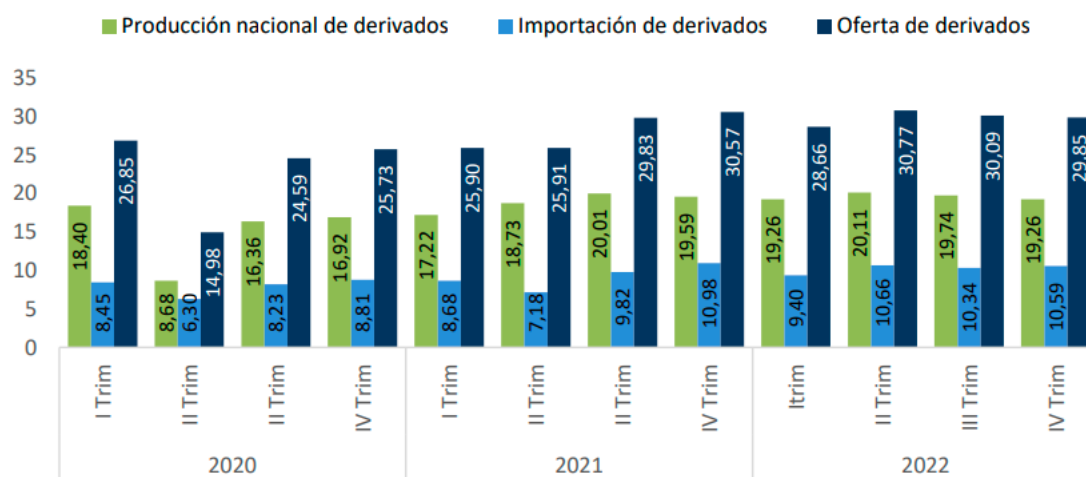


Figura 1.3. Oferta de Derivados de Petróleo en millones de dólares por trimestre desde el 2020 al 2022[5]

La problemática central no radica únicamente en el aumento del 28.7% en las importaciones de derivados, destinados a cubrir la demanda de combustibles fósiles en el país. Más bien, la inquietud principal se centra en combustibles específicos, como el diésel, la nafta de 85 octanos y el gas licuado de petróleo (GLP) de uso doméstico, que se comercializan con un costo fijo para el consumidor final. Esto implica que la diferencia entre el precio de mercado y el precio de venta al público sea cubierta mediante subvenciones estatales, como se muestran en la Figura 6. Según el Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador, en el año 2023, estas subvenciones ascendieron a aproximadamente 2.727,17 millones de dólares. Es importante destacar que los subsidios al diésel representaron 1.429,42 millones de dólares, mientras que los de las gasolinas fueron de 456,07 millones (ambos utilizados en transporte), y los del GLP de uso doméstico totalizaron 716,94 millones de dólares [6]. Estos montos conjuntos representan aproximadamente el 18% del Presupuesto General del Estado y alrededor del 3% del Producto Interno Bruto (PIB). Este escenario resalta la magnitud de la carga económica asociada a los subsidios estatales en el sector de combustibles y su relevancia en las finanzas públicas del país. Los subsidios a la energía le cuestan a Ecuador el 7% de su presupuesto público, o dos tercios del déficit fiscal [7].

Desde la perspectiva energética y petrolera, la relación entre los subsidios a los derivados del petróleo y su importación configura un panorama complejo que afecta gravemente las finanzas públicas y la seguridad energética del país. Esta situación coloca a Ecuador en un punto crítico que requiere acciones inmediatas y soluciones urgentes para garantizar la sostenibilidad del sector. La interdependencia de estos factores subraya la necesidad de abordar de forma integral los desafíos energéticos y económicos que se avecinan.

La demanda de energía eléctrica en Ecuador muestra una marcada tendencia al crecimiento, lo que ha adquirido un papel protagónico en la configuración del panorama energético nacional. Este aumento, impulsado por factores como el crecimiento industrial o la expansión demográfica, entre otros, representa un desafío significativo para la seguridad energética del país.

Como se evidencia en la Figura 1.4, la tasa de crecimiento anual promedio de la demanda eléctrica, considerando todos los requisitos del sistema, se sitúa en torno al 6,6%. Este cálculo contempla tanto las proyecciones demográficas como el crecimiento económico del país.

Este incremento sostenido destaca la importancia de buscar nuevas fuentes de generación de energía. La urgencia radica en evitar compromisos en la estabilidad y capacidad operativa del sistema nacional interconectado.

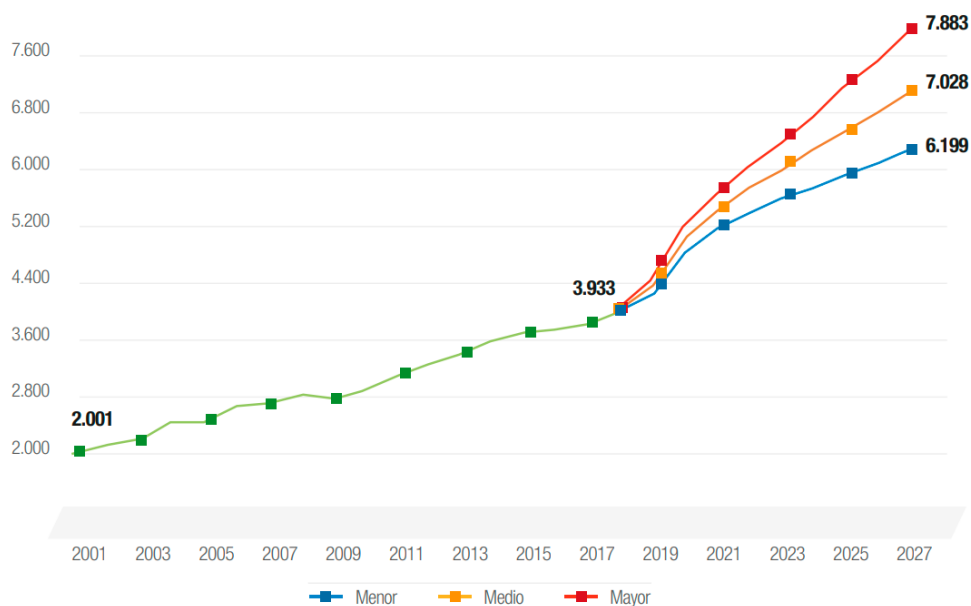


Figura 1.4. Proyección de la demanda de energía eléctrica en bornes de generación 2018-2027[8]

Este escenario exige estrategias de planificación energética altamente eficientes y adaptativas que no solo se anticipen a la demanda proyectada, sino que también garanticen la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico en el país, situaciones que el mismo Plan Maestro de Electrificación de la fecha tenía contemplado como se exhibe en la Figura 1.5.

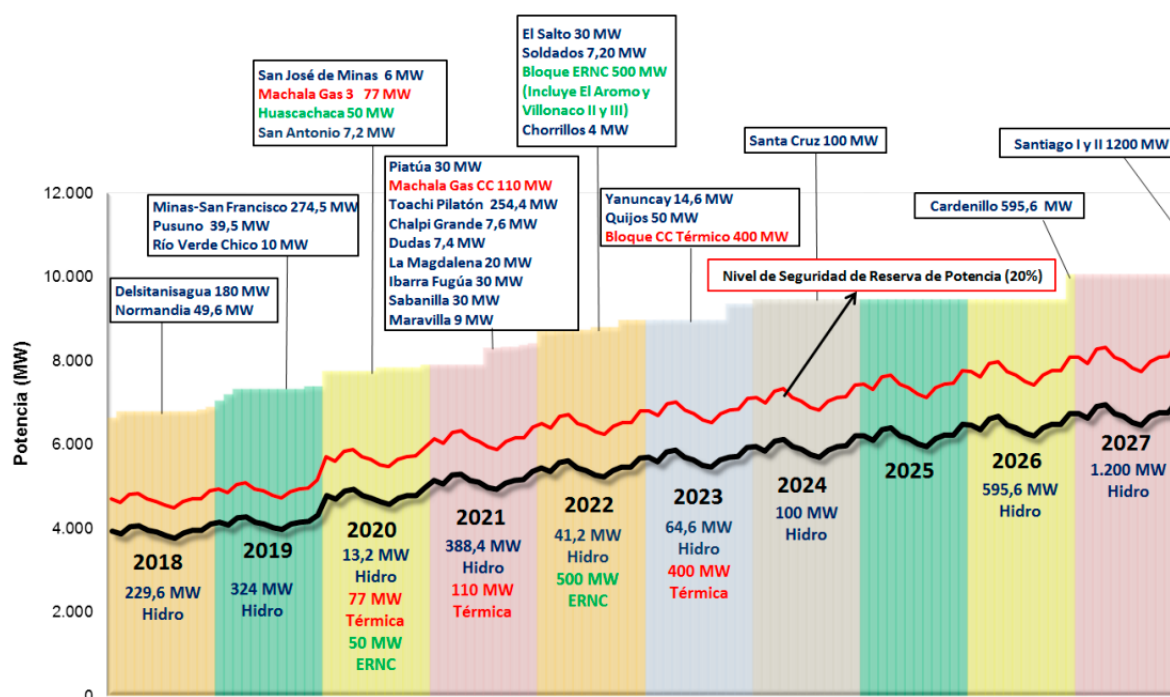


Figura 1.5. Prioridad de entrada de proyectos en función de la Curva de Demanda Proyectada 2018-2027 [8]

La planificación energética que abarca desde 2017 hasta la fecha presenta una fase inicial exitosa, donde todos los proyectos programados para 2018 y 2019 se integraron en su totalidad al Sistema Nacional Interconectado. Sin embargo, a partir de 2020, se evidencian desafíos notables, como se detalla en la Tabla 1.1. Algunos proyectos significativos, como Machala Gas 3, con una capacidad de 7,2 MW, no solo no lograron ingresar, sino que también se excluyeron iniciativas de energías renovables, como San Antonio, con una capacidad de 7,1 MW.

Desde ese punto hasta la actualidad, la entrada de proyectos planificados ha experimentado una detención total, a pesar de las proyecciones calculadas para el crecimiento de la demanda. Esta interrupción ha generado riesgo para la seguridad del sistema, acercándolo peligrosamente al colapso. Un análisis detallado de esta situación es crucial para entender las complejidades y proponer soluciones que restauren la seguridad energética del Sistema Nacional Interconectado del país.

Tabla 1.1. Proyectos planificados en el Plan de Maestro de Electrificación 2017-2028, que no han ingresado al SIN al 2024

AÑO DE CONEXIÓN	PROYECTOS	POTENCIA INSTALADA MW.			
		HIDRAULICA	TERMICA DE CC	ERNC	TOTAL MW
2020	San Antonio	7,2			
	Machala Gas 3		77		
	Piatua	30			
	Machala Gas CC		110		
	Toachi Pilatón	205,4			
	Dudas	7,4			
2021	La Magdalena	20			
	Ibarra Fugua	30			
	Sabanilla	30			
	Maravilla	9			
	El Salto	30			
2022	Soldados	7,2			
	Villonaco II y III Bloque de ERNC			500	
	Chorrillos	4			
	Yanuncay	14,6			
2023	Quijos	50			
	Bloque Térmico CC		400		
2024	Santa Cruz	100			
	TOTAL	544,8	587	500	1631,8

La evolución del incumplimiento de la expansión de la generación en Ecuador, evidenciada en la Tabla 1.1 hasta 2024, revela un preocupante estancamiento en la integración de capacidades energéticas planificadas, con un total de 1631 MW sin ingresar, distribuidos entre Centrales Hidráulicas (544,8 MW), Centrales Térmicas de Ciclo Combinado (587 MW) y un Bloque de Energías Renovables no convencionales (500 MW), los motivos de esta disrupción abarcan una variedad de retos que contradicen la planificación delineada en el Plan Maestro de Electrificación 2017-2028.

Este incumplimiento tuvo consecuencias significativas, manifestándose el 27 de octubre de 2023 con el inicio de racionamientos de energía eléctrica en el país. Esta situación, inédita desde 2009, y que en el 2024 se ha extendido con apagones de hasta 14 horas al día, ha impactado no solo en la estabilidad del suministro interno sino también en las relaciones de Ecuador con Colombia. Las importaciones de energía a través de la interconexión con Colombia han alcanzado el límite de 450 MW, llevando a costos elevados de hasta 0,58 USD por unidad de energía importada. Este escenario, desde una perspectiva económica, se torna insostenible para Ecuador, planteando un urgente llamamiento a una revisión técnica y estratégica que aborde estos desafíos y garantice la seguridad y sostenibilidad del suministro eléctrico en el país.

Frente a los problemas presentados en el sector petrolero, sus derivados y el déficit de energía eléctrica, junto con las dificultades económicas que afectan al país, se hace imperativo implementar decisiones inmediatas que no solo apunten a la resolución de crisis inmediatas, sino que estén diseñadas para sentar las bases de una recuperación sostenible a medio y largo plazo. Dichas medidas estratégicas se presentan a continuación:

- Focalización de los subsidios de los combustibles. La premisa fundamental detrás de la implementación de subsidios energéticos es resguardar a los hogares vulnerables de las fluctuaciones en los precios de la energía. Sin embargo, el análisis de la realidad en América Latina y el Caribe señala una notoria ineficacia de estos subsidios en la reducción de la pobreza. El costo de transferir un dólar al 20% más pobre de la población se estima en alrededor de 12 dólares [7]. A pesar de su baja eficiencia, los subsidios desempeñan un papel crucial al transferir ingresos a los hogares más necesitados, lo que complica su eliminación desde un punto de vista político. Por lo tanto, es necesario desarrollar estrategias de focalización, especialmente en los subsidios vinculados a la cocción de alimentos (GLP) y el transporte (Diésel), con el objetivo de optimizar su impacto y eficiencia.
- Aumento de la Capacidad de Refinación de Petróleo. En este contexto, resulta una necesidad aumentar la capacidad de refinación en las refinerías existentes y considerar la posibilidad de construir un nuevo complejo petroquímico, estas acciones serían cruciales para asegurar que la totalidad de los derivados para el consumo interno sean de producción nacional, fortaleciendo así la autosuficiencia del país en materia de energía.
- Optimización de la demanda de electricidad. La tasa de crecimiento anual de la demanda eléctrica del país, cifrada en un 6,6%, plantea un escenario insostenible a largo plazo. Para contrarrestar esta tendencia, es urgente implementar estrategias que incluyan programas de eficiencia energética, la adopción de tarifas dinámicas para usuarios residenciales, la certificación de Sistemas de Gestión Energética en sectores

comerciales e industriales, y la integración de redes inteligentes, entre otras iniciativas destinadas a optimizar la demanda eléctrica.

- **Implementación Rigurosa de la Expansión de Generación según el Plan Maestro de Electrificación.** Como se evidenció en la Tabla 1, los 1631 MW planeados para el periodo 2018-2024 no fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado, generando racionamientos de energía en el país. Por tanto, urge la implementación de incentivos, ya sea en el ámbito legal, tributario, financiero, u otros, para fomentar inversiones, tanto públicas como privadas, que cumplan con el mencionado plan, asegurando así un suministro continuo y seguro de energía eléctrica y la necesidad de financiamiento externo para impulsar nuevos proyectos energéticos. La aplicación exitosa de estas iniciativas será crucial para el futuro sostenible del sector eléctrico en Ecuador.
- **Desarrollo y Fomento de Tecnologías de Generación Eléctrica mediante Energías Renovables.** El sector eléctrico ecuatoriano ha experimentado transformaciones significativas en su estructura, operación y modelo de gestión, influidas en gran medida por las fluctuaciones en los precios del petróleo a nivel mundial. En décadas pasadas, las centrales térmicas desempeñaron un papel crucial en la generación eléctrica, respaldadas por generosos subsidios a los combustibles fósiles. No obstante, se proyecta que, en los próximos años, la hidroelectricidad representará más del 90% del suministro eléctrico [9]. Este cambio hacia las energías renovables no solo implica una reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, lo que estabilizará el gasto público, sino que también plantea desafíos y oportunidades. La gestión eficiente del sector eléctrico se verá amenazada si se introduce una burocracia excesiva en las empresas eléctricas estatales. La diversificación de la matriz energética se presenta como una necesidad, especialmente para evitar restricciones severas causadas por eventos climáticos, como sequías. La integración de fuentes como la energía solar, geotérmica y eólica se vislumbra como un componente clave de esta diversificación. En este contexto, se sugiere mejorar el concepto de Generación Distribuida en la legislación ecuatoriana, incentivando a los clientes a generar su propia energía y contribuir a la red en momentos de alta demanda, debido a que actualmente solo considera hasta 2 MW como máximo de potencia instalada.

La estrategia energética del país no debe centrarse únicamente en la implementación de políticas, sino también en el fortalecimiento de la investigación en energías renovables. En este contexto, el Ministerio del sector, en coordinación con instituciones académicas y centros de investigación nacionales, debe establecer una colaboración integral que permita trazar una hoja de ruta orientada al desarrollo de nuevas tecnologías y a la identificación de oportunidades en el sector.

Es fundamental aprovechar la riqueza de recursos naturales y agrícolas con que cuenta Ecuador para fomentar la innovación en energías limpias. Experiencias internacionales, como la de Brasil, donde la investigación en biocombustibles como el bioetanol ha alcanzado niveles avanzados, muestran que la vinculación entre universidades y centros de investigación es frecuente. Sin embargo, esta interacción no siempre se traduce en productos comercializables o beneficios económicos directos. Por ello, es prioritario reforzar aspectos clave como la protección de los derechos de propiedad intelectual y la búsqueda activa de fuentes de financiamiento externo que impulsen la innovación tecnológica.

1.3. Colombia

Colombia enfrenta actualmente serias dificultades energéticas derivadas de su alta dependencia de combustibles fósiles en el transporte y de la generación hidroeléctrica en el sector eléctrico. Los recientes efectos del fenómeno de El Niño, los retrasos en proyectos de expansión energética, la volatilidad en los precios internacionales de hidrocarburos y las limitaciones en infraestructura refinadora han evidenciado las vulnerabilidades del país en materia de seguridad energética [11]. En este apartado se analizarán de manera integral las problemáticas relacionadas con el consumo de combustibles fósiles, la demanda de energía eléctrica y se plantearán estrategias para fortalecer el sistema energético nacional.

Teniendo en cuenta que Colombia, aunque es un productor significativo de petróleo, enfrenta una **paradoja energética estructural**: exporta crudo, pero importa derivados refinados como gasolina, diésel y jet fuel, debido a **limitaciones históricas en su capacidad nacional de refinación** [11]. Las principales refinerías del país **Barrancabermeja** y Cartagena (**Reficar**), a pesar de sus capacidades técnicas, aún no logran abastecer completamente la demanda interna.

La refinería de Barrancabermeja, con más de 100 años de operación, tiene una capacidad de procesamiento de hasta 250.000 barriles por día (bpd), mientras que Reficar, tras su modernización, opera alrededor de 165.000 bpd. Sin embargo, ambas plantas enfrentan periodos de mantenimiento, cuellos logísticos y costos operativos elevados [12, 13].

Esto ha llevado a que Colombia importe alrededor del 25% de sus combustibles refinados, especialmente en momentos de alta demanda o cuando una refinería sale de operación. Esta dependencia de derivados importados genera alta vulnerabilidad frente a la volatilidad internacional de precios del petróleo, así como tensiones fiscales por subsidios a combustibles [14].

Desde el punto de vista de la demanda, el sector transporte concentra el mayor consumo de estos derivados, representando cerca del 46% del consumo energético final del país. En 2021, la demanda de diésel (ACPM) alcanzó los 2.192 millones de galones, con un crecimiento del 22% respecto al año anterior, evidenciando la recuperación económica postpandemia y la reactivación logística [15].

La Figura 1.6 muestra cómo el **sector del transporte domina el consumo de derivados**, seguido por industria, residencial y agropecuario. Esto refuerza el peso estratégico del transporte en la seguridad energética colombiana.

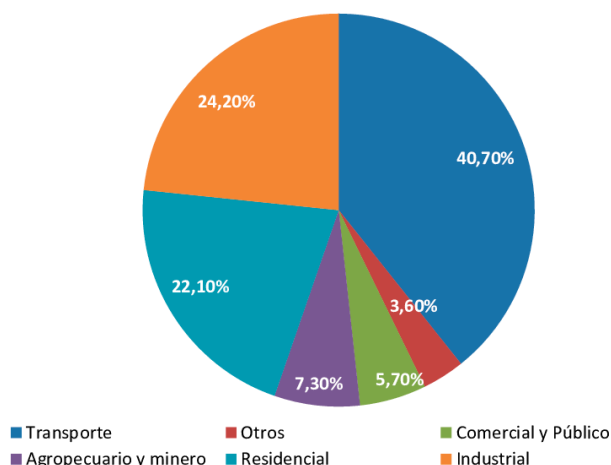


Figura 1.6. Distribución sectorial del consumo de derivados de petróleo en Colombia (2019)[16]

En cuanto a los subsidios a combustibles en Colombia, el esquema de subsidios a la gasolina corriente y al diésel constituye una de las principales presiones fiscales en la estructura económica del país. A través del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), el gobierno ha buscado suavizar la transmisión de la volatilidad internacional de los precios del crudo hacia el consumidor interno, manteniendo precios artificialmente bajos en el mercado doméstico [17].

Según reporta el Ministerio de Hacienda, en 2023 los subsidios a combustibles alcanzaron un impacto equivalente al **2,5% del Producto Interno Bruto (PIB)** [17]. Este valor es particularmente relevante si se considera que supera ampliamente otras partidas fiscales prioritarias, como inversión en infraestructura educativa o salud pública.

El déficit del FEPC, acumulado por no trasladar los aumentos internacionales de precios al consumidor final, se incrementó exponencialmente en los años 2022 y 2023, llegando a superar los **57 billones de pesos colombianos**, según informes oficiales [18]. Para corregir esta brecha, el gobierno implementó una política de aumento gradual de los precios de la gasolina corriente y del diésel, iniciada a finales de 2022, la cual busca llevar los precios internos a niveles de mercado en un horizonte de tres años [17, 18].

La Figura 1.7 muestra la evolución histórica de los diferenciales mensuales del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) en Colombia, expresados en pesos por galón, entre 2010 y 2022.

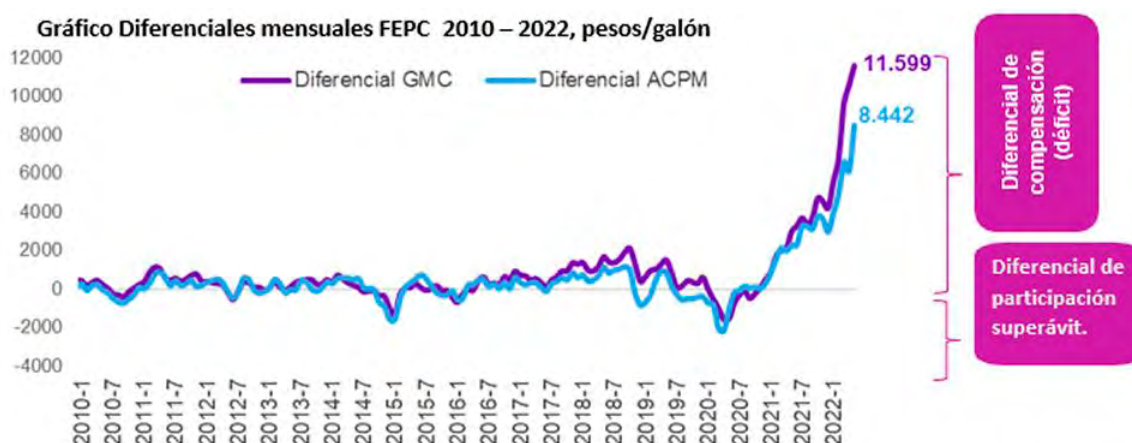


Figura 1.7. Marco Fiscal de mediano Plazo 2022 [19]

Durante el periodo comprendido entre 2010 y 2020, los diferenciales tanto de gasolina como de ACPM se mantuvieron relativamente estables, oscilando alrededor de cero. Este comportamiento indica que, en promedio, los precios internos e internacionales no generaban desequilibrios pronunciados en el fondo. En esos años, el FEPC logró mantener una cierta neutralidad fiscal, alternando entre ligeros déficits y superávits.

Sin embargo, a partir del segundo semestre de 2020, y de manera más pronunciada en 2021 y 2022, se observa un incremento sostenido y acelerado en ambos diferenciales. Para mayo de 2022, el diferencial de la gasolina superó los 11.500 pesos por galón, mientras que el del ACPM se ubicó en 8.442 pesos por galón, marcando un récord histórico. Esta diferencia representa el monto que el estado debe cubrir por cada galón vendido, ya que el precio internacional del combustible se encuentra muy por encima del precio regulado localmente.

Este fenómeno se traduce en un déficit de compensación creciente dentro del FEPC, es decir, el Estado ha debido financiar la diferencia para mantener los precios internos artificialmente bajos. La gráfica deja claro que este modelo se volvió fiscalmente insostenible a partir de 2021, principalmente como consecuencia del aumento global de los precios del petróleo postpandemia y el retraso en el ajuste de tarifas internas.

El comportamiento observado en la figura anterior valida la urgencia de una reforma estructural al sistema de subsidios de combustibles en Colombia, tanto desde el punto de vista fiscal como en relación con los compromisos de transición energética, ya que la permanencia de precios artificialmente bajos desincentiva la eficiencia energética y perpetúa la dependencia de los derivados fósiles.

La generación hidroeléctrica ha sido históricamente la principal fuente de energía eléctrica en Colombia. En 2023, representó aproximadamente el 66,8% de la capacidad instalada del país. Sin embargo, esta dependencia de fuentes hídricas expone al sistema eléctrico a riesgos significativos frente a fenómenos climáticos como El Niño, que provocan reducciones en los niveles de los embalses y, por ende, afectan la disponibilidad de generación [20].

Durante el periodo 2023-2024, Colombia enfrentó una situación crítica debido a la disminución de los niveles de los embalses. En abril de 2024, el nivel promedio de los embalses se ubicó en 32,91%, muy por debajo del nivel óptimo del 60%. Esta situación llevó a restricciones programadas en algunas regiones, un aumento en la generación térmica de respaldo y un incremento en los precios de la energía en bolsa [21]

Además, la infraestructura de transmisión presenta cuellos de botella importantes, especialmente en la Costa Caribe Algunos proyectos estratégicos como la línea de transmisión Colectora 500 kV, destinada a conectar la generación eólica de La Guajira con el Sistema Interconectado Nacional, han enfrentado retrasos significativos, los cuales han limitado la entrada de nuevas fuentes de energía renovable, afectando la diversificación de la matriz energética y la confiabilidad del sistema [22].

La Figura 1.8 presenta una visión integral de la evolución de la capacidad de generación eléctrica en Colombia, expresada en megavatios (MW) y segmentada en tres bloques: capacidad instalada actual (18.851,84 MW), capacidad adicional asignada mediante procesos regulatorios vigentes (23.867,6 MW), y la proyección de capacidad total para el año 2032 (42.737,36 MW).

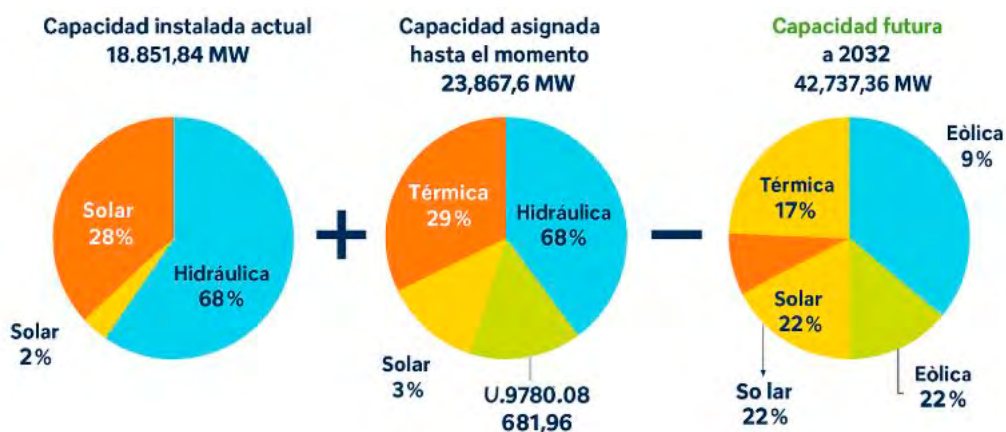


Figura 1.8. Evolución de la capacidad de generación eléctrica en Colombia: instalada, asignada y proyectada al año 2032 [11].

En la capacidad actual, se observa una predominancia hidráulica del 66%, seguida por fuentes térmicas (32%) y solares (2%). Esto confirma la histórica dependencia del país en la generación hidroeléctrica como se ha comentado anteriormente.

La capacidad asignada hasta la fecha presenta un cambio significativo en la composición: la energía solar representa el 68% del bloque asignado, lo que refleja el resultado de recientes subastas de largo plazo y políticas de fomento a energías renovables no convencionales. Sin embargo, aún persisten componentes térmicos (4%) e hidráulicos (11%), mostrando una transición progresiva.

La capacidad futura proyectada para 2032 consolida una matriz más diversificada: solar 39%, hidráulica 35%, térmica 17% y eólica 9%. Este cambio estructural indica una transformación energética gradual hacia tecnologías más sostenibles, pero aún con una participación relevante de fuentes térmicas, necesarias como respaldo para garantizar confiabilidad operativa.

Este escenario evidencia una transición en curso, aunque dependiente de la ejecución efectiva de los proyectos asignados, la ampliación de la red de transmisión (especialmente en La Guajira) y el cierre de brechas regulatorias y territoriales.

1.3.1. Estrategias de mitigación en Colombia

Ante estos retos, Colombia ha planteado diversas estrategias:

1. Expansión renovable

Colombia ha emprendido una ambiciosa estrategia para diversificar su matriz energética mediante la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), principalmente solar y eólica. Esta iniciativa busca reducir la dependencia de fuentes hídricas y térmicas, y fortalecer la seguridad energética del país. Según el Departamento Nacional de Planeación, se espera que para 2030 las FNCER representen aproximadamente el 25% de la matriz energética colombiana [23].

La región de La Guajira se ha identificado como un punto estratégico para el desarrollo de proyectos eólicos, debido a su alto potencial de vientos constantes y fuertes. Entre los proyectos más destacados se encuentra el Parque Eólico Guajira I, inaugurado en 2022, con una capacidad instalada de 20 MW. Además, se proyectaban los parques Alpha y Beta, con una capacidad combinada de 504 MW. Sin embargo, estos últimos enfrentaron desafíos significativos, incluyendo retrasos en la obtención de licencias ambientales y dificultades en la construcción de infraestructura de transmisión, lo que llevó a la empresa EDP Renewables a retirarse de los proyectos en 2024 [24].

A pesar de estos conflictos, el gobierno colombiano continúa promoviendo la inversión en energías renovables. Se han implementado subastas de energía a largo plazo y se han establecido incentivos fiscales para atraer a inversionistas y desarrolladores de proyectos. Estas medidas buscan no solo aumentar la capacidad instalada de energías limpias, sino también fomentar el desarrollo económico en regiones apartadas y mejorar el acceso a la energía en comunidades vulnerables.

2. Fortalecimiento de la Transmisión

El fortalecimiento de la infraestructura de transmisión eléctrica en Colombia es una condición indispensable para integrar efectivamente las nuevas fuentes de energía renovable

al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En particular, los proyectos de generación eólica localizados en La Guajira requieren líneas de transmisión de alta capacidad para evacuar su energía hacia los centros de consumo del interior del país [25].

Entre estos proyectos, el más emblemático es Colectora 500 kV, desarrollado por Enlaza, filial del Grupo Energía Bogotá. Esta línea de transmisión, con una extensión proyectada de 475 kilómetros, conectará siete parques eólicos con una capacidad conjunta de 1.050 MW. Dicha potencia equivale aproximadamente al 6% de la capacidad instalada nacional y cubriría hasta el 9,6% de la demanda máxima de energía del país [26].

Sin embargo, a pesar de su importancia estratégica, la ejecución de Colectora ha enfrentado múltiples retrasos, particularmente en la obtención de licencias ambientales y en la realización de consultas previas con comunidades indígenas de la zona. Estos factores han llevado a la postergación del inicio de operaciones de la línea hasta por lo menos diciembre de 2025 [27].

Más allá de Colectora, el Plan de Expansión de Transmisión 2022–2036, publicado por la UPME, identifica otras necesidades críticas. Entre ellas se destacan: la ampliación de la capacidad de transformación en la subestación Banadía 230 kV, la construcción de nuevas líneas de transmisión desde la región Caribe hasta el centro del país y el desarrollo de un proyecto de transmisión en corriente continua (HVDC) para la segunda fase de integración renovable desde La Guajira [28].

Estas obras no solo buscan garantizar la evacuación efectiva de la energía generada, sino que también están orientadas a mejorar la confiabilidad operativa del sistema nacional y a facilitar la transición energética justa, cerrando brechas de acceso energético y reduciendo vulnerabilidades estructurales,

3. Optimización de la Demanda Energética

La optimización de la demanda energética es una estrategia clave para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico colombiano. Esta estrategia se basa en la implementación de programas de eficiencia energética, el uso de tecnologías avanzadas y la adopción de políticas que promuevan un consumo más racional y sostenible de la energía.

Colombia ha desarrollado el Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética (PAI-PROURE) 2022–2030, que establece metas y acciones para mejorar la eficiencia en el uso de la energía en los sectores industrial, comercial y residencial. Este plan busca reducir la brecha tecnológica en el uso de la energía mediante la adopción de medidas, dispositivos y equipos eficientes [29].

El país ha implementado el Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), obligatorio desde 2016, que establece requisitos de etiquetado para productos que consumen energía. Se estima que la aplicación del RETIQ podría ayudar a disminuir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de gases de efecto invernadero en un horizonte temporal de cinco años [30].

La adopción de redes inteligentes y sistemas de medición avanzada es fundamental para la gestión eficiente de la demanda. Estas tecnologías permiten un monitoreo en tiempo real del consumo energético, facilitando la implementación de programas de respuesta a la demanda y la integración de fuentes de energía renovable. Se calcula que las redes inteligentes podrían generar ahorros de hasta 42 millones de dólares al año en costos operativos y de refuerzo de la red de distribución para 2030 [31].

La implementación de tarifas horarias diferenciadas busca incentivar el desplazamiento del consumo energético hacia horas de menor demanda, reduciendo así las presiones sobre la infraestructura eléctrica durante los picos de consumo. Algunos estudios han demostrado que estas tarifas pueden generar ahorros significativos para los usuarios y fomentar la adopción de tecnologías como paneles solares y vehículos eléctricos.

1.3.2. Propuestas de acción

- Es necesario revisar el esquema de subsidios para mejorar su focalización, reduciendo filtraciones hacia usuarios no vulnerables y garantizando la sostenibilidad financiera del sistema.
- Agilizar los procesos de licenciamiento y consultas previas mediante esquemas de planificación territorial anticipada podría destrabar más de 4 GW de proyectos renovables actualmente represados.
- Ampliar los incentivos para la generación distribuida, eliminando restricciones de tamaño y promoviendo modelos de prosumidores, fortalecería la resiliencia del sistema.
- Implementar medidas de gestión de demanda en escenarios de estrés hídrico y fortalecer la infraestructura de respaldo térmico sostenible son indispensables para mitigar los riesgos asociados a eventos climáticos extremos.

Colombia enfrenta un momento crítico en su evolución energética. La transición hacia una matriz más diversificada, resiliente y sostenible requiere superar barreras estructurales como los retrasos en infraestructura, la dependencia de subsidios generalizados y la vulnerabilidad climática. El fortalecimiento institucional, la planificación energética integral y la promoción activa de nuevas tecnologías serán esenciales para garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad económica en el mediano y largo plazo.

1.4. México

A continuación, se sintetiza el estado actual de consumo de energía y del sistema de generación de energía eléctrica en México y se señalan las barreras que enfrenta este país hacia los SGER.

Según la Secretaría de Energía de México ([SENER](#)), el transporte de personas y mercancías por carretera es el principal consumidor de energía (47%, Figura 1.9). El segundo mayor consumidor de energía es la industria (26%), seguido del sector residencial (17%). La Figura 1.9 y la Tabla 1.2 muestran las fuentes de energía en cada sector, donde los combustibles fósiles (gasolina, diésel y GLP) juegan el papel más importante, especialmente en el sector del transporte. En consecuencia, el sector transporte es el principal responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI, ~75%) y de los contaminantes atmosféricos en los centros urbanos (85%). Estas cifras son similares para los demás países en Latinoamérica.

Tabla 1.2. Visión general de las fuentes de energía utilizadas en los centros urbanos para impulsar las diversas actividades de nuestra sociedad (fábricas, sistemas de transporte, edificios y agricultura),

Origen	Energía combustible	Aplicación principal				Ventajas	Desventajas
		Industria	Transporte	Construcción	Generación electricidad		
Energías no renovables	GLP	x	x	x			
	Gasolina		x				
	Diesel		x	x		Alta densidad energética	Altos costes de producción
	Turbosina		x				Altas emisiones
	Petróleo pesado				x		
	GN	x	x	x	x	Bajas emisiones	Baja densidad energética
	Carbón	x			x	Barato	Altas emisiones
	Nuclear				x	Bajas emisiones	Alto riesgo
	Parques eólicos				x	Generación a gran escala	Altos costes
	Pequeñas turbinas			x			Mantenimiento
Energías renovables	Energía eólica						
	Energía solar térmica				x	Generación a gran escala	Altos costes
	Paneles foto-voltaicos			x		Generación a pequeña escala	Baja adopción
	Biodiesel		x			Local production on a small scale	Compite con alimentos
	Bioetanol		x			Generación a mediana escala	Compite con alimentos
	Biogás			x	x	Generación a pequeña escala	Baja adopción
	Biomasa	x		x		Generación a pequeña escala	Baja adopción
	Hidrógeno	x				Uso de energía residual de fuentes renovables	Altos costes
	Metano	x				Uso de energía en el proceso de producción	Poco conocido
	Manufacturada						

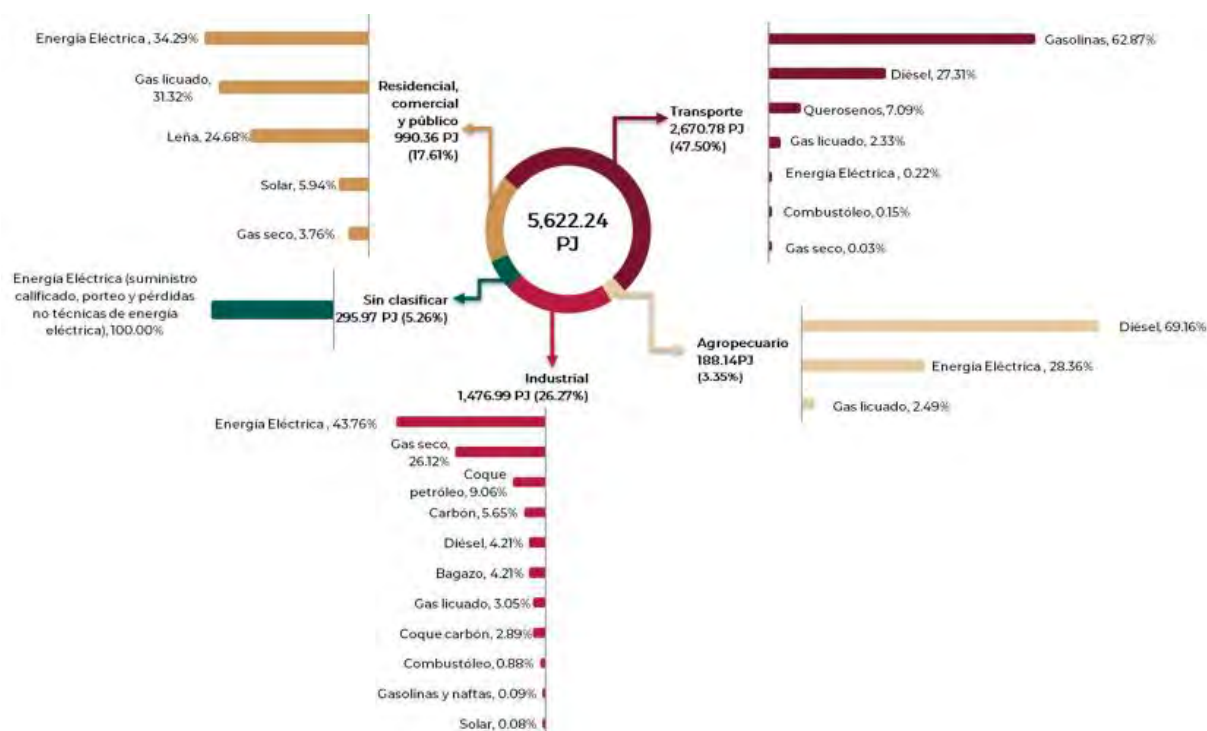


Figura 1.9. Balance Energético de México

Del total de energía consumida en México, ~24% corresponde a energía eléctrica. Actualmente México genera aproximadamente 89 GW de energía eléctrica (Figura 1.10) proveniente de diversas fuentes, incluyendo hidroeléctrica, geotermoeléctrica, eoloeletrica, fotovoltaica, bioenergía, nucleoeletrica, entre otras como se muestra en la Figura 1.11.

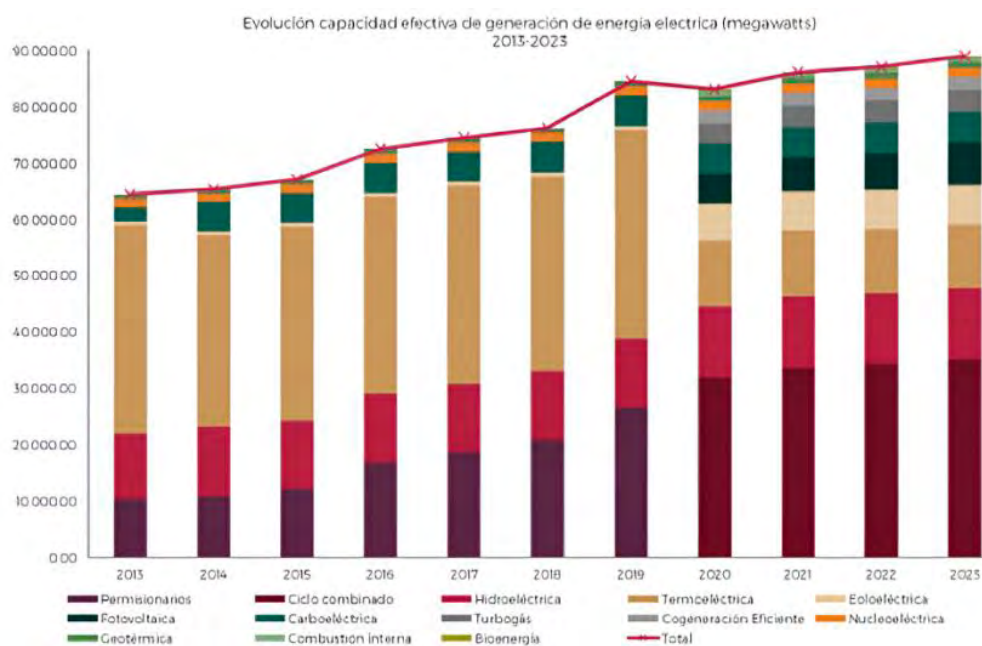


Figura 1.10. Capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México (Megawatts), fuente SENER [32].

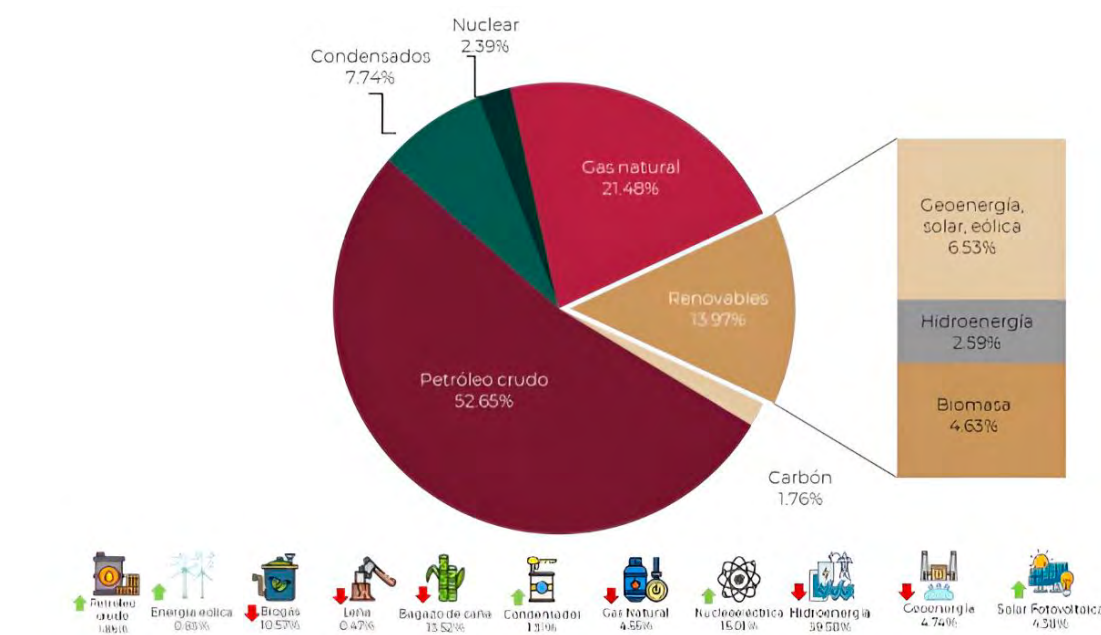


Figura 1.11. Fuente primaria de generación eléctrica en México[32]

La Figura 1.12 muestra la ubicación de las principales centrales generadoras, diferenciando entre energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa, así como las plantas termoeléctricas, nucleares y de ciclo combinado que dependen de combustibles fósiles. Además, dicha figura incluye la Red Nacional de Transmisión, que requiere renovación y no tiene la capacidad para satisfacer la expansión de iniciativas de energía renovable, sobre todo en áreas con gran potencial como el noroeste y el sureste del país, y las subestaciones eléctricas.

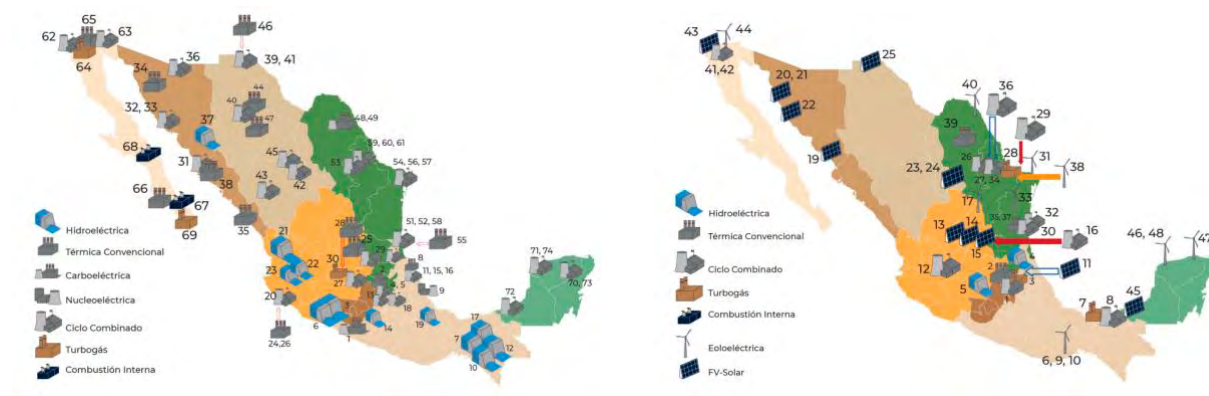


Figura 1.12. Infraestructura de generación de energía eléctrica en México [33].

México tiene una matriz energética históricamente dominada por fuentes convencionales. La matriz de generación de energía eléctrica en México ha evolucionado con un enfoque creciente en la incorporación de fuentes de energía limpia, en línea con compromisos internacionales y políticas nacionales para reducir emisiones de gases de efecto invernadero [34].

De acuerdo con el informe del [Balance Nacional de Energía](#), en el año 2023, alrededor del 24,32% de la electricidad producida en la nación provino de fuentes renovables, destacando la energía hidráulica, solar y eólica como las principales responsables de esta contribución. Estas fuentes limpias representaron una parte significativa de la matriz de generación de

energía eléctrica, con el restante 75,68% proveniente de energías fósiles, según el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional [35].

1.4.1. Barreras que enfrenta México hacia los SGER

La energía solar se ha consolidado como una de las más prometedoras, dado el alto índice de irradiación solar en el territorio mexicano que oscila entre los 2300 kWh/m² al año, particularmente en estados como Sonora, Chihuahua y Durango siendo los lugares más favorables para explotar este recurso energético (1972 kWh/kWp), como puede verse en la Figura 1.13 [36], mostrando un gran potencial para el aprovechamiento energético en gran parte de la república mexicana. Sin embargo, el sector enfrenta retos significativos. De acuerdo con un informe reciente de la Asociación Mexicana de Energía Solar ([ASOLMEX](#)), solo el 40 % de los proyectos solares programados para 2023-2024 han logrado avanzar sin contratiempos. Entre los obstáculos principales se encuentran los cambios en la política energética del país, la incertidumbre regulatoria y los problemas en la conexión de nuevos proyectos a la red eléctrica [37].

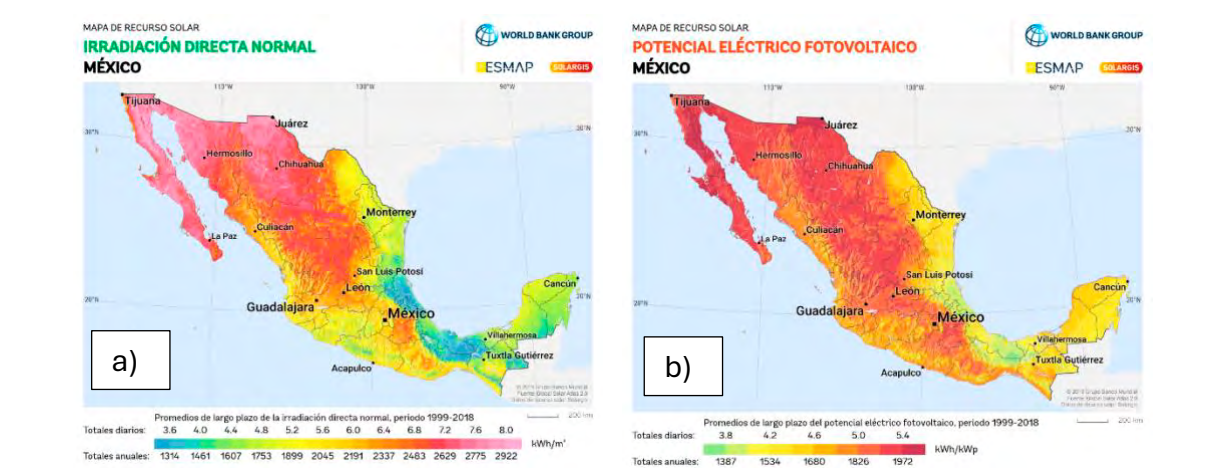


Figura 1.13. Estudio en México, a) Radiación solar y b) potencial eléctrico fotovoltaico en el país, [38]

Por su parte, la energía eólica, que se concentra principalmente en el Istmo de Tehuantepec, en 2023 generó cerca de 20,700 GWh en el país [35]. A pesar de ello, las comunidades locales siguen señalando sus preocupaciones relacionadas con los procesos de consulta previa y el impacto ambiental de los proyectos, lo que ha retrasado la construcción de parques como [Gunaa Sicarú](#) y [Eólica del Sur](#) [39]. Estos conflictos han puesto de manifiesto la necesidad de un enfoque más inclusivo y participativo en la implementación de proyectos renovables.

Otro desafío importante ha sido la antigua política energética impulsada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que prioriza las plantas convencionales, como las termoeléctricas, sobre los proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable ([FN CER](#)). Esto ha dado lugar a tensiones con inversionistas privados, quienes demandan mayor claridad y estabilidad en las reglas del mercado eléctrico, con la espera de mejores panoramas con los cambios en las políticas.

Dentro de esta situación, la biomasa empieza a destacar como una alternativa factible, sobre todo en regiones con una importante actividad agrícola y ganadera, como Jalisco y [Veracruz](#). Se están utilizando residuos orgánicos como bagazo de

caña, excrementos de animales y desechos de la agricultura para producir biogás y electricidad generando 46,37 y 2,15 PJ en 2023, Esta acción no solo ayuda a ampliar las fuentes de energía, sino que también ayuda a reducir los impactos ambientales relacionados con su gestión.

En resumen, las energías renovables en México se ven frenadas por La carencia histórica de políticas energéticas consistentes y duraderas, junto con la inclinación por fuentes tradicionales basadas en hidrocarburos. Como resultado se ha generado un clima de inseguridad entre los potenciales inversores. Además de eso, se suman los retrasos en autorizaciones y diálogos con poblaciones locales, junto con la carencia de beneficios tributarios y una infraestructura inadecuada para el resguardo de energía. Para impulsar el uso de las energías renovables en la nación, es necesario abordar estos retos de manera holística y sostenida en el tiempo [40].

La prioridad es garantizar el suministro de energía para que las poblaciones puedan realizar las diversas actividades (fábricas, sistemas de transporte, edificios y agricultura) bajo las siguientes condiciones:

- Descarbonizar estas actividades.
- Impulsar el crecimiento económico.
- Mejorar la calidad de vida de las comunidades involucradas.

Entre las tres anteriores, descarbonizar las actividades diarias de la población es la solución más eficaz a los problemas de contaminación atmosférica en nuestras ciudades y a los evidentes cambios climáticos, La descarbonización significa realizar actividades con cero emisiones netas de GEI (CO_2 , CH_4 , N_2O) en un análisis de ciclo de vida. La descarbonización bajo la restricción antes mencionada debe lograrse mediante el efecto sinérgico de las siguientes estrategias:

- Sustitución de las fuentes de energía actuales, la mayoría de las cuales siguen siendo de origen fósil, por fuentes de energía no basadas en el carbono. La Tabla 1 muestra que las posibilidades son limitadas y, en la práctica, esta alternativa significa electrificar la actividad, Sin embargo, la electrificación presenta importantes desafíos que requieren soluciones innovadoras,
- Reducción del consumo energético mediante el aumento de la eficiencia energética neta de todas las actividades que se realizan en la ciudad.

1.5. Panamá

El 84% de la generación eléctrica en Panamá provenía en 2021 de fuentes de energía renovable, según datos que acaba de publicar la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) [41].

La energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía renovable de Panamá, pero en los últimos años la matriz energética se ha ido diversificando con la introducción de las tecnologías renovables más recientes. En concreto, las inversiones en energía solar y eólica han aumentado considerablemente desde 2014.

Los datos oficiales arrojan que el camino hacia la transición energética ha ido evolucionando con buen pie en los últimos años. Hasta septiembre de 2022, la oferta de energía limpia en Panamá se situó en 6.740,923 kWh, cifra similar a la de 2021 (6.900,116 kWh). Los datos de ASEP indican, en concreto, que solo en septiembre el 97% de generación de energía eléctrica del país provino de fuentes limpias. De este porcentaje total, un 91,09% lo generó la hidráulica y un 5,82% se generó con solar fotovoltaica y eólica, mientras que solo un 3,09% corresponde a otras fuentes.

El bajo aporte de la energía solar en Panamá podría comenzar a cambiar gracias a las recientes inversiones en esta tecnología, impulsadas por la introducción de nuevos incentivos a finales de diciembre de 2023. Esta medida, que beneficiará a proyectos de todas las escalas, podría traducirse en una reducción de costos durante el próximo año fiscal.

La iniciativa representa un impulso positivo para el desarrollo de proyectos en todos los segmentos del mercado, permitiendo que tanto las instalaciones de gran escala como las de autoconsumo se vean favorecidas.

Por otro lado, aunque la energía eólica no está recibiendo el mismo nivel de respaldo en el país, su eficiencia está ampliamente demostrada. Actualmente, varios proyectos de gran envergadura se encuentran a la espera de una evolución favorable en las políticas energéticas para poder avanzar.

La Figura 1.14 muestra la distribución porcentual de la matriz de generación eléctrica de Panamá en el año 2019. El análisis revela una matriz altamente diversificada, aunque con un predominio de fuentes convencionales, particularmente las hidráulicas y térmicas.

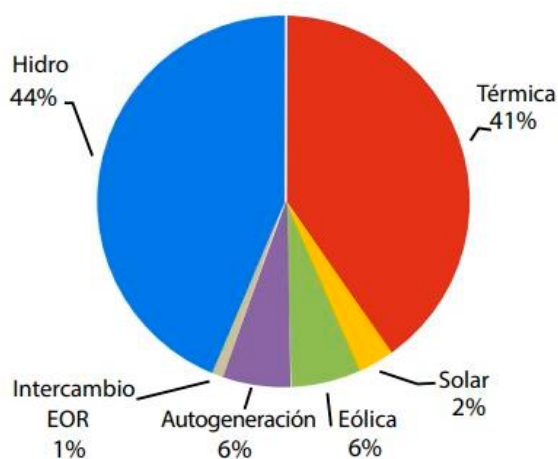


Figura 1.14. Matriz energético de Panamá 2019 [42]

La energía hidroeléctrica representa la mayor participación en la generación nacional, con un 44% del total. Esta preeminencia refleja la histórica dependencia de Panamá de los recursos hídricos para la generación base, debido a su geografía favorable y abundancia de cuencas. Sin embargo, esta dependencia también introduce vulnerabilidad ante fenómenos climáticos como El Niño, que pueden afectar el caudal de los ríos y, por ende, la disponibilidad de energía.

En segundo lugar, se encuentra la generación térmica, con un 41%. Esta cifra es significativa, ya que demuestra que, a pesar del avance de las fuentes renovables, el país continúa utilizando fuentes fósiles (diésel, bunker, gas) como respaldo del sistema eléctrico. Este componente introduce desafíos tanto en términos de costo de generación, debido a la volatilidad del mercado internacional de combustibles, como en impacto ambiental por las emisiones asociadas.

Las fuentes renovables no convencionales (solar y eólica) aún tienen una participación reducida pero creciente, representando el 2% y 6% respectivamente. Aunque su presencia todavía es marginal en términos absolutos, reflejan una tendencia hacia la diversificación de la matriz energética y la descarbonización, especialmente tras la entrada en operación de nuevos parques eólicos en provincias como Coclé y Chiriquí.

Por otra parte, la autogeneración, principalmente en sectores industriales o comerciales con capacidad instalada propia, representa otro 6%. Este componente evidencia un avance en la descentralización del sistema eléctrico y en la adopción de modelos de producción y consumo más eficientes y sostenibles.

Finalmente, el intercambio energético regional contribuye con un 1% del total, lo cual pone de manifiesto la integración progresiva de Panamá al Mercado Eléctrico Regional de América Central, permitiendo aprovechar excedentes energéticos o suplir déficits según variaciones de oferta y demanda en la región.

1.6. Chile

El caso de Chile muestra una situación parecida a Colombia y Ecuador en cuanto a la presencia importante de hidráulica, pero este escenario ha cambiado mucho en los últimos años, disminuyendo la participación de esta fuente, y aumentando la de eólica y la solar sobre todo. En Chile desde el año 2014 empezó una escalada en la implementación de parques solares que no ha visto retroceso. De ello, la solar térmica tiene una proporción muy elevada que supera a la de España.

En cuanto a la generación eléctrica, Chile ha marcado un avance significativo en su camino hacia un futuro energético sostenible, estableciendo un récord impresionante en la generación de energía limpia. Según el Coordinador Eléctrico Nacional, las ERNC han logrado una participación dominante de 93,5% en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) al cierre del mes de Octubre, reafirmando el compromiso del país con el desarrollo sustentable.

La Figura 1.15 muestra la evolución de la matriz de generación eléctrica en Chile entre los años 2000 y 2023, desglosada por tipo de fuente energética. Se incluyen tanto fuentes fósiles (petróleo, gas natural, carbón) como renovables (hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotermia y cogeneración), junto con el cálculo de participación total de renovables expresado en porcentaje anual.

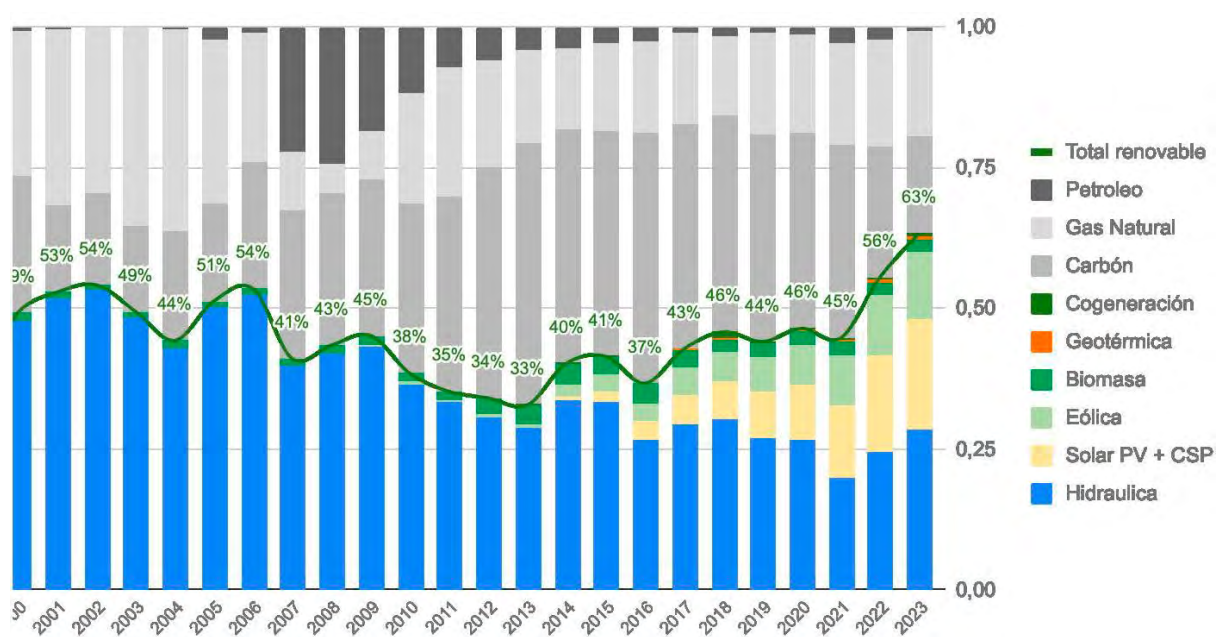


Figura 1.15. Energía Eléctrica en Chile 2023 [47]

A lo largo del período analizado, se evidencia un **cambio estructural significativo** en la composición de la matriz energética chilena. A comienzos de los años 2000, el sistema estaba **fuertemente dominado por fuentes fósiles**, principalmente gas natural y carbón, mientras que la hidroelectricidad representaba cerca del 40% de la generación.

Sin embargo, a partir de 2014, comienza una transformación marcada por la incorporación acelerada de ERNC, especialmente **solar fotovoltaica** y **eólica**. Este cambio responde a la implementación de políticas públicas como la **Ley 20,698** («Ley de Energías Renovables No Convencionales») y los compromisos internacionales asumidos por Chile en materia de descarbonización.

En 2023, el gráfico anterior indica que las **energías renovables alcanzaron un 63% del total de la generación eléctrica**, con un aporte creciente de la energía solar y eólica, que juntas superan el 20% del mix. Esta cifra posiciona a Chile como uno de los países líderes en América Latina en penetración renovable.

La **energía hidráulica**, aunque ha mantenido una participación constante cercana al 25–30% en los últimos años, ha sido superada en crecimiento relativo por las fuentes solares. La participación del **carbón** ha mostrado una tendencia decreciente, en línea con los compromisos de retiro de centrales térmicas. Por otro lado, el **petróleo** mantiene una presencia residual, utilizada principalmente como respaldo en condiciones de emergencia o demanda punta.

Además, se observa la aparición de fuentes como la **cogeneración** y la **biomasa**, aunque con aportes modestos, contribuyendo a la diversificación de la matriz. La **geotermia**, aunque presente, todavía representa una fracción mínima.

La matriz de generación eléctrica de Chile ha experimentado una **transición energética ejemplar**, avanzando desde una estructura dominada por combustibles fósiles hacia un modelo más sostenible, resiliente y diversificado. La cifra de **63% de participación renovable en 2023** evidencia no solo el éxito de la política energética nacional, sino también el potencial de los recursos naturales del país, especialmente en el norte solar y el sur eólico. No obstante, el

desafío de mediano plazo seguirá siendo garantizar la **flexibilidad del sistema**, la expansión de redes y el desarrollo de almacenamiento para sostener este crecimiento renovable sin comprometer la seguridad del suministro.

1.7. España y Portugal

En la Figura 1.16 se muestra la evolución de la generación de electricidad en España desde 1990 hasta 2023, desglosada por tipo de fuente energética. A lo largo del período analizado se observa una transformación significativa en la composición del mix energético, reflejando tanto el desarrollo tecnológico como las políticas públicas orientadas a la transición energética.

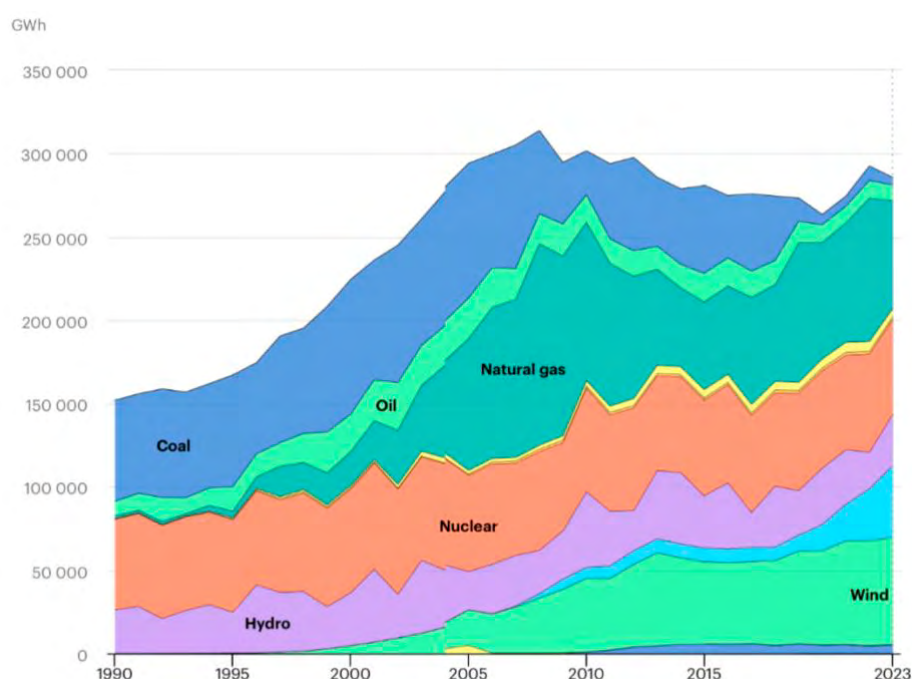


Figura 1.16. Generación de electricidad por fuente en España (1990-2023) [2]

Durante los primeros años (década de 1990), la generación eléctrica estaba dominada por el carbón y la energía nuclear, seguidos por la hidroeléctrica y el petróleo, así como una participación limitada del gas natural y la eólica. Sin embargo, a partir de la década de 2000 se produce un cambio notable puesto que el gas natural experimenta un crecimiento acelerado, convirtiéndose en una de las principales fuentes de generación. Esto refleja tanto la construcción de ciclos combinados como la dependencia creciente del gas importado. La energía eólica, prácticamente inexistente en los años noventa, muestra una evolución notable y consolida su presencia en la matriz energética durante la última década, superando incluso a tecnologías tradicionales como la hidráulica. La energía nuclear, si bien mantiene una contribución estable, comienza a mostrar una leve tendencia descendente en términos relativos, cediendo espacio a otras fuentes más limpias. La energía hidroeléctrica presenta una variabilidad más marcada, probablemente influida por condiciones climáticas y dispo-

nibilidad hídrica interanual. El carbón, por su parte, aunque tuvo un peso importante hasta el 2008, ha mostrado un declive sostenido, reflejo de políticas climáticas europeas, el cierre progresivo de plantas térmicas y la mayor penalización de emisiones de CO₂. Por su parte el petróleo y derivados han mantenido una presencia limitada y con tendencia decreciente, dado su uso principalmente como fuente de respaldo.

A partir de 2015, el crecimiento de las energías renovables no convencionales (especialmente solar y eólica) se vuelve más evidente, en línea con los objetivos climáticos de la Unión Europea y los compromisos nacionales en materia de sostenibilidad. En particular, la energía solar ha comenzado a incrementarse visiblemente en los últimos años, lo que augura un mayor protagonismo futuro.

España ha avanzado hacia una mayor diversificación energética, con una creciente participación de las fuentes renovables, especialmente la eólica y, más recientemente, la solar. No obstante, la dependencia del gas natural sigue siendo significativa, lo que plantea desafíos en cuanto a seguridad energética y descarbonización. La reducción del uso del carbón es uno de los logros más destacados, mientras que la persistencia de la energía nuclear plantea debates en torno a su papel en una matriz baja en carbono. En conjunto, la evolución del mix energético español refleja un proceso de transición en marcha, pero aún con retos importantes por superar en el corto y mediano plazo.

La Figura 1.17 ilustra la evolución de la generación eléctrica en Portugal desde 1990 hasta 2023, clasificada por fuente energética. Este gráfico refleja con claridad las transformaciones estructurales del sistema energético portugués en el marco de la transición hacia una matriz más sostenible.

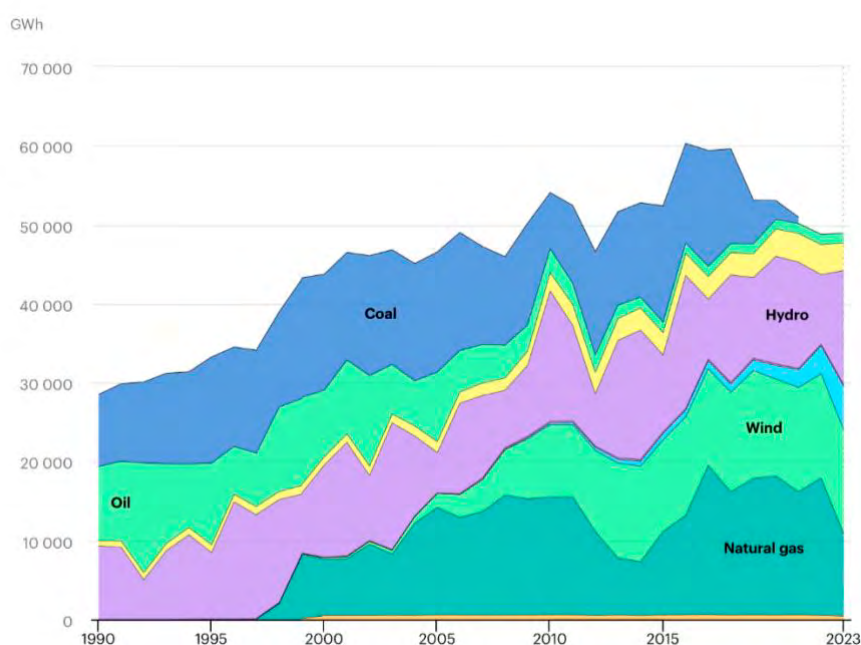


Figura 1.17. Generación de electricidad por fuente en Portugal (1990-2023) [3]

Durante los años noventa, la generación eléctrica de Portugal estaba fuertemente dominada por fuentes fósiles, especialmente el **carbón** y el **petróleo**, acompañados de una participación relevante de la **energía hidroeléctrica**. En esa época, la dependencia energé-

tica del exterior era alta, y las fuentes renovables emergentes como la solar o la eólica eran prácticamente inexistentes.

A partir del año 2000, se observa un cambio importante en el mix energético, con el ingreso progresivo del **gas natural**, que crece rápidamente hasta convertirse en una de las principales fuentes de generación hacia 2010. Este cambio responde tanto a razones técnicas (menor intensidad de carbono y mayor eficiencia) como a la disponibilidad de infraestructura (terminales de gas natural licuado y ciclos combinados).

Paralelamente, **el carbón comienza a perder participación**, aunque aún se mantiene en niveles considerables hasta mediados de la década siguiente.

Uno de los aspectos más notables es la acelerada expansión de las **energías renovables** a partir de aproximadamente el 2005 hasta el 2020. En particular, la **energía eólica** crece de manera sostenida, convirtiéndose en una de las principales fuentes del sistema. Esta expansión es producto de políticas públicas activas, incentivos fiscales y el aprovechamiento del potencial eólico del país. En cuanto a la **energía hidroeléctrica**, aunque sujeta a variaciones interanuales, mantiene un rol estabilizador importante en la matriz, permitiendo gestionar la variabilidad de otras fuentes renovables. La **energía solar** comienza a ganar terreno en la última década, mostrando un crecimiento más marcado a partir de 2015. Aunque su participación sigue siendo menor comparada con la eólica, su expansión reciente es significativa y su potencial de crecimiento a futuro es elevado. Por último, la **bioenergía** y **geotermia** mantienen una participación marginal, aunque con aportes consistentes y localizados.

En el periodo más reciente (entre 2020-2023), se observa una **reducción drástica del uso del carbón**, que prácticamente desaparece del mix de generación. Esta tendencia responde tanto a la presión regulatoria europea como a las metas climáticas nacionales, incluyendo la descarbonización total del sistema eléctrico antes de 2040. Durante este mismo periodo, **las energías renovables alcanzan más del 50% de participación**, marcando un hito en la historia energética del país. Este cambio se ve reflejado tanto en la generación como en la capacidad instalada.

El **gas natural**, si bien sigue presente, comienza a reducir su peso relativo, lo que sugiere que podría estar acercándose a un punto de inflexión en su protagonismo dentro del mix portugués.

Portugal ha logrado una **transformación energética ejemplar** en apenas tres décadas. El paso de un sistema altamente dependiente de combustibles fósiles a una matriz eléctrica en la que **las energías renovables representan más del 57% de la generación (2022)** demuestra un compromiso firme con la sostenibilidad.

La eliminación del carbón, la consolidación del gas natural como fuente de respaldo, y la expansión de la eólica e hidroeléctrica posicionan a Portugal como un referente en transición energética dentro de Europa. Sin embargo, el país aún enfrenta algunos desafíos, como la **dependencia del gas natural importado**, la **variabilidad climática** que afecta la generación hidroeléctrica y la necesidad de mejorar la **almacenamiento energético e interconexión** para una integración más eficiente de renovables variables.

Por tanto, el futuro energético portugués dependerá en gran medida de su capacidad para **sostener la inversión en tecnologías limpias**, fomentar la **descentralización de la generación** (como el autoconsumo fotovoltaico), y mantener un marco regulatorio estable que garantice la confiabilidad del sistema.

El análisis comparativo de la evolución en la generación eléctrica de Centro, Sudamérica, España y Portugal evidencia tanto avances significativos como profundas asimetrías en los procesos de transición energética dentro del espacio iberoamericano. Si bien los cuatro contextos presentan una tendencia clara hacia la diversificación del mix energético y una creciente incorporación de fuentes renovables, los ritmos de transformación, los recursos disponibles y los marcos institucionales muestran marcadas diferencias entre regiones y países.

España es un modelo de país que está viendo incrementada la participación de renovables de un modo muy significativo. En 2022, el 47% de la energía consumida provino de renovables, dato muy interesante teniendo en cuenta que este país tiene una tradición de dependencia energética elevada, importando gas y petróleo, así como energía nuclear. Algunas comunidades llegan al 68% de independencia energética al abastecerse con renovables, como es el caso de Castilla la Mancha.

El panorama renovable ha experimentado cambios en la última década: Es destacable el hecho de que la solar fotovoltaica esté aumentando tanto, desplazando casi a la eólica, que crece muy lentamente (Figura 19). La hidráulica disminuye, y la solar térmica apenas modifica su contribución, algo sorprendente si se compara con la solar fotovoltaica, y achacable a la normativa existente que prima a la segunda claramente, frente a la primera,

El estancamiento de la solar térmica merece un análisis más detallado para el que hay que remontarse al inicio del 2014, cuando ocurrió un cambio decisivo en el régimen de subvenciones, y que llevó a la ruina a las inversiones en las termosolares en España. Al mismo tiempo, el apoyo a la fotovoltaica ha propiciado un crecimiento especialmente exponencial en los últimos 3 años, con unos materiales más baratos y un sistema de ayudas muy favorables (Figura 20).

La solar PV, vista con desconfianza por una parte de la sociedad por el crecimiento tan importante que está experimentando en el país, precisa de ser defendida para terminar con estereotipos referidos a su efecto climático, y para ello en España están viendo la luz numerosos proyectos de «Agrovoltaico» donde se estudia la mejora del crecimiento de cosechas en dichas áreas.

Es interesante destacar que el cambio en la normativa de España en 2019 debe tener un impacto positivo para el autoconsumo, y derivará en una mayor participación de sistemas de gestión de energía basados en renovables.

En cuanto a Portugal, es un país muy avanzado en cuanto a la participación de renovables. Según datos del think tank Ember, el 78,02% de la electricidad total generada en el país en octubre procedía de fuentes renovables (40,06% eólica, 23,8% hidráulica, 7,23% solar y 6,93% de bioenergía). En cuanto a energía primaria total, Portugal se situó en el 34% en el año 2023, por encima de la media de los países de la Unión Europea. Curiosamente, en este país con índices de irradiación muy similares a España en las zonas de interior (la costa es más propensa a radiación difusa), la participación en la solar es mucho más leve, pero sin embargo la eólica pisa fuerte.

En Portugal, se han tenido ya referencias de breves periodos en los que el 100% de la energía producida ha sido renovable, exportando incluso energía a España. El modélico escenario en Portugal parece tener relación con la simplicidad burocrática y normativa favorable que se tiene en este país.

La Figura 1.18 ilustra la composición del mix de generación eléctrica en Portugal durante el primer semestre del año 2021. El gráfico revela una matriz energética altamente diversificada, en la que coexisten fuentes renovables y fósiles, con un fuerte protagonismo de las primeras.

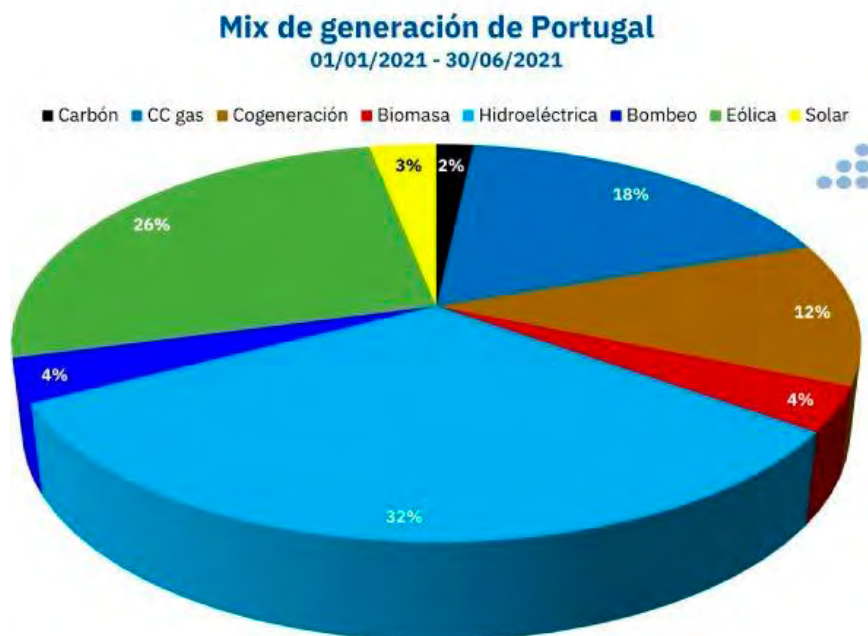


Figura 1.18. Mix energético en Portugal (2021)[48]

En primer lugar, destaca la participación de la energía eólica, que representa el 32% del total generado. Esta cifra posiciona a Portugal como uno de los líderes europeos en aprovechamiento del recurso eólico, gracias a políticas públicas sostenidas, subastas exitosas y condiciones geográficas favorables.

La hidroelectricidad, con un 18%, complementa el aporte renovable de gran escala, consolidando un bloque renovable firme que representa, junto con la eólica, la base de la generación del país. Además, se observa la presencia de energía solar (4%) y biomasa (4%), que si bien tienen una participación más reducida, indican un compromiso hacia la diversificación de fuentes limpias.

En conjunto, estas fuentes renovables (eólica, hidroeléctrica, solar, biomasa y bombeo) suman aproximadamente el 60% del mix energético, reflejando la orientación de Portugal hacia la descarbonización.

En el sector térmico, se observa que el gas natural (ciclo combinado) aporta un 26%, lo cual evidencia su rol como tecnología de respaldo o transición para estabilizar la red ante la variabilidad de las fuentes renovables. La cogeneración representa un 12%, generalmente vinculada a procesos industriales eficientes, y el carbón, con solo un 2%, muestra un notable descenso, en línea con la política nacional de eliminación progresiva del carbón en la generación eléctrica.

La presencia del sistema de bombeo (3%) también es relevante, ya que indica el uso de almacenamiento hidráulico como mecanismo de regulación, lo cual potencia la flexibilidad del sistema frente a variaciones horarias de producción y demanda.

El mix eléctrico de Portugal al primer semestre de 2021 refleja una transición energética avanzada, con un componente renovable predominante y una disminución sostenida del uso del carbón. La combinación de tecnologías limpias con soluciones de almacenamiento y respaldo a gas natural demuestra una arquitectura energética resiliente y orientada hacia los objetivos de neutralidad climática para 2050. La experiencia portuguesa constituye un modelo de referencia para América Latina, especialmente en integración de eólica a gran escala y almacenamiento hidráulico.

1.8. Andorra

Andorra, un microestado situado en los Pirineos entre España y Francia, enfrenta grandes desafíos en materia de independencia energética, dado que importa más del 60% de la energía que consume [43]. Esta dependencia ha motivado un giro estratégico hacia el desarrollo de fuentes renovables, no solo como vía de descarbonización, sino también como herramienta de soberanía energética.

En este marco, Andorra ha adoptado políticas que exigen que la electricidad que exporta contenga al menos un 30% de origen renovable, de acuerdo con compromisos establecidos en el año 2023 [44]. Este esfuerzo se enmarca en la estrategia energética nacional impulsada por el Gobierno de Andorra, en alineación con las metas de neutralidad climática de la Unión Europea.

Uno de los hitos más importantes fue el desmantelamiento de la central térmica de carbón en 2019, una infraestructura emblemática cuya sustitución ha dado paso al megaproyecto «Andorra Renovable», que contempla la incorporación de 1,844 MW de capacidad renovable híbrida. Esta potencia estará distribuida entre siete plantas eólicas, siete plantas solares fotovoltaicas (PV), y un sistema avanzado de electrólisis con almacenamiento de hidrógeno verde [45].

Además, el proyecto se distingue por su enfoque de integración territorial y social: incluye iniciativas de agrovoltaica, que permiten el uso dual del suelo para producción agrícola y energética, así como comunidades energéticas locales para democratizar el acceso a la generación distribuida [45].

Otra innovación asociada a la reconversión industrial es el desarrollo en Andorra de un centro de segunda vida de turbinas eólicas, donde se reparan y reacondicionan equipos retirados de parques eólicos. Este centro se complementará con un hub de economía circular enfocado en el reciclaje de componentes y búsqueda de nuevos usos para materiales de instalaciones renovables que lleguen al final de su vida útil [46].

Estas acciones posicionan a Andorra como un caso singular de transición energética a gran escala aplicada en un contexto geopolítico reducido, pero alineado con los principios de sostenibilidad, resiliencia territorial y economía circular.

1.9. Horizonte futuro desde la investigación en sistemas de gestión de energía sostenible (SGES) para Iberoamérica

La evolución del panorama energético en los países iberoamericanos refleja avances dispares, pero también una convergencia hacia la descarbonización, la resiliencia energética y la incorporación de renovables no convencionales en el sistema eléctrico. En este contexto, se vuelve imprescindible proyectar un horizonte de investigación centrado en Sistemas de Gestión de Energía Sostenible (SGES), como instrumento clave para alcanzar una transición energética efectiva, justa y tecnológicamente viable:

1. **Interoperabilidad e integración regional de los SGES** Una de las primeras dimensiones críticas de investigación se relaciona con el desarrollo de arquitecturas de interoperabilidad entre SGES en diferentes países. Esto implica promover la estandarización de protocolos de comunicación, intercambio de datos y plataformas digitales de monitoreo, especialmente en el marco del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y otros espacios subregionales. Proyectos piloto transfronterizos podrían abordar el uso compartido de excedentes renovables y almacenamiento cooperativo, reduciendo la dependencia de fuentes fósiles y mejorando la estabilidad del suministro.
2. **SGES para territorios aislados y resiliencia climática** En países como Ecuador, Colombia o Panamá, la generación hidroeléctrica sigue siendo predominante pero también vulnerable al cambio climático. Los SGES deben ser adaptados a entornos con alta variabilidad climática, integrando predictores meteorológicos, almacenamiento distribuido y microrredes inteligentes, capaces de gestionar recursos híbridos, solares o eólicos en tiempo real. La investigación futura deberá centrarse en algoritmos predictivos y controladores adaptativos basados en inteligencia artificial.
3. **Transición digital y descentralización energética** A medida que la generación distribuida (autoconsumo, prosumidores, agrovoltaica) crece en países como España, Portugal, Chile o Andorra, los SGES deben integrar múltiples nodos de generación, almacenamiento y consumo. La investigación debe enfocarse en diseños escalables, ciberseguros y resilientes de sistemas de control para estas nuevas redes descentralizadas, incorporando blockchain y contratos inteligentes para el intercambio de energía.
4. **Integración de SGES en la planificación territorial** La evidencia de conflictos socioambientales en proyectos como los parques eólicos en La Guajira (Colombia) o el Istmo de Tehuantepec (México), revela la necesidad de enfoques integradores. La investigación deberá incluir metodologías de evaluación multicriterio, participación comunitaria y herramientas de análisis espacial (SIG) para incorporar los SGES en la planificación urbana, rural y de cuencas.
5. **Innovación en indicadores de desempeño sostenible** El desarrollo de SGES debe considerar métricas más amplias que la eficiencia energética convencional. Se propone investigar indicadores integrados que incluyan huella de carbono, impacto social positivo, circularidad material y contribución al desarrollo local. Esta investigación puede guiar esquemas de certificación para proyectos energéticos sostenibles en la región.

6. **Formación de capacidades y redes de investigación interuniversitarias** A partir de las experiencias de la red RIMSGES, se debe fortalecer la cooperación iberoamericana para formar capacidades en SGES, Esto implica impulsar posgrados interinstitucionales, movilidades, centros de demostración y proyectos conjuntos, Asimismo, deben explorarse alianzas con centros tecnológicos, gobiernos locales y cooperativas energéticas,
7. **Financiamiento y modelos de negocio sostenibles** La viabilidad de los SGES dependerá de esquemas de financiamiento innovadores, La investigación podría explorar la aplicación de instrumentos como bonos verdes, mecanismos de pago por desempeño, tarifas dinámicas y modelos de negocio basados en servicios energéticos,

El futuro de los SGES en Iberoamérica no sólo implica avances tecnológicos, sino una transformación sistémica en la forma de producir, distribuir y consumir energía, Los Sistemas de Gestión de Energía Sostenible se conFiguran como el eje articulador de esa transición, desde una perspectiva que articule ciencia, tecnología, justicia social y sostenibilidad ambiental, El fortalecimiento de la investigación y la cooperación regional en este ámbito resulta indispensable para asegurar una transición energética justa, resiliente y regionalmente contextualizada,

1.10. Conclusiones

El análisis comparativo de las matrices energéticas de los países iberoamericanos evidencia una transición energética en marcha pero profundamente desigual, condicionada por las capacidades institucionales, la disponibilidad de recursos naturales, la infraestructura eléctrica, los marcos normativos y los compromisos climáticos asumidos por cada nación, Países como Portugal, España y Chile muestran un avance consolidado hacia una matriz diversificada, con fuerte presencia de fuentes renovables no convencionales como la eólica y la solar, y políticas de eliminación progresiva de combustibles fósiles, especialmente el carbón,

Por su parte, Colombia, Ecuador y México, si bien han implementado políticas de fomento a las energías renovables, aún presentan altos niveles de dependencia de los combustibles fósiles, ya sea para transporte, generación térmica o importación de derivados, Las dificultades en infraestructura de transmisión, subsidios distorsionantes, retrasos regulatorios y conflictos territoriales con comunidades locales continúan limitando el desarrollo acelerado de fuentes limpias y descentralizadas, Panamá y Andorra, aunque con realidades disímiles en tamaño y contexto, han dado pasos estratégicos relevantes en diversificación renovable y modernización de sus matrices,

Uno de los hallazgos más relevantes del capítulo es que la hidroelectricidad continúa siendo la columna vertebral de muchas matrices eléctricas latinoamericanas, lo cual genera una doble condición: por un lado, un alto porcentaje renovable; por otro, vulnerabilidad climática ante fenómenos como El Niño, Esto implica que la sostenibilidad del sistema no puede depender exclusivamente de esta fuente, sino que debe complementarse con tecnologías solares, eólicas y de almacenamiento energético,

Desde una perspectiva estratégica, se identifica la necesidad urgente de:

- Mejorar los mecanismos de planificación e integración de proyectos renovables;
- Reducir subsidios generalizados a los combustibles fósiles y focalizarlos en sectores vulnerables;
- Acelerar el despliegue de infraestructura de transmisión eléctrica y almacenamiento;
- Fomentar el autoconsumo, la generación distribuida y los modelos comunitarios;
- Garantizar procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa más ágiles, participativos y transparentes,

Finalmente, desde el punto de vista investigativo y académico, se proyecta un horizonte futuro donde los Sistemas de Gestión de Energía Sostenible (SGES) jugarán un papel fundamental en la articulación entre tecnologías emergentes, gobernanza territorial y transición justa. La región requiere marcos analíticos más integrados, que combinen herramientas de modelado energético, análisis de ciclo de vida, justicia energética y evaluación multicriterio para la toma de decisiones. Asimismo, es prioritario fortalecer la cooperación regional e interinstitucional, y consolidar redes de investigación como RIMSGES, capaces de generar conocimiento contextualizado, interdisciplinario y con impacto real en la formulación de políticas públicas sostenibles,

En suma, la transición energética en Iberoamérica es posible, necesaria y urgente, pero su éxito dependerá de la capacidad colectiva de gestionar no solo tecnologías, sino también actores, intereses y territorios en una lógica de sostenibilidad estructural,

1.11. Referencias

- [1] International Energy Agency, «Latin America Energy Outlook 2023». 2023.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Spain Energy Profile 2024». Abu Dhabi, 2024.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Portugal Energy Profile 2024». Abu Dhabi, 2024.
- [4] Banco Central del Ecuador, «Evolución de la Balanza Comercial por Productos Enero, Mayo 2023». 2023, Accessed: Dec, 30, 2023, [Online]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorExterno/BalanzaPagos/balanzaComercial/ebc202307.pdf>
- [5] Banco Central del Ecuador, «Análisis del sector petrolero Resultados Cuarto Trimestre 2022». 2022, Accessed: Dec, 30, 2023. [Online]. Available: <https://contenido.bce.in.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202202.pdf>
- [6] Ministerio de Economía y Finanzas 2022, «SUBSIDIOS PROFORMA PRESUPUESTARIA 2023». Accessed: Dec, 30, 2023, [Online]. Available: https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/10/Anexo-3_Subsidios-2023.pdf
- [7] F, Schaffitzel, M, Jakob, R, Soria, A, Vogt-Schilb, and H, Ward, «Can government transfers make energy subsidy reform socially acceptable? A case study on Ecuador». *Energy Policy*, vol, 137, p, 111120, Feb, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111120.
- [8] Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, «Plan Maestro de Electrificación 2018-2027». Accessed: Jan, 02, 2024, [Online]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/Plan-Maestro-de-Electricidad-2018-2027.pdf>
- [9] Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, «BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2022». [Online], Available: www.rekursosyenergia.gob.ec

- [10] S, Salles-Filho, A, Bin, P, F, D, Castro, A, F, P, Ferro, and S, Corder, «Innovation in the Brazilian Bioethanol Sector: Questioning Leadership». in *Global Bioethanol*, Elsevier, 2016, pp, 122–141, doi: 10.1016/B978-0-12-803141-4.00005-8.
- [11] Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «Plan Energético Nacional 2020-2050». Bogotá, 2020.
- [12] Ecopetrol S.A., «Refinería de Barrancabermeja celebra 100 años como motor de desarrollo del país». <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/Noticias%2B2021/cen-tenario-refineria>.
- [13] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, «Informe de Rendición de Cuentas 2023». Bogotá, 2023.
- [14] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Marco Fiscal de Mediano Plazo 2023». Bogotá, 2023.
- [15] Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «Informe de Proyección de Demanda de Energéticos 2022». Bogotá, 2023.
- [16] Luan Santos, « Composición sectorial del consumo de derivados de petróleo en Colombia». https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Composicion-sectorial-del-consumo-de-derivados-de-petroleo-en-Colombia-2009_fig1_321197593.
- [17] Ministerio de Hacienda y Crédito Público, «Manejo de la inflación, cuentas fiscales y cierre del déficit del FEPC». Bogotá, 2023.
- [18] Ministerio de Minas y Energía, «Actualización sobre la situación fiscal del FEPC». Bogotá, 2023.
- [19] S, Zamora Orozco, «El reto del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC)». <https://periodico.unal.edu.co/articulos/el-reto-del-fondo-de-estabilizacion-de-precios-de-los-combustibles-fepc>.
- [20] Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «La Matriz Energética Colombiana». Bogotá, 2023.
- [21] Infobae Colombia, «Así va el nivel de los embalses en Colombia: ya se reanudó la exportación de energía a Ecuador». <https://www.infobae.com/colombia/2024/05/01/asi-va-el-nivel-de-los-embalses-en-colombia-ya-se-reanudo-la-exportacion-de-energia-a-ecuador/>.
- [22] WSP Global, «Línea de Transmisión de Energía Eléctrica Colectora 500 kV». <https://www.wsp-com/es-pe/proyectos/co-colectora>.
- [23] Departamento Nacional de Planeación (DNP), «Energía renovable en Colombia: resolver el trilema energético». <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/energia-renovable-en-colombia-resolver-el-trilema-energetico.aspx>.
- [24] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, «Transición energética: Colombia hacia una matriz energética sostenible». Bogotá, 2022.
- [25] Ministerio de Minas y Energía, «El proyecto de Comunidades Energéticas y la Línea Colectora hacen posible la transición energética justa en La Guajira». <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/el-proyecto-de-comunidades-energ%C3%A9ticas-y-la-l%C3%ADnea-colectora-hacen-posible-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-la-guajira/>.
- [26] Valora Analitik, «Avances de Colectora: el proyecto de transmisión de energía clave en Colombia». <https://www.valoraanalitik.com/avances-de-colectora-el-proyecto-de-transmision-de-energia-clave-en-colombia/>.
- [27] Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), «Luz verde a licencia ambiental del proyecto línea de transmisión eléctrica para los parques eólicos en La Guajira Alpha y Beta».

- <https://www.anla.gov.co/noticias-anla/luz-verde-a-la-licencia-ambiental-del-proyecto-linea-de-transmision-electrica-para-los-parques-eolicos-en-la-guajira-alpha-y-beta>.
- [28] Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «Plan de Expansión de Transmisión 2022–2036». Bogotá, 2022.
- [29] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, «Resolución adopción PROURE – Consulta». Bogotá, 2022.
- [30] Consejo Privado de Competitividad, «Informe Nacional de Competitividad 2019–2020». Bogotá, 2020.
- [31] Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), «Redes Inteligentes». <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Redes-Inteligentes.aspx>.
- [32] Secretaría de Energía (SENER), «Balance Nacional de Energía 2023». Ciudad de México, 2023.
- [33] SENER 2023, «SENER Anexo 1». Nov, 07, 2022, doi: 10.1088/1751-8113/44/8/085201.
- [34] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Energy Profile Mexico». *International Renewable Energy Agency*, pp, 1–4, 2022.
- [35] SENER, «Balance Nacional de Energía 2023». México, 2023.
- [36] D, Juárez Luna and E, Urdiales, «Participación de la electricidad fotovoltaica en México hacia el año 2050: un estudio Delphi». *The Anáhuac Journal*, vol, 22, no, 2, Dec, 2022, doi: 10.36105/theanahuacjour.2022v22n2.03.
- [37] E, Villanueva *et al*, «Iniciativa Solar para el impulso de la energía solar fotovoltaica de gran escala». 2021, ASOLMEX.
- [38] Solar resource maps of Mexico, «SOLARGIS». Solar resource maps & GIS data, [Online], Available: <https://ciep.mx/energia-solar-en-mexico-su-potencial-y-aprovechamiento/>
- [39] S, Juárez-Hernández and G, León, «Wind energy in the isthmus of tehuantepec: Development, actors and social opposition». *Probl Desarro*, vol, 45, no, 178, pp, 139–162, 2014, doi: 10.1016/S0301-7036(14)70879-X.
- [40] N, Urbano Juárez, «Transición energética en México, retos y desafíos». *Revista Lex*, vol, 6, no, 22, Oct, 2023, doi: 10.33996/revistalex,v6i22,163.
- [41] Energía Estratégica, «El estado de situación de las subastas de energías renovables más importantes de Centroamérica». <https://www.energiaestrategica.com/el-estado-de-situacion-de-las-subastas-de-energias-renovables-mas-importantes-de-centroamerica/>.
- [42] Energía Estratégica, «El estado de situación de las subastas de energías renovables más importantes de Centroamérica». <https://www.energiaestrategica.com/el-estado-de-situacion-de-las-subastas-de-energias-renovables-mas-importantes-de-centroamerica/>.
- [43] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030 – Análisis de interdependencia energética». Madrid, 2023.
- [44] Govern d'Andorra, «Pla Nacional de Transició Energètica (PNTE)». Andorra la Vella, 2023.
- [45] Endesa, «La central térmica de Andorra dará paso a un macroproyecto de energías renovables con 1,844 MW híbridos». <https://www.endesa.com/es/conoce-la-energia/proyectos/andorra-renovable-1844mw>.
- [46] Red Eléctrica de España (REE), «Economía circular y segunda vida de equipos: nueva infraestructura en Andorra». <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2023/infraestructura-andorra-economia-circular>.
- [47] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN), «Matriz energética y eléctrica en Chile». Santiago, 2021.

- [48] Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), «Portuguese Renewable Electricity Report – June 2021». Lisboa, 2021.

2. Gemelos Digitales para comunidades sostenibles: integración universitaria y nuevas soluciones en almacenamiento y cooperación energética

**D. DIMITROVA-ANGELOVA¹, M. Á. JARAMILLO-MORÁN², S. FERNIZA-QUIROZ³,
J. F. GONZÁLEZ-GONZÁLEZ¹, D. CARMONA FERNÁNDEZ²**

¹ Dept. Física Aplicada, Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Extremadura.

² Dept. Departamento de Ingeniería Eléctrica Electrónica y Automática, Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Extremadura.

³ Tecnológico de Monterrey, Escuela de Arquitectura, Arte y Diseño (Monterrey)

2.1. Introducción

La transición hacia un modelo energético sostenible constituye uno de los grandes retos de la humanidad en el siglo XXI y se encuentra estrechamente ligada al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030, en particular el ODS 7 (energía asequible y no contaminante), así como otros de carácter transversal como el ODS 9 (industria, innovación e infraestructuras), el ODS 11 (ciudades y comunidades sostenibles), el ODS 13 (acción por el clima) y el ODS 17 (alianzas para lograr los objetivos) [1]. En este contexto, las universidades son actores esenciales para el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 [2]. Constituyen espacios de formación de profesionales comprometidos, motores de generación y transferencia de conocimiento, y catalizadores de la innovación aplicada para afrontar de forma integral retos sociales, económicos y ambientales [3]. En este marco, la cooperación universitaria al desarrollo se presenta como una estrategia clave que une a instituciones académicas, administraciones y empresas [4], así como ONGs y comunidades locales para promover proyectos sostenibles, adaptados a las realidades de cada territorio [5]. Su alcance trasciende la mera transferencia tecnológica, apuesta por el empoderamiento local, la capacitación de agentes de cambio y el fortalecimiento de capacidades para la gestión autónoma de proyectos [6].

En este escenario, el aprovechamiento de energías renovables y, en particular, de la energía fotovoltaica, se presenta como una alternativa estratégica para cubrir la demanda energética de comunidades vulnerables [7]. No obstante, la naturaleza intermitente de la generación solar genera retos en materia de gestión [8], almacenamiento y sincronización con la demanda, lo que hace necesaria la incorporación de sistemas complementarios, como baterías o soluciones de almacenamiento mediante hidrógeno [9]. Estos permiten maximizar el autoconsumo, reducir el vertido de excedentes y, en el caso del hidrógeno verde, habilitar usos productivos versátiles más allá de la electricidad, potenciando así la seguridad energética local [10].

En este contexto, la correcta coordinación entre los dispositivos de almacenamiento y conversión de energía se vuelve un factor decisivo. Su integración eficiente requiere estrategias de gestión avanzadas y adaptativas, capaces de equilibrar en tiempo real la oferta y la

demanda, optimizar el aprovechamiento de los recursos renovables disponibles y asegurar el funcionamiento estable y sostenible de los sistemas híbridos [11]. Tradicionalmente, las estrategias de control en los sistemas híbridos con generación fotovoltaica, batería y producción de hidrógeno se han basado en reglas fijas y jerárquicas. Estas estrategias priorizan el autoconsumo directo de la energía solar, luego la carga de baterías, y finalmente la producción de hidrógeno únicamente cuando existen excedentes de energía [12]. Estas estrategias clásicas, si bien garantizan la operación segura de parámetros como el estado de carga de la batería y la producción de hidrógeno dentro de rangos predefinidos, presentan limitaciones fundamentales en la optimización del sistema [13]. No logran optimizar dinámicamente el consumo de hidrógeno (en aplicaciones que incluyen pilas de combustible), la carga y descarga de batería, ni la eficiencia global del sistema. Esto es debido a su incapacidad para adaptarse a cambios en tiempo real de la demanda, fluctuaciones en la generación renovable o variaciones en los precios energéticos [14]. Esta rigidez operativa conlleva un mayor consumo de hidrógeno, así como una reducción de la vida útil de las baterías, ya que las reglas fijas impiden la optimización global del sistema híbrido [15].

Los estudios recientes evidencian que las estrategias de control avanzadas, como la lógica difusa, los sistemas neuro-difusos, la optimización metaheurística y los enfoques predictivos, superan a los controles basados en reglas fijas en sistemas híbridos FV–batería–electrolizador [16], al permitir una gestión más flexible, eficiente y adaptativa de la energía [17]. Estas técnicas coordinan de forma óptima el uso de baterías y electrolizadores, mejoran la eficiencia operativa y reducen el consumo de hidrógeno [18]. Su aplicación en el almacenamiento de excedentes solares constituye una solución clave para la transición energética en comunidades vulnerables, favoreciendo modelos energéticos sostenibles, resilientes y replicables [19].

Sin embargo, alcanzar un diseño y una gestión verdaderamente óptimos de estas instalaciones exige contar con herramientas robustas y accesibles, capaces de adaptarse a diversos perfiles de consumo, condiciones climáticas y recursos técnicos locales [20]. En este sentido destacan los Gemelos Digitales como herramienta tecnológica capaz de reproducir virtualmente el comportamiento de sistemas energéticos reales [21]. Esta tecnología, al integrar datos climáticos, técnicos y operativos en tiempo real mediante sensores IoT (Internet of things), permite simular escenarios, optimizar el diseño, anticipar el rendimiento y facilitar la toma de decisiones antes de acometer inversiones en terreno [22]. En contextos de cooperación internacional, el valor del Gemelo Digital reside en su capacidad de probar soluciones localmente adaptadas sin costes elevados, reduciendo riesgos y mejorando la eficiencia de los recursos empleados [23]. Así, se convierten en un elemento clave no solo para el diseño y dimensionamiento de sistemas híbridos, sino también para desarrollar guías de replicabilidad y estrategias formativas que fortalezcan la autonomía técnica de las comunidades beneficiarias.

En este capítulo se presenta y valida un modelo de Gemelo Digital aplicado a una instalación fotovoltaica universitaria, posteriormente adaptado y extrapolado de forma experimental a un contexto rural residencial mediante el uso de sistema portátil y reutilizable de monitorización. La validación matemática y experimental demuestra que el modelo reproduce con gran precisión el comportamiento real de ambas instalaciones, lo que lo convierte en una herramienta fiable para planificar y optimizar proyectos futuros sin necesidad de realizar inversiones adicionales en sensorización. A partir de esta base validada, el modelo se emplea para analizar la integración de sistemas híbridos FV–batería–electrolizador, incorporando

además un caso teórico con sobredimensionamiento fotovoltaico. El estudio combina tanto esquemas de gestión de excedentes fotovoltaicos clásicos como enfoques avanzados, con el objetivo de evaluar su influencia en el autoconsumo, la producción de hidrógeno y la autosuficiencia energética. En el escenario más avanzado, un algoritmo heurístico toma decisiones en tiempo real ponderando variables como el estado de carga de la batería, la previsión de consumo y los excedentes previstos, a fin de activar de manera óptima la batería y el electrolizador. Este enfoque, dinámico y calibrado de forma iterativa, logra un equilibrio óptimo entre autoconsumo local, aprovechamiento eficiente del almacenamiento y producción de hidrógeno renovable, superando las limitaciones inherentes a las estrategias de gestión clásicas.

En definitiva, este trabajo ofrece una solución innovadora, validada y de fácil replicación para proyectos de cooperación energética universitaria, integrando digitalización y almacenamiento renovable. La sinergia entre tecnologías avanzadas de almacenamiento y simulación mediante Gemelos Digitales proporciona un marco sólido para diseñar y gestionar comunidades capaces de autoabastecerse de manera sostenible, resiliente y eficiente. Este enfoque no solo impulsa la independencia energética, sino que también sienta las bases para un desarrollo inclusivo, duradero y alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

2.2. Metodología

El sistema experimental desarrollado en la Universidad de Extremadura incluye una instalación fotovoltaica de 2,79 kWp formada por seis paneles monocristalinos orientados al sur con una inclinación de 30° (ver Fig. 1). La generación fotovoltaica se apoya en un sistema de almacenamiento electroquímico mediante batería de ionlitio de 5 kWh útiles, operando entre el 20 % y el 80 % de estado de carga y con una potencia máxima de carga/descarga de 2,5 kW. Además, se incorpora un electrolizador PEM de 2 kW para producir hidrógeno verde, permitiendo almacenar los excedentes solares en forma química. El control y la monitorización se realizan con datos reales de operación registrados cada 5 minutos durante desde mayo de 2024 hasta mayo de 2025.



Figura 2.1. Instalación PV de 2,79 kW ubicada en la cubierta de la Escuela de Ingenierías Industriales de Badajoz, Universidad de Extremadura.

La validación del modelo matemático del GD de dicha instalación, ubicada en la cubierta de la Escuela de Ingenierías Industriales de Badajoz y equipada con paneles de la marca JASOLAR de 465 Wp, permitió verificar su capacidad de adaptarse a otras plantas PV. Para ello, el modelo se aplicó a una segunda instalación fotovoltaica residencial, ubicada en una zona rural y dotada de 4,08 kWp de potencia (ver Fig. 2), también orientada al sur y situada en Castañar de Ibor (Cáceres).

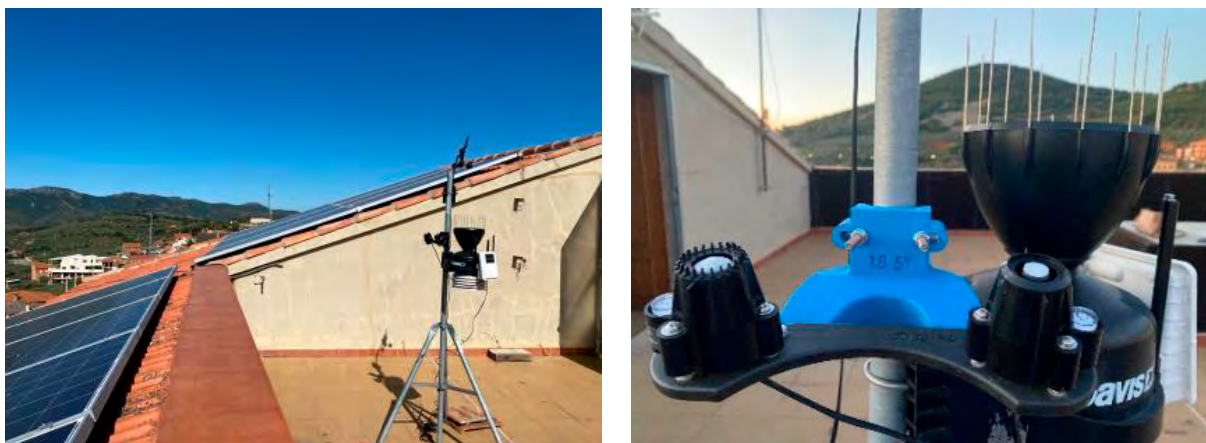


Figura 2.2. Instalación PV de 4,08 kW ubicada en la cubierta de una vivienda unifamiliar en Castañar de Ibor, provincia de Cáceres, Extremadura.

Dicha instalación presenta distintas características técnicas (marca, tecnología, potencia y configuración de los paneles) que se detallan en la Tabla 2.1. Y condiciones climáticas locales (irradiancia, viento y temperatura), que se emplearon como variables de entrada. El sistema portátil de control y monitorización de la EII se trasladó a esta nueva ubicación para registrar las variables necesarias y así comparar el comportamiento real con el simulado por el GD.

Tabla 2.1. Características eléctricas y de ubicación de ambas instalaciones a las que se ha modelado el modelo matemático del GD.

Comunidad autónoma	Extremadura	
Provincia	Badajoz	Cáceres
Localidad	Badajoz	Castañar de Ibor
Marca del panel PV	JASOLAR JAM72S20	PEIMAR SG340P
Tecnología del panel PV	Monocristalina	Policristalina
P_{MPP} (W)	465	340
V_{MPP} (V)	42,43	38,3
I_{MPP} (A)	10,96	8,88
α_{Isc}	0,00044	0,00042
θ_{Pmax}	-0,0035	-0,0039
Ángulo de inclinación (°)	30	18,5
Núm. paneles en serie	6	6
Núm. ramas en paralelo	1	2

Con el fin de analizar el efecto del sobredimensionamiento fotovoltaico y la aplicación de estrategias avanzadas de gestión de excedentes, se consideró además la simulación de una instalación teórica ampliada (B), en la que la potencia de la planta se triplica respecto a la configuración original, alcanzando 8,37 kWp mediante 18 módulos de las mismas características que los del sistema base (A), de 2,79 kWp. Esta duplicidad de escenarios, uno real y otro teórico, permite comparar de forma directa cómo la escala de generación influye en el autoconsumo, en la gestión y valorización de excedentes, así como en la rentabilidad global bajo distintas estrategias operativas.

Los perfiles de generación y consumo utilizados en las simulaciones provienen de datos reales registrados por el sistema de monitorización FusionSolar del inversor, con resolución de 5 minutos, entre el 23 de mayo de 2024 y el 30 de mayo de 2025. Se registraron de forma continua la potencia FV instantánea y el consumo eléctrico del laboratorio, garantizando la representatividad y precisión de las simulaciones para ambas configuraciones.

Sobre estos dos escenarios se evaluaron seis estrategias de gestión energética, que van desde la operación exclusivamente conectada a red hasta modelos con control avanzado. Los primeros casos incluyen: consumo sin generación FV (E0), autoconsumo directo con vertido de excedentes (E1), priorización del almacenamiento en batería sobre la venta a red (E2), conversión directa de excedentes a hidrógeno sin batería (E3), y un sistema híbrido batería–electrolizador (E4). Finalmente, el escenario E5 incorpora un modelo heurístico de control desarrollado en Python, basado en ponderaciones dinámicas de variables para la toma de decisiones en tiempo real. En este último caso, el algoritmo actúa en dos niveles principales: la determinación del porcentaje máximo de carga de la batería (ponderando estado de carga, previsión de consumo, excedentes previstos y franja horaria) y la activación probabilística del electrolizador, en función del excedente instantáneo, el nivel de batería y las horas de máxima generación. A través de un proceso iterativo de calibración, este sistema ajusta los parámetros para minimizar la diferencia con los objetivos energéticos deseados, buscando un compromiso óptimo entre autoconsumo local, uso eficiente del almacenamiento y producción de hidrógeno renovable.

2.3. Caso práctico: Experiencia universitaria en almacenamiento y valorización local de excedentes solares

La experiencia desarrollada en la Universidad de Extremadura es el resultado de un proceso de investigación aplicado en dos fases complementarias. La primera estuvo centrada en la validación y adaptación de un modelo de Gemelo Digital (GD) a diferentes instalaciones fotovoltaicas; la segunda, en la evaluación experimental de un sistema híbrido con almacenamiento electroquímico y químico para la valorización de excedentes.

2.3.1. Primera fase: validación del modelo de Gemelo Digital en diferentes instalaciones FV

En el caso de la instalación fotovoltaica residencial, la precisión del modelo del GD se verificó utilizando tres métricas estadísticas de referencia: el Error Medio Cuadrado (MSE), la Raíz del Error Medio Cuadrado (RMSE) y el Error Absoluto Medio (MAE), definidas en las ecuaciones

(1), (2) y (3). En estas expresiones, n representa el número total de registros analizados (10.047 en este estudio), y es la potencia fotovoltaica medida y $\hat{y}$ la estimada por el modelo. Los resultados mostrados en la Tabla 2.2 (MSE = 0,0836; RMSE = 0,28910 y MAE = 0,0914) evidencian una alta concordancia entre los datos simulados y los valores reales, confirmando la capacidad del modelo matemático del GD para reproducir con gran precisión el comportamiento de esta instalación en sus condiciones reales de operación. Esto se ilustra también en la Fig. 2.3 que compara gráficamente la respuesta real y la del GD en días despejados, nublados y parcialmente nublados.

$$\frac{1}{n} \sum_{x=1}^n (y - y_x)^2 \quad (1)$$

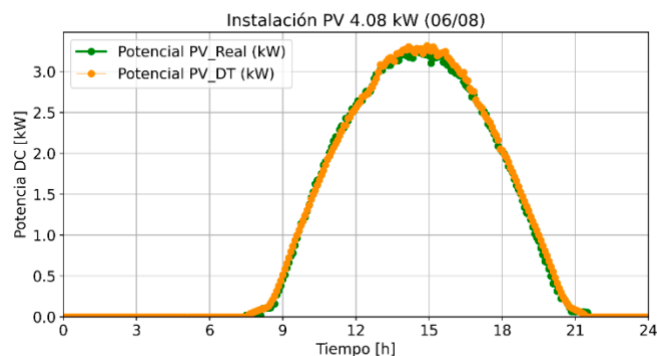
$$\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{x=1}^n (y_x - \hat{y}_x)^2} \quad (2)$$

$$\frac{1}{n} \sum_{x=1}^n |y - \hat{y}_x| \quad (3)$$

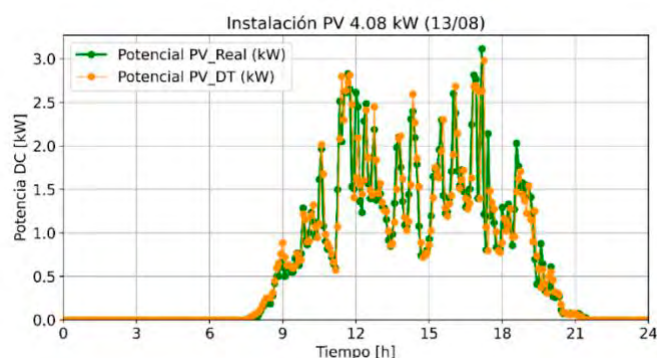
Las métricas de error prácticamente nulas evidencian que el modelo matemático del Gemelo Digital se ajusta con gran precisión al comportamiento de la instalación fotovoltaica residencial de Castañar de Ibor. Con lo que se confirma que el Gemelo Digital reproduce con gran precisión los datos reales y puede adaptarse fácilmente a otras instalaciones fotovoltaicas, constituyendo una herramienta útil para planificar, optimizar y replicar proyectos de cooperación energética.

Tabla 2.2. Métricas de validación empleadas, MSE, MAE y RMSE para evaluar la precisión del modelo matemático del Gemelo Digital en la instalación fotovoltaica residencial.

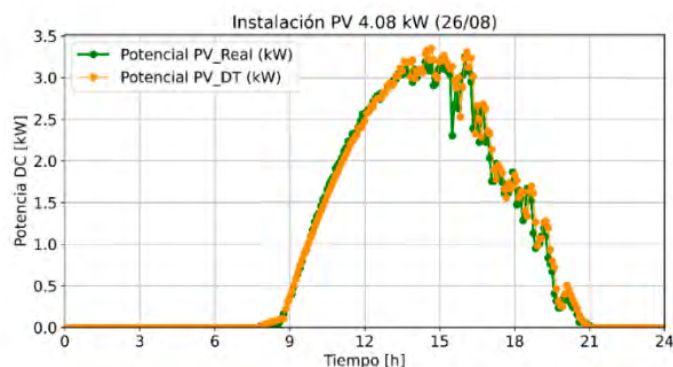
n	MSE	RMSE	MAE
10.047	0,0836	0,2891	0,0914



(a) Representación gráfica del día 06/08/2024 de la respuesta del GD y de la instalación PV real en un intervalo de medición de 5 min para un día de cielo despejado.



(b) Representación gráfica del día 13/08/2024 de la respuesta del GD y de la instalación PV real en un intervalo de medición de 5 min para un día nublado.



(c) Representación gráfica del día 26/08/2024 de la respuesta del GD y de la instalación PV real en un intervalo de medición de 5 min para un día parcialmente nublado.

Figura. 2.3. Comparativa de la respuesta del Gemelo Digital y de la instalación fotovoltaica real en distintos escenarios de condiciones meteorológicas.

Las métricas de error prácticamente nulas evidencian que el modelo matemático del Gemelo Digital se ajusta con gran precisión al comportamiento de la instalación fotovoltaica residencial de Castañar de Ibor. Con lo que se confirma que el Gemelo Digital reproduce con gran precisión los datos reales y puede adaptarse fácilmente a otras instalaciones fotovoltaicas, constituyendo una herramienta útil para planificar, optimizar y replicar proyectos de cooperación energética.

2.4. Segunda fase: estudio del sistema híbrido FV–batería–electrolizador

Superada la fase de validación del modelo matemático del Gemelo Digital, se desarrolló una segunda etapa experimental centrada en el análisis del almacenamiento y la valorización de excedentes fotovoltaicos mediante un sistema híbrido FV–batería–electrolizador (ver Fig. 2.4). El objetivo fue comparar, bajo estrategias de gestión convencionales y avanzadas, el comportamiento de la configuración base con el de un escenario sobredimensionado en el que la potencia fotovoltaica se triplica. Posteriormente, se evaluaron los indicadores energéticos obtenidos en las simulaciones para cada estrategia (resumidos en la Tabla 2.3 y representados en la Fig. 2.5), abarcando desde esquemas de gestión clásicos hasta un control avanzado mediante algoritmo heurístico. El estudio, realizado sobre dos configuraciones (A: instalación base de 2,79 kWp y B: versión sobredimensionada de 8,37 kWp), permite comparar de forma rigurosa el efecto del incremento de generación en el autoconsumo, la gestión de excedentes y la dependencia de la red, ofreciendo un marco sólido para valorar la eficiencia y rentabilidad de cada esquema bajo idénticas condiciones de demanda.



Fig. 2.4. Sistema de almacenamiento compuesto por un electroizador PEM H2Greem de 2 kW y una batería fotovoltaica Huawei LUNA2000-5KW-C0 con capacidad de 5 kWh.

2.4.1. Escenario E0: Consumo sin instalación fotovoltaica

En el escenario de referencia (E0), se ha considerado el funcionamiento del laboratorio sin sistema de generación fotovoltaica ni almacenamiento energético. Bajo esta condición, la totalidad de la demanda eléctrica anual se cubre mediante la compra de energía a la red. Este valor de energía consumida constituye la base de comparación para evaluar los beneficios económicos y energéticos de los demás escenarios, tanto para la simulación correspondiente a la instalación real de 2,79 kWp como para la simulación teórica en la que

la potencia fotovoltaica se triplica (8,37 kWp). Como el escenario E0 no incluye generación renovable ni almacenamiento, su valor de consumo energético (2.149,49 kWh) es idéntico en ambos casos, independientemente de la potencia fotovoltaica considerada en los escenarios posteriores.

2.4.2. Escenario E1: Autoconsumo directo con venta de excedentes (sin batería)

En el escenario E1 se evalúa el sistema operando bajo una estrategia de autoconsumo directo con vertido de excedentes a la red, prescindiendo completamente de sistemas de almacenamiento.

En el caso de la instalación original, el consumo anual del laboratorio sigue siendo 2.149,50 kWh y la planta fotovoltaica genera 2.592,14 kWh a lo largo del año. De esta producción renovable, 1.066,02 kWh se utilizan directamente para cubrir demanda inmediata en período de coincidencia temporal, lo que supone un 49,6 % de aportación renovable directa respecto al consumo anual. Sin embargo, la falta de almacenamiento implica que toda la generación FV que no coincide con las horas de consumo se vierte como excedente, alcanzando un total de 1.526,12 kWh. Estos excedentes permiten obtener una compensación económica, aunque en la práctica muestran que cerca del 59 % de la energía generada no puede aprovecharse localmente en el momento de la demanda. Como consecuencia de esta desalineación entre generación y consumo, el sistema sigue requiriendo la adquisición de 1.083,47 kWh/año desde la red eléctrica, lo que equivale a casi la mitad de la demanda total del laboratorio.

Para la instalación sobredimensionada (B), el consumo anual se mantiene invariable, pero la producción FV anual se multiplica hasta los 7.776,42 kWh. Esto se traduce en un incremento del autoconsumo directo hasta 1.403,72 kWh, de modo que el porcentaje de la demanda cubierta por FV instantánea aumenta hasta el 65,3 %. Sin embargo, la limitación de la simultaneidad entre generación FV y consumo hace que la mejora relativa en el autoconsumo directo sea mucho menos marcada que el incremento de la generación total. Como resultado, el volumen de excedente vertido a la red se dispara hasta 6.372,70 kWh, es decir, casi un 82 % de toda la generación FV anual, lo que evidencia el potencial de desaprovechamiento temporal de la energía renovable en ausencia de almacenamiento. Paralelamente, la compra de electricidad a red desciende significativamente a 745,78 kWh (un 34,7 % del consumo total), reforzando la autosuficiencia energética del sistema.

En resumen, los resultados indican que aumentar la potencia FV en instalaciones sin batería incrementa la fracción de consumo eléctrico cubierta con renovable y reduce la compra de energía a red, pero a costa de multiplicar los excedentes vertidos y, por tanto, de hacer el sistema muy dependiente del marco tarifario y regulatorio de compensación de excedentes. El sobredimensionamiento FV impulsa la sostenibilidad y la reducción de emisiones, pero su rentabilidad solo está garantizada si existen mecanismos de compensación económica adecuados para los excedentes. Por ello, el diseño óptimo exigirá siempre ponderar el mayor ahorro en compra de electricidad frente a los ingresos potenciales por excedentes y el coste de la inversión adicional en paneles, adaptándose al entorno normativo y económico vigente.

2.4.3. Escenario E2: Priorizar almacenamiento de excedentes en batería frente a la venta a red

En el escenario E2 se analiza el impacto de incorporar un sistema de almacenamiento en batería al esquema fotovoltaico, bajo una estrategia de priorización absoluta del autoconsumo local. Se simula el modo de funcionamiento de autoconsumo total de la batería, es decir, la energía generada por la instalación PV cubre de manera instantánea la demanda del laboratorio siempre que es posible. Los excedentes fotovoltaicos, cuando aparecen, se emplean para cargar la batería, respetando en todo momento tanto la capacidad útil, acotada entre el 20% y el 80% del estado de carga, como las limitaciones de potencia máxima de carga del dispositivo. Si aún tras saturar la batería permanecen excedentes, estos se vierten a la red.

Para la instalación A, se observa que el autoconsumo directo permanece inalterado respecto a escenarios anteriores (1.066,02 kWh) al estar limitado exclusivamente por la simultaneidad entre generación y demanda. La batería suministra 315,97 kWh adicionales para cubrir el consumo local, de modo que toda esa energía que anteriormente se vertía a la red ahora puede aprovecharse in situ. Esta capacidad de almacenamiento se traduce en una reducción significativa de la energía adquirida a la red, que baja hasta 767,51 kWh anuales, consolidando una autosuficiencia mucho mayor frente al escenario sin batería. Disminuyendo en este caso el vertido de excedentes a la red hasta los 1173,59 kWh.

Cuando se analiza la instalación B, con la generación FV triplicada, el patrón se mantiene pero las magnitudes absolutas cambian. El autoconsumo directo crece hasta 1.403,72 kWh, proporcional al leve aumento de coincidencia entre generación y consumo, y la batería suministra 292,8 kWh a la demanda, demostrando que incluso en un contexto de generación muy sobredimensionada, el almacenamiento sigue optimizando el aprovechamiento local de la energía renovable. Sin embargo, en este caso la capacidad de almacenamiento relativa a la generación FV es insuficiente para absorber la gran cantidad de excedentes generados: el vertido a red alcanza los 6045,54 kWh anuales. Pese a ello, el consumo desde la red eléctrica desciende hasta 452,98 kWh, un valor muy inferior al escenario sin batería ni FV sobredimensionada (y a menos de la cuarta parte del consumo total), mostrando la elevada autosuficiencia eléctrica que puede alcanzarse cuando se combina generación renovable abundante con una batería de tamaño moderado.

En resumen, la simulación del escenario E2 evidencia que la integración de una batería transforma el perfil energético del laboratorio, maximizando el aprovechamiento local de la renovable y minimizando tanto el vertido de excedentes como la dependencia de la red.

2.4.4. Escenario E3: Gestión de excedentes fotovoltaicos para generación de hidrógeno sin almacenamiento

En el escenario E3, el laboratorio implementa una estrategia energética orientada a maximizar la valorización de los excedentes fotovoltaicos mediante su conversión directa en hidrógeno por electrólisis, prescindiendo por completo de sistemas de almacenamiento en batería. Bajo este esquema, la operación se fundamenta en que el autoconsumo directo sigue siendo prioritario: la energía solar generada se suministra de forma instantánea a la demanda eléctrica del laboratorio siempre que es posible, mientras que los excedentes, una vez satisfecha la demanda local, se destinan exclusivamente a la producción de hidrógeno,

actividad que solo se activa si la potencia instantánea excedente supera el umbral mínimo técnico requerido para la puesta en marcha del electrolizador.

El comportamiento anual de la instalación (A) pone de manifiesto que, tras cubrir un autoconsumo directo de 1.066,02 kWh, los excedentes disponibles acumulados apenas resultan suficientes para alimentar de manera prolongada el electrolizador. Como consecuencia, la producción de hidrógeno a lo largo del año es limitada, alcanzando únicamente 1,4 Nm³. Dado que la integración de la batería no está contemplada en este escenario, toda la energía que no puede dedicarse ni al autoconsumo ni al electrolizador se vierte finalmente a la red, totalizando un vertido de 1.516,11 kWh. Este resultado subraya la dificultad de aprovechar de forma significativa los excedentes FV para la producción de hidrógeno en instalaciones fotovoltaicas de tamaño convencional sin almacenamiento intermedio, ya que la mayoría de los excedentes coinciden con periodos donde la potencia no alcanza el umbral operativo mínimo del electrolizador o se producen en intervalos dispersos que no pueden aprovecharse globalmente.

La situación cambia radicalmente con la instalación sobredimensionada (B). Manteniendo el mismo patrón de consumo anual, la generación fotovoltaica se multiplica por tres, de modo que el autoconsumo directo alcanza los 1.403,72 kWh mientras que la energía dedicada al electrolizador se incrementa exponencialmente hasta 2.431,67 kWh. Esto permite una producción total de hidrógeno de 340,43 Nm³ a lo largo del año, demostrando que el aumento de generación FV facilita la operación sostenida del electrolizador y una valorización mucho mayor de los excedentes renovables. Sin embargo, incluso con esta potencia aumentada, los excedentes que no pueden utilizarse ni para autoconsumo ni como entrada para el electrolizador siguen siendo sustanciales, con 3.941,03 kWh vertidos a la red. La compra anual de electricidad a la red se mantiene en 745,78 kWh, cantidad similar a la registrada en el escenario E1 previo con fuerte autoconsumo, lo que revela que el electrolizador no contribuye directamente a la cobertura de la demanda local, sino que actúa fundamentalmente como mecanismo de valorización del excedente renovable.

Estos resultados confirman que el uso del electrolizador para convertir excedente FV en hidrógeno puede ser una estrategia válida para integrar una mayor proporción de renovable en el balance global, siempre y cuando el dimensionamiento FV sea suficiente para generar los excedentes necesarios en términos horarios y de potencia. Sin embargo, en instalaciones convencionales sin almacenamiento, la producción real de hidrógeno resulta limitada y se mantiene supeditada a la disponibilidad temporal de excedentes significativos. Además, la existencia de vertidos a red remanentes sugiere que, incluso bajo este planteamiento, no toda la energía renovable puede ser consumida localmente o convertida en hidrógeno, a menos que se incremente aún más la flexibilidad del sistema mediante almacenamiento adicional o gestión avanzada. En definitiva, el escenario E3 resalta la importancia del dimensionamiento óptimo y del análisis horario detallado de los excedentes para la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno renovable en sistemas híbridos, así como la conveniencia de integrar tecnologías de almacenamiento si se desea maximizar el aprovechamiento local de la producción solar.

2.4.5. Escenario E4: Sistema híbrido de almacenamiento con batería y electrolizador

En el escenario E4 se explora la integración sinérgica de dos tecnologías de almacenamiento: la batería de ion-litio y el electrolizador tipo PEM para producción de hidrógeno, en un sistema fotovoltaico híbrido, simulando una estrategia de gestión energética jerárquica cuyo objetivo es maximizar el aprovechamiento local de la energía renovable y minimizar el vertido de excedentes a la red. El funcionamiento del sistema se basa en una secuencia de prioridades claramente establecida: la generación fotovoltaica cubre en primer lugar el autoconsumo instantáneo del laboratorio; cuando la producción solar supera la demanda en un intervalo, el excedente se dirige a la carga de la batería hasta alcanzar su límite operativo máximo (80% de su capacidad). Solo cuando la batería se encuentra completamente cargada y aún persisten excedentes energéticos, estos se destinan a la producción de hidrógeno mediante el electrolizador, limitando los vertidos a red a situaciones puntuales donde ni el almacenamiento electroquímico ni el químico pueden absorber la energía excedente. En circunstancias de déficit energético, la batería libera hasta donde es posible la energía almacenada para cubrir la demanda; y si la batería no puede satisfacer completamente las necesidades del laboratorio, el sistema recurre a la importación de energía desde la red eléctrica.

Los resultados obtenidos evidencian que, para la configuración (A) la instalación original de 2,79 kW, la totalidad del excedente fotovoltaico anual es gestionado exclusivamente con la batería, lo que garantiza que no se activa el electrolizador en ningún momento del año y elimina cualquier vertido de energía a la red. El autoconsumo directo se mantiene en 1.066,02 kWh, la energía suministrada por la batería asciende a 527,32 kWh y la compra de electricidad a la red se reduce a 556,15 kWh, destacando un notable incremento en la autosuficiencia y eficiencia del sistema respecto a escenarios sin almacenamiento electroquímico. Esta dinámica demuestra que, con la capacidad de batería considerada y el perfil de consumo analizado, toda la energía renovable generada puede ser absorbida por el sistema sin necesidad de recurrir al almacenamiento químico, relegando el uso del electrolizador a un papel completamente secundario.

Al ampliar la potencia FV en la instalación (B), las tendencias se mantienen, aunque las magnitudes absolutas cambian. El autoconsumo directo aumenta a 1.403,72 kWh y la energía suministrada desde la batería también crece hasta los 392,79 kWh. La compra de energía a la red se reduce todavía más, alcanzando apenas 352,99 kWh al año, lo que subraya el incremento en la autosuficiencia local. Pese al notable aumento de la generación solar, la batería sigue absorbiendo la práctica totalidad de la energía sobrante y solo una fracción residual da lugar a excedentes, mientras que el electrolizador tampoco llega a activarse bajo los flujos de operación simulados.

En síntesis, el escenario E4 demuestra la robustez y eficacia de una gestión jerárquica clásica con almacenamiento electroquímico suficiente: toda la energía renovable, siempre que el dimensionamiento de la batería sea adecuado respecto al perfil de consumo, puede aprovecharse de forma local sin necesidad de verter a red ni activar estrategias secundarias como la producción de hidrógeno. Este modelo reafirma la importancia de equilibrar adecuadamente la capacidad de batería frente a la demanda y la generación renovable, optimizando los beneficios energéticos y económicos del sistema híbrido fotovoltaico a partir de una gestión sencilla y eficiente, incluso antes de explorar sistemas de control avanzado o integrar almacenamiento químico adicional.

2.4.6. Escenario E5: Estrategia heurística de gestión energética

Bajo esta estrategia, los resultados para la instalación (A) muestran que, con un consumo anual del laboratorio de 2.149,50 kWh y una producción fotovoltaica total de 2.592,14 kWh, la cobertura mediante autoconsumo directo se mantiene en 1.066,02 kWh y la batería absorbe 527,32 kWh de los excedentes, mientras la compra a red queda limitada a 556,15 kWh. Toda la energía no aprovechada por el consumo ni por el sistema de almacenamiento electroquímico se destina sucesivamente a la producción de hidrógeno, hasta donde lo permite el perfil horario y la capacidad instalada, y únicamente cuando esto tampoco es posible, es vertida a red. En la práctica, la capacidad de la batería en esta configuración resulta suficiente para absorber todos los excedentes en la mayor parte de los periodos, de modo que la energía dirigida al electrolizador y, por lo tanto, la producción de hidrógeno es nula y tampoco aparece vertido significativo a red.

La situación en la instalación sobredimensionada (B) es marcadamente distinta y pone en evidencia las limitaciones relativas del almacenamiento electroquímico cuando la generación renovable supera ampliamente el consumo local. Con la triplicación de la potencia fotovoltaica, la cobertura por autoconsumo directo sube a 1.403,72 kWh y la batería contribuye con 292,57 kWh adicionales, pero incluso así se genera un volumen creciente de excedente en muchas horas solares. Esto se traduce en que, tras saturar la batería, el electrolizador opera en régimen prácticamente continuado durante casi toda la temporada solar, absorbiendo un total de 3.779,37 kWh de energía renovable para la producción de hidrógeno y logrando sintetizar hasta 529,11 Nm³ a lo largo del año. A pesar de la capacidad de generación elevada y las dos vías de almacenamiento, una parte residual de la energía fotovoltaica 300,77 kWh continúa vertiéndose a la red, mostrando que solo un dimensionamiento perfectamente ajustado entre generación, almacenamiento y conversión química permitiría el aprovechamiento completo de la producción renovable local.

Tabla 3.3. Resultados anuales de los escenarios de gestión energética (instalación A: base, instalación B: sobredimensionada por tres)

		E0	E1	E2	E3	E4	E5
Consumo total anual de electricidad (kWh)	A	2.149,50					
	B	2.149,50					
Consumo de la red (kWh)	A	2.149,50	1.083,47	767,51	1083,47	556,15	556,15
	B	2.149,50	745,78	452,98	745,78	352,99	453,21
Generación fotovoltaica (kWh)	A	0	2592,14				
	B	0	7776,42				
Autoconsumo directo (kWh)	A	0	1.066,02				
	B	0	1.403,72				
Excedente FV (kWh)	A	0	1.526,12	1173,59	1516,11	0	0
	B	0	6.372,70	6045,54	3941,03	439,58	300,77
Energía a la batería (kWh)	A	0	0	352,53	0	1526,11	1526,11
	B	0	0	327,16	0	3593,11	2292,57
Energía de la batería (kWh)	A	0	0	315,97	0	527,32	527,32
	B	0	0	292,8	0	392,79	292,57
Energía al electrolizador (kWh)	A	0	0	0	10	0	0
	B	0	0	0	2431,67	2340	3779,37
Hidrógeno total producido (Nm ³)	A	0	0	0	1,4	0	0
	B	0	0	0	340,43	327,60	529,11

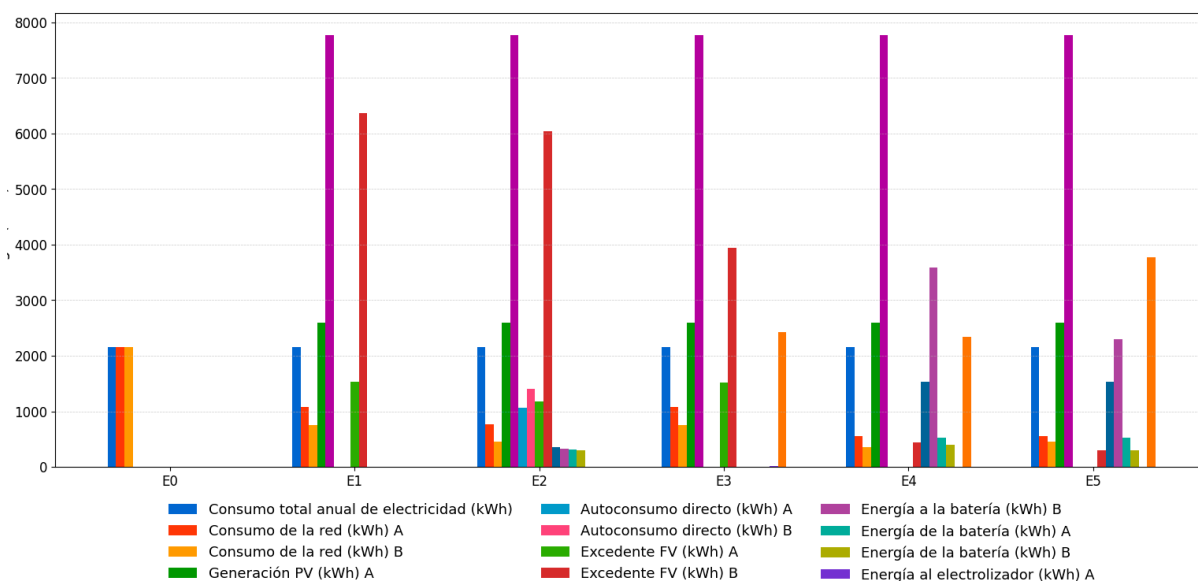


Fig. 2.5. Consumo de electricidad y rendimiento del sistema fotovoltaico por escenario.

2.5. Futuras líneas de trabajo

La creciente demanda de electrificación sostenible en zonas rurales aisladas, junto con avances en tecnologías digitales y almacenamiento energético, abre nuevas oportunidades para optimizar sistemas híbridos de generación y consumo [24]. Estudios recientes destacan el potencial de los Gemelos Digitales para mejorar la monitorización y gestión de estos sistemas [25], mientras que el almacenamiento compartido y las microrredes renovables ofrecen beneficios económicos, sociales y ambientales frente a opciones convencionales basadas en combustibles fósiles [26]. Sin embargo, aún se enfrentan retos técnicos y socioeconómicos que requieren una investigación orientada a comunidades rurales con escaso acceso a la red, incluyendo la elevada inversión inicial, la formación y el involucramiento de la población local, así como la creación de políticas, esquemas de incentivos y mecanismos de gobernanza que faciliten la implementación y sostenibilidad de las soluciones energéticas [27].

Las futuras investigaciones se centrarán en optimizar la integración del almacenamiento energético compartido y la autosuficiencia en estas comunidades, mediante un enfoque secuencial que valide y aplique Gemelos Digitales individualizados para cada unidad de vivienda, adaptados a condiciones técnicas, climáticas y socioeconómicas locales. Esto facilitará la monitorización avanzada, simulación predictiva y análisis comparativos para optimizar sistemas fotovoltaicos y almacenamiento ajustados a la demanda y consumo comunitario [28].

Además, se profundizará en la evaluación técnica, económica y ambiental de microrredes híbridas (solar, eólica, baterías y respaldo diésel). Estos sistemas ofrecen alta fiabilidad y adaptabilidad gracias a la gestión inteligente con algoritmos avanzados que mejoran la operación y reducen fallos [29]. Aunque requieren una inversión inicial mayor, presentan menores costos nivelados de energía y operativos a largo plazo, con retorno en años aceptable, y aumentan su competitividad conforme suben los precios del combustible fósil. Ambientalmente, se contribuye a reducir las emisiones de CO₂ además de minimizar riesgos locales asociados a combustibles fósiles [30].

La investigación se apoyará en simulaciones adaptativas y tecnologías digitales para maximizar eficiencia y resiliencia, promoviendo modelos replicables que respondan a distintos contextos. Se complementará con programas de educación energética comunitaria que impulsen prácticas sostenibles, economía circular y gestión participativa, fortaleciendo la autosuficiencia y el empoderamiento local para asegurar la sostenibilidad a largo plazo.

Finalmente, se desarrollarán guías de replicabilidad, protocolos de diseño adaptativos y mecanismos de financiación inclusivos para facilitar la extensión del modelo en entornos rurales y periurbanos.

2.6. Conclusiones

El desarrollo y validación del modelo de Gemelo Digital aplicado a instalaciones fotovoltaicas, primero en un entorno universitario y posteriormente adaptado a un contexto rural, ha demostrado su capacidad para reproducir con alta precisión el comportamiento real de sistemas de generación y almacenamiento. Esta versatilidad confirma su valor como herramienta de planificación, optimización y replicación de proyectos energéticos en comunidades con difícil acceso a la electrificación. El análisis comparativo de distintos escenarios de gestión energética revela que la combinación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento electroquímico y/o químico es clave para maximizar el autoconsumo, reducir el vertido de excedentes y mejorar la autosuficiencia. Las estrategias de control avanzadas, como los enfoques heurísticos, superan las limitaciones de esquemas jerárquicos tradicionales, al adaptarse dinámicamente a la variabilidad de la generación y la demanda, optimizando así la eficiencia global del sistema.

Los resultados evidencian que el sobredimensionamiento fotovoltaico incrementa significativamente la disponibilidad de energía renovable, pero sin un almacenamiento adecuado puede generar grandes excedentes no aprovechados. La batería es eficaz para absorber la mayor parte de la energía sobrante en perfiles de consumo moderados, mientras que la integración de un electrolizador adquiere relevancia en escenarios con sobregeneración sostenida. La gestión inteligente y la coordinación de múltiples tecnologías de almacenamiento permiten reducir la dependencia de la red y disminuir las emisiones de CO₂, fortaleciendo la viabilidad técnica y ambiental de los sistemas híbridos.

En términos de transferencia y escalabilidad, el empleo de Gemelos Digitales facilita la evaluación previa de inversiones, la adaptación a condiciones locales y el diseño de guías replicables, reduciendo riesgos y costes en la implementación. Asimismo, el potencial educativo y formativo de este enfoque refuerza la capacidad de las comunidades para gestionar de forma autónoma sus recursos energéticos.

En conjunto, este trabajo ofrece un marco integral que integra innovación tecnológica, modelado digital y estrategias de almacenamiento renovable, contribuyendo a la transición hacia comunidades rurales más autosuficientes, resilientes y sostenibles, alineadas con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, en particular el ODS 7 y el ODS 13.

2.7. Referencias

- [1] United Nations, «The Sustainable Development Goals Report,» 2025. Accessed: Aug. 14, 2025. [Online]. Available: <https://unstats.un.org/sdgs/report/2025/The-Sustainable-Development-Goals-Report-2025.pdf>
- [2] W. M. Purcell, H. Henriksen, and J. D. Spengler, «Universities as the engine of transformational sustainability toward delivering the sustainable development goals: ‘Living labs’ for sustainability,» *International Journal of Sustainability in Higher Education*, vol. 20, no. 8, pp. 1343–1357, Dec. 2019, doi: 10.1108/IJSHE-02-2019-0103.
- [3] I. Žalėnienė and P. Pereira, «Higher Education For Sustainability: A Global Perspective,» *Geography and Sustainability*, vol. 2, no. 2, pp. 99–106, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.geosus.2021.05.001.
- [4] W. Leal Filho et al., «Mapping universities-communities partnerships in the delivery of the Sustainable Development Goals,» *Front Environ Sci*, vol. 11, 2023, doi: 10.3389/fenvs.2023.1246875.
- [5] W. Leal Filho, A. L. Salvia, and J. H. P. P. Eustachio, «An overview of the engagement of higher education institutions in the implementation of the UN Sustainable Development Goals,» *J Clean Prod*, vol. 386, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.135694.
- [6] P. M. Castro, A. Ares-Pernas, and A. Dapena, «Service-learning projects in university degrees based on sustainable development goals: Proposals and results,» *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, no. 19, Oct. 2020, doi: 10.3390/SU12197940.
- [7] J. Mello, J. Villar, R. J. Bessa, A. R. Antunes, and M. M. Sequeira, «Decarbonized and Inclusive Energy: A Two-Fold Strategy for Renewable Energy Communities,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 22, no. 4, pp. 49–63, 2024, doi: 10.1109/MPE.2024.3396442.
- [8] F. Kbidì, C. Damour, D. Grondin, M. Hilairet, and M. Benne, «Power management of a hybrid micro-grid with photovoltaic production and hydrogen storage,» *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061628.
- [9] J. Wang, X. Xu, L. Wu, Q. Huang, Z. Chen, and W. Hu, «Risk-averse based optimal operational strategy of grid-connected photovoltaic/wind/battery/diesel hybrid energy system in the electricity/hydrogen markets,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 12, pp. 4631–4648, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.11.006.
- [10] T. Sutikno, W. Arsadiando, A. Wangsupphaphol, A. Yudhana, and M. Facta, «A Review of Recent Advances on Hybrid Energy Storage System for Solar Photovoltaics Power Generation,» 2022, *Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.* doi: 10.1109/ACCESS.2022.3165798.
- [11] F. Kbidì, C. Damour, D. Grondin, M. Hilairet, and M. Benne, «Multistage power and energy management strategy for hybrid microgrid with photovoltaic production and hydrogen storage,» *Appl Energy*, vol. 323, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119549.
- [12] A. A. Kamel, H. Rezk, N. Shehata, and J. Thomas, «Energy management of a dc microgrid composed of photovoltaic/fuel cell/battery/supercapacitor systems,» *Batteries*, vol. 5, no. 3, Sep. 2019, doi: 10.3390/BATTERIES5030063.
- [13] T. Abdelhalim, L. Kouider, H. Rezk, R. Abdelkader, and H. Mohamed Amine, «Optimal energy management based equivalent hydrogen consumption minimization strategy of DC microgrid,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 83, pp. 355–366, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.08.096.
- [14] R. Gugulothu, B. Nagu, and D. Pullaguram, «Energy management strategy for standalone DC microgrid system with photovoltaic/fuel cell/battery storage,» *J Energy Storage*, vol. 57, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.est.2022.106274.

- [15] T. Abdelhalim, L. Kouider, H. Rezk, R. Abdelkader, and H. Mohamed Amine, «Optimal energy management based equivalent hydrogen consumption minimization strategy of DC microgrid,» *Int J Hydrogen Energy*, vol. 83, pp. 355–366, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.08.096.
- [16] H. Alhumade, H. Rezk, M. Louzazni, I. A. Moujдин, and S. Al-Shahrani, «Advanced Energy Management Strategy of Photovoltaic/PEMFC/Lithium-Ion Batteries/Supercapacitors Hybrid Renewable Power System Using White Shark Optimizer,» *Sensors*, vol. 23, no. 3, Feb. 2023, doi: 10.3390/s23031534.
- [17] Q. Wu, H. Chen, and B. Liu, «Optimization of Control Strategy for Fuel Cell Vehicles by Integrating Fuzzy Algorithm,» *IEEE Access*, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3469912.
- [18] D. Zhong, B. Liu, L. Liu, W. Fan, and J. Tang, «Artificial Intelligence Algorithms for Hybrid Electric Powertrain System Control: A Review,» Apr. 01, 2025, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. doi: 10.3390/en18082018.
- [19] M. Temiz and I. Dincer, «Design and analysis of a floating photovoltaic based energy system with underground energy storage options for remote communities,» *J Energy Storage*, vol. 55, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105733.
- [20] M. Louzazni, D. T. Cotfas, and P. A. Cotfas, «Management and performance control analysis of hybrid photovoltaic energy storage system under variable solar irradiation,» *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 12, Jun. 2020, doi: 10.3390/en13123043.
- [21] W. Yu, P. Patros, B. Young, E. Klinac, and T. G. Walmsley, «Energy digital twin technology for industrial energy management: Classification, challenges and future,» Jun. 01, 2022, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2022.112407.
- [22] D. Dimitrova Angelova, D. Carmona Fernández, M. Calderón Godoy, J. Antonio, Á. Moreno, and J. Félix González González, «A Review on Digital Twins and Its Application in the Modeling of Photovoltaic Installations,» *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 5, 2024, doi: <https://doi.org/10.3390/en17051227>.
- [23] A. Bâra and S. V. Oprea, «Enabling coordination in energy communities: A Digital Twin model,» *Energy Policy*, vol. 184, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.enpol.2023.113910.
- [24] B. Bacha, H. Ghodbane, H. Dahmani, A. Betka, A. Toumi, and A. Chouder, «Optimal sizing of a hybrid microgrid system using solar, wind, diesel, and battery energy storage to alleviate energy poverty in a rural area of Biskra, Algeria,» *J Energy Storage*, vol. 84, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.110651.
- [25] S. Iuliano and A. Vaccaro, «Digital Twinning of Village-scale Microgrids for Remote Maintenance of Power Equipment,» in *2024 7th IEEE International Humanitarian Technologies Conference, IHTC 2024*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2024. doi: 10.1109/IHTC61819.2024.10855105.
- [26] B. Dai, H. Wang, B. Li, C. Li, and Z. Tan, «Capacity model and optimal scheduling strategy of multi-microgrid based on shared energy storage,» *Energy*, vol. 306, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2024.132472.
- [27] Chijioke Paul Agupugo and Mezue Francis Canice Tochukwu, «A MODEL TO ASSESS THE ECONOMIC VIABILITY OF RENEWABLE ENERGY MICROGRIDS: A CASE STUDY OF IMUFU NIGERIA,» *Engineering Science & Technology Journal*, vol. 3, no. 2, pp. 45–70, Dec. 2022, doi: 10.51594/estj.v3i2.1461.
- [28] A. K. Hamid, M. M. Farag, and M. Hussein, «Enhancing photovoltaic system efficiency through a digital twin framework: A comprehensive modeling approach,» *International Journal of Thermofluids*, vol. 26, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.ijft.2025.101078.

- [29] J. Li, P. Liu, and Z. Li, «Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China,» *Energy*, vol. 208, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118387.
- [30] P. Kumar, N. Pal, and H. Sharma, «Optimization and techno-economic analysis of a solar photo-voltaic/biomass/diesel/battery hybrid off-grid power generation system for rural remote electrification in eastern India,» *Energy*, vol. 247, May 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123560.

3. Producción de hidrocarburos sintéticos a partir de glicerina: eficiencia, costos y oportunidades de mejora de procesos

P. J. MUÑOZ¹, J. F. GONZÁLEZ¹, V. MONTES², S. ROMÁN¹, B. LEDESMA¹

¹ Department of Applied Physics, School of Industrial Engineering, University of Extremadura.

² Department of Organic Chemistry, Faculty of Sciences, University of Cordoba.

3.1. Introduction

Este estudio analiza el consumo energético de un proceso de producción de hidrocarburos mediante síntesis Fischer-Tropsch (FT) a partir de glicerol, un subproducto de la producción de biodiésel. El biodiésel se obtiene mediante la transesterificación de aceites vegetales con alcoholes ligeros, como el metanol o el etanol, obteniéndose glicerol como subproducto.

El proceso emplea catalizadores ácidos y básicos, típicamente H_2SO_4 y KOH , respectivamente. Una vez filtrado, el glicerol contiene altas concentraciones de los catalizadores utilizados durante ambas etapas de transesterificación [1], [2].

A partir de este glicerol, tratado adecuadamente mediante reformado con vapor, es posible obtener gas de síntesis (syngas), que puede utilizarse en la síntesis Fischer-Tropsch para producir hidrocarburos como el queroseno parafínico [3], [4]. La síntesis FT consiste en generar cadenas de hidrocarburos a partir de gas de síntesis rico en CO y H_2 en presencia de un catalizador metálico, como Fe o Co , a temperaturas que oscilan entre 220 y $350^\circ C$ y presiones en torno a 20 bar.

El uso de catalizadores bifuncionales permite la actividad catalítica tanto con CO como con CO_2 , lo que permite la conversión directa en hidrocarburos mediante el uso parcial o total de CO_2 y H_2 en el gas de alimentación. Esto permite alternativas al gas de síntesis convencional, típicamente compuesto casi exclusivamente de CO y H_2 , como el gas de síntesis derivado de la gasificación de biomasa o el reformado con vapor de glicerol. Este último contiene un alto contenido de H_2 y puede utilizarse eliminando parcialmente el H_2 antes de la síntesis FT o directamente, siempre que la relación $H_2:CO:CO_2$ se encuentre dentro del rango aceptable.

En este estudio, se realiza un análisis energético del proceso general de la planta piloto para determinar el consumo de energía por metro cúbico normal (Nm^3) de gas.

El proceso se ha dividido en cuatro etapas principales:

- - la «Etapas de Generación de Gas», que describe la producción de gas de síntesis mediante el reformado con vapor de glicerol;
- la «Etapas de Limpieza y Purificación del Gas», donde el gas de síntesis se acondiciona antes de su compresión;
- la «Etapas de Compresión y Almacenamiento», que describe los equipos necesarios para almacenar el gas en condiciones adecuadas para la síntesis; y

- la «Etapa de Síntesis de Hidrocarburos», que describe los equipos y las condiciones de operación utilizadas para la reacción de FT.

Para lograr este objetivo, se ha analizado el consumo energético de cada etapa de forma independiente.

Es importante destacar que los equipos utilizados en las distintas etapas se han diseñado para garantizar la viabilidad técnica del proceso de FT a escala piloto. Por lo tanto, se ha priorizado la fiabilidad operativa sobre la optimización energética. En consecuencia, existe un potencial considerable para mejorar el consumo energético medido de la configuración propuesta.

Finalmente, se ha realizado una estimación de costes mediante la determinación del precio medio de la energía para proporcionar una cuantificación representativa, aunque no exhaustiva, de las variables que afectan al coste final de producción de este proceso. No se ha realizado el análisis del precio de venta de los distintos productos derivados del proceso, necesario para determinar el beneficio neto estimado. Este aspecto ha sido excluido por requerir un estudio detallado de los productos obtenidos y sus respectivos precios en el mercado mayorista, lo que queda fuera del alcance inicial centrado únicamente en evaluar los costos de producción del proceso propuesto.

3.2. Métodos

3.2.1. Etapa de generación de gas mediante reformado con vapor de glicerol

La Figura 3.1 muestra los componentes principales de la planta, cada uno numerado. Los componentes descritos corresponden a: 1 – Tanque de pretratamiento, 2 – Tanque de glicerol filtrado, 3 – Tanque de mezcla de glicerol y agua, 4 – Tanque de agua, 5 – Bombas, 6 – Conjunto de reactor y horno, 7 – Condensador.



Figure 3.1. Glycerol steam reforming pilot plant.

Las siguientes secciones describen las características más relevantes de los componentes que intervienen en la etapa de generación de gas.

Pretratamiento de glicerol

En la planta piloto actual, el exceso de iones SO_4^{2-} y K^+ se elimina en fase líquida, antes de mezclarlos con agua, mediante la precipitación de cristales de sulfato de potasio, seguida de una filtración por gravedad. El proceso de precipitación consiste en calentar el glicerol crudo a $110\text{ }^\circ\text{C}$ en un primer tanque de acero inoxidable (capacidad: 50 L) durante 48 horas.

El contenido se transfiere y se filtra por gravedad a través de filtros de papel a un segundo tanque idéntico de acero inoxidable.

Tanque de Mezcla

Este tanque se utiliza para controlar la proporción de glicerol y agua, lo que a su vez regula el contenido de hidrógeno (H_2) en el gas de síntesis resultante. Incluye un agitador mecánico para homogeneizar la mezcla de glicerol y agua antes de bombearla al reactor. El tanque de mezcla se alimenta desde el tanque de glicerol filtrado y el tanque de agua destilada. Ambos tienen una capacidad de 35 L y están fabricados en acero inoxidable.

Bombas de Alimentación y Mezcla

Las transferencias desde los tanques de glicerol y agua al tanque de mezcla, y desde el tanque de mezcla al reactor, se realizan con alta precisión mediante bombas peristálticas. En concreto, se utilizan tres bombas peristálticas Gilson Miniplus 3. Los caudales varían entre 9 ml/min y 17 ml/min.

Reactor de reformado de glicerol

El reactor, mostrado como componente 6 en la Figura 1, es el elemento central de la planta. Su función es realizar reacciones de reformado de glicerol para producir gas de síntesis. Estructuralmente, el reactor consta de un cuerpo cilíndrico de acero inoxidable rodeado de elementos calefactores, controlados mediante un controlador programable. Tiene un diámetro exterior de 168 mm y una longitud de 900 mm, con una capacidad máxima de procesamiento de 35 ml/min y una tasa máxima de producción de 19 litros normales por minuto (NL/min) de gas de síntesis [5].

Para alcanzar las condiciones requeridas para las reacciones de reformado, ajustadas a $950\text{ }^\circ\text{C}$, se utiliza un horno eléctrico Hobersal de 7 kW con un controlador Max TR3-X.

Condensador en la etapa de generación

A la salida del reactor, un condensador (componente 7 en la Figura 1) reduce la temperatura del gas y condensa tanto el agua producida durante la gasificación como el exceso de vapor no reaccionado. El condensador cuenta con un tanque de 50 litros y un intercambiador de calor equipado con un sistema de refrigeración de circuito cerrado que opera entre 6 y $10\text{ }^\circ\text{C}$. Está conectado hidráulicamente a un enfriador Fisher Scientific Isotemp III, con una capacidad de refrigeración de 1900 W y un caudal de 13,6 L/min. La unidad incluye un controlador automático de temperatura y una pantalla con teclado para ajustar la temperatura de salida deseada.

Una trampa hermética se encuentra aguas abajo del condensador, lo que evita el reflujo hacia el condensador y permite la inspección visual del flujo de gas producido.

3.2.2. Etapa de Limpieza y Purificación de Gases

El gas de síntesis producido por el proceso de reformado debe someterse a una serie de tratamientos para garantizar que cumpla con las condiciones necesarias antes de su compresión y almacenamiento, ya que suele contener impurezas sólidas, vapores condensables, vapor de agua y gases ácidos que deben eliminarse. El objetivo es que el gas sea apto para su compresión y almacenamiento o para su uso directo en la síntesis Fischer-Tropsch (FT).

Existen dos métodos principales de limpieza de gases: la limpieza en seco, realizada a altas temperaturas, que implica un alto consumo energético y equipos especialmente diseñados; y la limpieza húmeda, realizada a bajas temperaturas, utilizando equipos y materiales de proceso estándar [6]. Para el proceso propuesto, se ha seleccionado la limpieza húmeda debido a su facilidad de implementación, su suficiente eficacia y el uso de equipos disponibles comercialmente que no requieren un diseño a medida. El proceso de limpieza húmeda incluye las siguientes etapas de tratamiento:

- *Condensación.* Cuando la unidad de generación de gas se ubica cerca del sistema de limpieza, es recomendable enfriar el gas antes de continuar con el tratamiento para condensar tanto el vapor de agua como otros compuestos condensables que puedan haberse formado.
- *Neutralización.* Se utiliza un tren de burbujeo de gas para neutralizar los gases ácidos en la corriente de gas de síntesis. Este paso previene el envenenamiento y la desactivación del catalizador, y también protege los equipos posteriores, como compresores, tanques de almacenamiento y dispositivos de medición y control de flujo. Aunque el glicerol se desulfuriza antes de la etapa de reformado, trazas de glicerol pueden provocar la formación de sulfuro de hidrógeno (H_2S) en el gas de síntesis. Además, la síntesis FT con catalizadores a base de hierro requiere un alto grado de purificación del gas. Como valor de referencia, la bibliografía consultada indica que para la suma de H_2S , COS y CS_2 es inferior a 1 ppm en volumen. Para NH_3 y HCN, es inferior a 1 ppm en volumen, y para HCl y HF, es inferior a 10 ppb en volumen [7].
- *Deshumidificación.* Este paso es esencial para evitar la condensación durante las etapas de alta presión del proceso de compresión.
- *Filtración.* La filtración protege la bomba de vacío eliminando las partículas sólidas residuales.
- *Regulación de caudal.* Se utiliza un rotámetro para medir y regular el caudal. El caudal se ajusta creando una caída de presión mediante una válvula de control integrada en el sistema.
- *Generación de vacío.* Se utiliza una bomba de vacío para compensar las pérdidas de presión y garantizar que el sistema funcione con succión. Esto ayuda a evitar fugas de gas que podrían provocar la formación de atmósferas explosivas.

3.2.3. Etapa de Compresión y Almacenamiento de Gas de Síntesis

Sistema de Compresión

El objetivo del sistema de compresión es elevar la presión del gas de síntesis desde la presión de salida del sistema de limpieza de gases hasta la presión de reacción, normalmente entre 10 y 20 bar, o la presión de almacenamiento, generalmente entre 30 y 40 bar.

Dependiendo de las condiciones de operación, el gas de síntesis puede contener más del 50 % de hidrógeno en volumen. Por esta razón, las medidas de seguridad para comprimir el gas de síntesis son similares a las requeridas para el hidrógeno puro, con la excepción de que el gas de síntesis tiene una mayor densidad que el hidrógeno puro.

Existen diversas tecnologías disponibles para la compresión segura del hidrógeno, como compresores de diafragma, compresores sin aceite, compresores booster, etc. De estas, el sistema propuesto para esta planta es de tipo booster, adecuado para comprimir gases con alto contenido de hidrógeno. Además, permite arranques y paradas frecuentes y una fácil regulación de un amplio rango de caudales. Esta última característica es ideal para la planta piloto, ya que permite adaptar la tasa de compresión a los caudales de generación y tratamiento.

Sistema de Almacenamiento

Además de las razones mencionadas, la instalación de un sistema de almacenamiento también se justifica por el hecho de que el reactor de reformado de glicerol genera un volumen de gas mayor que el que la unidad de síntesis FT puede procesar en tiempo real. Por lo tanto, es necesario introducir una etapa intermedia de almacenamiento entre la generación de gas y su consumo para amortiguar las fluctuaciones del caudal.

Además, para evitar la necesidad de reguladores de presión intermedios, que aumentarían la complejidad del sistema, la presión máxima de almacenamiento debe ser superior a la presión de operación del reactor FT, pero inferior a la presión de tarado de la válvula de seguridad del reactor catalítico. La presión máxima de operación del reactor FT es de 20 bar, y la válvula de seguridad está tarada a 50 bar.

La tasa de generación de gas de síntesis se puede ajustar en un rango de 2 a 19 litros normales por minuto (NI/min). El consumo máximo en el reactor FT, desarrollado por el investigador doctoral, es de 500 mililitros normales por minuto (NmL/min). Esto significa que se requiere un sistema de almacenamiento para acumular y entregar el gas de síntesis a un ritmo controlado para su conversión posterior.

Etapa de Síntesis de Hidrocarburos

Tras la etapa de almacenamiento, el gas de síntesis alcanza el nivel de purificación y presión adecuados para su uso en el proceso de síntesis Fischer-Tropsch (FT). La etapa de síntesis de hidrocarburos abarca todas las operaciones, desde la regulación del gas a la entrada del reactor hasta la separación de las fases del producto. Esta etapa consta de una serie de procesos interrelacionados, cada uno con sus componentes, funciones y requisitos operativos específicos:

Regulación de la Presión

La presión se regula desde el nivel de almacenamiento hasta un valor adecuado para la síntesis, típicamente alrededor de 20 bar.

Control de Flujo

Control de flujo mediante controladores de flujo másico térmico para gases puros y Coriolis para gases mixtos. Son necesarios para el control del flujo de gas de síntesis (Coriolis), el control de N₂, el control de gas de síntesis o el control de CO (térmico). El N₂ se utiliza como gas inerte para el barrido del reactor y el CO para la activación del catalizador.

Reactor Fischer-Tropsch

El reactor FT consta de un recipiente cilíndrico de acero inoxidable calentado externamente por un horno y controlado por un controlador electrónico. En su interior, el lecho del catalizador está dispuesto para permitir un flujo y contacto uniformes de los gases.

Calentamiento Post-Reactor

Un sistema de calentamiento ubicado aguas abajo del reactor evita la solidificación de las parafinas. Esto asegura el flujo continuo de hidrocarburos pesados hacia el condensador de parafinas.

Condensador de Parafinas

Este dispositivo permite la recolección temporal de hidrocarburos sólidos o parafinas, separando los componentes con temperaturas de condensación inferiores a la del condensador calentado.

Sistema de Refrigeración

Responsable de condensar hidrocarburos ligeros, alcoholes y agua, el sistema de refrigeración opera en un rango de 2 a 5 °C.

Condensador de Líquido

El condensador de líquido almacena temporalmente los fluidos condensados, permitiendo que solo los componentes gaseosos pasen a la siguiente etapa del proceso.

Válvula de Contrapresión

Una válvula de contrapresión mantiene la presión del sistema aguas arriba en el punto de ajuste deseado. Libera cualquier exceso de flujo una vez alcanzada la presión seleccionada, tras lo cual se vuelve a sellar.

Para verificar visualmente la presión de ajuste, se colocará un manómetro antes de la entrada del reactor. Este, junto con el manómetro de salida, permite verificar la presión del sistema y cualquier caída de presión que pueda ocurrir en el reactor.

En condiciones normales de funcionamiento, esta caída de presión es mínima (solo unos pocos milibares). Sin embargo, al utilizar catalizadores diseñados específicamente para la producción de hidrocarburos líquidos pesados o ceras, la caída de presión puede aumentar. Para evitar bloqueos de flujo, es esencial calentar la zona entre el reactor y el condensador de cera, permitiendo que la gravedad y el flujo de gas impulsen el movimiento de las fracciones pesadas.

En este caso, el proceso está optimizado para la producción de hidrocarburos ligeros y no se han observado aumentos significativos de presión.

Monitoreo de Potencia y Energía Eléctrica.

Para las mediciones eléctricas, se utilizó un analizador de red Fluke modelo 1736. Este analizador trifásico permite registrar potencia, energía, transitorios y analizar la calidad eléctrica.

En este estudio, solo se consideraron valores de estado estacionario, es decir, cuando todos los componentes alcanzaron sus temperaturas de funcionamiento objetivo. Se descartaron las condiciones transitorias debido al período de estabilización de aproximadamente una hora, seguido de 5 a 10 horas de funcionamiento continuo en estado estacionario. Todos los equipos del proceso funcionan con una fuente de alimentación monofásica de 230 V, 50 Hz.

3.3. Resultados

En los siguientes apartados se presenta un análisis energético detallado del consumo y producción asociado a cada componente que interviene en las distintas etapas del proceso.

3.3.1. Etapa de generación de gas de síntesis en la planta de reformado de glicerol

El consumo de energía de la planta de reformado de glicerol se midió globalmente mediante la monitorización del cuadro eléctrico principal que alimenta a todos los dispositivos de la etapa de reformado. Este método permite agregar el consumo total de energía, como se muestra en la Figura 3.2, obtenido durante el proceso de adquisición de datos.

La Figura 3.2 muestra la demanda total de energía de la planta de reformado de glicerol a lo largo del tiempo durante un período de funcionamiento completo de 8 horas. Se puede observar que durante la primera hora, la planta alcanza las temperaturas objetivo tanto para el horno como para el enfriador.



Figura 3.2. Analizador Fluke 1736 en el momento de la recopilación de datos

La demanda inicial de energía es de aproximadamente 9 kW, lo que corresponde a la potencia combinada del horno y el enfriador. El enfriador incluye un sistema inversor que reduce gradualmente el consumo de energía a medida que se alcanza la temperatura de

consigna. En cambio, el horno funciona con un sistema de control de encendido/apagado, controlado por un contactor que ajusta la entrada de energía mediante ciclos de trabajo.

Como se ilustra en el lado izquierdo de la Figura 3.3, la potencia inicial se mantiene cerca de los 9 kW y luego comienza a disminuir a medida que el sistema inversor del enfriador detecta la proximidad a la temperatura objetivo. El consumo de energía del horno se mantiene relativamente estable hasta que alcanza su temperatura de consigna, tras lo cual comienza a regularse. Esta regulación sigue un ciclo repetitivo de aproximadamente 1 hora y 20 minutos.

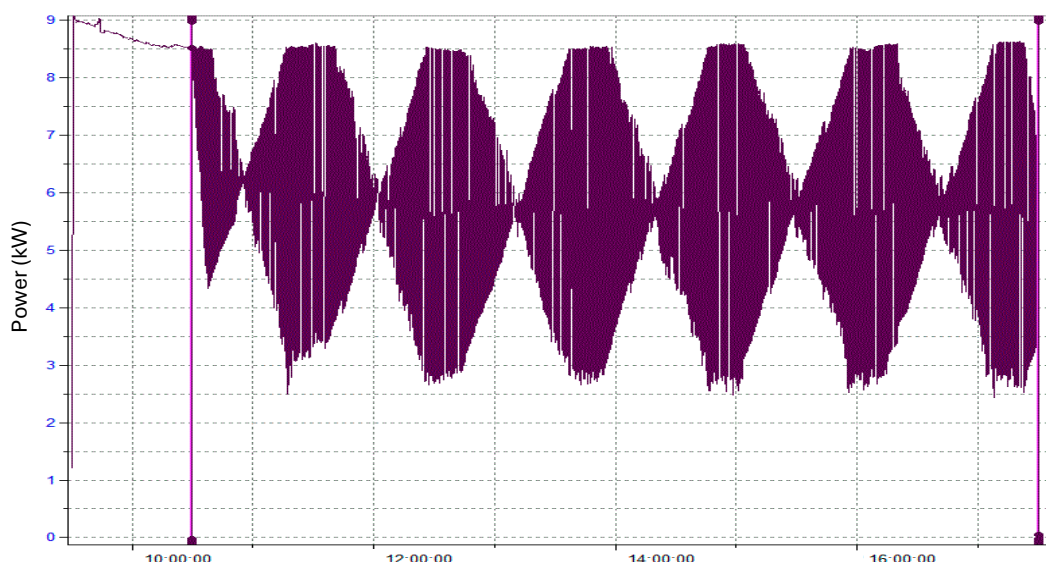


Figura 3.3. Demanda de potencia activa de la etapa de generación de gas de síntesis a lo largo del tiempo. El marcador izquierdo indica el final del período transitorio.

En la Figura 3.4, se muestra el consumo eléctrico acumulado de la planta de reformado durante todo el período operativo, incluida la fase de arranque inicial. La primera línea vertical de la izquierda indica el final del primer período de integración, y la segunda línea vertical marca la transición del funcionamiento transitorio al funcionamiento estacionario.

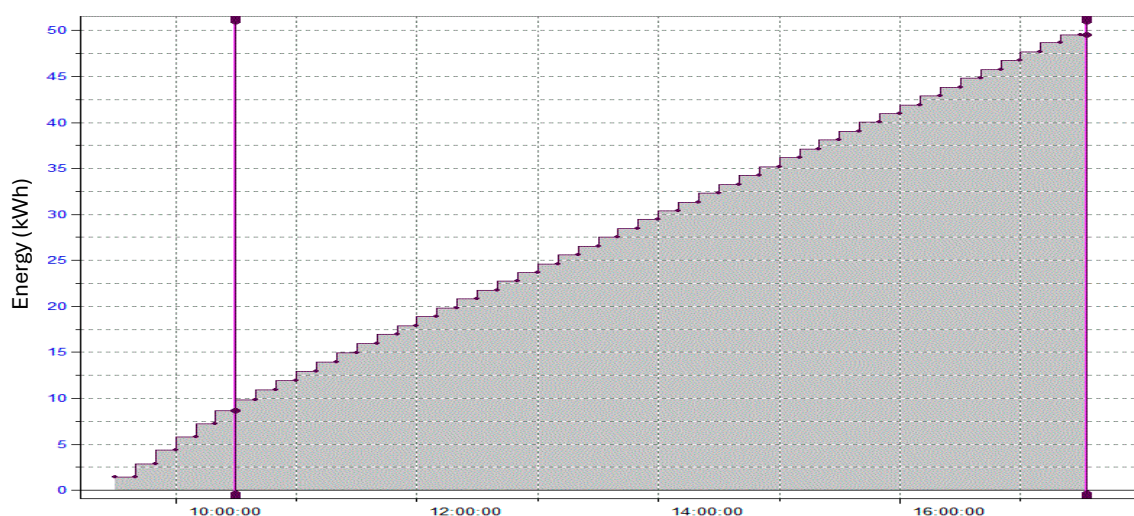


Figura 3.4. Energía eléctrica acumulada consumida por la planta de generación de gas de síntesis en función del tiempo.

La Tabla 3.1 presenta la potencia nominal, el consumo de energía en condiciones de estado estacionario y las tasas de producción actuales (en litros por hora normalizados) de cada dispositivo principal de la etapa de reformado. Además, la tabla muestra la tasa de producción optimizada máxima, que representa el caudal de gas de síntesis más alto que la etapa de reformado puede alcanzar si opera a plena capacidad, sin las limitaciones impuestas por las etapas posteriores. Este valor es relevante, ya que varias etapas operan actualmente por debajo de su capacidad de diseño.

Si bien el consumo de energía se mantiene prácticamente sin cambios con los diferentes caudales, debido al sobredimensionamiento significativo del horno y el enfriador, el volumen de gas procesado influye significativamente en el consumo de energía por unidad de gas de síntesis producido.

Tabla 3.1. Resumen del consumo de energía, producción actual y máxima de gas de síntesis y demanda energética optimizada para la etapa de generación de gas de síntesis.

Generation stage	Nominal power (W)	Energy in steady state (Wh)	Current production (NL/h)	Max. production (NL/h)	Current energy per m ³ (kWh/Nm ³)	Optimal energy per m ³ (kWh/Nm ³)
Glycerin pump	45	45				
Oven	7,000	4,390				
Glycerin plant chiller	2,500	1,420				
Total stage		5,855	300	1,140	19.52	5.14

La capacidad de producción de la unidad de reformado de glicerol oscila entre 2 y 19 NL/min. Actualmente está fijada en 5 NL/min, lo que corresponde a una tasa de producción actual de 300 NL/h. La capacidad máxima de esta etapa es de 1140 NL/h, la cual se puede alcanzar con una variación mínima en la demanda energética. Esto se debe a que tanto el horno como el enfriador están significativamente sobredimensionados, incluso para alcanzar el máximo rendimiento.

3.3.2. Etapa de limpieza y purificación

Los receptores que afectan a esta etapa son el enfriador de baño de burbujas, una bomba de recirculación y la bomba de succión. La potencia nominal de cada unidad se detalla en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Resumen del consumo energético de cada receptor, producción actual, energía actual, producción máxima y demanda optimizada para la etapa de limpieza y purificación.

Cleaning and purification stage	Nominal power (W)	Energy in steady state (Wh)	Current production (NL/h)	Max. production (NL/h)	Current energy per m ³ (kWh/Nm ³)	Optimal energy per m ³ (kWh/Nm ³)
Chiller treatment plant	180	77				
Recirculation pump	11	11				
Vacuum pump	250	168				
Total stage		256	300	1,200	0.85	0.21

Los caudales de gas de síntesis que esta planta puede procesar oscilan entre 2 y 19 NI/min. Las restricciones en las etapas posteriores exigen un caudal de 5 NI/min, con un máximo de 19 NI/min, equivalente a 300 NI/h en funcionamiento actual y 1200 NI/h a máxima capacidad.

3.3.3. Etapa de compresión y almacenamiento

En esta etapa, el único equipo mecánico que requiere energía eléctrica es el compresor de aire primario que alimenta el booster. Las características eléctricas, de productividad y de consumo energético por metro cúbico normal procesado se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Resumen del consumo energético de cada receptor, producción actual, energía actual, producción máxima y demanda optimizada para la etapa de compresión y almacenamiento.

Compression and storage stage	Nominal power (W)	Energy in steady state (Wh)	Current production (NL/h)	Max. production (NL/h)	Current energy per m ³ (kWh/Nm ³)	Optimal energy per m ³ (kWh/Nm ³)
Booster compressor	1,500	1,402				
Total stage		1,402	200	200	7.01	7.01

Esta etapa limita la capacidad de trabajo de las etapas posteriores. Por ello, la producción asignada actualmente y la producción máxima coinciden, al igual que el consumo actual y el que se obtendría en condiciones de operación optimizadas.

3.3.4. Etapa de síntesis de hidrocarburos

Los receptores eléctricos que componen esta etapa son el reactor catalítico, el ordenador de control, la bomba de recirculación y el compresor que mantiene la presión del sistema neumático para las válvulas de gas y la extracción de muestras del reactor catalítico. Las especificaciones eléctricas se detallan en la Tabla 3.4. La capacidad de procesamiento oscila entre 133 y 500 Nml/min, equivalente a 7,98 y 30 NI/h.

Tabla 3.4. Resumen del consumo energético de cada receptor, producción actual, energía actual, producción máxima y demanda optimizada para la etapa de síntesis de hidrocarburos.

Hydrocarbon synthesis stage	Nominal power (W)	Energy in steady state (Wh)	Current production (NL/h)	Max. production (NL/h)	Current energy per m ³ (kWh/Nm ³)	Optimal energy per m ³ (kWh/Nm ³)
FT Reactor	400	53				
Compressor for pneumatics	750	6				
PC control	120	40				
Total stage		99	7.98	30	12.44	3.31

Una vez obtenido el consumo de energía de cada equipo y etapa, se puede calcular el consumo de toda la planta. La Tabla 3.5 resume el consumo eléctrico obtenido para cada etapa del proceso.

Tabla 3.5. Resumen de la demanda energética por metro cúbico normal (kWh/Nm³) para el proceso actual ajustado entre etapas y para el proceso de máxima producción de la etapa.

	Current energy per m ³ (kWh/Nm ³)	Max. energy per m ³ (kWh/Nm ³)
Generation stage	19.52	5.14
Cleaning and purification stage	0.85	0.21
Compression and storage stage	7.01	7.01
Hydrocarbon synthesis stage	12.44	3.31
Total	39.82	15.67

Para un caudal de gas de síntesis puro de 0,00798 Nm³/h (0,133 NL/min), el rendimiento es de 0,17 g de hidrocarburo por hora (g de HC/h). Estos datos experimentales, obtenidos en condiciones óptimas, sugieren que por cada Nm³ de gas procesado, se pueden obtener 21,3 g de HC en las mejores condiciones de operación.

Dividiendo los datos obtenidos en la Tabla 3.5 por kWh/Nm³, se obtiene un consumo energético por gramo de hidrocarburo líquido de 1,87 y 0,74 kWh/g de HC, respectivamente.

Un ejercicio sencillo para identificar las partes más eficientes e ineficientes del proceso consiste en asignar un coste energético, que proporciona una estimación del orden de magnitud de la energía demandada en cada proceso. La Tabla 3.6 muestra un resumen de los costes de cada etapa y el coste total del proceso, tanto el actual como el que se obtendría optimizando las etapas.

Table 3.6. Costo estimado de transformación para la planta piloto.

Process cost per m ³ processed	Current production (€/Nm ³)	Optimized production (€/Nm ³)
Generation stage	5.22 €	1.37 €
Cleaning and purification stage	0.23 €	0.06 €
Compression and storage stage	1.87 €	1.87 €
Hydrocarbon synthesis stage	3.32 €	0.88 €
Total process cost per normal m³	10.64 €	4.19 €

Para un coste medio estimado por kWh de electricidad de 26,73 céntimos/kWh, el coste por gramo de hidrocarburos producidos es de 7,04 €/g para el proceso con el ajuste actual y de 5,40 €/g de HC para el proceso optimizado.

Para una densidad media de 0,67 g/mL, el coste por litro será de 334,73 €/L y 131,71 €/L, respectivamente. Si bien el precio resultante no es aceptable desde la perspectiva de un estudio de viabilidad, este análisis permite identificar las etapas del proceso con mayor potencial de mejora y aquellas que más contribuyen al coste total, ya sea por su elevado consumo energético o por su baja productividad.

En el proceso propuesto actualmente, las etapas de generación de gas de síntesis y de síntesis de hidrocarburos son las más críticas; sin embargo, cuando cada etapa alcanza su volumen máximo de producción, estas son las etapas de compresión y generación.

3.4. Discusión de los resultados

El análisis energético identifica claramente las etapas del proceso con mayores oportunidades de mejora. La etapa de generación de gas de síntesis, con un consumo actual de 19,52 kWh/Nm³, representa la mayor contribución al consumo total. Esta cifra puede reducirse significativamente (a 5,14 kWh/Nm³) optimizando el caudal de operación y utilizando catalizadores más activos, como los basados en Ni o Ru soportados en alúmina o ceria, que permiten operar a temperaturas más bajas [4].

La etapa de síntesis FT también presenta un alto consumo (12,44 kWh/Nm³), en parte atribuible al sobredimensionamiento del equipo y a la baja productividad del catalizador. Estudios recientes han demostrado que el uso de catalizadores microestructurados con promotores como Zr o La puede mejorar la selectividad y reducir las temperaturas de operación [3].

Desde la perspectiva de la escalabilidad, el proceso presenta limitaciones inherentes al diseño piloto. Sin embargo, los resultados obtenidos proporcionan una base sólida para el rediseño de una planta a escala preindustrial, donde la integración energética y la recuperación de calor residual podrían mejorar significativamente la eficiencia general del sistema.

Además, la integración de fuentes renovables, como la energía solar térmica o la fotovoltaica, puede reducir los costes energéticos por debajo de 0,10 €/kWh, como se ha demostrado en estudios recientes [8], lo que tendría un impacto directo en la viabilidad económica del proceso.

3.5. Conclusiones

Las pruebas de medición demostraron que el proceso propuesto era técnicamente viable, con hidrocarburos obtenidos mediante síntesis FT distintos de la glicerina de partida.

La etapa de generación de gas de síntesis mediante reformado de metano con vapor podría mejorarse reduciendo las temperaturas del horno mediante el uso de catalizadores metálicos activos en el proceso de reformado, que no se incluyeron por razones de simplicidad en el diseño del proceso. Reducir la temperatura del proceso resultaría en un ahorro energético directo en esta etapa.

En la etapa de síntesis de hidrocarburos, también se utilizaron catalizadores, en este caso, catalizadores bifuncionales microestructurados, con o sin aditivos metálicos, y se obtuvieron rendimientos aceptables. Sin embargo, aún existe margen de mejora en la reducción de las temperaturas del proceso o el aumento de la productividad de los catalizadores FT.

3.6. Referencias

- [1] S. M. Farouk, A. M. Tayeb, S. M. S. Abdel-Hamid, and R. M. Osman, 'Recent advances in transesterification for sustainable biodiesel production, challenges, and prospects: a comprehensive review', *Environmental Science and Pollution Research* 2024 31:9, vol. 31, no. 9, pp. 12722–12747, Jan. 2024, doi: 10.1007/S11356-024-32027-4.

- [2] J. M. Encinar, J. F. González, E. Sabio, A. Ramiro, and P. J. Muñoz, 'Biodiesel Production from *Cynara Cardunculus* L. Oil', in *7th INTERNATIONAL CHEMICAL ENGINEERING CONFERENCE CHEMPOR 98*, F. Ramoa Ribeiro and S. Albes, Eds., Lisboa, 1998, pp. 1319–1326.
- [3] P. C. Kgwedi, N. Seedat, L. I. Fajimi, B. Patel, and B. O. Oboirien, 'Techno-economic analysis of methanol synthesis from syngas derived from steam reforming of crude glycerol', *Biomass Convers Biorefin*, vol. 13, no. 17, pp. 16179–16196, Nov. 2023, doi: 10.1007/S13399-023-04024-Z/FIGURES/11.
- [4] T. J. Siang *et al.*, 'Recent Advances in Steam Reforming of Glycerol for Syngas Production', *Biorefinery of Alternative Resources: Targeting Green Fuels and Platform Chemicals*, pp. 399–425, Jan. 2020, doi: 10.1007/978-981-15-1804-1_17.
- [5] E. Sabio, A. Álvarez-Murillo, J. F. González, B. Ledesma, and S. Román, 'Modelling the composition of the gas obtained by steam reforming of glycerine', *Energy Convers Manag*, vol. 146, pp. 147–157, 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.03.068.
- [6] E. Ruiz and J. M. Sánchez, 'Purification and conditioning of biomass gasification gas.', *Bol. Grupo Español del Carbón*, vol. 33, pp. 15–19, Sep. 2014.
- [7] H. Boerrigter, H. P. Calis, D. J. Slort, H. Bodestaff, and H. J. Veringa, 'Gas Cleaning for Integrated Biomass Gasification (BG) and Fischer-Tropsch (FT) Systems Experimental demonstration of two BG-FT systems («Proof-of-Principle»)', 2004. Accessed: Sep. 05, 2022. [Online]. Available: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:9146bdd9-35ac-4fac-bc15-54ee90bdbd1d>
- [8] A. I. Osman *et al.*, 'Cost, environmental impact, and resilience of renewable energy under a changing climate: a review', *Environ Chem Lett*, vol. 21, no. 2, pp. 741–764, Apr. 2023, doi: 10.1007/S10311-022-01532-8/METRICS.

4. Estudio de cinética de secado de astilla para bioenergía

B. VELÁZQUEZ¹, J. RAMÍREZ²

¹ Departamento de Ingeniería Rural y Agroalimentaria, Universidad Politécnica de Valencia. Valencia (España).

² Department of Territorial Planning and Construction, Universidad Nacional Agraria La Molina (UNALM). Lima (Peru).

4.1. Introducción

Cuando la biomasa es utilizada como biocombustible los parámetros más importantes a tener en cuenta son el poder calorífico, la inflamabilidad y la densidad. Estos parámetros están estrechamente relacionados con la humedad del material a combustionar, por ello la disminución de la humedad es una operación fundamental a la hora de obtener biocombustibles sólidos de alta calidad (Callejón-Ferre, et al. 2014; Mierzwa y Musielak, 2023).

Una de las técnicas más usadas para obtener un secado rápido en la biomasa es la aplicación de una corriente de aire caliente forzada, lo que implica procesos de convección de calor y convección de masa. Este sistema reduce significativamente los tiempos de desecación (Fagnäs et al., 2010; Delfiya, et al., 2022).

En los procesos de secado por convección existe cierta incertidumbre de cuál es la velocidad con la que se elimina el agua de la biomasa y, por ende, el tiempo de secado para unas condiciones específicas, dado que esta se ve influida por numerosos factores tales como la velocidad y dirección del aire, la temperatura, la humedad relativa, tamaño de partícula, porosidad del material, tamaño de poro, barreras físicas tales como corteza, estructura física y química de la materia (Velázquez-Martí et al., 2016). Existen algunos modelos en la literatura que pretenden predecir la cantidad de agua eliminada por difusión y por convección (Gandía et al., 2024).

Una de las principales limitaciones radica en el hecho de que los parámetros de transferencia de masa, como la difusividad y el coeficiente de transferencia de masa por convección, no suelen mantenerse constantes durante todo el proceso de secado, sino que varían con la humedad del material. Esto significa que la velocidad de secado no es uniforme y puede experimentar cambios significativos a medida que avanza el proceso y la humedad del material disminuye. Esta variabilidad dificulta la predicción precisa de la velocidad de secado y requiere modelos más sofisticados que tengan en cuenta estas variaciones en los parámetros de transferencia de masa.

En este trabajo se pretende caracterizar la transferencia de masa en astillas de Jacarandá a través de un prototipo de aparato medidor de fenómenos de transferencia de masa en procesos de secado de biomasa, patentado por la Universitat Politècnica de València (UPV) y Escuela Politécnica del Litoral (ESPOL), patente **ES2969662**, que permite determinar la difusividad de masa de los materiales y el coeficiente de transferencia de masa por convección.

4.2. Materiales y métodos

El prototipo con el que se ha trabajado se centra en el uso de un flujo continuo de aire, puede ser caliente o a temperatura ambiente. Permite estudiar las variables que determinan el tiempo de secado para cada experimento que se realice. Por un lado, del aire controlamos: la velocidad, la temperatura, la humedad y dirección. Por otro lado, del producto: el peso, el tamaño, la estructura y la humedad (% de peso en agua). El prototipo está compuesto por una caja prismática de 120,3 cm x 80 cm x 54,3 cm de un impermeabilizante (Figura 4.1).

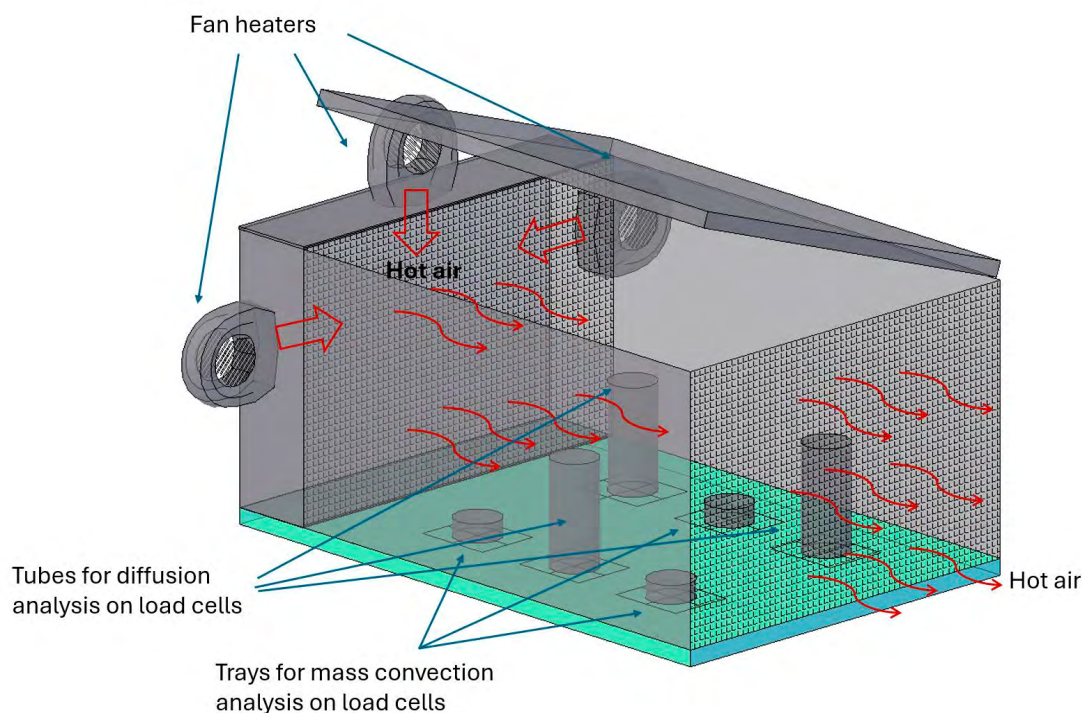


Figura 4.1. Esquema de la caja del prototipo con compuerta abatible

La caja está dividida en dos partes, precámara de 17 cm de longitud, y cámara de 103,5 cm de longitud. Ambas cámaras están separadas por una lámina de acero microperforado que permite el paso de aire entre ambas. El objeto de la precámara es generar un flujo uniforme de aire en la sección transversal del equipo con desplazamiento longitudinal. Con este fin, en la precámara están instalados los generadores de aire y las resistencias para el calentamiento del mismo. Estos generadores son ventiladores ensamblados a las paredes transversales y parte superior con el objeto de que el flujo no incida directamente sobre la lámina perforada, sino que se produzca un cambio de dirección del flujo. La acumulación de aire en la precámara genera, por un lado, una sobrepresión uniforme haciendo que el aire se vea obligado a atravesar las microperforaciones de la lámina separadora, generando un flujo uniforme con temperatura constante en dirección longitudinal; por otro lado, la mezcla de corrientes ayuda a homogeneizar la temperatura en todos los puntos de la precámara.

En la cámara principal se disponen 6 plataformas donde se colocan los recipientes abiertos (bandejas) o semiabiertos (tubos) donde se colocan las muestras. Cada una de las plata-

formas posee una célula de carga que permite el registro del peso de forma periódica. Las bandejas, dispuestas sobre las plataformas junto con las muestras, estarán expuestas a una corriente de aire que incidirá directamente sobre la superficie de la biomasa. Este flujo de aire facilitará la transferencia de calor y masa, promoviendo la eliminación progresiva de la humedad presente en el material por convección (Figura 4.2a).

Los tubos serán rellenos con la biomasa objeto de estudio hasta alcanzar una altura de 5 cm desde el fondo, garantizando una distribución homogénea del material en su interior. Una vez preparados, estos tubos se colocarán sobre las plataformas de medición de peso, permitiendo un monitoreo continuo de la variación en la masa de la muestra a lo largo del proceso. En este caso, la corriente de aire circulará únicamente por la parte superior de los tubos, sin entrar en contacto directo con la biomasa contenida en su interior. Esto significa que la eliminación de agua se producirá predominantemente por un mecanismo de difusión, impulsado por el gradiente de humedad existente entre la interfase sólido-aire y el aire que fluye por la abertura superior del tubo. A medida que la humedad de la biomasa migra hacia la superficie expuesta, el aire en movimiento favorecerá su evacuación, regulando así la cinética de secado y condicionando la eficiencia del proceso en función de la diferencia de humedad relativa entre el material y la corriente de aire (Figura 4.2b).

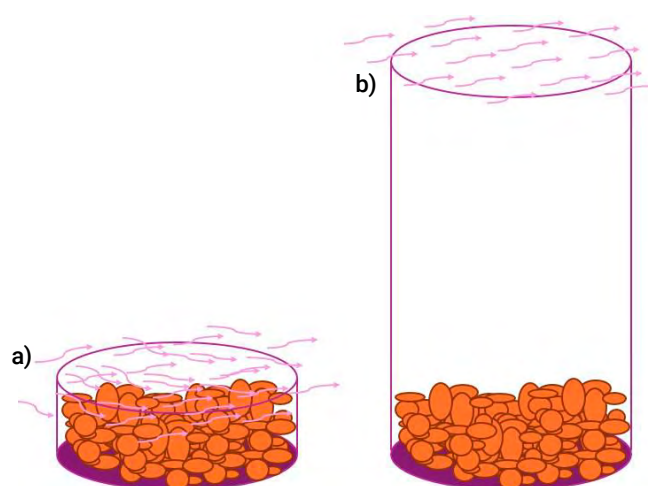


Figura 4.2. Esquemas de los recipientes a utilizar en el prototipo

4.2.1. Preparación de muestras

Para los ensayos de evaluación del prototipo, se han realizado experimentos con astillas de madera procedente de la poda de árboles de la especie *Jacaranda mimosifolia*. Tras la poda las ramas fueron trituradas con la trituradora. En la Tabla 4.1 se muestra la distribución de los tamaños de partículas de las astillas usadas en los experimentos.

Tabla 4.1. Dimensiones de las astillas usadas en el proceso de desecación

		Largo (mm)	Ancho (mm)	Espesor (mm)	Volumen (mm ³)
Muestra fina	Promedio	32,93	12,21	4,87	2974,46
	Desviación típica	19,51	3,61	3,05	4739,96

4.2.2. Determinación del coeficiente de difusividad y de transferencia de masa por convección

Para el cálculo de la difusividad y de los coeficientes de transferencia de masa por convección en cada experimento, se utilizan las ecuaciones 1 y 2, obtenidas de la ecuación de Ficks y de la ecuación de transferencia de masa por convección respectivamente.

$$D_w = \frac{\dot{m}_w(t_i) \cdot L}{A \cdot \rho_{aire} \cdot (\omega_{sat} - \omega_{aire})} \quad (1)$$

$$h_{exp} = \frac{\dot{m}_w(t_i)}{A \cdot \rho_{aire} \cdot (\omega_{sat} - \omega_{aire})} \quad (2)$$

$\dot{m}_w(t_i)$ representa la velocidad de secado (g agua/s), calculada en cada instante con la ecuación 3, donde m_i es la masa de la muestra en el instante t_i , y m_{i-1} es la masa de la muestra en el instante t_{i-1} .

$$\dot{m}_w(t_i) = \frac{m_i - m_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad (3)$$

La diferencia de masa es la obtenida a partir de las células de carga, tras su corrección con las curvas de deriva previamente estudiadas. L es la longitud del tubo desde la superficie de la biomasa hasta la abertura superior el mismo cuyo valor fue de 30 cm, A es el área de transferencia considerada como la sección del tubo o área de la bandeja respectivamente en m^2 .

La densidad del aire en cada instante (ρ_{aire}) se puede calcular a partir del promedio de las temperaturas T registradas por los 5 sensores en K, a través de la ley de los gases ideales, donde P es la presión (1 atm), V es el volumen de aire en litros, R es la constante universal de los gases ideales (0,082 litros-atm/mol·K), y n el número de moles que se puede calcular como la masa del aire dividido el peso molecular de la mezcla de pm_{aire} de N_2 (79%) y O_2 (21%), es decir 28'96 g/mol.

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (4)$$

$$P \cdot V = \frac{m_{aire}}{pm_{aire}} \cdot R \cdot T \quad (5)$$

$$\rho_{aire} = \frac{m_{aire}}{V} = \frac{P \cdot pm_{aire}}{R \cdot T} = \frac{1 \cdot 28'96}{0'082 \cdot T(K)} \quad (6)$$

ω_{sat} es la humedad absoluta del aire saturado en la interfase sólido (biomasa) y el aire. Es decir, los g agua/g aire seco, en las proximidades de la superficie de la biomasa en condiciones de saturación (humedad máxima admisible en el aire en forma de vapor). Esta humedad se puede calcular a partir de la presión de vapor saturado (P_{sat}) a la temperatura T considerada. La presión de vapor saturado se calcula por la ecuación 7 donde T se expresa en °C y (P_{sat}) se obtiene en pascuales.

$$P_{sat} = 10^{\frac{10'28 \cdot T + 622}{T + 237'3}} \quad (7)$$

$$\omega_{sat} = 0'622 \cdot \frac{P_{sat}}{P - P_{sat}} = 0'622 \cdot \frac{P_{sat}}{101325 - P_{sat}} \quad (8)$$

ω_{aire} es la humedad absoluta del aire circulando por la cámara, que pasa por la parte superior de la abertura de los tubos, o por la parte superior de la biomasa dispuesta en bandejas. Esta humedad se puede calcular mediante la ecuación 9, donde P_v es la presión de vapor del aire en pascales.

$$\dot{m}_{\omega}(t_i) = \frac{m_i - m_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad (9)$$

La presión de vapor del aire se puede calcular partir de la humedad relativa, la cual es obtenida como promedio de los cinco sensores del prototipo.

A partir de la presión de vapor saturado y el promedio de la humedad relativa HR (%), obtenida en los cinco sensores obtenemos la presión de vapor, y la presión será la presión del aire más la presión de vapor:

$$P_v = \frac{HR}{100} \cdot P_{sat}$$

4.3. Resultados y discusión

4.3.1. Evaluación de la pérdida de agua por difusión

En los experimentos realizados con tubos el objetivo era determinar la difusividad en la interfase sólido aire de la biomasa depositada en la base del tubo. En la Figura 3 se muestran, las curvas obtenidas en dos de los experimentos, realizado con una corriente de aire a 24,35°C y humedad relativa del 43,21%. En este caso la masa húmeda inicial de uno de los experimentos era 219 g y la otra 158 g. Se puede observar que las curvas obtenidas presentan trazados prácticamente paralelos, diferenciándose en la masa seca existente entre las dos muestras. En el primero de los casos la masa alcanza el equilibrio a 135 g, y en el segundo 105 g. Ambas muestras tenían una humedad en base húmeda inicial similar del 44,6%.

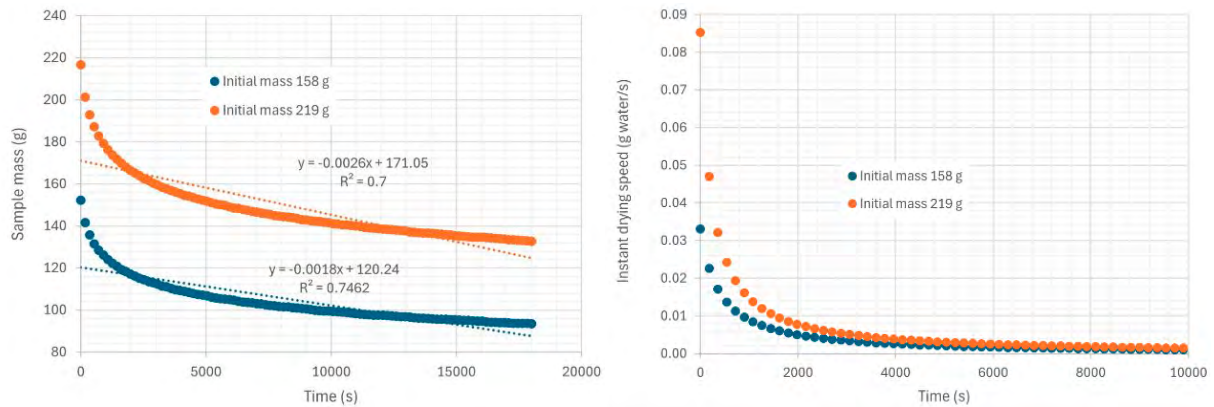


Figura 4.3. Variación de la masa húmeda y velocidad de secado instantánea en tubo con el tiempo con una corriente de aire a 24,35°C y 43,21% de humedad relativa, velocidad del aire 0,254 m/s.

Se demuestra que la velocidad de secado instantánea (g de agua desecada por segundo) no es constante con el tiempo, sino que varía. Las velocidades medias obtenidas 0,0033 g/s y 0,0047 g/s respectivamente.

En la Figura 4.4 se muestra la variación de velocidad de secado y la difusividad con la humedad en los ejemplos mostrados.

Se observa en la Figura 4.4 que no se ha detectado un periodo inicial de velocidad de secado constante. Autores como Lu et al., (2010), o Tripathi et al., (2019) informan que a humedades altas existe un periodo de velocidad de secado constante, denominando como humedad crítica a la humedad por debajo de la cual la velocidad de secado deja de ser constante. Este periodo de velocidad de secado constante no ha sido detectado con la granulometría y humedades iniciales de las muestras evaluadas. Esto puede ser debido a que las humedades de partida estarían por debajo de la humedad crítica.

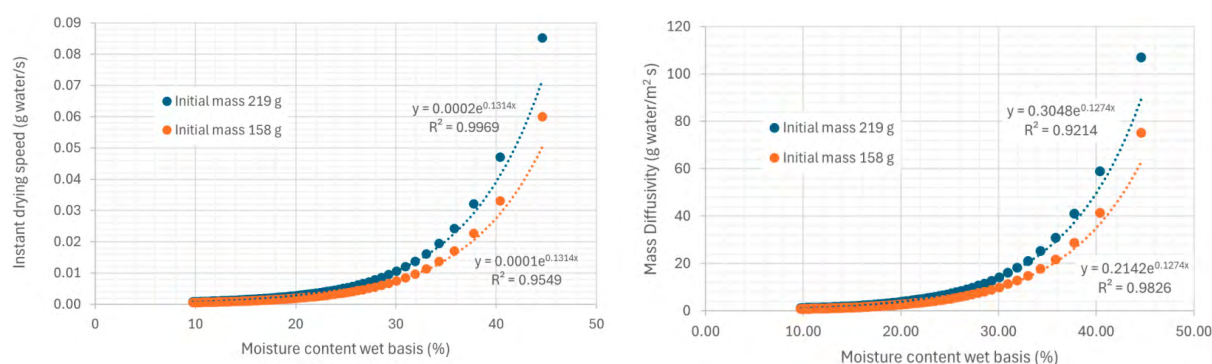


Figura 4.4. Variación de la velocidad de secado y difusividad en tubo con la humedad en base húmeda de la muestra, bajo una corriente de aire a 24,35°C y 43,21% de humedad relativa, velocidad del aire 0,254 m/s.

Si se calcula la difusividad en la interfase sólido-aire de la biomasa con la ecuación 1, deducida de la Ley de Fick, se puede observar que la difusividad del agua tampoco es constante en todo el proceso de secado, sino que depende de la humedad. En la Figura 4.5 se muestra esta variación de la difusividad en los experimentos. Se muestra que la variación de la difusividad con la humedad sigue una ecuación exponencial. La difusividad media en los experimentos mostrados fue 4,53 m²/s y 6,45 m²/s respectivamente.

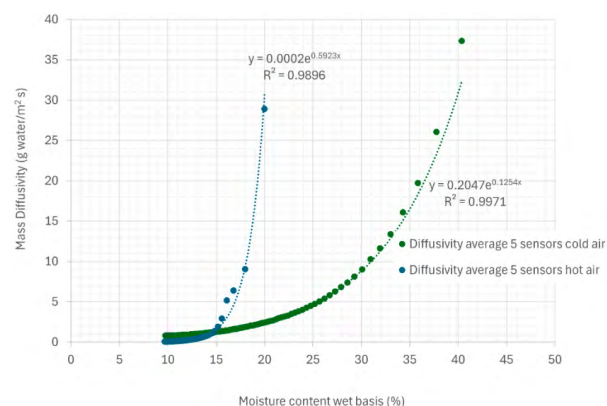


Figura 4.5. Curvas que relacionan la difusividad con la humedad de la biomasa en tubos bajo corriente de aire a temperatura de 24,35°C y 46,75 °C con 43,21% y 21,57% de humedad relativa, velocidad del aire 0,254 m/s.

Advertir que la difusividad dependerá no sólo de la humedad, sino también de la temperatura. El equipo evaluado permitiría obtener ecuaciones de variación de difusividad para distintas humedades y temperatura para distintos materiales. Estas curvas serán diferentes para biomasa de porosidad distinta, naturaleza química de la estructura interna de la biomasa (por cargas y polaridad de radicales que atraen al agua), granulometría y densidad aparente (que puede ser modificada por vibración y compresión de las partículas).

4.3.2. Evaluación de la pérdida de agua por convección

Para la evaluación de los procesos de convección las muestras se depositan en bandejas sobre las células de carga. La corriente de aire incide directamente sobre la superficie de la biomasa, permitiendo el arrastre de partículas de agua. En la Figura 6 se muestra la variación de masa y velocidad de secado por convección en una bandeja de dos ejemplos. La masa húmeda inicial de uno era 142 g, la masa del otro era 123 g. En estos ejemplos la temperatura y humedad relativa del aire fueron 22,5°C y 33,63%. Se observa que la masa en ambos experimentos se estabiliza alrededor de los 70 g. Nótese que la velocidad de secado media no es mayor que en las evaluaciones de difusión realizadas con los tubos. Las velocidades de secado medias calculadas fueron 0,0023 g/s y 0,0042 g/s. Que no haya diferencia significativa en la velocidad de secado media en tubos y bandejas puede ser debido a que todos los experimentos se realizaron en flujo laminar (velocidad de circulación del aire excesivamente baja 0,254 m/s).

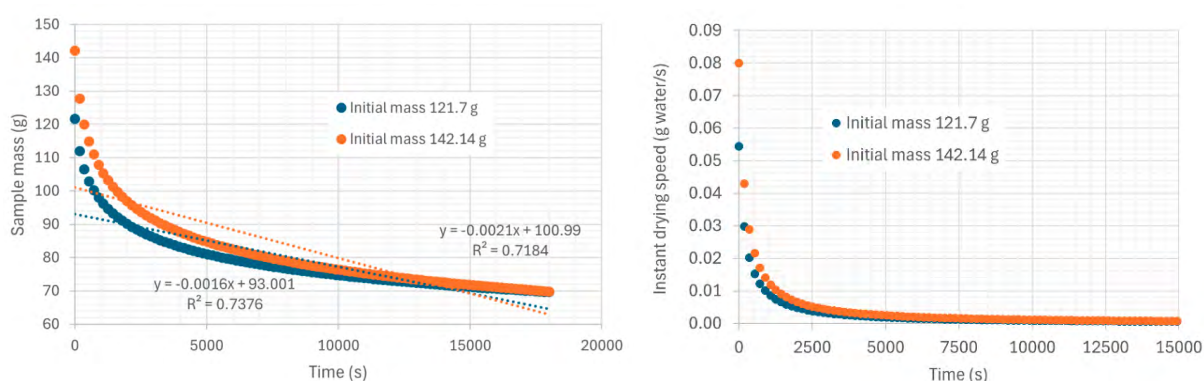


Figura 4.6. Representación de la variación de masa y velocidad de en función del tiempo en bandejas, bajo una corriente de aire a 22,55°C y 33,62% de humedad relativa, velocidad del aire 0,254 m/s.

En la Figura 4.7 se muestra la variación de la velocidad de secado con la humedad de la biomasa en base húmeda y la variación del coeficiente de transferencia de masa por convección en función de la humedad. El coeficiente de transferencia de masa por convección medio resultó de 14,66 m/s y 20,36 m/s.

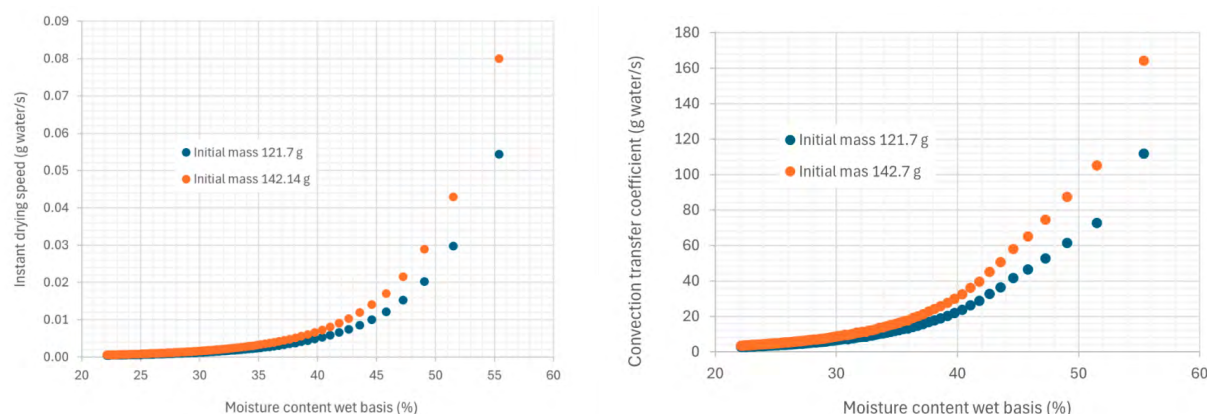


Figura 4.7. Representación de la variación de la velocidad de secado instantánea y de la difusividad en función de la humedad en bandejas, bajo una corriente de aire a 22,55°C y 33,62% de humedad relativa, velocidad del aire 0,254 m/s.

Se demuestra que el coeficiente de transferencia de masa por convección también es variable con la humedad. Este hecho resulta coherente puesto que depende de la difusividad.

4.4. Conclusiones

El estudio sobre el secado destaca varios aspectos clave:

1. La difusividad y el coeficiente de transferencia de masa superficial en la biomasa varían con el tiempo, principalmente con la humedad del material durante el secado.
2. La aplicación de modelos teóricos para predecir la cinética de secado de biomasa basados en fenómenos de transferencia de masa requiere la medición de la variación de estos parámetros.
3. El prototipo patentado permite determinar la difusividad y el coeficiente de transferencia de masa por convección, validando su efectividad.

4.5. Referencias

- [1] Fagnäs, L., Brammer, J., Wilén, C., Lauer, M., & Verhoeff, F. (2010). *Biomass and bioenergy*, 34(9), 1267-1277.
- [2] Gandía Ventura, I., Velázquez Martí, B., López Cortes, I., & Guerrero-Luzuriaga, S. (2024). *Applied Sciences*, 14(15), 6716.
- [3] Delfiya, D. A., Prashob, K., Murali, S., Alfiya, P. V., Samuel, M. P., Pandiselvam, R. 2022.. *Journal of Food Process Engineering*, 45(6), e13810.
- [4] Lu, H., Ip, E., Scott, J., Foster, P., Vickers, M., & Baxter, L. L. (2010). *Fuel*, 89(5), 1156–1168. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2008.10.023>
- [5] Mierzwa, D.; Musielak, G. 2023. *Appl. Sci.*, 13: 7451

- [6] Tripathi, N., Hills, C. D., Singh, R. S., & Atkinson, C. J. (2019). Npj Climate and Atmospheric Science, 2(1). <https://doi.org/10.1038/s41612-019-0093-5>
- [7] Velázquez-Martí, B., Gaibor-Chávez, J., & Pérez-Pacheco, S. (2016). *Biofuels, Bioproducts and Bio-refining*, 10(2), 175-185.
- [8] Velázquez-Martí, B., Neto, A. B., Retana, D. N., Parra, A. C., & Guerrero-Luzuriaga, S. (2024).. *Bio-mass and Bioenergy*, 186, 107260.
- [9] Velázquez-Martí, B. (2024) Treaty on the energy use of biomass. Editorial: Universitat Politècnica de València. ISBN: 978-84-1396-241-2
- [10] ES 2 969 662 A1 Velázquez Martí, Borja, Delgado Plaza, E., Peralta Jaramilo J., Reinoso Tigre J. (2025). Mass transfer measuring device.Oficina. Universidad Politecnica De Valencia, Española de Patentes y Marcas Int. Cl.: *G01N 13/00*

5. Estudio teórico-experimental de electrodos de carbono para sistemas de almacenamiento de energía sostenible

O.CHURIO^{1,2}, E. FUENTES-QUEZADA³, S. DI PINO^{1,2}, S. ROMAN⁴, V. M. SANCHEZ^{1,2}, E. DE LA LLAVE^{1,2}

¹ CONICET-Universidad de Buenos Aires, Instituto de Química Física de los Materiales, Medio Ambiente y Energía (INQUIMAE), Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. Pabellón II, Ciudad Universitaria, C. P. 1428 Buenos Aires, Argentina.

² Departamento de Química Inorgánica, Analítica y Química Física, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires. Pabellón II, Ciudad Universitaria, C. P. 1428 Buenos Aires, Argentina.

³ División de Química y Energías Renovables, Universidad Tecnológica de San Juan del Río (UTSJR), San Juan del Río, Querétaro, C. P. 76900, México

⁴ Departamento de Física Aplicada, Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura, Avda. de Elvas, s/n., 06006, Badajoz, España

5.1. Introducción

La mitigación del cambio climático es una de las principales preocupaciones a escala global, ya que el mismo afecta los procesos económicos, políticos, sociales y ambientales. El foco debe de estar en buscar formas de generar, transportar y consumir los recursos energéticos de forma responsable, buscando disminuir la producción de gases de efecto invernadero. La búsqueda de fuentes alternativas de energía que sean económicamente viables, respetuosas del ambiente y que garanticen un suministro continuo es de principal relevancia [1]. Para satisfacer la creciente demanda energética de forma sustentable se vuelve imprescindible incrementar la eficiencia energética de los sistemas de almacenamiento de energía electroquímica. Entre los más promisorios se encuentran las baterías ión-metal y los supercondensadores, ya que su potencial de implementación práctica los presenta como una alternativa realista. Sin embargo, en la búsqueda de optimizar su diseño y mejorar su eficiencia, se requiere profundizar el análisis del comportamiento de los componentes de dichos sistemas (ánodo, electrolito y cátodo), buscando maximizar su desempeño para ser aplicados en dispositivos comerciales. En este contexto, el presente trabajo se enfoca en estudiar de forma teórico-experimental la influencia de la estructura del carbón poroso utilizado como electrodo sobre las propiedades fisicoquímicas del electrolito confinado y la respuesta electroquímica del material utilizado en capacitores simétricos y baterías ión-Li e ión-Na.

5.2. Materiales y métodos

5.2.1. Estudio Computacional

Las simulaciones computacionales se realizaron utilizando el paquete LAMMPS [2]. Se definió una caja de simulación cúbica con moléculas de DME, de NaTfO, confinados en poros

de hendidura (tipo «*slit*») de carbono con una separación de 5 nm y 3 nm, como lo muestra la Figura 2a. Los campos de fuerza GAFF modificado [3], AMBER [4] y OPLS [5] fueron utilizados para describir las interacciones intramoleculares e intermoleculares del DME, el poro de carbono y las sales, respectivamente. El estudio de dinámica molecular se llevó a cabo en tres etapas: inicialmente en un ensamble microcanónico, seguido de un ensamble canónico y, finalmente, en un ensamble isotérmico-isobárico, con duraciones de 0,5 ns, 1 ns y 10 ns, respectivamente. Durante las simulaciones, la temperatura se mantuvo constante a 298 K utilizando un termostato Nosé-Hoover, mientras que la presión se fijó en 1 bar mediante un enfoque de lagrangiano extendido. Para modelar el sistema, se implementaron condiciones periódicas de contorno y se estableció un radio de corte de 12 Å para las interacciones no enlazadas. Las interacciones electrostáticas de largo alcance se calcularon con el método partícula-partícula/partícula-malla (PPPM), asegurando una precisión de 10^{-4} .

5.2.2. Estudio Experimental

Se sintetizaron los polímeros precursores del material carbonoso utilizando resorcinol y formaldehído. La estructuración del carbón se modula agregando en el medio de polimerización partículas de SiO_2 como agente de templado y polielectrolitos como agentes estabilizantes, siguiendo el procedimiento recientemente descrito en bibliografía [6]. La determinación de la superficie específica y la distribución de tamaño de poro se obtuvo mediante el método de adsorción-desorción de nitrógeno (BET). La microestructura del carbón se determinó por medio de técnicas de difracción de rayos X y RAMAN.

El comportamiento electroquímico de estos sistemas se realizó en celdas de dos electrodos tipo Swagelok para el caso de las baterías, ensamblando las mismas dentro de una caja de guantes bajo atmósfera de argón (O_2 , H_2O < 1 ppm). El electrolito seleccionado en cada caso fue LiPF_6 (baterías ión-Li) o NaPF_6 (baterías ión-Na) en propylene carbonato, y una solución acuosa 6M de KOH para el caso de los capacitores simétricos. Los experimentos de capacitores se llevaron a cabo en una celda de dos electrodos construida en nuestro laboratorio, como lo muestra la Figura 4d. Los electrodos se preparan formando una pasta con los materiales sintetizados y un aglutinante (fluoruro de polivinilideno) usando N-metil-2-pirrolidona como solvente. La pasta se esparce de forma homogénea sobre un colector de corriente (lámina aluminio, cobre o acero inoxidable dependiendo el caso), se deja secar en estufa a 60 °C hasta completa evaporación del solvente y luego se corta del tamaño adecuado para ser utilizado como electrodo en la aplicación puntual (ver Figura 4d). Los materiales fueron estudiados por medio de voltametrías cíclicas, ciclos de carga/descarga galvanostáticos y espectroscopía de impedancia electroquímica, utilizando un potenciostato Autolab 302 (Metrohm) y un ciclador de baterías Neware GN-5V10MA (Gelon Lib Co.).

5.3. Resultados y discusión

5.3.1. Caracterización estructural

Se obtuvieron carbones mesoporosos en polvo con distinta distribución de tamaños de poros monomodales (entre 4 y 40 nm) y bimodales, distinta área superficial (entre 662 y 998 $\text{m}^2\cdot\text{g}^{-1}$) y diferente volumen de poro (entre 0.7 y 2.1 $\text{cm}^3\cdot\text{g}^{-1}$). La figura 1a muestra las isothermas

de adsorción-desorción de N_2 para algunas muestras de carbón representativas, mientras que la figura 1b sus correspondientes distribuciones de tamaños de poros (DTP) obtenidas a partir del modelo BJH con la rama de desorción. Los carbones porosos C5 y C25 presentan una isoterma tipo IV con un lazo de histéresis H1 de acuerdo con la clasificación de la IUPAC [7], y muestran una DTP monomodal relativamente estrecha, con picos alrededor de 5 y 25 nm, respectivamente. A diferencia de estas últimas, en la muestra C5_25 se puede apreciar la aparición de dos lazos de histéresis en las isotermas de adsorción-desorción de N_2 , indicativo de redes mesoporosas bimodales bien desarrolladas y definidas, como lo muestra la figura 1a y 1b.

Los patrones de difracción de RX presentados en la figura 1c muestran dos señales anchas, alrededor de 23° y 43° , asignados a la difracción en los planos (002) y (001) de láminas de grafito [8]. Así mismo, los espectros RAMAN presentados en la figura 1d muestran la presencia de las bandas G alrededor de 1600 cm^{-1} asociada a la vibración en el plano de los enlaces C-C sp^2 del grafito y la banda D alrededor de 1200 cm^{-1} la cual se vuelve activa en presencia de desorden estructural [9]. De la combinación de espectroscopía Raman y el análisis de difracción de rayos X se puede concluir que las muestras preparadas presentan una estructura altamente desordenada, típica de «carbones duros» (*hard carbon, HC*). [10] [11].

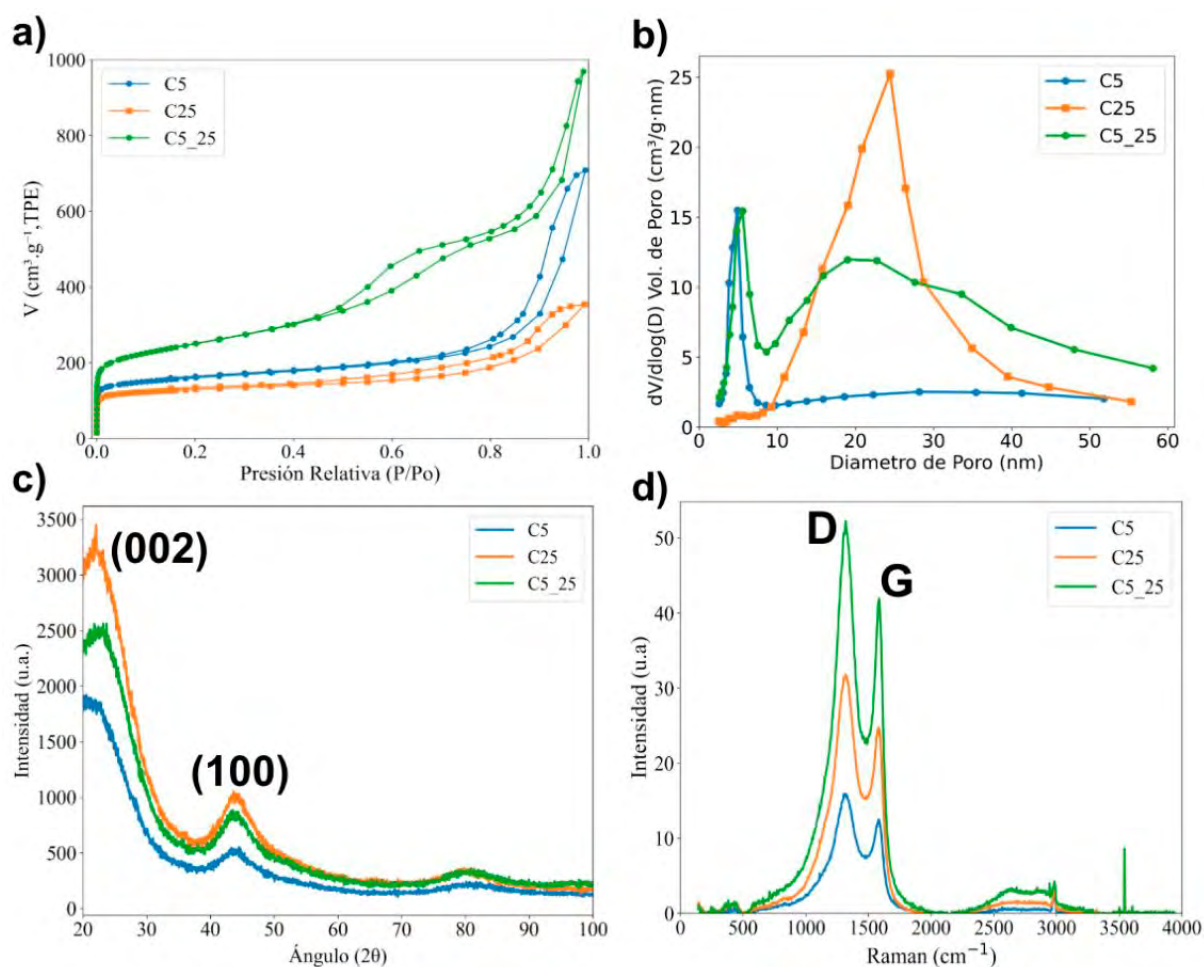


Figura 5.1. Caracterización estructural. a) Isotherma de adsorción-desorción de N_2 . b) Distribución de tamaños de poro (DTP). c) Patrones de difracción de RX. d) Espectro Raman.

5.3.2. Simulación computacional

El análisis de dinámica molecular reveló que la función de distribución radial (RDF) de la sal NaTfO en DME bulk presenta picos a 2.51 Å y 2.58 Å para las interacciones del ion Na^+ con su contraión TfO^- y de Na con el oxígeno del DME, respectivamente (Figura 5.2b). Estas distancias corresponden a la primera esfera de solvatación del catión sodio, donde una molécula de DME interactúa en forma de pinza bidentada a través de sus oxígenos, junto al contraión de la sal. Así mismo, se observa un segundo pico 4.31 Å y 6.70 Å que representa la segunda esfera de coordinación del Na^+ , donde otras moléculas de DME y aniones TfO^- organizan una capa de solvatación más externa. Por otro lado, se identificaron los cinco conformeros predominantes para el DME, *ttt*, *tgt*, *ttg*, *tgg* y *tgg'* [12]. Observándose, tanto en el DME bulk como en el confinado y en la solución de NaTfO 0,1 M, el conformero más estable es el *tgt*, seguido del *tgt'*. Sin embargo, cerca de la pared del poro, el DME confinado muestra un aumento relativo del conformero *ttt*, la cual al ser abierta y lineal favorece la interacción del solvente con la pared dada la mayor exposición de los átomos de oxígeno. Así mismo se obtuvieron los coeficientes de autodifusión a partir de la determinación del desplazamiento cuadrático medio utilizando la ecuación de Einstein (Figura 5.2c). En el sistema DME bulk, la difusión fue $D=30.10^{-5}\text{cm}^2/\text{s}$, reduciéndose a $D=19.10^{-5}\text{cm}^2/\text{s}$ al añadir NaTfO. Cabe destacar que, bajo confinamiento, la difusión del DME disminuyó obteniendo valores en poros de 3 nm de $D=9.10^{-6}\text{cm}^2/\text{s}$, y en poros de 5 nm, $D=14.10^{-6}\text{cm}^2/\text{s}$. Estos resultados muestran que la presencia de iones y el confinamiento reducen significativamente la movilidad molecular, siendo más restrictivo en poros más estrechos.

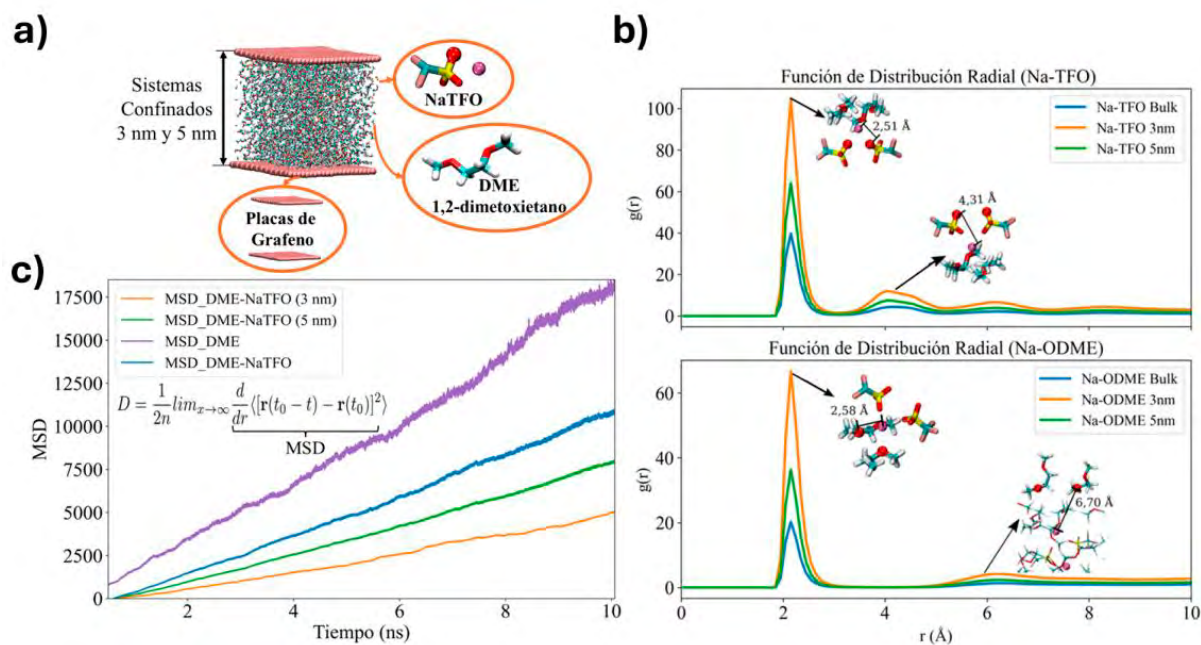


Figura 5.2 a) Esquema del modelo utilizado. b) Función de distribución radial para Na-TfO y Na-O(DME) en el panel superior e inferior respectivamente. c) Desplazamiento cuadrático medio del DME puro, en presencia de NaTfO y confinado en poros de 3 y 5 nm.

5.3.3 Aplicaciones en energía

Para explorar la potencialidad de nuestros materiales como electrodos en baterías y capacitores, analizamos el comportamiento en celdas electroquímicas de nuestros carbones como ánodos de baterías ion-Na y ion-Li, y como electrodos en capacitores simétricos.

Baterías

La figura 5.3 muestra los perfiles de potencial para el carbón C5_25 en configuración de hemicelda ion-Li (Fig. 5.3.a, Li^0 contraelectrodo) y hemicelda ion-Na (Fig 3c., Na^0 contra electrodo), obtenidos por medio de ciclados galvanostáticos de carga y descarga a una tasa de corriente $C/20$. En ambos casos, durante el primer ciclo catódico se observa una meseta larga que comienza por debajo de 1.0V, atribuida a la descomposición de la solución de electrolito y consecuente formación de la denominada “interfase de electrolito sólido” (*solid electrolyte interphase, SEI*), proceso vital para el funcionamiento del dispositivo [13]. Ciclos sucesivos muestran un perfil de voltaje que crece en pendiente, ocupando una amplia ventana de potencial, evidenciando que estos carbones poseen porosidad significativa, con una gran variedad de sitios de adsorción con diferentes entornos químicos [14]. Así mismo, la figura 3b presenta el gráfico capacidad diferencial dQ/dV vs V , obtenido a partir de los ciclos de carga y descarga galvanostáticos para el carbón C5_25 utilizado como ánodo en batería Li-ion. Nuevamente, el primer barrido catódico muestra una señal intensa de corriente catódica por debajo de 1.0V atribuible a la formación de la SEI. Ciclos sucesivos muestran señales anchas, atribuibles a la intercalación de litio [14], las cuales se solapan casi completamente luego del tercer ciclo, mostrando que el dispositivo alcanza un régimen de carga/descarga de litio estable. Estos resultados reflejan que los carbones duros contienen una porosidad significativa, la cual puede modelarse mediante una serie de láminas de grafeno dispuestas de manera muy similar a un castillo de naipes, y de ahí la existencia de múltiples sitios de inserción y adsorción [15].

Con el propósito de analizar el efecto de la estructura del carbón sobre la capacidad del electrodo como ánodo en batería ion-Na, la figura 3d muestra la capacidad de carga en función del número de ciclos para tres carbones diferentes. Los carbones estudiados presentan una similar microestructura y distribución de tamaño de poro bimodal (poros centrados en 5 nm y 25 nm, C5_25), con un porcentaje muy bajo de microporos (menos de un 2%) y diferentes relaciones Área/Volumen de poro (759 , 673 y $530 \mu\text{m}^{-1}$). Se observa que la capacidad de carga se mantiene estable con el ciclado, entregando valores alrededor de 88, 155 y 214 mAh/g a medida que aumenta la relación Área/Volumen en los materiales. Estos resultados muestran que para maximizar la capacidad del material se debe de buscar incrementar al máximo el área superficial, buscando minimizar el volumen de poro.

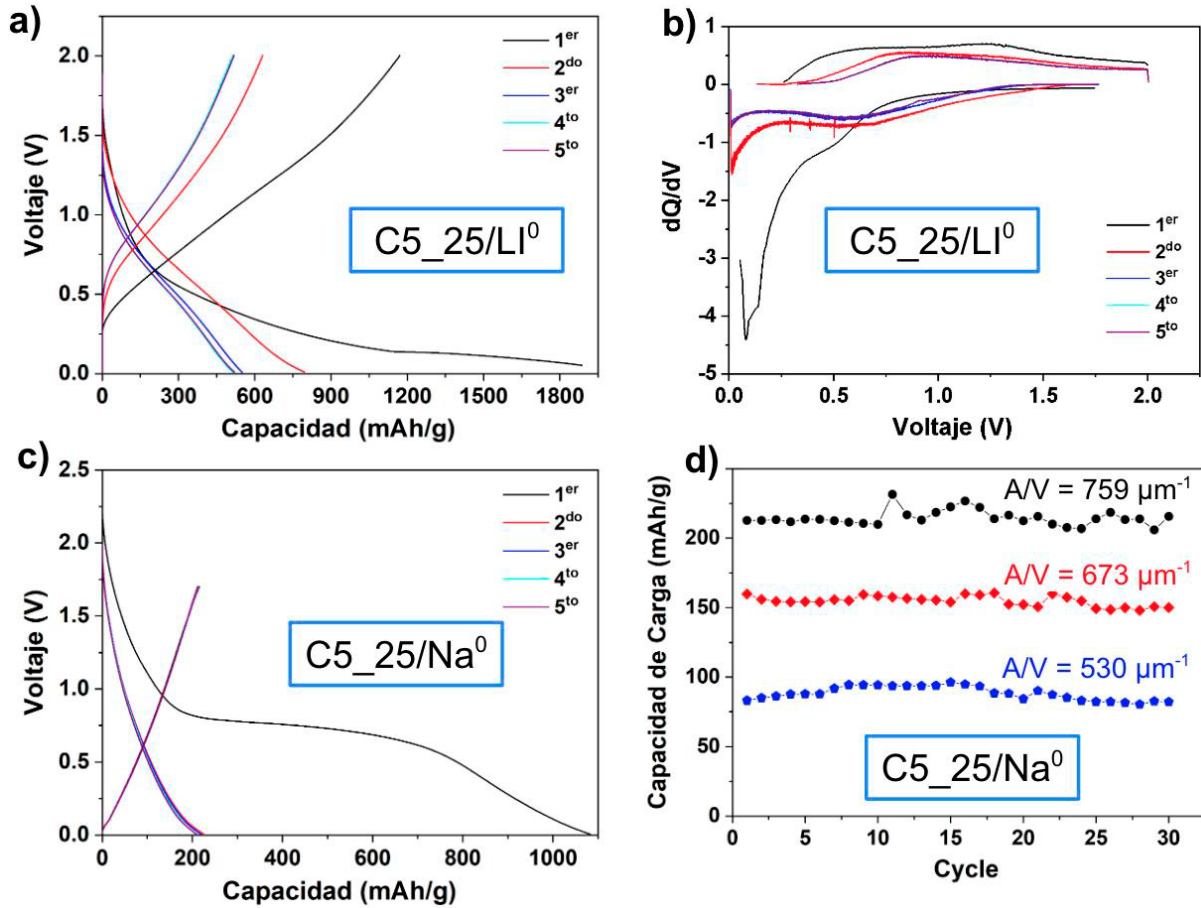


Figura 5.3. Baterías: a) Perfil de carga/descarga C5_25/Li⁰ b) Capacidad diferencial C5_25/Li. c) Perfil de carga/descarga C5_25/Na⁰ d) Capacidad de carga vs número de ciclos para carbones con distinta relación área/volumen de poro.

Capacitores

Los carbones mesoporosos también fueron evaluados como electrodos en supercapacitores simétricos, como lo muestra la Figura 5.4. El panel a) y b) muestran la respuesta electroquímica del C5_25, en la configuración esquematizada en el panel d. Como se puede observar, el voltagrama cíclico (figura 4a) presenta una forma cuasi-rectangular, cuya área debajo de la curva aumenta al aumentar la velocidad de barrido, comportamiento característico de materiales capacitivos que almacenan carga por el mecanismo de doble capa en donde el proceso de transporte de iones no está limitado cinéticamente [16]. La capacitancia del material a distintos potenciales aplicados por medio de la técnica de impedancia electroquímica se muestra en la figura 5.4b. Como se espera, al ir incrementando la ventana de potencial la capacitancia incrementa, obteniéndose un valor máximo de capacitancia alrededor de 150 F.g⁻¹, mostrando la gran potencialidad de este material para ser utilizado como electrodo en capacitores simétricos.

Por último, evaluamos el efecto de la estructura del carbón sobre la capacitancia del material, como lo muestra la figura 5.4c. Para esto comparamos dos carbones monomodales, el carbón C4 (DTP = 4nm; S_{BET} = 521 m².g⁻¹; 52% microporos) con el carbón C40 (DTP = 40nm; S_{BET} = 190 m².g⁻¹; 33% microporos). Las capacitancias obtenidas fueron de 170 F.g⁻¹ y 45 F.g⁻¹ para el

carbon C4 y C40, respectivamente, como lo muestra la figura 4c. Estos resultados ilustran claramente como un mayor porcentaje de microporos y la consecuente mayor área superficial permiten alcanzar mayores capacitancias específicas bajo las mismas condiciones de funcionamiento.

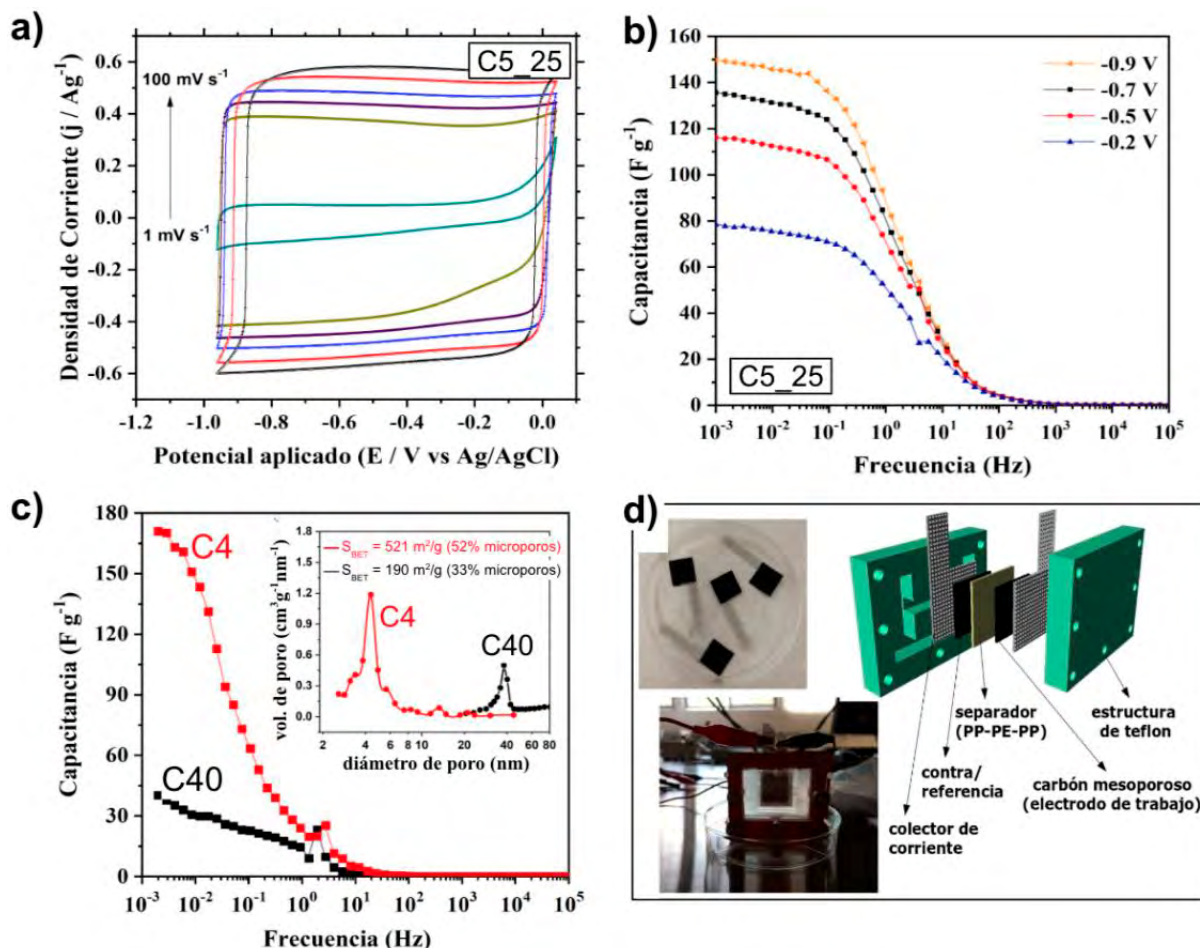


Figura 5.4. Capacitores: a) Voltametría cíclica a diferentes velocidades de barrido para el carbón C5_25. b) Capacitancia obtenida por impedancia electroquímica a distintos potenciales para el carbón C5_25. c) Capacitancia obtenida por impedancia electroquímica para el carbono C4 y C40. d) Esquema de la celda diseñada, y foto de los electrodos y la celda ensamblada utilizada para las medidas capacitivas.

5.4. Conclusiones

Se pudieron obtener una familia de carbones mesoporosos, demostrando su potencial aplicación como electrodos en baterías y capacitores simétricos. Por medio de simulaciones de dinámica molecular clásica se mostró como el confinamiento impuesto por la porosidad del carbón modifica significativamente las propiedades estructurales y de transporte del solvente orgánico y la sal. Se pudo determinar el efecto de la estructura del carbón en la respuesta de este como electrodo en baterías ion-sodio, concluyendo que materiales con mayor relación área/volumen entregan mayores capacidades. Así mismo, se pudo comprobar que mayor porcentaje de microporos, y mayores áreas superficiales, permiten alcanzar mayores

capacitancias cuando estos carbones se utilizan como electrodos en capacitores simétricos. Analizando dos sistemas de almacenamiento de energía diferentes (baterías y capacitores), pudimos mostrar que un control preciso sobre la estructura porosa del carbón se vuelve clave para optimizar la respuesta electroquímica del mismo, y así acercar los dispositivos a los requerimientos necesarios para su aplicación en aplicaciones comerciales que permitan una implementación más eficiente de las energías renovables.

5.5. Referencias

- [1] I. Energy Agency, CO₂ Emissions in 2022, (2022). [Online]. Available: www.iea.org
- [2] A. Jaramillo-Botero, J. Su, A. Qi, and W. A. Goddard, *J Comput Chem*, vol. 32, no. 3, pp. 497–512, (2011)
- [3] N. S. V. Barbosa, Y. Zhang, E. R. A. Lima, F. W. Tavares, and E. J. Maginn, *J Mol Model*, vol. 23, no. 6, Jun. (2017).
- [4] G. Hummer, J. Rasaiah, J. Noworyta. *Nature* (2001) 414(6860) 188-190
- [5] B. Doherty, X. Zhong, S. Gathiaka, B. Li, and O. Acevedo. *J. Chem. Theory Comput*, vol. 13, 6131–6145 (2017)
- [6] E. Fuentes-Quezada, E. de la Llave, E. Halac, M. Jobbágy, F.A. Viva, M.M. Bruno, H.R. Corti, *Chemical Engineering Journal*, Volume 360, 2019, Pages 631-644
- [7] M. Thommes, K. Kaneko, A. V. Neimark, J.P. Olivier, F. Rodriguez-Reinoso, J. Rouquerol, K.S.W. Sing, *Pure Appl. Chem.* 87 (2015).
- [8] G. Li, Z. Lu, B. Huang, Z. Wang, H. Huang, R. Xue, L. Chen. *Solid State Ionics*. 89 (1996) 327–331.
- [9] A. C. Ferrari, J. Robertson, *Phys. Rev. B*. 61 (2000) 14095–14107.
- [10] Y. Liu, J.S. Xue, T. Zheng, J.R. Dahn, *Carbon* 34 (1996) 193–200.
- [11] T. Zheng, W. Xing, J.R. Dahn, *Carbon* 34 (1996) 1501–1507.
- [12] N. Goutev, K. Ohno, H. Matsuura, *J. Phys. Chem. A*. (2000), 104 (40), 9226-9232
- [13] D. Aurbach, I. Weissman, A. Zaban, O. Chusid, *Electrochim. Acta* (1994), 39, 51–71.
- [14] J. R. Dahn, T. Zheng, Y. Liu, J. S. Xue, *Science* 1995, 270, 590–593.
- [15] D. A. Stevens, J. R. Dahn, *J. Electrochem. Soc.* 2001, 148, A803–A811
- [16] G.Z. Chen, *Prog. Nat. Sci. Mater. Int.* 23 (2013) 245–255.

6. Análisis de Calidad de Energía Aplicando la regulación ARCONEL 005-18, en una Subestación de una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica en Ecuador

C. LAVERDE ALBARRACÍN¹, C. OÑA MORENO², D. A. FIGUEROA GUERRA¹,
K. MOPOSITA ORTEGA¹, J. EGAS GARCÍA³

¹Facultad Ciencias de la Ingeniería. Universidad Técnica Estatal de Quevedo Departamento de Física Aplicada.
Universidad de Extremadura

²Municipalidad de Santo Domingo

³Universidad Técnica de Manabí

6.1. Introducción y contextualización

La investigación propone criterios para mejorar la calidad del producto en la subestación de la CNEL EP Santo Domingo mediante la aplicación de la Regulación No. ARCONEL 005-18, la cual se enfoca en brindar una calidad del servicio de comercialización y distribución de energía eléctrica. En donde la calidad del producto, es motivo de estudio, ya que estos parámetros deberían ser evaluados secuencialmente, indicando que no deben existir vacíos de análisis y control en los sistemas eléctricos de distribución, y que dicho análisis facilitaría considerablemente la identificación y localización de puntos críticos en las redes de distribución que forman parte de la subestación.

Se plantea un estudio de Análisis de calidad en la subestación antes mencionada con el objetivo de no tener inconvenientes en la inoportunidad de entrega e insuficiencia de información referente a la evaluación de los parámetros de la calidad del producto [1], en especial al contenido del nivel de tensión, armónicos, perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker), factor de utilización de los transformadores, factor de potencia y el desequilibrio de voltaje [2].

La Agencia de Regulación de Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNR), en cumplimiento de sus funciones y facultades, permite aplicar la Regulación No. ARCONEL 005-18, donde establece límites, índices e indicadores de la calidad del servicio de comercialización y distribución de energía eléctrica, además define los parámetros y procedimientos para la evaluación, medición y registros a ser cumplidos por las empresas distribuidoras y consumidoras de energía eléctrica, todo esto según corresponda, en relación de la calidad de producto, en el cual se revisa si los índices reportados han sido calculados correctamente, y se efectúa el análisis respectivo de los niveles más críticos de calidad identificados en los alimentadores y transformadores que forman parte de la subestación [3-4].

Los principales beneficiados del proyecto son los usuarios y la subestación CNEL EP Santo Domingo porque a través del presente estudio de calidad del producto, permite la identificación de los diversos incumplimientos y erradicar las causas que se originan en dichos problemas, además, permite que no se evidencie insuficiencia de información de control,

que al corto o largo plazo puede convertirse en un problema por no haber localizado oportunamente el origen de la mala calidad del suministro eléctrico.

6.1.1. Puntos de medición

Los puntos requeridos para la medición y análisis que fueron asignados a los siete alimentadores de la Subestación de la CNEL EP unidad de negocios Santo Domingo, considerando la extensión y área de cobertura de los mismos. Por tal razón, se realizaron las mediciones en los transformadores de distribución (TD) seleccionados aplicando el método de clasificación de cortes naturales (Jenks), con la ayuda de la herramienta de regresión ponderada Geo-gráficamente para lo cual mediante la utilización del software ArcGIS 10.4 versión estudiantil el cual nos permite una adecuada selección de puntos [5].

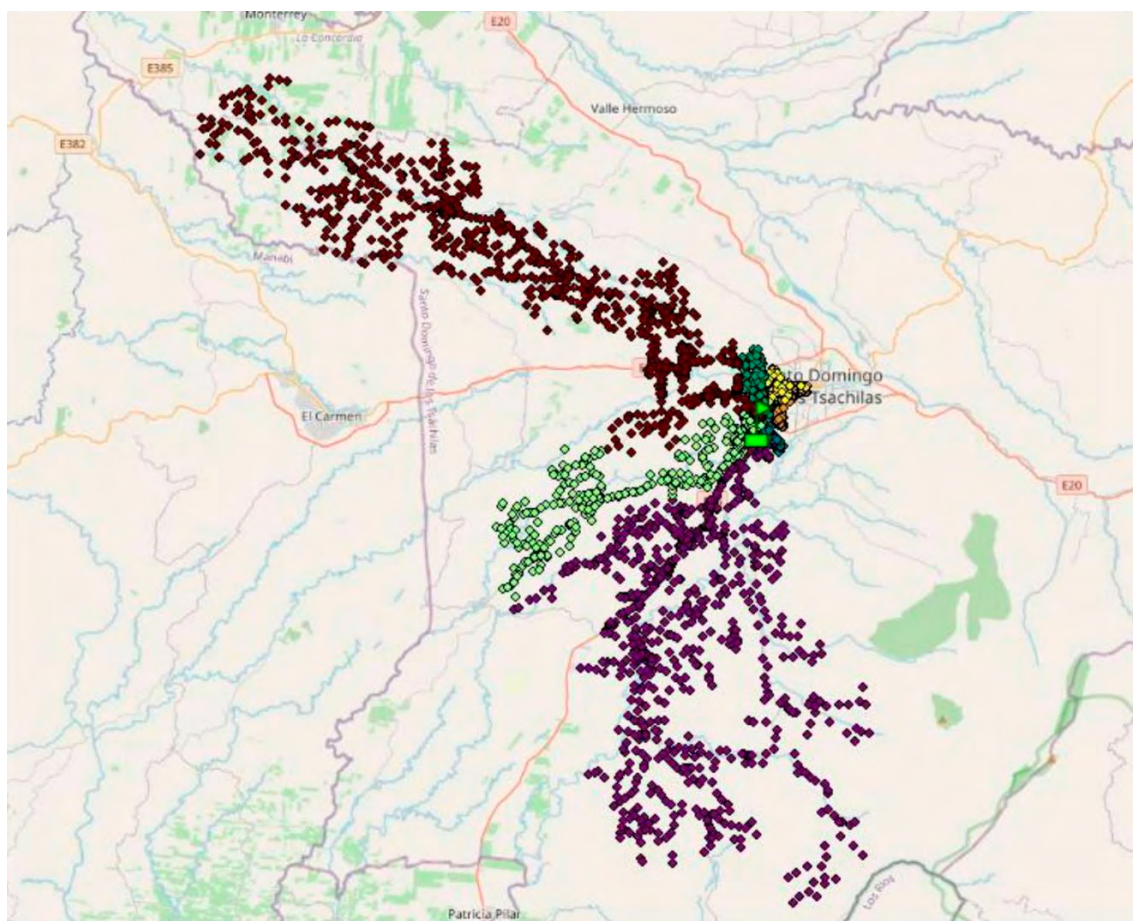


Figura 6.1. Cobertura de servicio eléctrico de la Subestación de la CNEL EP unidad de negocios Santo Domingo.

A continuación, se presenta un proceso de generación de información geo-referencial como muestra la Figura. 6.2. En la cual detalla un listado de actividades que se debe proceder para una correcta ejecución en el software, comenzado con la base de datos para luego generar un geo procesamiento de estos valores se procede a seleccionar un modelamiento espacial acorde de las necesidades requeridas para después aplicar los diferentes métodos y realizar comparativas entre ellos, seleccionando el que se ajuste mejor a las necesidades de la investigación. Por último, se representan mediante la herramienta de regresión geográfica ponderada, obteniendo así puntos críticos para cada uno de los siete circuitos.

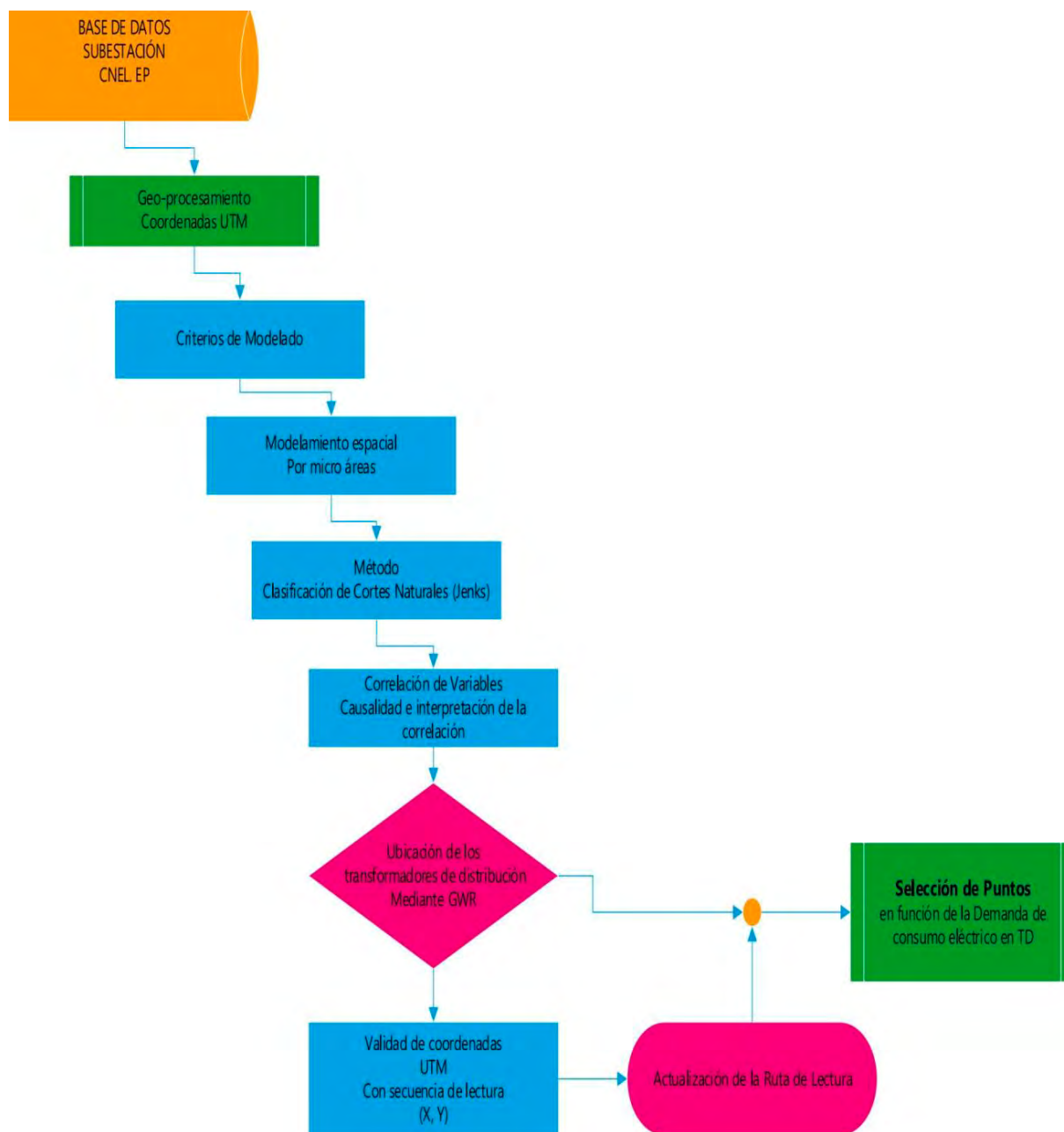


Figura 6.2. Proceso de generación de información geo-referencial.

6.1.2. Generación estadística geo-referenciada

Con la base de datos sólida y su respectivo criterio de validación, estos deben ser tratados en una base de datos espacial, cada componente que se guarde en distintas partes de área con su respectiva ubicación y tamaño. Esto se realiza dividiendo por área o zonas más pequeñas, el método más común es dividir en pequeñas micro áreas dando a los métodos pronosticar una carga de naturaleza geográfica.

El software ArcGIS posee herramientas de lectura de información tabular, donde es posible convertirla en archivos formato shape, realizando un análisis espacial uno de los cuales es la intersección espacial, que se utiliza para obtener la demanda eléctrica geo-espacial.

6.1.3. Modelo matemático GWR

El método propuesto por [6] utiliza una ponderación geográfica de regresión, que relaciona de manera espacial la carga instalada con el número de transformadores de distribución por circuito de toda la subestación o área de estudio, donde se consideró la mayor demanda de carga instalada en cada uno de los TD en los siete circuitos que conforman la subestación perteneciente a la CNEL EP unidad de negocios santo domingo, donde se designa una distribución de probabilidad beta, es decir, el valor de esta probabilidad se distribuye continuamente entre 0 y 1[5]. Esto permite relacionar las puntuaciones de regresión ponderada geográficamente con la distribución de la preferencia de probabilidad (probabilidades) para seleccionar puntos estratégicos donde serán colocados los analizadores de calidad de energía eléctrica, todo esto a través de una función logit [7].

Los modelos de regresión de [7], relacionan el comportamiento de un variable dependiente «Y» con otro de interés de variable independiente o explicativo «X». En el caso de que exista una variación espacial en estas variables, esta variación se caracteriza por regresiones, donde el método GWR es una regresión que permite que los datos modelados se distribuyan espacialmente en el área de estudio, considerando que la relación entre dependiente e independiente de las variables tienen patrones regionalizados. Diferentes áreas de conocimiento han aplicado el GWR para explorar patrones espaciales en las regiones, donde este modelo de regresión espacial establece una regresión local para cada sub-área o región «s», ponderando a todos sus vecinos como una función de la distancia, considerando la expresión:

$$Y_{(s)} = \beta_{(s)} X + \epsilon \quad \text{Ecuación 1}$$

donde es la variable dependiente en la sub-área, es el conjunto de variables independientes distribuidas en el área de estudio, es la parte inexplicable de la variable dependiente, que se llama como residual, y son los pesos de cada variable independiente en la sub-área, que está determinada por:

$$\beta_{(s)} = (X^T W_{(s)})^{-1} X^T W_{(s)} Y \quad \text{Ecuación 2}$$

donde es el conjunto de variables dependientes distribuidas en el área de estudio y es una matriz cuadrada de forma:

$$W_{(s)} = \begin{bmatrix} W_{1,5} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & W_{2,5} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & W_{N,5} \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 3}$$

cuyos elementos diagonales son los pesos espaciales que relacionan la proximidad espacial de las regiones en el área de estudio. En general, se llama ponderación espacial y los términos de las matrices diagonales (,) se calculan utilizando un método gaussiano:

$$W_{i,j} = \frac{1}{2\pi\tau} e^{\left(-\frac{d_{i,j}^2}{2\tau^2}\right)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

- τ = es el ancho de banda que determina la distancia máxima para la cual los pesos espaciales son diferentes de cero.
- $d_{i,j}$ = es la distancia euclidiana entre «i» y «j».
- $\beta_{(s)}$ y $W_{(s)}$ = se determinan usando sistemas de información geográfica (SIG).

De acuerdo a la Regulación No. ARCONEL 005-18 por el incumplimiento en uno o varios índices de calidad se impondrá una sanción económica a la distribuidora por cada índice incumplido, donde la sanción equivaldrá al producto de 20 SBU por cada índice incumplido, multiplicado por los factores de ajuste establecidos en la mencionada regulación, motivo por la cual la sanción podrá ser mayor si la distribuidora no corrige o no establece las acciones de mejora en el plazo establecido [8]. La sanción se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Valor de la sanción} = 20 * \text{SBU} * \text{FA1} * \text{FA2} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

- SBU-. Salario Básico Unificado. Puede ser 20, 30 o 40, según corresponda.
- FA1: Factor de ajuste 1 relacionado con el porcentaje de puntos con incumplimientos sobre la muestra mensual.
- FA2: Factor de ajuste 2 relacionado con la facturación mensual por el servicio eléctrico.

Los factores de ajuste se encuentran en la Regulación No. ARCONEL 005/18 y se muestran a continuación.

Tabla 1.1. Factor de ajuste FA1 y FA2

Rango de Facturación mensual FM en Millones de dólares MUSD	FA2	Porcentaje de puntos con incumplimientos sobre la muestra mensual	FA1
$FM \leq 2$	0,25	$0 < \% \leq 20$	1
$2 < FM \leq 6$	0,5	$20 < \% \leq 40$	2
$6 < FM \leq 11$	1	$40 < \% \leq 60$	3
$11 < \% \leq 20$	1,5	$60 < \% \leq 80$	4
$FM > 20$	2,5	$80 < \% \leq 100$	5

El valor que factura anual mente la distribuidora CNEL EP UN Santo Domingo es de US \$ 68,72 millones para lo cual se obtiene el valor mensual de facturación de US \$ 5,727 millones

mensuales. Valor para el que corresponde un FA2 de 0,5; el mismo que será utilizado para el cálculo de la sanción económica por incumplimiento de los límites de los indicadores de calidad del producto. Para validar esta información se presenta la Figura. 1.3, en la cual se muestra la distribuidora con su principal boletín estadístico N°. 010-20, de septiembre 2020, además presenta índices de la calidad de servicio técnico e índices de calidad de servicio comercial [9].

Los costos anuales de administración, operación, mantenimiento y comercialización la cual se establece esta función de la revisión de la información entregada por distribuidoras, en el cual se detallarán valores asignados por cada uno de los conceptos para las empresas eléctricas de distribución (Tabla 1.2).

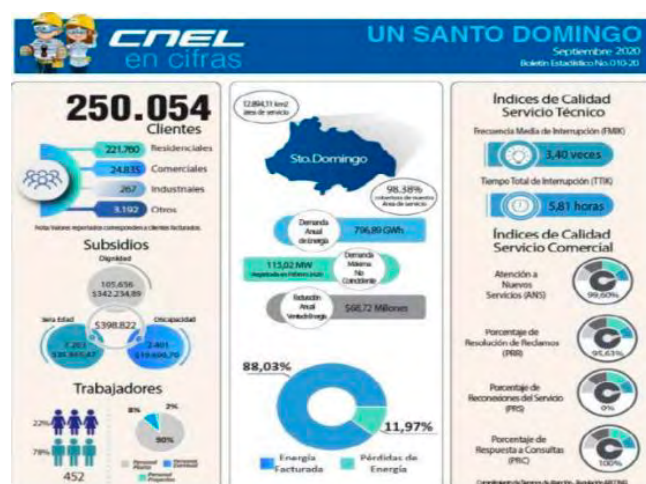


Figura 6.3. Facturación CNEL EP UN SANTO DOMINGO.

Tabla 6.2. Anualidad de costos de la distribución y comercialización – MM USD

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	CAOM&C	COSTO DE CALIDAD	COSTO DE EXPANSIÓN	CONFIABILIDAD	COSTO DE DISTRIBUCIÓN
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	22,07	13,48	10,36	0,55	46,46
	AZOGUES	3,79	0,54	0,20	0,18	4,71
	CENTRO SUR	44,77	13,68	14,97	0,64	74,05
	COTOPAXI	15,94	5,24	4,17	0,23	25,57
	NORTE	23,11	7,27	4,45	1,58	36,41
	QUITO	91,02	39,36	27,47	1,49	159,34
	RIOBAMBA	14,99	5,38	4,09	0,65	25,11
	SUR	18,91	5,79	4,73	0,93	30,36
	GALÁPAGOS	3,86	2,27	1,07	0,36	7,57
	SUBTOTAL - EE (1)	238,46	93,02	71,51	6,62	409,60
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL	UN - BOLÍVAR	11,91	3,82	5,77	0,45	21,95
	UN - EL ORO	29,88	6,47	5,47	0,71	42,54
	UN - ESMERALDAS	20,53	5,80	5,38	0,64	32,35
	UN - GUAYAQUIL	87,11	15,31	8,14	1,24	111,80
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	58,34	9,03	9,62	1,25	78,24
	UN - LOS RÍOS	20,32	4,17	6,31	0,98	31,77
	UN - MANABÍ	49,90	16,49	14,41	1,49	82,29
	UN - MILAGRO	23,12	11,49	4,90	0,78	40,29
	UN - SANTA ELENA	16,26	6,86	4,36	0,60	28,08
	UN - SANTO DOMINGO	33,91	11,19	6,65	0,77	52,52
	UN - SUCUMBIÓS	15,87	3,01	9,25	0,74	28,86
	SUBTOTAL - CNEL (2)	367,14	93,64	80,26	9,64	550,68
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	605,60	186,66	151,77	16,25	960,28

Elaborado: Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, DRETSE-ARC

6.2. Valoración económica de las pérdidas de potencia y energía

Este apartado presenta las pérdidas técnicas, no técnicas de potencia y niveles de energía aceptables para establecer las tarifas eléctricas. Donde todos los proyectos técnicos son enviados al ARCERNNR. Por lo tanto, las pérdidas en distribución producen efectos como la identificación de elementos de costo directo de las distribuidoras, ya que la potencia y energía se debe adquirir a las distribuidoras. Además, se suman las cargas en función de la utilización de las instalaciones dependiendo el nivel de voltaje en donde se produce. En la presente Tabla 1.3, se muestra información técnica de los balances de electricidad por distribuidora.

Tabla 6.3. Balance de Electricidad por distribuidora (GWh-año)

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	DISPONIBILIDAD TOTAL*	VENTAS**	GC/CPA	PERDIDAS TOTALES (***)	
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	711,58	667,06	2,82	41,70	5,86%
	AZOGUES	93,32	62,69	25,11	5,51	5,91%
	CENTRO SUR	1.219,03	1.121,94	6,14	90,94	7,46%
	COTOPAXI	603,46	476,98	75,18	51,29	8,50%
	NORTE	644,97	578,78	7,69	58,50	9,07%
	QUITO	4.466,98	3.791,05	405,32	270,61	6,06%
	RIOBAMBA	413,49	298,29	81,75	33,45	8,09%
	SUR	385,44	348,08	1,22	36,13	9,37%
	GALÁPAGOS	57,28	52,88	-	4,40	7,68%
	SUB TOTAL - EE (1)	8.595,55	7.397,76	605,25	592,54	6,89%
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL	UN - BOLÍVAR	98,31	90,21	-	8,10	8,24%
	UN - EL ORO	1.489,35	1.293,61	1,34	194,40	13,05%
	UN - ESMERALDAS	682,99	556,96	3,10	122,93	18,00%
	UN - GUAYAQUIL	5.773,56	4.821,99	392,11	559,46	9,69%
	UN - GUAYAS LOS RÍOS	2.872,47	2.230,19	297,58	344,70	12,00%
	UN - LOS RÍOS	569,27	477,58	13,13	78,56	13,80%
	UN - MANABÍ	2.101,56	1.625,74	105,59	370,23	17,62%
	UN - MILAGRO	873,50	691,55	62,70	119,25	13,65%
	UN - SANTA ELENA	675,26	562,66	13,84	98,77	14,63%
	UN - SANTO DOMINGO	856,82	750,61	14,59	91,61	10,69%
	UN - SUCUMBÍOS	397,28	344,34	-	52,94	13,32%
	SUB TOTAL - CNEL (2)	16.390,39	13.445,45	903,98	2.040,95	12,45%
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	24.985,93	20.843,22	1.509,23	2.633,49	10,54%
(*) Dentro de la Disponibilidad Total no se considera la Cargas Especiales conectadas al Transmisor: 804,21 GWh-año						
(**) Se incluye las ventas en Alumbrado Público General						
(***) Se ha considerado las metas de pérdidas de energía establecidas por el MERNNR, así como su separación en el SAPG.						

En la Tabla 6.4, presenta el costo medio nacional para el escenario promedio donde se ubica en 9,19 ¢USD/kWh correspondiente al Servicio Público de Energía Eléctrica, que comprende un costo medio de generación de 3,36 ¢USD/kWh, un costo medio de transmisión de 0,68 ¢USD/kWh y un costo de distribución de 5,15 ¢USD/kWh.

Tabla 6.4. Costo medio del de servicio público de energía

	USD¢/kWh
Generación	3,36
Transmisión	0,68
Distribución	5,15
Costo del SPEE	9,19

Para finalizar este análisis económico se presenta la Tabla 6.5 en la cual se presenta como una tabla complementaria donde se presentan los costos unitarios del servicio de generación, transmisión y distribución; además su participación porcentual.

Tabla 6.5. Costos unitarios del servicio público de energía eléctrica

EMPRESA	DISTRIBUIDORA / UNIDAD DE NEGOCIO	TOTAL COSTOS	TOTAL VENTAS	COSTO MEDIO	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
		USD	kWh	USD/kWh			
EMPRESAS ELÉCTRICAS - EE	AMBATO	71.531.174	579.435.733	0,1234	0,0334	0,0068	0,0833
	AZOGUES	6.844.686	49.457.883	0,1384	0,0334	0,0068	0,0982
	CENTRO SUR	117.336.325	1.003.459.114	0,1169	0,0334	0,0068	0,0768
	COTOPAXI	45.090.019	439.922.858	0,1025	0,0334	0,0068	0,0623
	NORTE	59.113.105	513.022.142	0,1152	0,0334	0,0068	0,0751
	QUITO	307.627.681	3.535.068.397	0,0870	0,0334	0,0068	0,0469
	RIOBAMBA	36.436.311	260.487.034	0,1399	0,0334	0,0068	0,0997
	SUR	54.107.751	553.670.133	0,0977	0,0334	0,0068	0,0576
	GALÁPAGOS	7.568.332	49.962.637	0,1515	-	-	0,1515
	SUBTOTAL - EE (1)	705.655.385	6.984.485.931	0,1010	0,0334	0,0068	0,0609
	UN - BOLIVAR	24.433.266	69.256.434	0,3528	0,0334	0,0068	0,3126
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CNEL EP	UN - EL ORO	97.198.733	1.210.193.310	0,0803	0,0334	0,0068	0,0401
	UN - ESMERALDAS	57.864.784	509.931.965	0,1135	0,0334	0,0068	0,0733
	UN - GUAYAQUIL	321.775.145	4.639.880.532	0,0693	0,0334	0,0068	0,0292
	UN - GUAYAS LOS RIOS	172.376.720	2.124.931.629	0,0811	0,0334	0,0068	0,0410
	UN - LOS RIOS	52.320.512	437.859.892	0,1195	0,0334	0,0068	0,0793
	UN - MANABI	153.517.432	1.485.210.748	0,1034	0,0334	0,0068	0,0632
	UN - MILAGRO	76.753.589	805.836.146	0,0952	0,0334	0,0068	0,0551
	UN - SANTA ELENA	52.845.624	525.675.179	0,1005	0,0334	0,0068	0,0604
	UN - SANTO DOMINGO	81.988.298	680.708.208	0,1204	0,0334	0,0068	0,0803
	UN - SUCUMBIOS	58.598.226	711.471.454	0,0824	0,0334	0,0068	0,0422
	SUBTOTAL - CNEL (2)	1.149.672.329	13.200.955.497	0,0871	0,0334	0,0068	0,0469
NACIONAL	TOTAL (3) = (1) + (2)	1.855.327.714	20.185.441.427	0,0919	0,0334	0,0068	0,0517

Resolución Nro. ARCERNR-033/2020 de 30 de diciembre de 2020

6.3. Validación de la propuesta

Para el análisis de conglomerados en entidades geo-referenciales, para dicho estudio se aplicó el método de interpretación de correlación de tres variables, «Débil», «Moderada» y «Fuerte». La cual se toma la variable «Fuerte» como el transformador de distribución con mayor proyección a sufrir más daños a futuro, motivo por el cual el método de clasificación de cortes naturales (Jenks) y la herramienta de regresión de ponderados geográficos GWR del software ArcGIS 10.4 versión estudiantil, permite desarrollar esta investigación.

6.3.1. Análisis de los parámetros de la calidad del producto

En la Tabla 6.6, se presentan los porcentajes de los transformadores de distribución (TD) que incumplen los indicadores de calidad por cada alimentador. Mientras que en la Tabla 6.7, se presentan de manera general los porcentajes de los TD que incumplen los límites de los indicadores de calidad por todos los alimentadores evaluados[10].

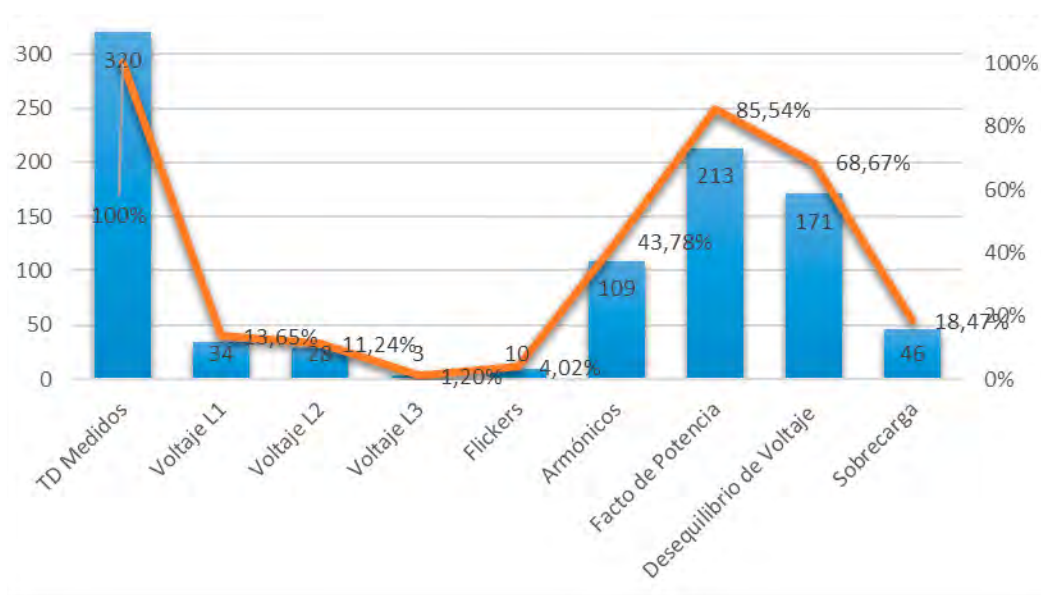
Desde una perspectiva general, de las 323 mediciones realizadas en los TD de los siete circuitos de la Subestación, los problemas de calidad de mayor impacto se generan por bajos niveles de factor de potencia, desbalance de cargas y armónicos elevados. Desde una perspectiva opuesta la caída de voltaje en la línea de baja (L3) de los TD y los flickers generan problemas de menor impacto [11]. Adicionalmente se muestra la Figura 6.4, con una representación gráfica de barras el nivel de incumplimientos de los indicadores de la calidad del producto en transformadores de distribución de los siete circuitos que conforman la subestación de la CNEL EP unidad de negocios Santo Domingo.

Tabla 6.6. Resultados de indicadores de calidad por alimentador

ALIMENTADOR	Medidos	Voltaje 1 Línea	Voltaje 2 Línea	Voltaje 3 Línea	Flickers	Armónicos	Factor de Potencia	Desequilibrio de Voltaje	Factor de utilización
Circuito_01	53 100%	16 30,19%	14 26,42%	0 0,00%	2 3,77%	44 83,02%	48 90,57%	29 54,77%	2 3,77%
Circuito_02	12 100%	1 8,33%	1 8,33%	0 0,00%	0 0,00%	0 0,00%	12 100%	7 58,33%	3 25,00%
Circuito_03	31 100%	2 6,45%	1 3,23%	1 3,23%	1 3,23%	2 6,45%	29 93,55%	26 83,87%	6 19,35%
Circuito_04	31 100%	3 9,68%	1 3,23%	0 0,00%	2 6,45%	21 67,74%	24 77,42%	22 70,97%	6 19,35%
Circuito_05	25 100%	2 8,00%	3 12,00%	2 8,00%	1 4,00%	0 0,00%	16 64,00%	15 60,00%	6 24,00%
Circuito_06	53 100%	9 16,98%	7 13,21%	0 0,00%	4 7,58%	41 77,36%	47 88,68%	35 66,04%	12 22,64%
Circuito_07	44 100%	1 2,27%	1 2,27%	0 0,00%	0 0,00%	1 2,27%	37 84,09%	37 84,09%	11 25,00%

Tabla 6.7. Resultados generales

TD	TD Medidos	Voltaje L1	Voltaje L2	Voltaje L3	Flickers	Armónicos	Factor de Potencia	Desequilibrio de Voltaje	Factor de utilización
TO	323	34	28	3	10	109	213	171	46
TOTAL	100%	13,65 %	11,24 %	1,20%	4,02 %	43,78 %	85,54%	68,67%	18,47%

**Figura 6.4.** Porcentajes de incumplimiento de los indicadores de calidad.

En la Figura 6.5, se presenta el aporte de cada indicador de calidad al nivel de incumplimiento de los mismos para cada uno de los alimentadores, donde se analiza cada indicador y sobre que alimentador produce el mayor impacto.

Como uno de los principales problemas que sufren todos los circuitos de la Subestación de la CNEL EP unidad de negocios santo domingo es el factor de Potencia incumpliendo es sus parámetros que rige la Regulación No. ARCONEL 005-18, la cual se aplica en esta investigación donde la cantidad de TD que adolecen de este problema supera el 64% de la muestra en el circuito_05, mientras que el circuito_02 es aquel que presenta los mayores problemas de factor de potencia de acuerdo a la muestra y evaluación realizada con un 100% [12].

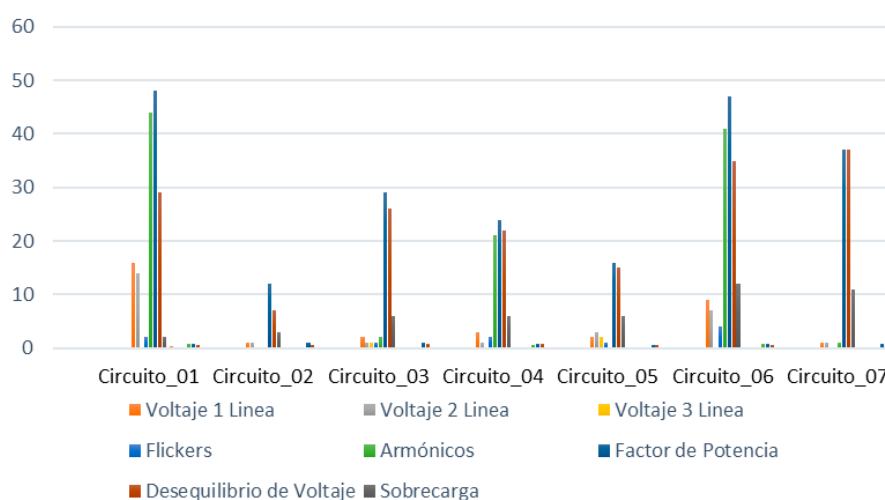


Figura 6.5. Nivel de incumplimiento de indicadores por alimentador.

El Desequilibrio de voltaje junto con el factor de potencia, este es otro de los principales problemas que tienen los TD y las redes de distribución de la subestación como se muestra en la Figura 6.5,

Tabla 6.8. Matriz de impacto de indicadores de calidad sobre los alimentadores

Circuitos	Nivel de voltaje			Flickers	Distorsión Armónica	Factor de potencia	Desequilibrio de voltaje	Factor de Utilización
	L1	L2	L3					
1	30,19 %	26,42 %			83,02%	90,57%		
2						100%		25%
3						93,55%	83,87%	
4				6,45%	67,74%			
5			8 %					24%
6				7,55%	77,36%			
7							84,09%	25%

Respecto a los niveles de voltaje se puede acotar lo siguiente. De los 34 transformadores con problemas de voltaje en la salida o bajante (línea L1) representando un 13,65%, ya que presentan problemas de sub-voltaje (SUV), es decir voltajes por debajo del límite permitido (110,4 V) y problemas de sobre-voltaje (SOV), es decir voltajes superiores a 129,6 V. Respecto a la línea L2, con 28 TD representando un 11,24% de los problemas de sub-voltaje y sub-voltaje, y por ultimo con un total del 1,20% de sobre-voltaje y sub-voltaje que representa aproximadamente tres TD en la línea 3.

6.3.2. Validación técnica-económica de los resultados

A continuación, se analizan los resultados obtenidos con los analizadores trifásicos de calidad de energía eléctrica, los datos extraídos de cada indicador de acuerdo a la Regulación No. ARCONEL 005/18 por el incumplimiento en uno o varios índices de calidad se impondrá una sanción económica a la distribuidora por cada índice incumplido, por lo tanto, la sanción equivaldrá a multas equivalentes a salarios básicos unificado (UBS) por cada índice incumplido, multiplicado por los factores de ajuste establecidos por la regularización antes mencionada, la sanción podrá ser mayor si la empresa distribuidora no corrige o no establece las acciones de mejora en el plazo establecido.

A continuación, se presenta en la tabla 6.9 los valores económicos por incumplimiento en la calidad del producto [13], donde se muestra cada uno de los apartados que conforman la calidad del producto con su respectivo valor económico, en cual tenemos el nivel de voltaje con US \$ 32.000,00, la distorsión armónica de voltaje con US \$ 60.000,00, en menor valor económica las perturbaciones rápidas de voltaje (Flickers) con US \$ 20.000,00 y para finalizar el más importante por su representación económica más alta por su mayor contenido en problemas en la subestación con US \$ 108.000,00

Tabla 1.9. Multa económica por incumplimiento en la calidad del producto en la subestación CNEL EP unidad de negocios Santo Domingo

Parámetros de la calidad del producto	Valores económicos [US \$]
Nivel de voltaje	32.000,00
Distorsión armónica de voltaje	60.000,00
Perturbaciones rápidas de voltaje (Flickers)	20.000,00
Desequilibrio de voltaje	108.000,00
Total Anual	220.000,00
Total Mensual	18.333,30

Para el siguiente análisis técnico-económico se realizó tomando en cuenta los transformadores de distribución que operan bajo el 70% de su capacidad nominal los cuales presentan más de diez (10) años de servicio. En las condiciones actuales, las pérdidas ascienden a 989.784.516 kWh. Esto convertido a un valor económico, donde el precio de venta de energía es de 9,19 ¢USD/kWh, representando US \$ 90.971,10 anuales, los cuales para este análisis se agregaron un 8% anual por deterioro de los mismos, para lo cual se procedió al cálculo del VAN y TIR, donde se tomó como inversión el valor económico de los 248 TD que sufren de

estos problemas, esto se llevó a cabo mediante la generación de proformas para cada uno de los transformadores en función de su capacidad y fabricante, para lo cual se estimó un valor de US \$ 300.857,93 este valor incluye el 3% por Imprevistos.

Tomando en cuenta que la vida útil de un TD promedio (20 años), para ello se presupuestó el valor de los TD, donde la mayoría de estos transformadores ya poseen una más de 50% en años de servicio. Con estos antecedentes se tomó en cuenta para este análisis a 10 años. En el cual se determinó que la tasa interna de retorno TIR es del 28%. Con el objetivo de igual el VAN a 0 y aplicando el método de prueba y error ($VAN = 0$), se procedió a determinar el Valor Presente Neto que es igual a \$ \$601.715,86.

Tabla 6.10. Tabla comparativa de TD que operan bajo el 25% de su capacidad nominal

	TD que deben ser reemplazados	Si los TD fueran reemplazados
Pérdidas de potencia [W]	13.699,60	6.486,00
Pérdidas de Energía [Wh/año]	120.008.496,00	56.817.360,00
Pérdidas de Energía [kWh/año]	120.008,50	56.817,36
Ahorro kWh/año		63.191,14
Ahorro US \$		5.807,897

Por otro lado, para determinar el tiempo de recuperación es necesario el costo inicial o inversión y el valor de las pérdidas anuales como se detalla en la Tabla 6.10, de acuerdo a los datos obtenidos previamente, se procede a dividir, obteniendo como resultado la recuperación de baja capacidad nominal se llevará a cabo en 4 años.

Tabla 6.11. Análisis VAN y TIR de TD que operan bajo el 60% de su capacidad

Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)			
Años	Flujo neto de caja	VAN	
0	-\$ 300.857,93		
1	\$ 90.971,10	71297,31	
2	\$ 90.971,90	55878,75	
3	\$ 90.972,70	43794,56	
4	\$ 90.973,50	34323,67	Tasa Interna de Retorno (TIR)
5	\$ 90.974,30	26900,93	
6	\$ 90.975,10	21083,41	
7	\$ 90.975,90	16523,97	
8	\$ 90.976,70	12950,54	VAN
9	\$ 90.977,50	10149,89	\$601.715,86
10	\$ 90.978,30	7954,90	

A continuación, se genera un check list con los problemas que causan una mala calidad de energía eléctrica según la regulación ARCONEL No. 005/18 para se propone aplicar la normativa ISO 50001 ya que esta abarca el uso, consumo y medición de energía. Además de la presentación de documentación e informes, también desarrolla un plan de gestión de energía y otros factores que afectan el rendimiento de la energía.

Tabla 6.12. Check list de problemas en la calidad del producto

Problemas en la Calidad del Producto								
Calidad del Producto	Circuito 01	Circuito 02	Circuito 03	Circuito 04	Circuito 05	Circuito 06	Circuito 07	Porcentaje (%)
Nivel de voltaje L1	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	29%
Nivel de voltaje L2	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	14%
Nivel de voltaje L3	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	14%
Flickers	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	29%
Distorsión Armónica	☒	☐	☐	☒	☐	☒	☐	43%
Factor de potencia	☒	☒	☒	☐	☐	☐	☐	43%
Desequilibrio de voltaje	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	29%
Factor de Utilización	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☒	43%

6.4. Conclusiones

Esta investigación se centra en la Regulación ARCONEL 005/18 sobre la calidad del servicio de energía eléctrica. Se utiliza herramientas computacionales para analizar eficientemente la situación actual y futura. Se emplea el software ArcGIS 10.4 versión estudiantil para un análisis geo-espacial y proponer soluciones según las necesidades identificadas.

Se empleó ArcGIS 10.4 versión estudiantil para detectar transformadores con problemas de calidad en la CNEL EP unidad de negocios Santo Domingo. Utilizando regresión geográfica ponderada (GWR) y clasificación de cortes naturales (Jenks), se ubicaron puntos críticos en cada circuito de la subestación. Esta metodología facilita la selección precisa de transformadores con futuros problemas en el sistema eléctrico de distribución.

Se analizaron siete circuitos de la subestación durante 2020-2021 con analizadores de calidad de energía eléctrica. Se destacan problemas como un 11.32% de incumplimiento en los niveles de voltaje, 43.78% de distorsión armónica (mayor en el circuito_01), 4.02% de perturbaciones rápidas, 85.54% de bajo factor de potencia y 68.67% de desequilibrio de voltaje. Estos resultados son cruciales para evaluar la calidad de la energía en la subestación.

Se identificaron problemas de calidad de energía, resultando en pérdidas económicas de USD 90,003.76 en todos los transformadores de distribución analizados. Se propone una inversión de USD 300,857.936 para cambiar estos transformadores, con una tasa interna de retorno del 28% y recuperación de capital en 4 años. Este enfoque permite redirigir recursos hacia prioridades estratégicas, abordando específicamente problemas en lugares críticos de calidad del producto.

La investigación propone estrategias simples y prácticas para analizar los parámetros de calidad del producto eléctrico en la CNEL EP unidad de negocios Santo Domingo. Estas incluyen el uso de equipos menos sensibles, como supresores de sobretensión temporales y compensadores de potencia reactiva, para abordar eficazmente los problemas identificados.

Estas mejoras están diseñadas para cumplir con los requisitos regulatorios de la REGULACIÓN ARCONEL 005/18.

6.5. Referencias

- [1] Brinkel, N. B. G. (Nico., Gerritsma, M. K. (Marte., AlSkaif, T. A. (Tarek., Lampropoulos, I. (Ioannis), van Voorden, A. M. (Arjan., Fidler, H. A. (Henk., & van Sark, W. G. J. H. M. (Wilfried. (2020). *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 118(June 2019), 105741. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105741>
- [2] Hirase, Y., Abe, K., Sugimoto, K., Sakimoto, K., Bevrani, H., & Ise, T. (2018). *Applied Energy*, 210, 699–710. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.058>
- [3] Cualchi, C. A. (2021). *UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas Carrera de Electricidad*.
- [4] Muenala, M. A., & Pruna, O. P. (2019). Universidad Técnica de Cotopaxi Universidad tecnica de Cotopaxi. *Sistema Biodigestor*. <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6265>
- [5] Tasyurek, M., & Celik, M. (2020). *Neurocomputing RNN-GWR : A geographically weighted regression approach for frequently updated data*. 399, 258–270. <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2020.02.058>
- [6] Soemartojo, S. M., Ghaisani, R. D., Siswantining, T., Shahab, M. R., & Ariyanto, M. M. (2018). Parameter estimation of geographically weighted regression (GWR) model using weighted least square and its application. *AIP Conference Proceedings*, (September). <https://doi.org/10.1063/1.5054485>
- [7] Melo, J. D., Padilha-Feltrin, A., & Carreno, E. M. (2015). Spatial pattern recognition of urban sprawl using a geographically weighted regression for spatial electric load forecasting. *2015 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, ISAP 2015*, 2–6. <https://doi.org/10.1109/ISAP.2015.7325537>
- [8] Seritan, G., Ion, T., Oana, C., & Tudor, B. (2016). *Power Quality Assessment for Microgrid Scenarios*. Epe, 20–22.
- [9] Madhikermi, M., Kubler, S., Robert, J., Buda, A., & Framling, K. (2016). *Data Quality Assessment of Maintenance Reporting Procedures*. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2016.06.043>
- [10] Xu, J., Member, S., Ye, P., Li, Q., Du, H., & Liu, Y. (2016). *Blind Image Quality Assessment based on High*. 7149(c), 1–14. <https://doi.org/10.1109/TIP.2016.2585880>
- [11] Sharifzadeh, M., Mehrasa, M., Babaie, M., & Al-haddad, K. (2019). Stable Frequency Response for Multi-Terminal MMC-HVDC System with DC Voltage Fluctuations. *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 1, 3577–3582. <https://doi.org/10.1109/IECON.2019.8927600>.
- [12] Shinoda, K., Benchaib, A., Dai, J., & Guillaud, X. (2017). *Virtual Capacitor Control : Mitigation of DC Voltage Fluctuations in MMC-based HVDC Systems*. 8977(c), 1–11. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2723939>
- [13] Wind, S., & Fluctuations, P. (2016). *Smoothing Wind Power Fluctuations*. 1–17. <https://doi.org/10.3390/en9120991>

7. Recuperación selectiva de mezclas cobalto/litio mediante adsorción en carbón activado producido a partir de residuos agroalimentarios

E. Díez¹, R. MIRANDA¹, S. ROMÁN², A. RODRÍGUEZ²

¹Dpto. de Ingeniería Química y de Materiales, Facultad de Ciencias Químicas, Universidad Complutense de Madrid

²Dpto. de Física Aplicada. Escuela de Ingenierías Industriales, Universidad de Extremadura

7.1. Introducción

A lo largo de los años, la extracción de recursos naturales metálicos mediante la minería ha sido una práctica común en la sociedad. Sin embargo, con los avances tecnológicos, la producción de dispositivos electrónicos y eléctricos ha experimentado una creciente complejidad, y su demanda ha aumentado de forma exponencial. Esto ha generado una mayor necesidad de materiales esenciales para la fabricación de estos productos. Algunos de estos materiales, como los metales preciosos y las tierras raras, son escasos y difíciles de obtener o producir. A pesar de su limitada disponibilidad, estos metales tienen propiedades únicas que los hacen indispensables para diversas aplicaciones tecnológicas. En este contexto, en 2023, la Comisión Europea identificó 34 materias primas críticas debido a su importancia económica y su suministro limitado. Entre ellas, como se ilustra en la Figura 7.1, se encuentran los elementos de tierras raras (REE), los metales del grupo del platino, el cobalto, la roca fosfática, el silicio metálico, el titanio y el litio.

Por otro lado, el aumento de la demanda de los productos eléctricos ha dado lugar a un incremento exponencial de los residuos de aparatos eléctricos (RAEEs). Dichos residuos contienen grandes cantidades de materias primas críticas y metales estratégicos, los cuales se pierden irremediabilmente, por lo que resulta interesante valorar su uso como materias primas secundarias ya que, tal y como se puede observar en la Figura 7.2, la tasa de reciclado de cobalto apenas alcanza un 22%.

Entre los RAEEs, las baterías y pilas representan un mercado emergente en todo el mundo para los próximos años, especialmente las baterías iones de litio (LIBs) procedentes del transporte, donde se prevé una demanda total de 1.529 GWh para 2030, con una tasa anual de crecimiento de 22%. Además de los vehículos eléctricos, los dos sectores de baterías más grandes son los equipos electrónicos portátiles y el almacenamiento estacionario (residencial y de red).

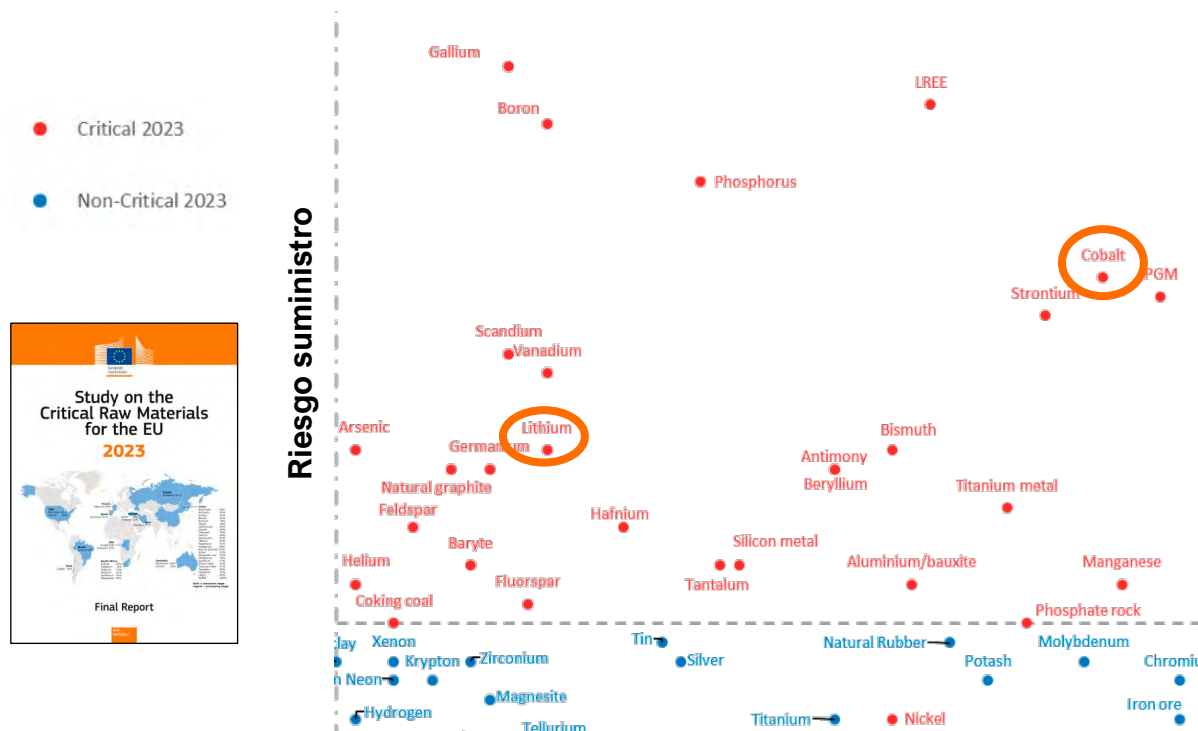


Figura 7.1. Materias primas críticas según la Comisión Europea en el año 2023. Fuente: Comisión Europea (2023) [1]

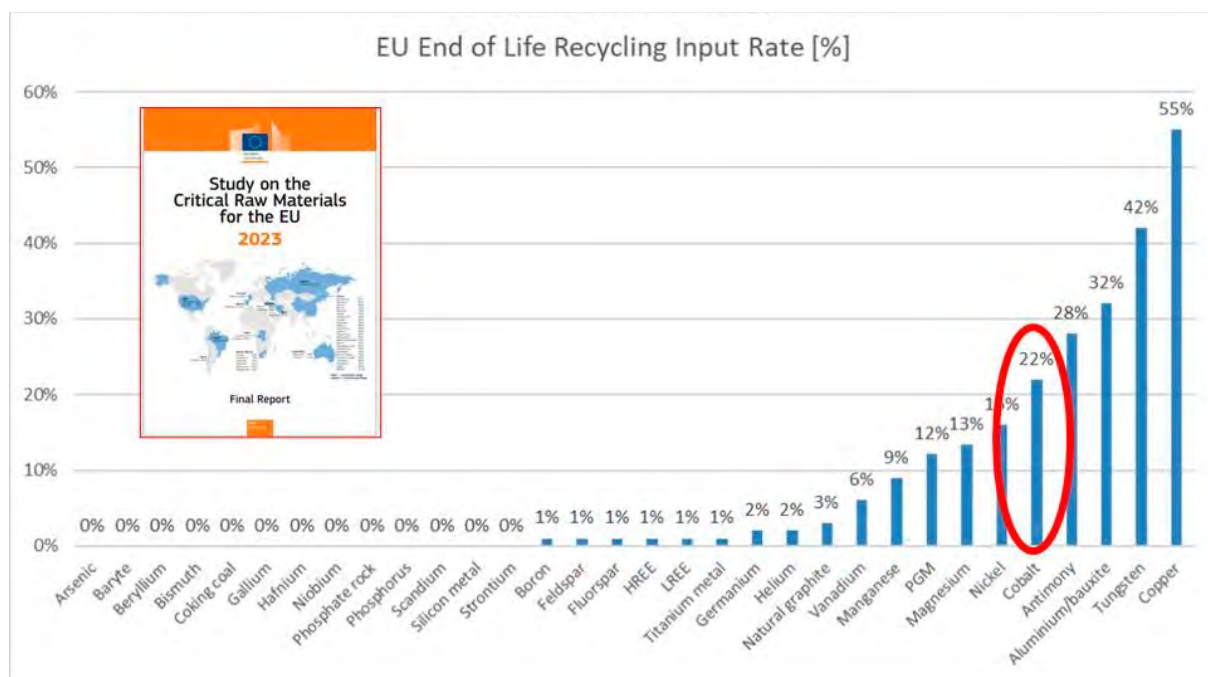


Figura 7.2. Tasa de reciclado de diferentes materias primas críticas [1].

En la Figura 7.3 se representa la proyección esperada de la demanda global de LIBs por tipo de uso final entre 2015 y 2030.

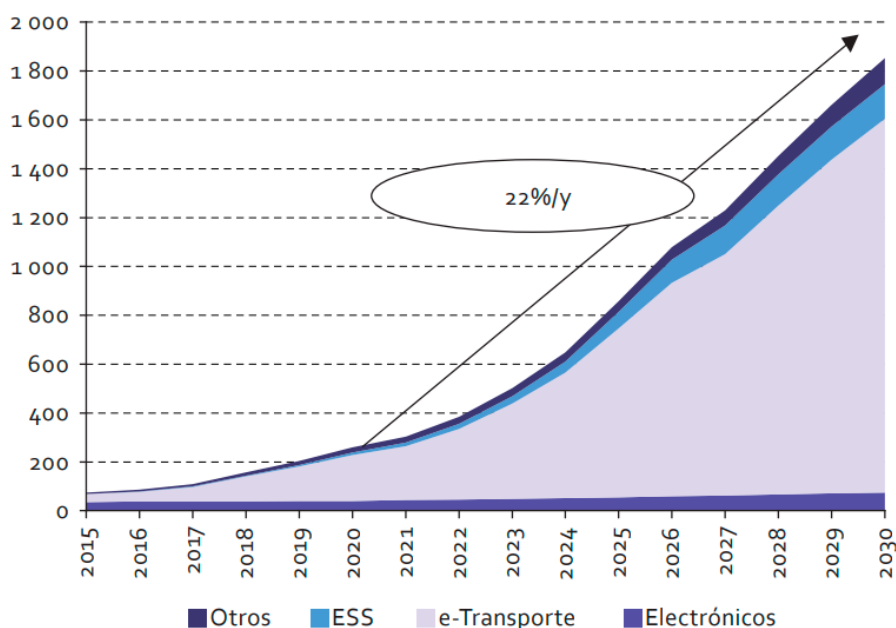


Figura 7.3. Demanda global en GWh de baterías de iones de litio por tipo de uso final, 2015-2030. Fuente: Jones y Rodríguez (2021) [2].

Debido a los procesos de minería como consecuencia del aumento exponencial de RAEEs, la cantidad de cobalto y litio en las aguas residuales provenientes de los procesos de lixiviado puede ser mayor que el valor recomendado por las agencias ambientales. Por ejemplo, aunque la concentración de cobalto en aguas superficiales y subterráneas en los Estados Unidos es generalmente baja, entre 1 y 10 $\mu\text{g/L}$ en áreas pobladas, este valor puede ser cientos o miles de veces más alto en áreas ricas en minerales de cobalto o en zonas cercanas a operaciones mineras o de fundición [3]. La concentración máxima permitida de cobalto en aguas dulces para proteger la vida acuática es de 110 $\mu\text{g/L}$, con una concentración promedio de 4 $\mu\text{g/L}$ [4]. En consecuencia, la recuperación de cobalto de estas aguas residuales como fuentes secundarias tiene cada vez mayor interés.

En literatura, para la recuperación de metales estratégicos de disoluciones acuosas se han barajado varias alternativas como precipitación química, extracción con disolventes, filtración por membranas, intercambio iónico, eliminación electroquímica, coagulación, etc. Sin embargo, estas técnicas presentan algunas desventajas comunes, como la recuperación incompleta de estos metales, los altos requerimientos energéticos, una baja eficiencia, condiciones de operación sensibles, o el coste que conlleva la operación [5]. Por ello, la adsorción surge como una alternativa eficaz, especialmente cuando se trata de recuperar materiales que se encuentran en baja concentración [6]. Además, se trata de una tecnología fácil de operar y relativamente barata en función del coste del adsorbente [5].

La adsorción se define como una operación de separación donde se separa un componente (adsorbible) disuelto en una fase fluida (gas o líquido), mediante la retención de éste en la superficie de un sólido (adsorbente). Es decir, consiste en un proceso de transferencia de materia, donde se produce un enriquecimiento de especies químicas procedentes de una fase fluida sobre la superficie de un sólido [7]. Particularizando para el cobalto y el litio, aunque en bibliografía se han utilizado adsorbentes diversos para su separación selectiva,

destacan los materiales zeolíticos y los carbones activados. Las principales ventajas de los materiales zeolíticos son su precio relativamente bajo, su amplia disponibilidad y su fácil regeneración [8]. Por otro lado, las principales ventajas de los materiales carbonosos son su área superficial relativamente grande, su capacidad de ser preparados a partir de una amplia gama de precursores orgánicos (carbón, madera, cáscara de coco, residuos, etc.) y su posibilidad de ser preparados como materiales mesoporosos, lo que hace que el proceso de adsorción sea mucho más rápido [9].

Con relación a la recuperación de cobalto y litio de corrientes residuales mediante adsorción con materiales zeolíticos, Wang y col. [10], demostraron que la zeolita NaA presenta una alta selectividad en la separación $\text{Co}^{2+}/\text{Li}^{+}$, alcanzando una eliminación de cobalto superior al 95%, permaneciendo todo el litio permaneció en la solución. Por otro lado, Díez y col. [11] emplearon dos zeolitas FAU (13X y NaY) que fueron capaces de lograr una eliminación del 100% de cobalto, mientras que la eliminación de litio fue de aproximadamente el 30% (factor de separación de 3.33), con una dosis de adsorbente de 5 g/L y concentraciones iniciales de Co y Li de 40 y 20 mg/L, respectivamente. Otros autores, Nguyen y col. [12] emplearon zeolita NaX obtenida de ceniza de cáscara de arroz para adsorber cobalto. Observaron, al igual que los autores anteriores, que la capacidad de adsorción dependía en gran medida del pH, y lograron la capacidad máxima de adsorción bajo las siguientes condiciones: pH 3.0, concentración inicial de Co(II) de 100 mg/L y 5 g/L de zeolita NaX. Finalmente, Nakhaei y col. [13] emplearon clinoptilolita para eliminar algunos metales pesados, incluido el cobalto, de soluciones acuosas sintéticas. Observaron que la capacidad de adsorción aumentaba con la composición inicial de metales, y que la clinoptilolita era más eficiente en la adsorción de plomo y cadmio que de cobalto.

En relación con los materiales carbonosos, en bibliografía se han utilizado un gran número de materias primas para la obtención de carbón activado y su posterior empleo como adsorbente de cobalto. Por ejemplo, Demirbas y col. [14] y Abbas y col. [15], emplearon cáscaras de avellana y huesos de melocotón respectivamente, como fuente de carbono y, más recientemente, Kyzas y col. [16], emplearon restos de piel de patata como materia prima para obtener el carbón activado para la adsorción de cobalto. En referencia a la separación cobalto/litio, Conte y col. [17] emplearon dolomita y carbono activado mesoporoso para separar selectivamente los iones de cobalto y, posteriormente, zeolita 13X para recuperar los iones de litio. Estos autores mejoraron el proceso de activación mediante una combinación de tratamientos físicos/térmicos y químicos con $\text{NaClO}_2/\text{H}_2\text{O}_2$ para aumentar la acidez superficial. El carbón mesoporoso doblemente activado obtenido demostró su eficiencia en la adsorción de altas concentraciones iniciales de Co^{2+} , Ni^{2+} y Mn^{2+} (200 mg/L) utilizando una dosis de 7.5 g/L y alcanzando eficiencias de eliminación superiores al 80%, mientras que, al mismo tiempo, fue capaz de separar selectivamente iones divalentes y monovalentes, ya que la adsorción de litio fue prácticamente despreciable [17].

Dentro de este tema, los autores han abordado la separación selectiva de cobalto y litio empleando huesos de cereza, como materia prima para la obtención de carbones activados, en concreto cáscaras del hueso de la cereza del Valle del Jerte (Cáceres) [11].

7.2. Metodología

La preparación del carbón activado se llevo a cabo empleando el método de réplica ya utilizado anteriormente [2] con la intención de obtener un carbón con tamaño de poro controlado dentro del rango de los mesoporos, que permita aumentar la cinética del proceso de adsorción. Para ello se utilizó sílice con tamaño de poro 60 Å, como platilla. Los pasos para la preparación del carbón mesoporoso se pueden esquematizar de la siguiente manera:

1. **Impregnación:** Mezclar la sílice y las cáscaras de cereza previamente trituradas con una disolución acuosa de ácido sulfúrico (que proporciona un medio ácido para facilitar la disolución), y mantener la suspensión en agitación durante 1 h.
2. **Precarbonización:** Introducir la mezcla anterior en un horno 6 h a 100 °C y 6 h a 150 °C.
3. **Tamizado** a un tamaño de partícula <500 µm.
4. **Carbonización:** Introducir la mezcla en un horno tubular 1 h a 600 °C, con un caudal de nitrógeno de 100 mL/min.
5. **Eliminación de la plantilla:** Suspender el material carbonizado en una disolución acuosa de HF al 25 %, en una relación 6:1 en volumen con el carbón, y mantener en agitación durante 24 h.
6. **Lavado del carbón** con 1 L de agua, seguido de 1 L de etanol y finalmente con 2-3 L de agua hasta pH>5.
7. **Secado** 24h en la estufa a 100 °C
8. **Activación química del carbón:** Añadir NaCl, NaClO₂, H₂O₂ y mantener en agitación durante 24 h controlando que el pH no baje de 5 con NaOH las primeras 5 h. A continuación, lavar utilizando 2-3 L de agua hasta pH>5 y secar en estufa a 100°C durante 24 h.

La caracterización del carbón se llevó a cabo mediante Espectroscopía Infrarroja con Transformada de Fourier (FTIR), Análisis Termogravimétrico (TGA), e isoterma de adsorción-desorción en N₂ a 77 K (BET).

7.3. Resultados

En la figura 7.4a se muestra el espectro infrarrojo del carbón sintetizado, en la figura 7. 4b se muestra el análisis termogravimétrico, y en la figura 7. 5 se muestra la isoterma de adsorción de nitrógeno y la distribución de tamaño de poro obtenida a partir de este último. Asimismo, en la tabla 1 se muestran los parámetros texturales del carbón activado.

En relación con el espectro FTIR, se pueden observar las bandas pertenecientes a las tensiones de grupos -OH (3389 cm⁻¹), C=O (1704 cm⁻¹) y C=Car (1607 cm⁻¹). En el análisis termogravimétrico se confirma la presencia de estos grupos debido a las pérdidas de masa en los intervalos de temperatura de 157-385 °C (grupos carboxilo), 385-489 °C (grupos carboxilo e hidroxilo), 489-588 °C (grupos hidroxilo) y 588-800 °C (grupos carbonilo). Estos dos análisis confirman la presencia de grupos oxigenados en la superficie del carbón activo, consecuencia del proceso de activación. En lo que respecta al análisis de las isotermas de adsorción-des-

orción de nitrógeno, según la figura 7.5, la isoterma de adsorción de nitrógeno líquido es de tipo IVa de acuerdo con la clasificación de la IUPAC, típica de adsorbentes mesoporosos [18]. Esto es consistente con la distribución de tamaño de poro, que muestra un tamaño de poro máximo de 40 Å. Por otro lado, las propiedades texturales muestran que más de la mitad de la superficie específica corresponde a mesoporos.

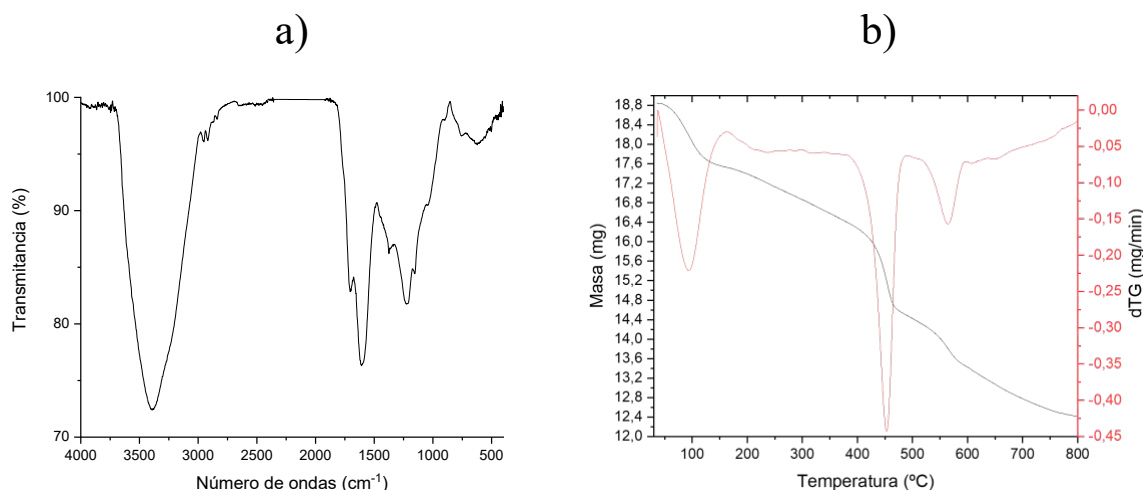


Figura 7.4. Espectro IR (a) y análisis termogravimétrico (b) del carbón activo

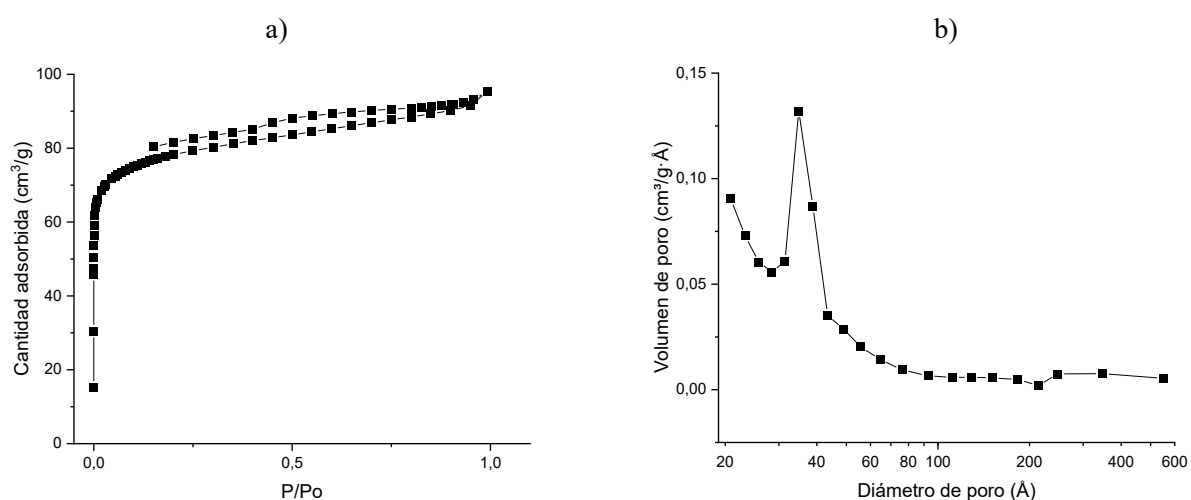


Figura 7.5. Isotherma de adsorción de nitrógeno líquido (a) y distribución de tamaño de poro (b) del carbón activo

Tabla 7.1. Propiedades texturales del carbón activo

S_{BET} (m ² /g)	S_{micro} (m ² /g)	S_{meso} (m ² /g)	% _{meso}	V_{poro} (cm ³ /g)	V_{micro} (cm ³ /g)	V_{meso} (cm ³ /g)
138,4	67,9	70,5	50,9	0,14	0,09	0,05

Para evaluar la capacidad de adsorción de cobalto y litio del carbón activo sintetizado, se realizaron ensayos de adsorción en discontinuo empleando dosis de carbón activo de 10 g/L

y 5 g/L y disoluciones iniciales de metal de 40 mg/L de cobalto y 40 mg/L de litio. Los resultados de dichos experimentos se muestran en la tabla 2.

Tabla 7.2. Resultados de los experimentos de adsorción de Co y Li (condiciones: 24h, temperatura ambiente, 650 rpm de agitación orbital)

Dosis de carbón activado (g/L)	[Li] (mg/L)	[Co] (mg/L)	% Eliminación Li	% Eliminación Co	q_{Li}	q_{Co}	q_{Co}/q_{Li}
10,0	30,15	6,04	15,0	83,6	0,52	3,04	5,85
5,0	30,64	17,05	13,6	53,7	0,94	3,94	4,19

A partir de los resultados de la tabla anterior, se puede concluir que el adsorbente presenta una marcada selectividad hacia el cobalto. Además, tanto la selectividad hacia el cobalto como el porcentaje de eliminación de ambos metales incrementan su valor al aumentar la dosis de sólido de 5 a 10 g/L. Este fenómeno puede atribuirse a que, en la dosis de 5 g/L, el carbón se aproxima más a su capacidad máxima de adsorción (q_{max}). Por lo tanto, debido a que el adsorbente sintetizado presenta una clara selectividad hacia el cobalto, se estudió la adsorción de cobalto más en detalle mediante la realización de la cinética y de la isoterma de adsorción.

Los resultados del estudio cinético se muestran en la figura 7.6. Como se puede observar en dicha figura, la cinética de adsorción es muy rápida, puesto que el adsorbente es capaz de retener casi la totalidad del cobalto presente en la disolución en tan solo 10 minutos, alcanzando un 99% de eliminación en el equilibrio. Esto puede deberse a que se trata de un carbón mesoporoso, lo que sugiere la ausencia de limitaciones difusionales en el proceso. Para validar esta afirmación, se ajustó la cinética de adsorción a un modelo de pseudo-segundo orden. El modelo de pseudo-segundo orden, descrito originalmente por Ho en 1995, se considera adecuado para procesos de adsorción de iones de metales divalentes en turba [19]. Este modelo postula que el proceso global está controlado por la etapa de adsorción y que no depende de la transferencia de materia durante el proceso completo [20]. Por lo tanto, a priori este modelo es el más apropiado para describir la adsorción en el sistema en estudio dado que, en principio, no existen limitaciones de difusión debido a la naturaleza mesoporosa del material. La ecuación 1 representa este modelo, donde q_e y q_t (mg/g) son las capacidades de adsorción en equilibrio y en un tiempo t determinado (min), respectivamente, y k_2 (min^{-1}) es la constante de velocidad del modelo cinético de pseudo-segundo orden. Los resultados del ajuste al mencionado modelo se muestran en la tabla 7.3. Como se puede observar el modelo de pseudo-segundo orden es capaz de reproducir correctamente la cinética de adsorción, lo que es indicativo de que, efectivamente, la etapa controlante del proceso global es la propia adsorción.

$$\frac{t}{q_t} = \frac{1}{K_2 \cdot q_e^2} + \frac{1}{q_e} \cdot t \quad (1)$$

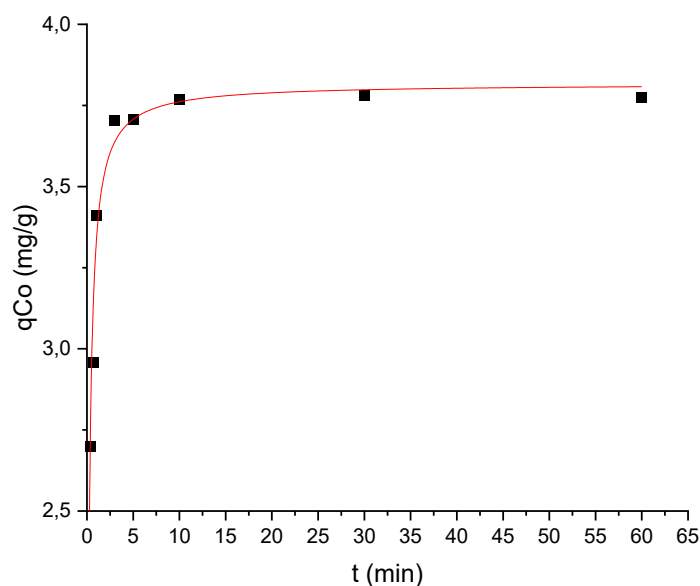


Figura 7.6. Cinética de adsorción (■) y ajuste (—) al modelo de pseudo-segundo orden

Tabla 7.3. Resultados del ajuste de la cinética al modelo de pseudo-segundo orden

Parámetro	Valor
R^2	0,996
q_e (mg/g)	$3,82 \pm 0,04$
k_2 (g/min·mg)	$1,8 \pm 0,2$

En relación con la isoterma de adsorción, en la figura 7 se muestran los valores experimentales. Según la clasificación de Giles (Hinz, 2001), la isoterma se puede asimilar a una isoterma tipo L2, característica de la adsorción en monocapa. De acuerdo con la literatura (Hinz, 2001), el modelo más apropiado para representar los datos de la isoterma es el de Langmuir. Por lo tanto, en la figura 7 se incluyen tanto los datos experimentales como el ajuste a la isoterma de Langmuir. El modelo de Langmuir se expresa mediante la ecuación 2, donde q_{sat} (mg/g) indica la capacidad máxima de adsorción en monocapa, y b_L (L/mg) es una constante que refleja la afinidad entre el adsorbato y el adsorbente. Como se puede observar en la figura 7, el modelo de Langmuir representa razonablemente bien la isoterma de equilibrio, siendo los parámetros de ajuste $q_{sat} = 8 \pm 1$ mg/g y $b_L = 0,018 \pm 0,005$ L/mg., con un coeficiente de correlación $R^2 = 0,94881$.

$$q_e = \frac{q_{sat} \cdot b_L \cdot C_e}{1 + b_L \cdot C_e} \quad (2)$$

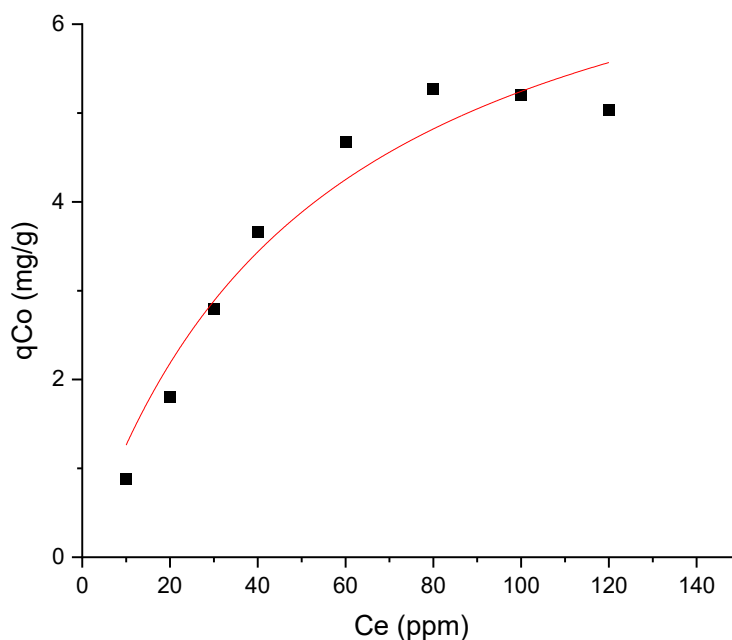


Figura 7.7. Isoterma de adsorción (■) y ajuste (—) al modelo de Langmuir

7.4. Conclusiones

Las principales conclusiones que se pueden extraer de este trabajo son:

- Los materiales zeolíticos tipo FAU pueden ser empleados como adsorbentes selectivos de disoluciones acuosas de cobalto/litio, variando la dosis empleada
- Los carbones activados preparados a partir de materias primas agroalimentarias pueden ser utilizados como adsorbentes selectivos de cobalto de una disolución acuosa de cobalto y litio. De esta manera, el sólido retendría la mayoría del cobalto, permaneciendo el litio en solución, que podría recuperarse con otro adsorbente posteriormente.
- El estudio cinético del proceso de adsorción de cobalto a partir de un carbón preparado a partir de huesos de cereza del Jerte indica que el proceso puede representarse de acuerdo con un modelo de pseudo-segundo orden. Dicho modelo es adecuado cuando no existen limitaciones difusionales de manera que el proceso global de adsorción está controlado por el propio proceso de adsorción.
- Finalmente, el estudio del equilibrio de adsorción de cobalto sobre el mismo material anterior revela que el modelo matemático más adecuado para representar la isoterma de adsorción es el de Langmuir, típico de la adsorción en monocapa.

7.5. Referencias

- [1] Comisión Europea (2023): *Study on the Critical Raw Materials for the EU 2023 – Final Report*, Luxemburgo.
- [2] J. Galán, A. Rodríguez, J.M. Gómez, S.J. Allen, G.M. Walker. *Chemical Engineering Journal* 219, 62-68, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2012.12.073>
- [3] Agencia para sustancias tóxicas y el registro de enfermedades (2004): *Public Health Statement—Cobalt*, Atlanta
- [4] Nagpal, NK (2004): *Technical Report—Water Quality Guidelines for Cobalt*, Water, Air and Climate Change Branch, Ministry of Water, Land and Air Protection, Victoria, BC, Canada.
- [5] Burakov, Alexander E.; Galunin, Evgeny V.; Burakova, Irina V.; Kucheroval, Anastasia E.; Agarwal, Shilpi; Tkachev, Alexey G. y Gupta, VINOD K. (2018): *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 148, 702-712.
- [6] Islam, MD A.; Morton, David W.; Johnson, Bruce B.; Pramanik, Biplob K.; Mainali, Bandita y Angove, Michael J. (2018): *Env. Nanotechnology, Monitoring & Management*, 10, 435-456.
- [7] Worch, Eckhard (2012): *Adsorption Technology in Water Treatment*, De Gruyter, Göttingen.
- [8] Erdem, E.; Karapinar, N.; Donat, R. The Removal of Heavy Metal Cations by Natural Zeolites. *J. Colloid Interface Sci.* 2004, 280, 309–314. <https://doi.org/10.1016/j.jcis.2004.08.028>.
- [9] Deliyanni, E.A.; Kyzas, G.Z.; Triantafyllidis, K.S.; Matis, K.A. *Open Chem.* 2015, 13, 699–708.
- [10] Wang, J.; Huo, X.; Zhang, F.; Wang, L.; Wang, X.; Li, J.; Yang, J. *Sep. Purif. Technol.* 2023, 313, 123449. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2023.123449>.
- [11] Díez, E.; Redondo, C.; Gómez, J.M.; Miranda, R.; Rodríguez, A. *Water* 2023, 15, 270. <https://doi.org/10.3390/w15020270>.
- [12] Nguyen, T.H.; Phan, T.D.T.; Tran, N.P.L.; Luong, H.V.T.; Nguyen, D.T. *CTU J. Innov. Sustain. Dev.* 2023, 15, 71–78. <https://doi.org/10.22144/ctu.jen.2023.009>.
- [13] Nakhaei, M.; Mokhtari, H.R.; Vatanpour, V.; Rezaei, K.. *Water Air Soil Pollut.* 2023, 234, 746. <https://doi.org/10.1007/s11270-023-06759-x>.
- [14] Demirbas, Erhan (2003): *Adsorption Science and Technology*, 21, 951-963.
- [15] Abbas, Mousa; Kaddour, Samia y Trari, Mohamed (2014): *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 20, 745-751.
- [16] Kyzas, George Z.; Deliyanni, Eleni A. y Matis, Kostas A. (2016): *Colloids and Surfaces A: Physico-chemical and Engineering Aspects*, 490, 74-83.
- [17] N. Conte, J.M. Gómez, E. Díez, P. Sáez, J.I. Monago, A. Espinosa, A. Rodríguez. *Separation and Purification Technology*, 303, 2022,122199,<https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.122199>.
- [18] Thommes, Matthias; Kaneko, Katsumi; Neimark, Alexander V.; Olivier, James P.; Rodríguez-Reinoso, Francisco; Rouquerol, Jean y Sing, Kenneth S.W. (2015): *Pure and Applied Chemistry*, 87, 1051-1069.
- [19] Qiu, Hui; Pan, Bing-Cai; Zhang, Qing-Jiang; Zhang, Wei-Ming y Zhang, Quan-Xing (2009): *Journal of Zhejiang University Science A*, 5, 716-724.
- [20] Gómez, José M.; Díez, Eduardo; Bernabé, Ignacio; Sáez, Patricia y Rodríguez, Araceli (2018): *Environmental Processes*, 5, 225-242.

Índice

Prólogo	9
1. Estudio comparativo del aporte renovable para producción de electricidad en países Iberoamericanos: retos y oportunidades desde la red RIMSGES.	11
1.1. Introducción	11
1.2. Ecuador	13
1.3. Colombia	19
1.3.1. Estrategias de mitigación en Colombia	22
1.3.2. Propuestas de acción	24
1.4. México	24
1.4.1. Barreras que enfrenta México hacia los SGER	28
1.5. Panamá	29
1.6. Chile	31
1.7. España y Portugal	33
1.8. Andorra	38
1.9. Horizonte futuro desde la investigación en sistemas de gestión de energía sostenible (SGES) para Iberoamérica	39
1.10. Conclusiones	40
1.11. Referencias	41
2. Gemelos Digitales para comunidades sostenibles: integración universitaria y nuevas soluciones en almacenamiento y cooperación energética	45
2.1. Introducción	45
2.2. Metodología	47
2.3. Caso práctico: Experiencia universitaria en almacenamiento y valorización local de excedentes solares	49
2.3.1. Primera fase: validación del modelo de Gemelo Digital en diferentes instalaciones FV	49
2.4. Segunda fase: estudio del sistema híbrido FV–batería–electrolizador	52
2.4.1. Escenario E0: Consumo sin instalación fotovoltaica	52
2.4.2. Escenario E1: Autoconsumo directo con venta de excedentes (sin batería)	53
2.4.3. Escenario E2: Priorizar almacenamiento de excedentes en batería frente a la venta a red	54
2.4.4. Escenario E3: Gestión de excedentes fotovoltaicos para generación de hidrógeno sin almacenamiento	54
2.4.5. Escenario E4: Sistema híbrido de almacenamiento con batería y electrolizador ..	56
2.4.6. Escenario E5: Estrategia heurística de gestión energética	57
2.5. Futuras líneas de trabajo	58
2.6. Conclusiones	59
2.7. Referencias	60

3. Producción de hidrocarburos sintéticos a partir de glicerina: eficiencia, costos y oportunidades de mejora de procesos.....	63
3.1. Introduction.....	63
3.2. Métodos.....	64
3.2.1. Etapa de generación de gas mediante reformado con vapor de glicerol	64
3.2.2. Etapa de Limpieza y Purificación de Gases.....	66
3.2.3. Etapa de Compresión y Almacenamiento de Gas de Síntesis	67
3.3. Resultados.....	69
3.3.1. Etapa de generación de gas de síntesis en la planta de reformado de glicerol	69
3.3.2. Etapa de limpieza y purificación.....	71
3.3.3. Etapa de compresión y almacenamiento.....	72
3.3.4. Etapa de síntesis de hidrocarburos	72
3.4. Discusión de los resultados	74
3.5. Conclusiones.....	74
3.6. Referencias	74
4. Estudio de cinética de secado de astilla para bioenergía.....	77
4.1. Introducción	77
4.2. Materiales y métodos	78
4.2.1. Preparación de muestras.....	79
4.2.2. Determinación del coeficiente de difusividad y de transferencia de masa por convección.....	80
4.3. Resultados y discusión	81
4.3.1. Evaluación de la pérdida de agua por difusión	81
4.3.2. Evaluación de la pérdida de agua por convección	83
4.4. Conclusiones	84
4.5. Referencias.....	84
5. Estudio teórico-experimental de electrodos de carbono para sistemas de almacenamiento de energía sostenible.....	87
5.1. Introducción.....	87
5.2. Materiales y métodos.....	87
5.2.1. Estudio Computacional	87
5.2.2. Estudio Experimental.....	88
5.3. Resultados y discusión	88
5.3.1. Caracterización estructural	88
5.3.2. Simulación computacional	90
5.3.3 Aplicaciones en energía	91
Baterías	91
Capacitores	92
5.4. Conclusiones	93
5.5. Referencias	94

6. Análisis de Calidad de Energía Aplicando la regulación ARCONEL 005-18, en una Subestación de una Empresa de Distribución de Energía Eléctrica en Ecuador.	95
6.1. Introducción y contextualización	95
6.1.1. Puntos de medición.	96
6.1.2. Generación estadística geo-referenciada	97
6.1.3. Modelo matemático GWR	98
6.2. Valoración económica de las pérdidas de potencia y energía.	101
6.3. Validación de la propuesta	102
6.3.1. Análisis de los parámetros de la calidad del producto.	102
6.3.2. Validación técnica-económica de los resultados.	105
6.4. Conclusiones	107
6.5. Referencias	108
7. Recuperación selectiva de mezclas cobalto/litio mediante adsorción en carbón activado producido a partir de residuos agroalimentarios	109
7.1. Introducción.	109
7.2. Metodología	113
7.3. Resultados.	113
7.4. Conclusiones.	117
7.5. Referencias	118

Hacia una mejor gestión energética enfocada a la cooperación desde la red RIMSGES

Desde el año 2021, está vigente la red RIMSGES, del programa CYTED (Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo).

CYTED es una iniciativa creada por los gobiernos de países iberoamericanos para fomentar la cooperación en ciencia, tecnología e innovación con el objetivo de lograr un desarrollo armónico en la región, según el Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación. CYTED busca fortalecer la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación en Iberoamérica, impulsando proyectos que contribuyan al crecimiento económico y social de la región.

La red RIMSGES se marcó como objetivo general constituirse como una red de investigación para desarrollar Modelos de Sistemas de Gestión de Energía (SGE) Sostenibles a nivel Internacional, como herramienta de planificación energética integral, que desarrolle escenarios de sostenibilidad evaluando alternativas energéticas a través de una debida inteligencia (gemelo digital).

La obra que se presenta pretende mostrar cómo se están abordando de forma colaborativa estos objetivos. De este modo, el primer y más extenso capítulo muestra una descripción del mix energético de cada uno de los países constituyentes de la red, analizando las causas subyacentes a tales modelos y los retos que los mismos enfrentan en la actualidad.

Cristian Laverde Albarracín es Ingeniero Automotriz e Ingeniero Eléctrico, Doctor en Modelización y Experimentación en Ciencia y Tecnología con mención en Fuentes No Convencionales de Energía por la Uex. Actualmente es profesor a contrato en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Técnica Estatal de Quevedo, donde desarrolla actividades académicas en ingeniería eléctrica, energías renovables y seguridad industrial.

Diego Carmona Fernández es Ingeniero industrial e ingeniero técnico industrial en Electricidad por la Universidad de Extremadura (UEX), doctor en Ingeniería Eléctrica por la UEX. Actualmente es profesor titular en la Escuela de Ingenierías Industriales (EII), en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática, y Subdirector de Ordenación Académica e Innovación de la EII.

Beatriz Ledesma Cano, Ingeniera Química y Doctora por la Universidad de Extremadura, es Personal Científico Investigador en Física Aplicada en la misma universidad. Su investigación se centra en la valorización de residuos biomásicos, energías renovables, sostenibilidad ambiental y desarrollo de materiales carbonosos, incluyendo carbones activados, adsorción de contaminantes, fijación de CO₂ y economía circular.

