

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

CONTROLES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES, UN CASO DE ESTUDIO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES EN COLOMBIA: ANÁLISIS DEL DISEÑO INSTITUCIONAL, IDENTIFICACIÓN DE FALLAS ESTRUCTURALES Y PROPUESTA DE REFORMA (2008-2022).

A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL E SUA RELAÇÃO COM AS DIMENSÕES DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
ESTIMATIVA DE CUSTOS E POTENCIAL DE ABATIMENTO DE EMISSÕES DE METANO NO TRANSPORTE POR GASODUTOS NA CADEIA DO GÁS NATURAL

CENTRALES HÍBRIDAS EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
IMPACTO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA 2024

MUJERES EN ENERGÍAS RENOVABLES: UN ESTUDIO DE CASO PARA EL URUGUAY
SUPPLY AND DEMAND OF BIOMASS-BASED ENERGY IN BRAZIL: ESTIMATES USING TIME SERIES ANALYSIS AND CURRENT POTENTIAL

COMITÉ EDITORIAL

Andrés Rebolledo Smitmans
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Pablo Garcés
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.

Marcelo Vega
Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM). Uruguay.

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL

Andrés Rebolledo Smitmans

DIRECTORES EJECUTIVOS

Pablo Garcés

Marcelo Vega

COORDINADOR DE PRODUCCIÓN

Pablo Garcés

CONSULTORES INDEPENDIENTES

Octavio Medina

REVISORES

José Antonio La Cal Herrera
Universidad de Jaén - BIOLIZA

Patrícia Machado Sebijos Vaz
USP - Universidade de São Paulo

Rocio Carolina Rojas Neira
Independiente

Luis de Jesus Navarro
Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción - FPUNA

Ojilve Ramón Medrano Pérez
SECIHTI-TecNM/ITSM México

Fabio García
Olade

Ivan Alejandro Trujillo Acosta
Cancillería Colombia

Mauricio Medinaceli
Consultor

Luisa Rivas
Independiente

Vinicius Santos Pereira
PUC-RIO

Mónica Banegas Williams
Universidad de Brasília-Instituto Pólis

Aldren Vernersbach
Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) - Instituto de Economia

INDICE

5	Editorial OLADE
7	Controles de precios de combustibles, un caso de estudio del fondo de estabilización de precios de combustibles en Colombia: Análisis del diseño institucional, identificación de fallas estructurales y propuesta de reforma (2008-2022).
35	A geração distribuída no Brasil e sua relação com as dimensões do desenvolvimento sustentável
51	Estimativa de custos e potencial de abatimento de emissões de metano no transporte por gasodutos na cadeia do gás natural
65	Centrales híbridas en el contexto de la transición energética
85	Impacto económico de la energía renovable en la operación del sistema eléctrico nacional de la República Dominicana 2024
111	Mujeres en energías renovables: un estudio de caso para el uruguay
1279	Supply and demand of biomass-based energy in brazil: estimates using time series analysis and current potential

EDITORIAL OLADE



Andrés Rebolledo Smitmans
Secretario Ejecutivo
OLADE

En esta segunda edición colaborativa con la Asociación Latinoamericana de Economía de la Energía (ALADEE), queremos reforzar los esfuerzos colaborativos en la transferencia de conocimiento, siguiendo la consigna de que la colaboración institucional es absolutamente necesaria en los esfuerzos para alcanzar economías bajas en carbono que, además, sean justas y equitativas en la región

América Latina y el Caribe, región lastrada por profundas desigualdades, encamina esfuerzos para lograr las transformaciones de sus matrices energéticas, cambios que deben garantizar la inclusión y que exigen una transferencia de conocimiento que supere barreras políticas, disciplinares y geográficas mediante esfuerzos coordinados.

Desde hace mucho, el conocimiento sobre energías renovables, políticas públicas, justicia social, tecnologías y demás relacionadas con las transiciones energéticas ha estado fragmentado y desconectado uno de otro. La investigación académica rara vez alcanza a los decisores políticos, y las estrategias gubernamentales y medidas de política pública, se diseñan muchas veces sin consideraciones sociales. Esta desconexión ha derivado frecuentemente en políticas bienintencionadas pero ineficaces, con el riesgo cierto de profundizar exclusiones y desigualdades.

La complejidad de los procesos de transición de las matrices demanda respuestas integradas. Hay actores clave que deben ser considerados como: la academia que ofrece rigor analítico y conocimiento técnico, los gobiernos y su capacidad de implementación y de regulación, la sociedad civil con su conocimiento profundo de las necesidades locales, el sector privado con innovación y capital, y, claro, los organismos internacionales con una perspectiva global y mecanismos de apoyo e intercambio. Esto con el objeto de abordar el problema desde sus múltiples dimensiones.

Una colaboración fructífera y amplia potencia las ganancias: políticas basadas en evidencia y consulta amplia, proyectos renovables con evaluación social y ambiental, fortalecimiento de capacidades locales y optimización de recursos.

Las instituciones de ALC deben superar el trabajo aislado, requiriéndose voluntad política para compartir información y recursos, flexibilidad para adaptar estructuras rígidas, y visión de largo plazo para invertir en relaciones colaborativas.

OLADE, en sintonía con esa necesidad de actuar colaborativamente, abre estos espacios de transferencia de conocimiento a la comunidad académica y a los investigadores de la región. Estamos seguros de que, para generar un futuro energético sostenible con justicia y equidad, es imperativo el fomento a la investigación y la divulgación de los resultados de estas.

CONTROLES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES, UN CASO DE ESTUDIO DEL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES EN COLOMBIA: ANÁLISIS DEL DISEÑO INSTITUCIONAL, IDENTIFICACIÓN DE FALLAS ESTRUCTURALES Y PROPUESTA DE REFORMA (2008-2022).

IX ELAEE - FUEL PRICE CONTROLS, A CASE STUDY OF THE FUEL PRICE
STABILIZATION FUND IN COLOMBIA: ANALYSIS OF INSTITUTIONAL DESIGN,
IDENTIFICATION OF STRUCTURAL FAILURES AND REFORM PROPOSAL
(2008-2022).

Nelson Armando Rocha¹, Nelson Armando Rocha²
Recibido: 13/11/2024 y Aceptado: 13/6/2025



7

1.- orozco-eusebio@javeriana.edu.co



Resumen

El Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) de Colombia, creado en 2007, busca amortiguar las fluctuaciones internacionales del precio del combustible. Sin embargo, el fondo ha acumulado un déficit significativo, generando una carga fiscal importante para el país. Este déficit afecta tanto la sostenibilidad financiera de la estatal petrolera colombiana así como la estabilidad macroeconómica de Colombia, además de distorsionar las señales de precios y desincentivar la inversión en energías limpias.

Este estudio ahonda las diferentes opciones de reforma propuestas e identifica fallas estructurales, este análisis puede ser útil para formuladores de políticas, economistas y expertos en energía interesados en los subsidios a los combustibles fósiles y la sostenibilidad fiscal.

PALABRAS CLAVE: Estabilización de precios, Recursos combustibles, Recursos energéticos, Política energética, Economía energética, Abastecimiento de energía, Política fiscal

Abstract

Colombia's Fuel Price Stabilization Fund (FEPC), created in 2007, aims to cushion international fuel price fluctuations. However, the fund has accumulated a significant deficit, creating a substantial fiscal burden for the country. This deficit impacts both the financial sustainability of the state-owned oil company and Colombia's macroeconomic stability, while also distorting price signals and disincentivizing investment in clean energy.

This study delves into the various proposed reform options and identifies structural deficiencies. This analysis may be useful for policymakers, economists, and energy experts interested in fossil fuel subsidies and fiscal sustainability.

KEYWORDS: Price stabilization, Fuel resources, Energy resources, Energy policy, Energy economics, Energy supply, Fossil fuel subsidies, Fiscal impact

1. INTRODUCCIÓN

Los precios de los combustibles son cruciales para el desarrollo económico y social, dado que los combustibles fósiles impulsan sectores esenciales como el transporte, la industria y la generación eléctrica (ONU, 2020). Además, en muchos países, incluyendo Colombia, los ingresos por explotación y exportación de petróleo representan una fuente fiscal significativa, lo que hace que los gobiernos estén interesados en regular este mercado y asegurar su estabilidad y accesibilidad.

Sin embargo, el mercado de combustibles está sujeto a las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo, influenciados por factores como la oferta y demanda global, geopolítica y especulación (UNAM, 2021). Estas variaciones afectan tanto a consumidores como a productores, impactando el bienestar y la rentabilidad (Leaf Group, 2022). Para contrarrestar estos efectos, algunos países han creado mecanismos de estabilización, como el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) en Colombia, establecido en 2007 por la Ley 1151.

El FEPC busca mitigar los efectos de las fluctuaciones internacionales, compensando a refinadores o importadores por la diferencia entre el precio local e internacional, Consejo Autónomo de la Regla Fiscal (CARF, 2022). En 2013, la Corte Constitucional limitó su financiamiento al prohibir el “diferencial de participación” como mecanismo de ahorro. Posteriores reformas, como la Ley 1819 de 2016, restablecieron la contribución parafiscal para el fondo.

El déficit del FEPC, que ha incrementado el déficit fiscal nacional, representa un desafío para la economía colombiana y la sostenibilidad fiscal. El FEPC, aunque protege de cierta forma a los consumidores, no protege a la estatal petrolera de la volatilidad, ha generado problemas fiscales y económicos, y no ha permitido la acumulación de ahorros. Este artículo examina su origen, funcionamiento, propuestas de reforma, además

de mejoras para asegurar una mayor soberanía energética.

El objetivo de este estudio es realizar un diagnóstico integral del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) en Colombia, abarcando su diseño institucional, sus mecanismos de financiamiento y su evolución normativa entre 2007 y 2022. En particular, este artículo: caracteriza el déficit acumulado del FEPC y sus consecuencias para la sostenibilidad fiscal del Estado y la salud financiera de Ecopetrol S.A, evalúa las reformas legales implementadas, identificando sus aciertos y limitaciones, propone alternativas de reforma que buscan optimizar el funcionamiento del fondo, fortalecer la transparencia y garantizar una mayor soberanía energética y ofrece un marco analítico de utilidad para formuladores de política, economistas y especialistas en energía interesados en los subsidios a los combustibles fósiles y la viabilidad fiscal.

Este artículo examina su origen, funcionamiento, propuestas de reforma, además de mejoras para asegurar una mayor soberanía energética.

2. REVISIÓN DE LITERATURA

Los autores identificamos cinco ejes temáticos principales: la justificación económica y social de los subsidios a los combustibles; el diseño institucional y operativo del FEPC; el impacto fiscal, económico y ambiental del FEPC; la relación entre la Banca Central Colombiana, la macroeconomía y el FEPC; y las alternativas para reformar el FEPC.

2.1 La justificación económica y social de los subsidios a los combustibles

Los subsidios a los combustibles son una intervención estatal que busca mejorar el acceso y la asequibilidad de la energía, apoyar la estabilidad económica y mitigar impactos sociales. Aunque pueden estar justificados para reducir la volatilidad de precios y fomentar la equidad, tienen efectos secundarios complejos. Los subsidios suelen ser regresivos, beneficiando más a quienes consumen más combustibles —generalmente los sectores de mayores ingresos—, y pueden incentivar el sobreconsumo de energía, aumentando las emisiones de gases de efecto invernadero y afectando la sostenibilidad ambiental.

Además, estos subsidios generan distorsiones al reducir el incentivo para invertir en energías

alternativas y representan un gasto significativo para el Estado, comprometiendo recursos que podrían destinarse a otros programas sociales o productivos. Mantener precios bajos artificialmente también desalienta el desarrollo de tecnologías más limpias. Es fundamental por tanto para cualquier Estado evaluar tanto los beneficios como los costos de los subsidios y explorar alternativas que sean más eficientes y sostenibles para alcanzar los objetivos sociales y energéticos.

11

2.2 El diseño institucional y operativo del FEPC

El Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) fue creado en 2007 mediante la Ley 1151 del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 en Colombia, con el objetivo de mitigar el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles en los mercados internacionales sobre el mercado interno. Para ello, el FEPC subsidia o cobra la diferencia entre el precio interno y el precio internacional a los refinadores o importadores de combustibles, financiándose a través de recursos del presupuesto nacional, impuestos, y en parte se esperaba que con los ahorros generados por Ecopetrol S.A. cuando el precio internacional fuera inferior al interno.

Inicialmente administrado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la responsabilidad de definir mensualmente el precio base interno y el precio de paridad de importación se ha trasladado al Ministerio de Minas y Energía y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El diferencial de participación (DP) indica la discrepancia entre el precio interno y el internacional, generando ingresos o gastos para el fondo. Sin embargo, diversas fuentes destacan que el diseño institucional y operativo del FEPC ha sido deficiente para cumplir su función estabilizadora, evidenciando problemas como: el precio base interno no refleja el costo social y ambiental de los combustibles fósiles; la falta de un límite máximo de endeudamiento con refinadores

o importadores; la insuficiencia del impuesto a la gasolina y diésel para financiar el fondo; la ausencia de un mecanismo de indexación automática del precio base interno al internacional; y la falta de un fondo de contingencia para emergencias.

El FEPC carece de un límite máximo de acumulación de recursos en relación al PIB, lo que impide al Ministerio de Hacienda de Colombia reducir el precio base interno para disminuir el DP negativo

o aumentarlo para ahorrar el DP positivo. Además, la falta de una estructura adecuada en el FEPC no contempla un límite máximo de endeudamiento con los refinadores o importadores, a pesar de que esto sería previsible en función del valor de las ventas anuales de combustibles líquidos.

2.3 Límites de la formula actual del FEPC

El Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) se rige por varias definiciones clave, según el CARF:

Precio de Paridad (PP): Este es el precio calculado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) basado en el precio diario de combustibles en el mercado de la Costa Estadounidense del Golfo de México u otros mercados competitivos.

Ingreso al Productor (IP): Es el precio establecido por el MME al que los refinadores o importadores venden Gasolina Motor Corriente (GMC) o Aceite Combustible para Motores (ACPM).

Diferencial de Compensación: Representa la diferencia entre el IP y el PP. Cuando el PP supera al IP, el FEPC compensa a los refinadores por esta diferencia multiplicada por el volumen de combustible vendido, lo que representa un mecanismo de desahorro del Fondo.

Diferencial de Participación: Es también la diferencia entre el IP y el PP, pero en este caso, cuando el IP es mayor que el PP, el FEPC cobra a los refinadores la diferencia multiplicada por el volumen vendido, pretendía constituir un mecanismo de ahorro.

Contribución parafiscal al combustible: Es un aporte que los refinadores o importadores de GMC o ACPM deben hacer al FEPC, conforme a la Ley 1819 de 2016.

Desde 2007, la política de precios de los combustibles busca evitar la volatilidad de precios y asegurar que el precio local no se desvíe del internacional, considerando el costo de oportunidad de Ecopetrol S.A. en la venta interna versus la externa. Así, el gobierno regula los precios a través del ingreso al productor, ajustándolo a la tendencia del precio de paridad.

La estructura de control de precios del FEPC es:

Precio Interno > Precio Externo (IP > PP): El FEPC ahorra fondos que se transfieren de los refinadores.

Precio Interno < Precio Externo (IP < PP): El FEPC desahorra fondos, otorgando compensaciones a los refinadores.

La Resolución 18-1602 del 30 de septiembre de 2011 estableció límites a las variaciones en el precio de la gasolina, permitiendo un ajuste de ±1.5% en función del IP y el Precio Paridad de Exportación (PPE). A continuación, en la Tabla 1, se enuncian los límites de aumento de la gasolina motor corriente (GMC) según la normativa vigente aplicable:

Tabla 1. Límites de aumento GMC según Resolución 18-1602 de 2011

	IP Vigente (precio local) > PPE (precio externo)	IP Vigente (precio local) < PPE (precio externo)
PPE con tendencia al alza	Igual	IP vigente sube hasta 3%
PPE con tendencia a la baja	IP vigente baja hasta 3%	Igual

Fuente: Elaboración propia a partir de la nueva fórmula de la gasolina y su potencial impacto inflacionario en Colombia (2012, p.11).

Según Fedesarrollo (2015), los escenarios anteriores indican que los cambios mensuales en el IP no pueden exceder un rango estrecho de -3% a +3%. El crecimiento máximo del IP sería de 3% para GMC y 2,8% para ACPM. Esto se traduce en un rango aproximado de -1.5% a +1.5% en el precio público de venta, considerando el peso que tiene el ingreso al productor de la gasolina motor corriente en la estructura de precios (50%). Además, el Ingreso al Productor actual es determinado por el Ministerio de Minas y Energía para el mes siguiente, siguiendo la siguiente fórmula:

$$IP \text{ (Siguiente Mes)} = IP \text{ (Vigente)} * (1 + C) \text{ (1)}$$

Fuente: Elaboración propia a partir del Banco de la Republica, donde C puede tomar valores de 0 y 3%.

En este esquema de fijación de precios, el máximo incremento permitido para el precio interno al público de la gasolina automotor en un año sería de 19.6% (calculado como 1.5% por mes). Aunque el FEPC se concibió como una política de estabilización de precios que permitiera ahorros y desahorros, esto no se ha cumplido. Desde su creación el FEPC no ha ahorrado; en cambio, ha producido desahorros sostenidos y significativos, poniendo en riesgo la sostenibilidad fiscal del Estado y de Ecopetrol S.A.

Es destacable que la fórmula actual para GMC incluye un promedio ponderado entre UNL87 (cotización del índice UNL 87 Ron 92 en la U.S Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, expresado en US\$/Gal) y la Naftat (cotización del índice de la Nafta en la costa del Golfo de EEUU de la publicación PLATT's de Standard & Poor's, expresado en US\$/Gal), con un peso de 0,7 para UNL87 y 0,3 para Naftat. Esta situación es discutible desde el punto de vista técnico, considerando que tal distribución (70% y 30%) no refleja el consumo en el país. La tendencia natural del Naftat era tener un mayor precio que la UNL87 debido a sus características de calidad y, como mostró la CREG (2015), en abril de 2015 el US Marketscan dejó de publicar el NAFTA PAAAC00, que era utilizado por el Ministerio de Minas y Energía para calcular el IP, debido a cambios sustanciales en las condiciones del mercado interno de EE.UU. que no son comparables con Colombia. Adicionalmente, no tiene mucho sentido correlacionar y promediar precios de gasolinas con naftas, y mucho menos de ACPM con gasolinas y naftas. En este aspecto, es más recomendable que si se van a equiparar precios con los internacionales, estos precios sean de derivados de igual calidad y características homologables.

2.4 El impacto fiscal, económico y ambiental del FEPC

El Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) ha tenido un impacto considerable en las finanzas públicas, la economía y el medio ambiente en Colombia. Desde su creación, ha acumulado déficits significativos que han sido financiados a través de recursos del presupuesto nacional y dividendos de Ecopetrol S.A. Esto ha afectado la sostenibilidad fiscal del país y ha limitado la inversión en sectores prioritarios. El FEPC también ha distorsionado las señales de precios y los incentivos económicos, beneficiando a grandes consumidores, incluidos aquellos que utilizan combustibles para fines ilícitos. Esto ha perjudicado a Ecopetrol S.A. y ha desincentivado tanto la eficiencia energética como la diversificación hacia fuentes de energía más limpias.

14

Desde su implementación hasta 2020, el FEPC ha mantenido déficits constantes. Según un informe de Fedesarrollo (2022), se estimó que el déficit del FEPC alcanzó los \$12 billones de pesos en 2021, con proyecciones de \$19 billones para 2022. Esto ha afectado los ingresos disponibles de Ecopetrol S.A., impactando su rentabilidad, capacidad de inversión y niveles de endeudamiento, al tiempo que desincentiva la eficiencia energética y la transición hacia fuentes renovables.

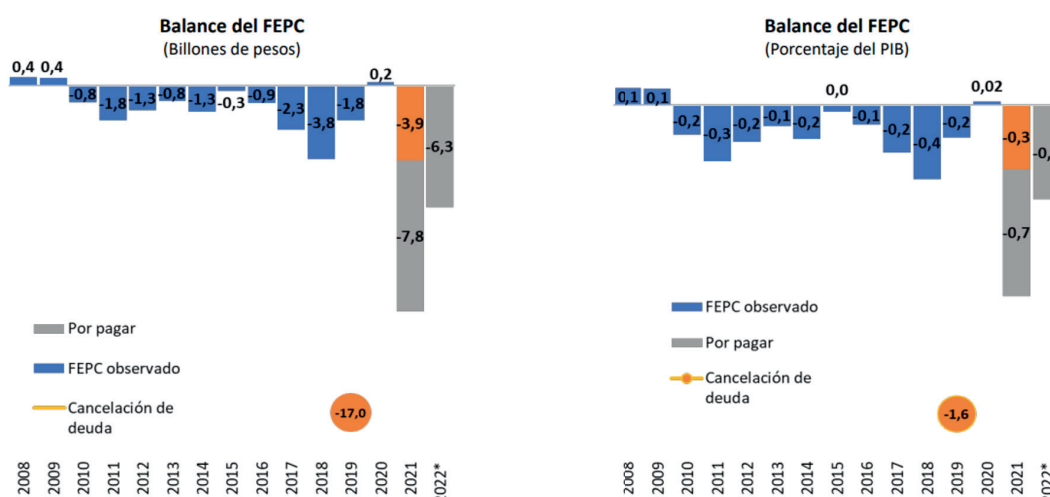
En términos ambientales, el FEPC ha fomentado el consumo de combustibles fósiles, lo que posiblemente ha llevado a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. A pesar de que la CEPAL (2022) señaló que Colombia contaba con los menores subsidios a combustibles fósiles como porcentaje del PIB (0,2%) en 2019, la OCDE (2023) ha subrayado que el país enfrenta el reto de obtener recursos significativos en un entorno fiscal restringido. Esta situación subraya la necesidad de realizar una evaluación crítica del FEPC y de sus efectos en el contexto nacional.

En la edición 2022 de las Perspectivas Económicas de América Latina de la OCDE, se sugirieron diversas estrategias para aumentar los recursos destinados a financiar la transición hacia

una economía verde. Entre estas se incluyen la implementación de impuestos ambientales, la utilización de instrumentos innovadores de deuda y la eliminación gradual de los subsidios a los combustibles fósiles. Entonces la eliminación de estos subsidios se presenta como una manera expedita de movilizar fuentes de financiación para apoyar la transición energética en Colombia.

Uno de los aspectos más destacados del FEPC ha sido su impacto fiscal. El CARF (2022) indicó que hasta 2020, el Gobierno Nacional Central (GNC) solo se vio afectado a través de la deuda generada por los préstamos y emisiones de Títulos de Tesorería (TES) para el FEPC. Sin embargo, a partir de 2021, se observó una afectación más directa en el déficit del GNC, ya que los préstamos comenzaron a ser registrados como gasto del mismo, complicando aún más la situación fiscal del país. La Figura 1 muestra el impacto fiscal del FEPC entre 2008 y el último trimestre de 2022:

Figura 1. Impacto fiscal del FEPC 2008 a cierre último trimestre de 2022



Fuente: Datos del 2022 preliminares. (CARF, 2022).

2.5 Banca Central Colombiana, macroeconomía y el FEPC

El Banco de la República, como el banco central de Colombia, desempeña un papel crucial en la estabilidad económica del país, siguiendo funciones constitucionales fundamentales. Según Banrepublica (2023), su objetivo es crear las condiciones necesarias para un crecimiento económico sostenible, evitando presiones inflacionarias y contribuyendo a la estabilidad macroeconómica y financiera. Esto se logra a través de diversas herramientas, entre las que destacan la Política Monetaria utilizando la tasa de interés de política como su principal instrumento para controlar el crecimiento de los precios. Además, realiza análisis económicos, gestiona reservas internacionales y participa en actividades culturales, lo que refleja un enfoque integral hacia la economía y le genera legitimidad y reconocimiento. La institución es ampliamente reconocida por su contribución al desarrollo económico en el país. Su trabajo abarca diversas áreas temáticas, como el crecimiento económico a largo plazo, la pobreza y la desigualdad, la política fiscal, el desarrollo regional y la economía laboral.

De acuerdo con el artículo 371 de la Constitución Política de Colombia, el Banco de la República también actúa como agente fiscal del gobierno,

administrando varios fondos públicos, como el Fondo de Reserva para la Estabilización de la Cartera Hipotecaria (FRECH), el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) y el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE).

En este contexto, los autores recomiendan la participación del Banco de la República en la mejora estructural del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC), esto es coherente con su naturaleza y funciones, especialmente considerando que el déficit del FEPC tiene implicaciones significativas tanto para Ecopetrol S.A. como para la Regla Fiscal del país. Las principales implicaciones macroeconómicas son:

Ecopetrol S.A.: El déficit del FEPC crea un desequilibrio financiero para Ecopetrol S.A., ya que la empresa subsidia el consumo de combustible en el país, cubriendo la diferencia entre el precio de mercado y el precio subsidiado. Si este déficit no se paga, Ecopetrol S.A. puede enfrentar problemas de liquidez, lo que afectaría su capacidad para operar eficientemente y cumplir con sus obligaciones financieras, una situación resaltada por Forbes (2023), citando al exministro de Hacienda en mayo de 2023.

Regla Fiscal: Establecida por la Ley 1473 de 2011 y modificada por la Ley 2155 de 2021, la Regla Fiscal busca mantener la estabilidad macroeconómica y fiscal del país, estableciendo límites y criterios para el manejo de los recursos públicos. El manejo del déficit del FEPC, especialmente en períodos de no pago, puede afectar esta regla al generar una brecha entre ingresos y gastos, lo que podría comprometer la meta de déficit fiscal y desencadenar desequilibrios en las finanzas públicas.

El déficit del FEPC no solo representa un desafío financiero para Ecopetrol S.A., sino que también

puede tener un impacto negativo en la estabilidad fiscal del país. Es esencial abordar este déficit y encontrar soluciones que aseguren la liquidez de Ecopetrol S.A. y cumplan con los lineamientos de la Regla Fiscal, para preservar la salud financiera y macroeconómica de Colombia. La evidencia sugiere que los costos del FEPC han superado sus beneficios, lo que hace necesaria una intervención más activa del Banco Central en su función como agente fiscal del gobierno, evitando la aplicación discrecional de la fórmula a los combustibles, ya que, según el CARF, esta discrecionalidad representa el 35,1% del déficit.

2.6 Las alternativas para reformar el FEPC

Ante los problemas generados por el FEPC, se han planteado diferentes propuestas para reformar este mecanismo financiero. Estas propuestas se pueden agrupar en tres categorías: eliminar el FEPC y liberalizar los precios de los combustibles; mantener el FEPC pero modificar sus parámetros operativos; y reemplazar el FEPC por otro mecanismo de estabilización. A continuación, se ahonda brevemente en cada una de ellas:

Eliminar el FEPC y liberalizar los precios de los combustibles: Esta propuesta consiste en eliminar el FEPC y dejar que los precios de los combustibles se determinen por la oferta y la demanda del mercado, siguiendo los precios internacionales del petróleo y los combustibles refinados. Tiene la ventaja de eliminar el déficit fiscal del FEPC, mejorar la eficiencia del mercado y reducir el consumo y las emisiones de combustibles fósiles. Sin embargo, también presenta el inconveniente de aumentar la volatilidad y la incertidumbre de los precios internos, afectar el poder adquisitivo y el bienestar de los consumidores, especialmente de los más pobres, y generar un posible impacto inflacionario y recesivo en la economía en corto plazo.

Mantener el FEPC pero modificar sus parámetros operativos: Esta propuesta consiste en mantener el FEPC pero introducir cambios en sus parámetros operativos para mejorar su desempeño y sostenibilidad. Estos cambios pueden incluir: ajustar el precio base interno para reflejar mejor el costo social y ambiental de los

combustibles fósiles; reducir el límite máximo de endeudamiento del fondo con los refinadores o importadores; aumentar el impuesto a la gasolina y al diésel para financiar el fondo; establecer un mecanismo de indexación automática del precio base interno al precio internacional; y/o crear un fondo de contingencia para atender situaciones de emergencia. Esta propuesta tiene la ventaja de preservar la función estabilizadora del FEPC, reducir su déficit fiscal, incentivar la eficiencia energética y la diversificación de la matriz energética. Sin embargo, también implica un aumento gradual de los precios internos, lo que puede generar resistencia política y social.

Reemplazar el FEPC por otro mecanismo de estabilización: Esta propuesta consiste en reemplazar el FEPC por otro mecanismo de estabilización con un enfoque más focalizado y selectivo. Este mecanismo puede ser un sistema de bandas de precios, un sistema de subsidios directos o un sistema de compensación a través del impuesto a la renta. Estos mecanismos tienen la ventaja de reducir el costo fiscal del subsidio, proteger a los consumidores más vulnerables, promover la transparencia y la rendición de cuentas, y facilitar la transición hacia una economía baja en carbono. Sin embargo, también requieren una mayor capacidad administrativa e institucional, enfrentan problemas de información y focalización, y pueden generar efectos redistributivos no deseados. Este último es el enfoque que parece proseguir el nuevo gobierno.

3. METODOLOGÍA

Las tres alternativas mencionadas para modificar, reformar o eliminar el FEPC conllevan consecuencias para los diversos sectores económicos y la población en general. Cada una de estas opciones requiere un consenso político y social para su implementación. Actualmente, la opción más prometedora es el uso de sistemas de bandas de precios, subsidios directos o compensaciones a través del impuesto a la renta. Sin embargo, también es necesario abordar el desafío de promover la transición hacia una

economía baja en carbono. Se requieren análisis y opciones adicionales para mejorar el FEPC, incluyendo la participación recomendada por los autores de la Banca Central y en consecuencia se presentan consideraciones teóricas que respaldan reformas estructurales, las cuales se abordarán a continuación.

3.1 Tensiones financieras y estructurales en Ecopetrol S.A bajo la actual estructura del FEPC

Bajo la estructura actual del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC), Ecopetrol S.A. vende hidrocarburos en el mercado internacional y a nivel interno en dólares, pero el precio interno se divide en dos partes: una en pesos y otra como cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda. Esta división implica que, aunque el precio interno se ajuste al internacional, las ganancias netas de Ecopetrol S.A. (ECP) pueden verse reducidas si el precio internacional disminuye, ya que no puede compensar completamente las caídas de precios con ajustes internos.

En el primer trimestre de 2023, ECP reportó ingresos totales de 38 billones de pesos, de los cuales más de 7.9 billones provienen de cuentas por cobrar del fondo de estabilización. Dado que el Ministerio de Hacienda posee el 88.5% de ECP, una gran parte de las utilidades corresponde a este ministerio, generando una deuda pendiente de aproximadamente 2.3 billones de pesos hacia ECP. Para 2023, se esperaba que el déficit del FEPC superará los 8 billones de pesos, a pesar de los dividendos cruzados.

En la práctica, aunque ECP paga impuestos y regalías, la temporalidad en la devolución de algunos impuestos por parte del Ministerio de Hacienda se da al cruzar las cuentas por pagar lo que reduce su carga impositiva efectiva. Esto resulta en un escenario donde tanto ECP como

el Ministerio deben endeudarse para cubrir el excedente.

Los autores procedieron mediante un derecho de petición a Minhacienda a solicitar los cupos de endeudamiento aprobados para ECP para el periodo de 2009 a 2022, es decir, el periodo de existencia del FEPC en estudio. Además, los autores calcularon el valor presente neto de dichos préstamos de acuerdo con sus amortizaciones esperadas según los desembolsos y condiciones periódicas, utilizando la herramienta <https://www.calculator.net/loan-calculator.html>, resumidos en las Tabla 2 y 3:

Tabla 2. Emisiones Externas de deuda aprobadas y materializadas por Ecopetrol S.A en el periodo 2009 a 2023

Emisiones Ecopetrol S.A	Acto Administrativo del MHCP autorizando la emisión	Monto Emitido (USD)	Plazo	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento	Valor Presente Neto (millones de USD)
G 7.625% Notes due 2019	Resolución No. 1834 del 9 de julio de 2009	\$ 1.500.000.000	10 años	23-jul-09	23-jul-19	\$ 2.197,8
G 4.250% Notes due 2018	Resolución No. 2900 del 6 de septiembre de 2013	\$ 350.000.000	5 años	11-sep-13	18-sep-18	\$ 395,9
G 5.875% Notes due 2023		\$ 1.300.000.000	10 años		18-sep-23	\$ 1.755,8
G 7.375% Notes due 2043		\$ 850.000.000	30 años		18-sep-43	\$ 2.132,9
G 5.875% Notes due 2045		\$ 2.000.000.000	31 años		20-may-45	\$ 4.390,5
G 4.125% Notes due 2025	Resolución No. 3170 del 8 de septiembre de 2014	\$ 1.200.000.000	10 años	09-sep-14	16-ene-25	\$ 1.488,7
G 5.375% Notes due 2026	Resolución No. 2204 del 22 de junio de 2015	\$ 1.500.000.000	11 años	23-jun-15	26-jun-26	\$ 2.025,7
G 5.875% Notes due 2023	Resolución No. 1657 del 7 de junio de 2016	\$ 500.000.000	7 años	18-jun-16	18-sep-23	\$ 624,2
G 6.875% Notes due 2030	Resolución No. 1038 del 24 de abril de 2020	\$ 2.000.000.000	10 años	24-abr-20	29-abr-30	\$ 2.831,1
G 4.625% Notes due 2031	Resolución No. 2600 del 27 de octubre de 2021	\$ 1.250.000.000	10 años	27-oct-21	02-nov-31	\$ 1.589,5
G 5.875% Notes due 2051		\$ 750.000.000	30 años		02-nov-51	\$ 1.612,8
G 8.875% Notes due 2033	Resolución No. 0054 del 10 de enero de 2023	\$ 2.000.000.000	10 años	13-ene-23	13-ene-33	\$ 3.099,3
G 8.625% Notes due 2029	Resolución No. 1592 del 28 de junio de 2023	\$ 1.200.000.000	5 años largos	28-jun-23	19-ene-29	\$ 1.587,1
G 8.875% Notes due 2033		\$ 300.000.000	10 años	13-ene-23	13-ene-33	\$ 464,9
	Total	\$ 16.700.000.000				\$ 26.196,2

Fuente: Radicado: 2-2023-037272 Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Bogotá D.C., 19 de julio de 2023

Tabla 3. Emisiones Internas de deuda aprobada y materializada por Ecopetrol S.A en el periodo 2009 a 2023

Emisiones Ecopetrol (Cupón)	Acto Administrativo del MHCP autorizando la emisión	Monto Emitido (COP)	Plazo	Fecha de Emisión	Fecha de Vencimiento	Valor Presente Neto (miles de millones de COP)
2.8000%	Resolución No. 3150 del 20 de octubre de 2010	\$ 97.100.000.000	5 años	01/12/2010	01/12/2015	\$ 105,407
3.3000%		\$ 138.700.000.000	7 años		01/12/2017	\$ 157,602
3.9400%		\$ 479.900.000.000	10 años		01/12/2020	\$ 589,907
4.9000%		\$ 284.300.000.000	30 años		01/12/2040	\$ 548,515
3.7900%	Resolución No. 2462 del 30 de julio de 2013	\$ 120.950.000.000	5 años	12/08/2013	27/08/2018	\$ 135,043
4.6000%		\$ 168.600.000.000	10 años		27/08/2023	\$ 214,1240
4.9000%		\$ 347.500.000.000	15 años		27/08/2028	\$ 447,846
5.1500%		\$ 262.950.000.000	30 años		27/08/2043	\$ 521,966
		Total	\$ 1.900.000.000.000			

Fuente: Radicado: 2-2023-037272 Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Bogotá D.C., 19 de julio de 2023

Durante el periodo analizado, ECP ha recibido autorización para endeudarse por un total de 26.196,2 millones de dólares en el exterior y ha utilizado 2,72 billones de pesos en el ámbito interno, con el Ministerio de Hacienda actuando como garante. Este respaldo estatal ha sido crucial para que la empresa estatal logre este nivel de endeudamiento, especialmente en un sector petrolero volátil.

A lo largo del mismo periodo, la deuda de ECP ha aumentado significativamente, superando su capitalización de mercado. En cuanto a su rentabilidad, la compañía enfrenta desafíos que se reflejan en indicadores de apalancamiento, liquidez, solvencia y actividad. El modelo Z-Score de Altman, que predice la probabilidad de quiebra, muestra que ECP tiene un Z-Score de

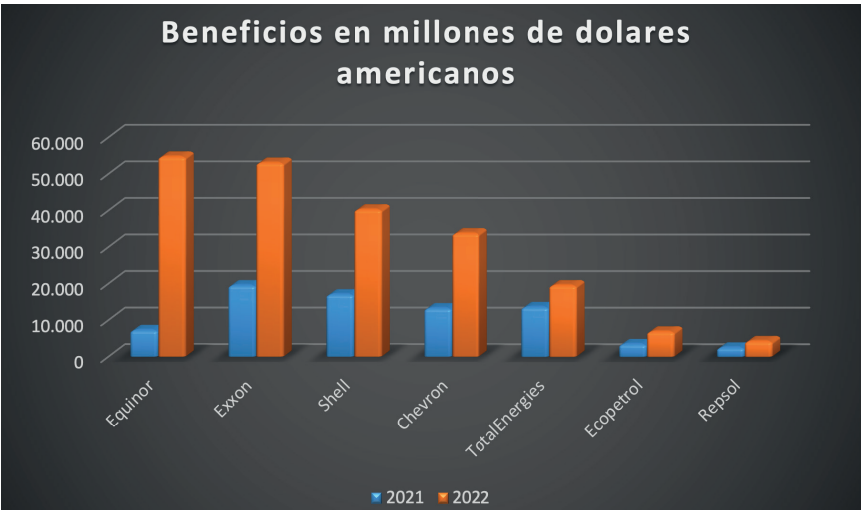
1.72 al cierre de 2022, ubicándola en una zona de distress con riesgo de quiebra en los próximos dos años. Comparada con otras empresas del sector Oil & Gas y Energía, su Z-Score está por debajo de la mediana, indicando un mayor riesgo de insolvencia. En los últimos 13 años, el Z-Score más alto de ECP fue de 3.56, el más bajo de 0.63, y la mediana de 1.55, lo que evidencia la necesidad de abordar los retos de rentabilidad y gestión financiera de manera efectiva.

3.2 Evaluación de la rentabilidad y endeudamiento de Ecopetrol S.A en comparación con empresas petroleras internacionales: Un análisis comparativo

Es importante considerar que la rentabilidad de la venta de combustibles está influenciada por diversos factores, como los costos de producción, los impuestos y los precios internacionales del petróleo, entre otros. En el caso específico de ECP su situación financiera y la acumulación de deudas indican que la rentabilidad de la producción, transporte, refinación, importación y venta de combustibles en el mercado interno presenta desafíos significativos.

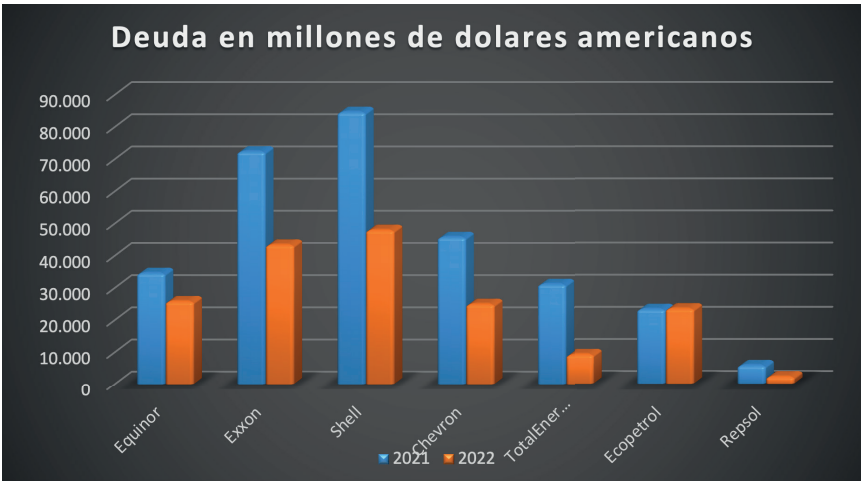
Los autores procedieron a realizar un comparativo entre 2021 y 2022 de los aumentos de dividendos y los cambios en deuda para diversas empresas petroleras equiparables: Equinor, Exxon, Shell, Chevron, TotalEnergies, ConocoPhillips, Repsol, BP y Ecopetrol S.A. (ver Figuras 2, 3 y 4). En este análisis se descartó a ConocoPhillips por estar solo expuesta al upstream, y a BP, ya que entre 2021 y 2022 le afectaron los 25.800 millones de dólares adquiridos como consecuencia de la venta de su participación en la rusa Rosneft.

Figura 2. Beneficios de empresas petroleras seleccionadas para 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia

Figura 3. Deuda de empresas petroleras seleccionadas para 2021 y 2022

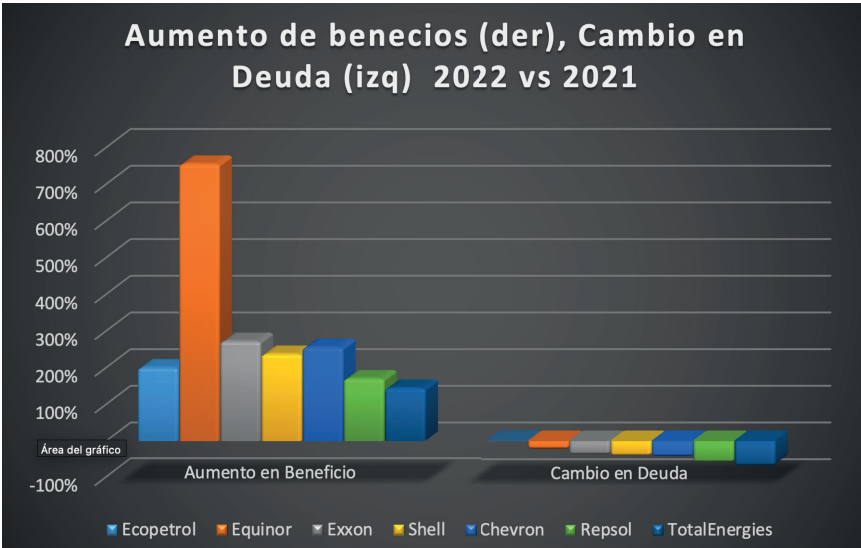


Fuente: Elaboración propia

A finales de 2022, ECP presentó un nivel de endeudamiento nominal relativamente cercano al de empresas petroleras internacionales como Equinor y Chevron. Estas compañías, como Equinor, que supera los 2 millones de barriles de petróleo equivalente al día y opera en casi 30 países, tienen un alcance y una actividad

empresarial significativamente más amplios. Sin embargo, al considerar el escenario de aumento en beneficios contra el cambio en deuda de las empresas, notamos que ECP se encuentra en una posición poco sostenible.

Figura 4. Cambio en Deuda de empresas petroleras seleccionadas entre 2021 y 2022



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos extraídos de (El País, 2023) y (Ecopetrol, 2023).

Aunque el aumento de beneficios de ECP. está en el rango de Repsol y es superior a TotalEnergies (que ha diversificado sus ingresos más allá de los hidrocarburos en los últimos años), es la única petrolera del listado que aumentó su endeudamiento. ECP se ha visto en la necesidad de recurrir a la deuda y pagar intereses para mantener su producción de hidrocarburos. Esto indica que su costo real no es bajo, ya que debe asumir gastos financieros adicionales.

Además, es importante destacar que ECP ha estado acumulando deudas a lo largo del tiempo, lo cual refleja una situación financiera que no puede ser sostenible a largo plazo, especialmente considerando que maneja un recurso natural no renovable.

3.3 Evaluación de los desafíos y resultados financieros de Ecopetrol S.A: Implicaciones en la rentabilidad y distribución de ganancias

ECP enfrenta desafíos en la rentabilidad de la venta de combustibles al precio actual en Colombia, lo que podría requerir una reducción de impuestos o apoyo financiero para mantener su viabilidad. Desde 2007, la empresa ha vendido hidrocarburos en el país a precios internacionales, ajustando sus cuentas por cobrar y cruces financieros con el Ministerio de Hacienda. Sin embargo, esto no

garantiza un aumento en las ganancias, ya que la maximización de beneficios depende de equilibrar precios y costos.

Por ejemplo, en el primer trimestre de 2023, a pesar de un incremento en ingresos en pesos y dólares, las utilidades de ECP disminuyeron en un 14%. Esta caída se atribuye a mayores

impuestos, costos operativos y gastos, así como al aumento de intereses de la deuda. Las importaciones de crudo crecieron un 149.6%, y los costos operacionales y de transporte también aumentaron, impactando negativamente las utilidades.

El aumento de la deuda durante 2022, junto con los otros factores mencionados, ha llevado a una disminución en el margen y EBITDA de ECP. A

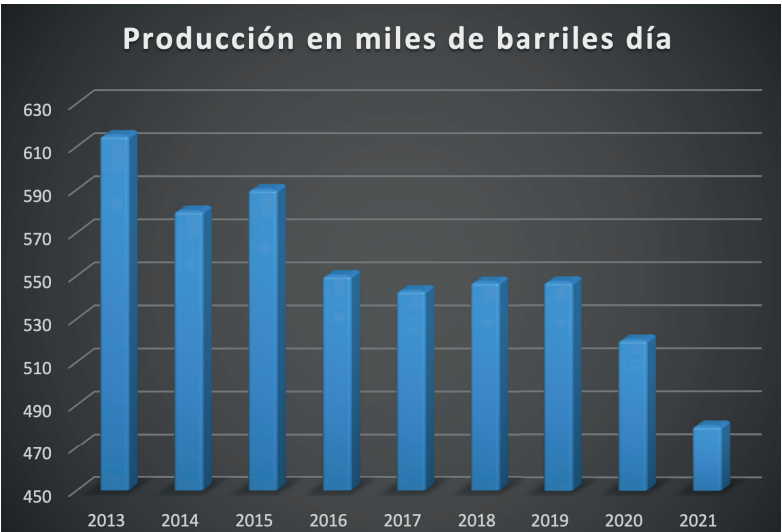
partir de los resultados del primer trimestre de 2023, se observa un aumento simultáneo de la deuda y una distribución de utilidades que podría resultar en una alta probabilidad de flujo de efectivo libre negativo para el año.

3.4 Tendencias de ingresos y desafíos en la rentabilidad de Ecopetrol S.A: Un análisis de los factores influyentes y su impacto en el valor accionario

Los datos respaldan la idea de que el incremento de ingresos por sí solo no garantiza un aumento proporcional en las ganancias, ya que existen otros factores y costos asociados que deben ser considerados. En el caso de ECP los problemas estructurales y los desafíos en el sector petrolero

han contribuido a una situación en la que los incrementos de ingresos no se traducen directamente en mayores utilidades. Por ejemplo, la Figura 5 muestra cómo ECP lleva casi 10 años reduciendo su producción.

Figura 5. Impacto fiscal del FEPC 2008 a cierre último trimestre de 2022



Fuente: Modificado autores de (Casa de Bolsa, 2023) con datos de Ecopetrol S.A y FRED Reserva Federal St Luis. (CARF, 2022).

Se pueden identificar falencias en la administración de recursos y la productividad de ECP durante el periodo analizado. La caída de producción coincide con la reversión de contratos y campos como Espinal, Santana, Pirirí, Rubiales en 2016, Recetor en 2017, Piedemonte en 2020 y Nare en 2021. Estas reversiones deberían haber impulsado un aumento neto en la producción del operador, pero en cambio resultaron en una

caída neta. Esta situación indica que no se podía esperar un aumento apreciable de producción por la reversión del contrato/campo Boquerón en 2023, lo cual se confirmó.

Las reversiones de campos a ECP coinciden con caídas en la producción de operadores privados. Aunque estos operadores recuperaron parte de la producción cedida mediante nuevos campos

u optimizaciones, la producción agregada del país disminuyó netamente, empujada principalmente por las caídas de ECP durante el periodo. Este efecto agregado puede haber tenido consecuencias en la disponibilidad de exportaciones de hidrocarburos, afectando la balanza de pagos del país, la tasa de cambio y,

por supuesto, la disponibilidad interna de oferta a refinerías, lo que impacta la seguridad energética doméstica en cuanto a combustibles, como se puede observar en la Figura 6.

Figura 6. Producción de petróleo en Colombia fiscalizada por ANH (barriles por día) operada por Ecopetrol S.A vs. Resto operadores enero 2013 a agosto de 2022



Fuente: Producción fiscalizada ANH, elaboración (EConcept, 2022).

Durante el periodo analizado, se observó una disminución en la producción de petróleo en Colombia, pasando de más de 1 millón de barriles diarios a 760 mil barriles diarios. Las caídas en la producción (indicadas en rojo) coincidieron con las reversiones de contratos/campos (indicadas en azul), pero no se reflejó un aumento proporcional en la producción recuperada. Esto, junto con un notable incremento en la importación de gasolina (de 26 millones de dólares en 2010 a 1,388 millones en 2019), ha evidenciado un déficit en cuenta corriente, a pesar de que el petróleo se mantiene como el principal bien de exportación. Estos factores han complicado la capacidad del país para satisfacer la demanda de combustible.

más de 60 USD por acción a 35.06 USD por American Depositary Receipts-(ADR) el 5 de julio de 2014. Este descenso se ha correlacionado con resultados negativos en el primer trimestre de 2013, donde se reportaron reducciones del 7,1% en ventas totales, del 17,1% en utilidad operacional, del 20,2% en utilidad neta y del 15,5% en EBITDA. La caída acumulativa del valor accionario de Ecopetrol S.A. entre 2013 y 2023 podría representar más de 110 mil millones de dólares en pérdidas patrimoniales para la Nación.

Desde la caída del precio del petróleo en julio de 2014, el Estado, principal accionista de ECP ha visto una disminución en el valor de su participación accionaria. Las acciones de ECP comenzaron a declinar desde febrero de 2013, pasando de

3.5 El monopolio de Ecopetrol S.A y los desafíos estructurales en el sector petrolero en Colombia

ECP opera en una posición de monopolio en la importación y refinación de hidrocarburos en Colombia, y tiene un cuasi monopolio en la exportación, resultado de las disposiciones de la Ley 165 de 1948. Esta ley permitió al Gobierno establecer ECP como la entidad encargada de administrar y explotar los recursos petroleros del país, incluyendo campos, oleoductos, refinerías y estaciones de abastecimiento. En particular el artículo 5º autorizó al Gobierno a contratar con ECP la concesión del servicio público para la administración y explotación de los activos petroleros y el artículo 6º: que estableció que el petróleo extraído debe cubrir prioritariamente las necesidades de las refinerías locales, con los excedentes destinados a la exportación.

A pesar de la reestructuración de 2003, ECP continúa priorizando la demanda interna de combustibles y puede exportar los excedentes.

El Estado colombiano posee el 88.49% de las acciones de ECP lo que le permite manejar los déficits del FEPC como cuentas por pagar, compensando los déficits con impuestos y

dividendos en el siguiente año. Desde 2021, ante los déficits del FEPC, el Estado ha tenido que utilizar el presupuesto nacional para cubrir el diferencial, ya que los dividendos de ECP no han sido suficientes.

La incapacidad de ECP para nivelar los déficits del FEPC ha llevado a una pérdida de ingresos para el Estado, que debe utilizar tanto los dividendos como parte de los impuestos de la empresa para nivelar el déficit. La política de estabilización de precios de combustibles se ha transformado en un subsidio que resulta en una menor tasa impositiva para ECP. A su vez, ECP incluye en su flujo de caja los ingresos que el Ministerio de Hacienda le adeuda, lo que provoca que reporte ganancias infladas. Esto lleva a la empresa a endeudarse, al igual que el Estado sobre flujos no materiales, ya que no tienen restricciones presupuestarias para el FEPC.

23

3.6 Cambios principales del sector hidrocarburos en Colombia 2008-2022

Entre 2008 y 2022, no hubo cambios críticos en el mecanismo del FEPC, excepto un cambio contable al final del gobierno de Duque, donde se empezó a contabilizar el déficit asumido por el GNC como pago con apropiaciones en lugar de deuda. Sin embargo, el sector de hidrocarburos de Colombia ha enfrentado cambios significativos, con el FEPC atravesando déficits extremos. Se destacan cinco cambios clave:

Pérdida de Autosuficiencia en Combustibles: Colombia perdió la autosuficiencia en combustibles, incluso tras la apertura de la Refinería de Cartagena (Reficar), con el mercado nacional representando el 52.5% de las ventas de ECP en 2022. Esto crea distorsiones en el fondo de estabilización debido a altos costos de productos importados.

Aumento de Deuda y Costos: A pesar de déficits menores del FEPC y precios altos del petróleo, la deuda de ECP ha aumentado, alineándose con la caída de producción. Esto ha sucedido a pesar de la reversión de varios campos petroleros. En paralelo, los costos y gastos de inversión no principal han incrementado.

Desigualdad en Precios: La comparación de precios internos en Colombia con los internacionales (Texas) no es válida. Mientras Colombia produce menos e importa más, Texas ha incrementado su producción y competitividad en refinación.

Diferencia en Referencias de Precios: ECP exporta a precios Brent, que han sido generalmente más altos que los precios WTI de Texas entre 2008 y 2022.

Corrupción y Costos: ECP como empresa estatal ha estado involucrada en varios casos de corrupción que han resultado en sobrecostos y han afectado sus ingresos potenciales.

En general, los autores atribuyen los problemas del FEPC a factores estructurales dentro de ECP y el sector petrolero, a pesar de que el FEPC no ha cambiado sustancialmente. Se estima que un aumento del 1% en el precio de los combustibles se traduce en un incremento del 0.08% en la inflación total, lo que puede perjudicar los ingresos netos de ECP, ya que al aumentar precios internos tendería a bajar el consumo y, por ende, sus ganancias, dividendos e impuestos. Aumentar los precios de los combustibles rápidamente también

podría llevar la inflación a niveles de dos dígitos, lo que no es sostenible en el contexto de pobreza de Colombia.

Como vemos el sector petrolero enfrenta desafíos estructurales que impactan su rentabilidad y dificultan la situación financiera de ECP y el Estado en Colombia. Es fundamental considerar diversos factores económicos en el análisis de ganancias y dividendos de la empresa, así como la compleja relación entre ingresos, costos y distribución de beneficios, situación que se escapa de este estudio.

4. RESULTADOS

El FEPC ha permitido reportar dividendos a ECP al considerar un aumento de su EBITDA por encima del realizable, aumentar su endeudamiento al poder pedir prestado sustentado en su mayor EBITDA, generar deuda a Minhacienda al necesitar nivelar ingresos esperados por su participación en ECP vía títulos de deuda pública emitidos por la Tesorería General de la Nación (TES), distorsionar la señal de precios internos a los usuarios, ocultar el mediocre desempeño orgánico de ECP al declinar la producción interna

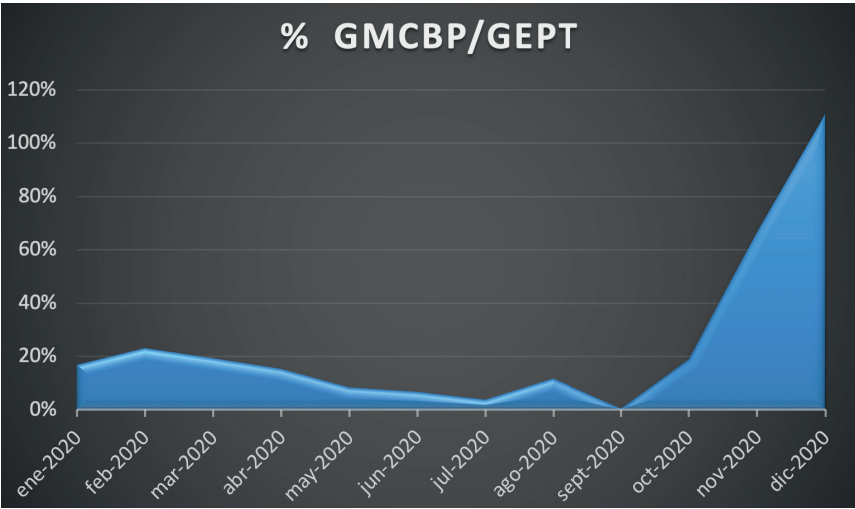
y aumentar las importaciones de combustibles. En general, el precio del combustible ha funcionado como un índice abstracto garantizando un ingreso al productor fuera de las condiciones locales de mercado, beneficiando principalmente a los accionistas minoritarios de ECP quienes pueden negociar la acción y reciben dividendos aumentados por la distorsión del EBITDA, mientras el Estado y ECP han aumentado sus niveles de deuda.

4.1 Análisis de las variaciones en el precio de la gasolina y su impacto en el déficit del FEPC: Un estudio comparativo de los años 2020 a 2023 en Colombia

Los autores llevaron a cabo un análisis detallado para determinar las variaciones que contribuyeron al déficit del FEPC, enfocándose en las fluctuaciones del precio de la gasolina nacional en función de los escenarios de ajuste o estabilidad del precio equiparado en Texas. Este análisis se realizó relacionando los valores mensuales y anuales (mm-aaaa) con las tasas de cambio promedio del USD, el cambio mensual del USD/PESO, el valor de los precios de la gasolina regular convencional en Texas (TRCGD), el equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT) y el precio promedio de la gasolina

en Bogotá (GMCBP), considerado una buena aproximación a la mediana nacional, disponible en la Figura 7 para 2020. Los cálculos abarcaron los años 2020 a 2023, utilizando datos de la Superintendencia Financiera de Colombia (www.superfinanciera.gov.co) para las tasas de cambio, de la Energy Information Administration (www.eia.gov) para los precios de la gasolina regular convencional en Texas (EMM_EPMRU_PTE_STX_DPG), y del sistema de información de la cadena de distribución de combustibles del Ministerio de Minas y Energía (SICOM) para los precios de los combustibles nacionales.

Figura 7. Relación de los valores cambio mensuales precio promedio de la gasolina en Bogotá (GMCBP) vs equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT) para el año 2020



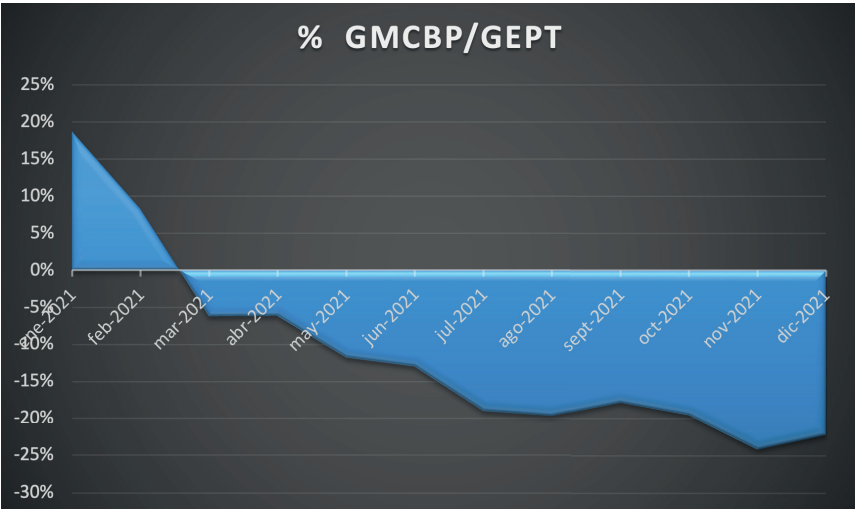
Fuente: Elaboración propia

Durante 2020 no hubo déficit previsible del FEPC, dado el mayor precio interno equivalente respecto al precio equiparado en Texas, situación que se revirtió completamente en el segundo trimestre de 2021 debido al aumento global de precios

ocasionado por la guerra en Ucrania. La Figura 8 muestra esta relación para el año 2021.

25

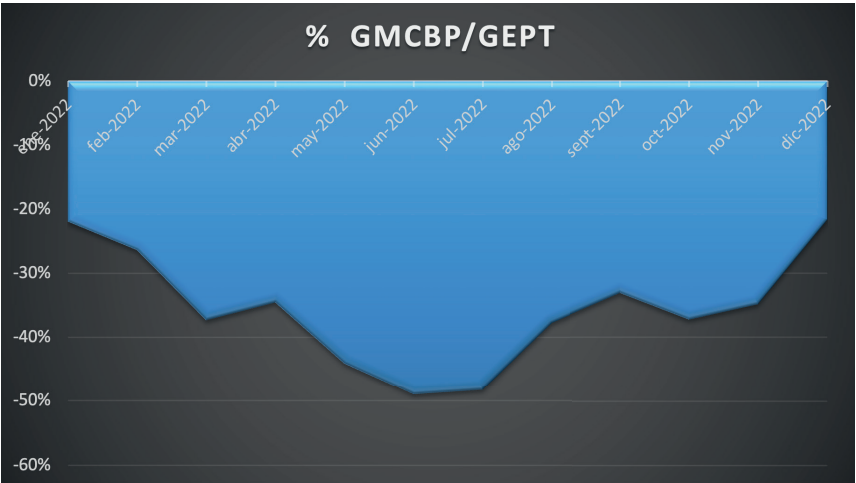
Figura 8. Relación de los valores cambio mensuales precio promedio de la gasolina en Bogotá (GMCBP) vs equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT) para el año 2021



Fuente: Elaboración propia

Situación que continuó en 2022 mostrada en la Figura 9:

Figura 9. Relación de los valores cambio mensuales precio promedio de la gasolina en Bogotá (GMCBP) vs equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT) para el año 2022

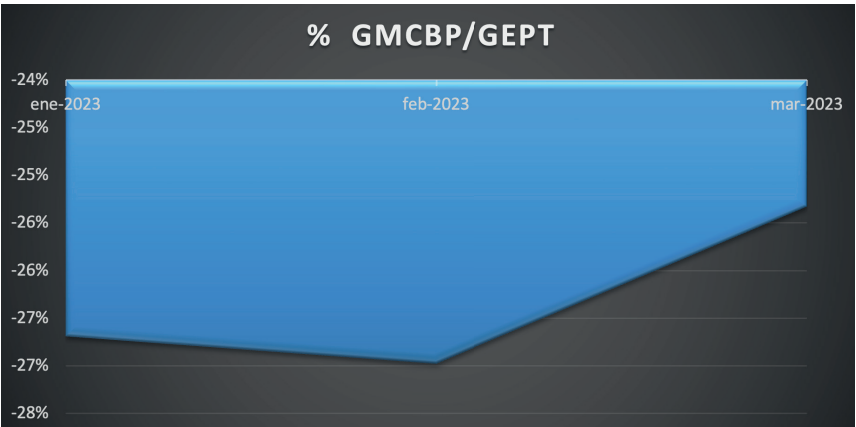


Fuente: Elaboración propia

26

Y persiste en lo corrido de 2023 a pesar de las subidas continuas de precios de los combustibles, mostrada en la Figura 10:

Figura 10. Relación de los valores cambio mensuales precio promedio de la gasolina en Bogotá (GMCBP) vs equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT) para el año 2023



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con el análisis de los datos, se puede concluir que, durante 2021, el promedio del % GMCBP/GEPT fue de -10,99%, con un mínimo de -24,08% y un máximo de 18,7% (durante el primer trimestre, cuando aún era positivo). En 2022, el promedio del % GMCBP/GEPT fue de -35,5%, con un mínimo de -48,9% y un máximo

de -21,6%. Estos resultados indican que el precio del combustible equivalente en Texas estuvo consistentemente por encima de los valores en Colombia durante todo el período analizado desde el segundo trimestre de 2021.

4.2 Análisis de variaciones en el precio de la gasolina y su relación con escenarios de ajuste o estabilidad: Un enfoque estadístico comparativo entre Texas y Colombia

Considerando la estrecha relación entre las variaciones en el precio de la gasolina de referencia representativa en Texas y sus efectos en los escenarios de ajuste o estabilidad del precio en Colombia, los autores procedieron a comparar los valores mensuales y anuales (mm-aaaa) del precio de la gasolina regular convencional en Texas (TRCGD) en su equivalente en pesos colombianos por galón (GEPT) en la Figura 11.

Figura 11. Cambio porcentual mes a mes de los precios de la gasolina regular convencional en Texas (TRCGD) en equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT)

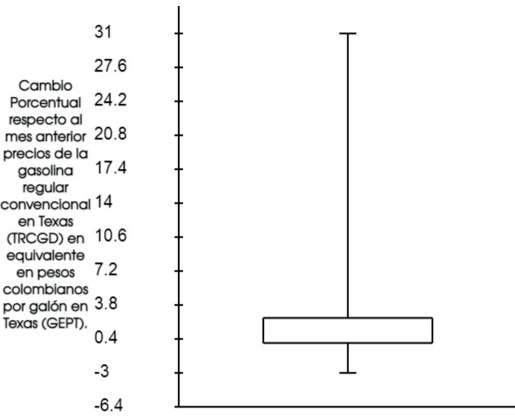


Fuente: Elaboración propia

Del análisis de los datos, se observaron picos significativos en enero de 2021, atribuibles a la incertidumbre política relacionada con el cambio de gobierno y a las limitaciones políticas del gobierno anterior para aumentar los precios de los combustibles, se concluye que durante el período estudiado, la variación mínima fue de -28,2%, con un promedio de 3,7%. Se observaron picos significativos en julio de 2022, nuevamente atribuibles a la incertidumbre política.

Además, considerando la relación estrecha entre las variaciones en el precio de la gasolina de referencia en Texas en su equivalente en pesos y los efectos en los escenarios de ajuste o estabilidad del precio en Colombia, los autores realizaron un análisis estadístico de una variable descriptiva, resumido en la Figura 12.

Figura 12. Box Plot Cambio Porcentual respecto al mes anterior precios de la gasolina regular convencional en Texas (TRCGD) en equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT).



Fuente: Elaboración propia usando stats.blue

Procediendo a una prueba de valores atípicos de Dixon (<https://contchart.com/outliers.aspx>) se encuentra el único punto de datos más atípico con una probabilidad de significación de la prueba de valores atípicos $P < 0,002$ resumido en la Tabla 4:

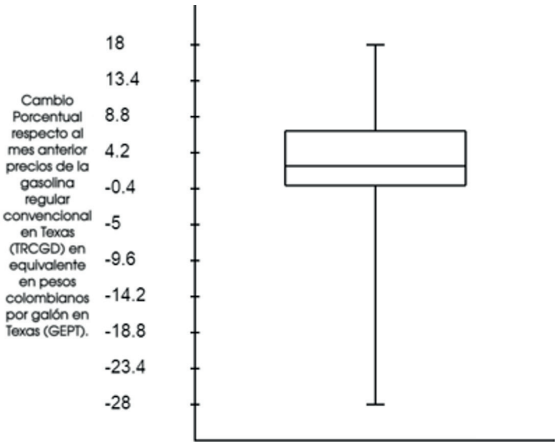
Tabla 4. Valor atípico hallado mediante Dixon Cambio Porcentual en datos de cambios respecto al mes anterior de los precios de la gasolina regular convencional en Texas (TRCGD) en equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT)

Mes -Año (mm-aaaa)	Galón Equivalente en Pesos en Texas-GEPT	Cambio Porcentual respecto a mes anterior
ene-2021	7027,5	94,5%

Fuente: Elaboración propia

28 Siendo ese cambio porcentual un valor completamente atípico, se llevó a cabo un análisis de estadísticas de una variable descriptiva a los datos en la Figura 13 sin considerar este valor:

Figura 13. Box Plot Cambio Porcentual respecto al mes anterior de los precios de la gasolina regular convencional en Texas (TRCGD) en equivalente en pesos colombianos por galón en Texas (GEPT). Eliminando enero de 2021.



Fuente: Elaboración propia usando stats.blue

Esto indica que, incluso sin considerar cambios bruscos en escenarios atípicos de variación de precios, habría una amplia gama de cambios, que van desde -28,2% hasta 18%. Estas variaciones son considerablemente mayores que el límite máximo permitido para el incremento del precio interno al público de la gasolina automotor en un año, que es de 19,6%, según el esquema de fijación de precios. Estos límites establecidos resultan significativamente inferiores a algunos valores críticos observados en 2021, 2022 y hasta de 2023.

Esto demuestra que la fórmula y el procedimiento utilizados fallaron en su misión de adaptar los

precios de manera efectiva. El mismo análisis puede realizarse con el precio de la gasolina local tomada como referencia, que muestra cómo las máximas subidas se manifiestan en periodos iniciales del año debido a imposiciones políticas, tal como se muestra en la Figura 14, lo que reduce el potencial de la fórmula actual para adaptar los precios al ritmo del mercado que se eligió como referencia en Colombia.

Figura 14. Cambio porcentual en el precio de la gasolina local tomada de referencia (GMC Bogotá febrero 2020 a 2023).



Fuente: Elaboración propia

El costo de oportunidad relacionado con el FEPC tiene sus raíces en la remuneración otorgada a la empresa Tropical para que utilizara el crudo del campo Infantas en la fabricación de combustibles en lugar de exportarlo a Estados Unidos. Este mecanismo, diseñado para fomentar el uso interno del crudo y evitar su exportación, resulta anacrónico y no se ajusta a las condiciones actuales del mercado de hidrocarburos en Colombia y en un mundo interconectado.

Es imperativo realizar cambios rigurosos en la fórmula y los procedimientos que regulan los precios de los combustibles en el país. La Contraloría General de la República (CGR) advirtió en un informe de 2016 sobre los riesgos asociados

al manejo del FEPC. Aunque el FEPC no es considerado una entidad contable pública y sus operaciones no son de naturaleza presupuestal, la sustitución de créditos de tesorería por colocaciones de deuda puede tener importantes repercusiones. Esto incluye efectos negativos en el Presupuesto General de la Nación (PGN) y un aumento en el Servicio de la Deuda, lo que impacta fiscalmente de manera adversa. Además, estas prácticas reducen la liquidez inmediata para inversiones esenciales para el país y contribuyen al deterioro del riesgo país.

5. CONCLUSIONES

Para mejorar el sistema de precios de combustibles en Colombia, es necesario actualizar la fórmula actual, permitiendo variaciones mensuales de hasta un 18% y superando el esquema de ajuste basado en diferenciales históricos. Este cambio debería también incorporar precios internacionales comparables y eliminar combinaciones arbitrarias que afectan la transparencia y coherencia del sistema. La automatización del proceso de fijación de precios y una mayor transparencia en la información ayudarían a generar confianza y reducir distorsiones.

Los autores consideran que un aspecto clave es involucrar al Banco de la República en la supervisión y publicación de precios en Colombia, dado el impacto del déficit del FEPC en las finanzas de ECP y la estabilidad económica general. La CGR ya había advertido en 2016 sobre la necesidad de una revisión para proteger la sostenibilidad fiscal. Además, el fortalecimiento de la producción nacional de hidrocarburos y la diversificación de la matriz energética son esenciales para reducir

la dependencia de importaciones y mejorar la soberanía energética.

Otras opciones incluyen nivelar precios con los estándares internacionales, incentivar las importaciones privadas reguladas, y promover la refinación privada para mejorar la competitividad y reducir subsidios. También sería necesario subsidiar combustibles de forma más focalizada, especialmente para grupos vulnerables, y abordar fallas estructurales del sector de hidrocarburos, como la falta de mecanismos de ahorro contracíclico y la baja recuperación en campos revertidos.

Por último, los autores proponen una política de transición energética que impulse energías renovables, reduzca las emisiones y diversifique la matriz energética, contribuyendo a la reducción de la pobreza energética en el país y promoviendo un desarrollo sostenible.

6. REFERENCIAS

Abitbol, P. (2005). El concepto de diseño institucional. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/317049212_El_concepto_de_diseno_institucional Bernal Gutiérrez, R. (1991). El Código de comercio colombiano (Historia y proyecciones).

Alatorre, J. E. (2021). Subsidios a los combustibles fósiles. Unidad de la Economía del Cambio Climático, División de Desarrollo Sostenible y Asentamientos Humanos, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Recuperado de https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/36643/Subsidios_CEPAL.pdf?sequence=1

ANIF. (2022, June 30). El fondo de estabilización de precios de los combustibles (FEPC): una reforma ineludible. <https://www.anif.com.co/Informe-Semanal/El-Fondo-de-Estabilizacion-de-Precios-de-Los-Combustibles-Fepc-Una-Reforma-Ineludible/> <https://www.anif.com.co/informe-semanal/el-fondo-de-estabilizacion-de-precios-de-los-combustibles-fepc-una-reforma-ineludible/>

Banco de la República. (2017). II. Funciones y servicios del Banco de la República. Recuperado de https://www.banrep.gov.co/es/plan-estrategico_2017-2021/funciones-y-servicios

Barnes de Castro, F. (2022). Subsidio a combustibles y su impacto en la economía. Reflexiones sobre la política energética y el desempeño del sector. Recuperado de <https://energiaadebate.com/subsidio-a-combustibles-y-su-impacto-en-la-economia/>

Barría, C. (2022). Cómo subsidian la gasolina los países de América Latina (y por qué es un tema tan controvertido). BBC News Mundo. Recuperado de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-62963924#:~:text=La%20gasolina%20est%C3%A1%20subsidiada%20en,a%20trav%C3%A9s%20de%20empresas%20estatales>.

Caicedo, J. (2012). La nueva fórmula de la gasolina y su potencial impacto inflacionario en Colombia.

Recuperado de https://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/be_698.pdf

Casa de Bolsa. (2022, June 13). El Oráculo de Ecopetrol: Recuperación de producción a paso lento. Recuperado de <https://www.casadebolsa.com.co/documents/1726188/0/Junio+2022+El+Or%C3%A1culo+de+Ecopetrol+I+Recuperaci%C3%B3n+de+producci%C3%B3n+a+paso+lento.pdf/39216565-4e6e-126a-2a5d-415928552dea?t=165515050801>

CincoDías. (2023, 17 de febrero). Así reparten las petroleras sus 200.000 millones de beneficios: dividendos récord, menos deuda y más proyectos fósiles. Recuperado de <https://cincodias.elpais.com/companias/2023-02-17/asi-reparten-las-petroleras-sus-200000-millones-de-beneficios-dividendos-record-menos-deuda-y-mas-proyectos-fosiles.html>

Comité Autónomo de la Regla Fiscal. (2022). Análisis sobre el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). Dirección Técnica. Recuperado de https://www.carf.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-193461%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

ComitéAutónomodelaReglaFiscal.(25deabrilde2022).TallerFondodeEstabilizacióndePreciosdelosCombustibles. Recuperado de https://www.carf.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-193236%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

Constitución Política de Colombia. (2023). Título 12, Capítulo 6, Artículo 371. Recuperado de <https://www.constitucioncolombia.com/titulo-12/capitulo-6/articulo-371>

Corficolombiana. (2022). Perspectiva Sectorial: Petróleo. Recuperado de <https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/Perspectiva%20Sectori%20al%20Petroleo.pdf/5088fc4c-d13f-c8cd-22dd-c37740c2f41b>

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). (Abril 28 de 2015). Análisis y Justificación del Cambio del Indicador de la Nafta de la Publicación de Platts para el Cálculo del Valor de la Gasolina Motor Corriente. Recuperado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5554ee195ea8feeb05257e360068cafe/\\$FILE/D-031-15%20AN%C3%81LISIS%20Y%20JUSTIFICACI%C3%93N%20DEL%20CAMBIO%20DEL%20INDICADOR%20DE%20LA%20NAFTA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5554ee195ea8feeb05257e360068cafe/$FILE/D-031-15%20AN%C3%81LISIS%20Y%20JUSTIFICACI%C3%93N%20DEL%20CAMBIO%20DEL%20INDICADOR%20DE%20LA%20NAFTA.pdf)

Crudo Transparente. (2023). Importación de crudo y gas: crisis económica u oportunidad de cambio home / importación de crudo y gas: crisis económica u oportunidad de cambio. Recuperado de <https://crudotransparente.com/2020/04/17/importacion-de-crudo-y-gas-crisis-economica-u-oportunidad-de-cambio/>

Ecopetrol S.A. (2023). Reporte de resultados primer trimestre 2023. Recuperado de <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/cargas/master-reportet1t23-ecopetrol.pdf>

Ecopetrol. (2023, May 15). Debt Information. Retrieved from <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/en/investors/fixed-income/debt-information>

EITI. (2023). Cadena de valor. Recuperado de <https://eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2020/cadena-valor/>

Energy Information Administration. (2023). Texas Regular Conventional Retail Gasoline Prices (Dollars per Gallon). Recuperado https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=pet&s=emm_epmru_pte_stx_dpg&f=m

Espinosa, C. E., & Ramírez Olaya, Y. S. (2020). Actualidad del fondo de estabilización de precios de los combustibles -FEPC - en Colombia. <https://observatoriofiscal.contraloria.gov.co/Publicaciones/Estudio%20sectorial%20FEPC.pdf>

Fedesarrollo. (2021). La economía colombiana frente a la pandemia de COVID-19: Análisis de políticas y perspectivas. Recuperado de https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4103/Repor_Abril_2021_Mej%EDa_et_al.pdf?sequence=9

Fedesarrollo. (2022). INFORME MENSUAL DE FEDESARROLLO 226: Tendencia Económica Editorial: Perspectivas del FEPC en un contexto de altos precios del petróleo. Actualidad: Efectos del conflicto en Ucrania sobre la economía colombiana. Recuperado de https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4377/TE_No_226_Marzo_2022_En%20I%C3%ADnea.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Forbes Staff. (2023, Mayo 25). Ecopetrol podría tener problemas de liquidez si Gobierno no salda déficit del Fondo de Combustibles. Forbes. Recuperado de <https://forbes.co/2023/05/25/economia-y-finanzas/ecopetrol-podria-tener-problemas-de-liquidez>

Función Pública. (2023). Ley 165 de 1948. Recuperado de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=74734>

https://stats.blue/Stats_Suite/one_variable_stats.html

Instituto de Investigaciones Jurídicas. Universidad Nacional Autónoma de México, 85–108. <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/2/640/6.pdf>

International Centre for Trade and Sustainable Development. (2023). Recuperado de <https://ictsd.iisd.org>

Kokemuller, N. (2018). Efectos de la oferta y la demanda en los precios de la gasolina. Cuida tu dinero. Recuperado de <https://www.cuidatudinero.com/13108604/efectos-de-la-oferta-y-la-demanda-en-los-precios-de-la-gasolina>

La República. (2022). Combustibles: ¿qué es el Fondo para la Estabilización de Precios de Combustibles y cuáles son sus funciones? | FEPC | Gasolina | Gasohol | Respuestas | Recuperado de <https://larepublica.pe/datos-lr/respuestas/2022/03/29/combustibles-que-es-el-fondo-para-la-estabilizacion-de-precios-de-combustibles-y-cuales-son-sus-funciones-fepec-gasolina-gasohol-evat>

La Silla Vacía. (2023). Detector: Es falso que Duque no pagó el déficit del Fondo de Gasolina. Recuperado de <https://www.lasillavacia.com/historias/silla-nacional/detector-es-falso-que-duque-no-pago-el-deficit-del-fondo-de-gasolina/>

Martínez Ortiz, A. (2022, Agosto 29). El reto del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). Periódico UNAL. <https://periodico.unal.edu.co/articulos/el-reto-del-fondo-de-estabilizacion-de-precios-de-los-combustibles-fepec>

Martínez Ortiz, A., Benavides, J., Ramírez, J. M., & Cajiao, S. (Junio 2015). Política de Regulación de Precios de Combustibles Líquidos para Uso Automotor en Colombia. Recuperado de https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/2432/Repor_Junio_2015_Martinez_Benavides_y_Ramirez.pdf?sequence=3&isAllowed=y

Martínez, J., Benavides, J., & Ramírez, J. (2015). Rentas petroleras, subsidios e impuestos a los combustibles en Colombia: ¿Qué ocurrió durante el choque reciente de precios? Banco de la República. Recuperado de <https://www.banrep.gov.co/docum/ftp/borra541.pdf>

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2022). Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. Recuperado de https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_

CLUSTER-192817%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased

Mojica Agudelo, J. L., Orbegozo, M. C., & Duarte Pérez, A. (2022). FEPC Y ECOPETROL: estabilidad de precios de los combustibles, ¿a qué costo? <https://investigaciones.corficolombiana.com/documents/38211/0/Perspectiva%20Sectori%20al%20Petroleo.pdf/5088fc4c-d13f-c8cd-22dd-c37740c2f41b>

OCDE. (2023). Transición Verde y Formalización Laboral en Colombia: Making Development Happen, Volume 7. Recuperado de <https://www.oecd.org/colombia/Transicion-verde-empleo-en-Colombia.pdf>

Romero, F. (2006). La energía como fuente de crecimiento y desarrollo en la perspectiva del fin de la era de los combustibles fósiles. *EconInforma*, (340), 05. Recuperado de www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/pdfs/340/05francoromero.pdf

Ruiz, J., & Rubio, S. (2021). Impacto económico, político y social en el subsidio del combustible y gas licuado de petróleo (GLP). *SATHIRI*, 16, 120-130. <https://doi.org/10.32645/13906925.1044>

SICOM. (2023). Boletín Estadístico 2008 a 2023 Ministerio de Minas y Energía. Recuperado <https://www.sicom.gov.co/index.php/boletines-antiores-2011-2018> <https://www.sicom.gov.co/index.php/consulta-de-precios>

United Nations Development Programme. (2022). La reforma de los subsidios a los combustibles fósiles podría reducir el cambio climático y abordar las desigualdades mundiales. Recuperado de <https://www.undp.org/es/blog/la-reforma-de-los-subsidios-los-combustibles-fosiles-podria-reducir-el-cambio-climatico-y-abordar-las-desigualdades-mundiales>

Vargas Riaño, D. A. (2022). La manzana de la discordia: ¿Qué es el FEPC y por qué ayuda a mantener barata la gasolina? <https://www.elcolombiano.com/negocios/precio-de-gasolina-colombia-2022-que-es-fepc-fon-de-estabilizacion-del-que-habla-presidente-petro-GO18611250>

A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL E SUA RELAÇÃO COM AS DIMENSÕES DO DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

DISTRIBUTED GENERATION IN BRAZIL AND ITS RELATIONSHIP WITH THE
DIMENSIONS OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Welinton Ferreirai¹

Recibido: 17/11/2024 y Aceptado: 16/6/2025



35

1.- welintonconte87@gmail.com



Resumo

Desde 2019 o Brasil está apresentando um rápido crescimento da Geração Distribuída (GD), particularmente via a fonte Solar Fotovoltaica (FV). Diante deste cenário, o objetivo deste artigo é analisar a evolução da GD no Brasil à luz da ideia de Desenvolvimento Sustentável, ou seja, verificar se a GD está sendo positiva nas dimensões ambiental, econômica e social. Os resultados mostram que a regulamentação da GD no Brasil, apesar de ter influenciado no crescimento da energia solar FV, tem levado a uma distribuição de renda às avessas e impactado negativamente na qualidade dos empregos e investimentos gerados no setor de energias renováveis brasileiro. Portanto, o crescimento da GD no Brasil foi positivo na dimensão ambiental, mas apresenta impactos negativos nas dimensões social e econômica.

PALAVRAS CHAVE: Geração Distribuída; Regulação; Desenvolvimento Sustentável; Energia Solar; Brasil.

Abstract

Since 2019, Brazil has been experiencing rapid growth in Distributed Generation (DG), particularly through Solar Photovoltaic (PV) sources. In this context, the aim of this paper is to analyze the evolution of DG in Brazil in light of the concept of Sustainable Development, that is, to assess whether DG is having a positive impact on the environmental, economic and social dimensions. The results show that the regulation of DG in Brazil, although contributing to the growth of solar PV power, has led to a reverse income distribution and negatively affected the quality of jobs and investments generated in the Brazilian renewable energy sector. Therefore, the growth of DG in Brazil has been positive in the environmental dimension, but it presents negative impacts on the social and economic dimensions.

37

KEYWORDS: Distributed Generation; Regulation; Sustainable Development; Solar Power; Brazil.

1. INTRODUÇÃO

Dentre as principais preocupações da sociedade mundial no século XXI estão as mudanças climáticas e os esforços para a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE). Tais preocupações têm levado os países a buscarem alternativas que possam suprir suas necessidades gerando menos impactos ambientais, como é o caso do setor energético.

No setor de energia, os países estão em busca de uma transição, ou seja, estão buscando substituir os modelos de geração de energia baseados em fontes poluentes por modelos que utilizam, predominantemente, fontes renováveis e de menor impacto ambiental. A Transição Energética atual foi motivada pelas mudanças climáticas e, por isso, a adoção inicial das novas Fontes Renováveis de Energia (FRE) (leia-se eólica e solar) foi impulsionada por políticas públicas de governos nacionais e por organismos multilaterais (a exemplo do Protocolo de Kyoto e do Acordo de Paris).

A transição energética está inserida dentro da ideia de desenvolvimento sustentável. Há diversos conceitos de desenvolvimento sustentável e todos levam em consideração que o desenvolvimento de um país não deve ser visto apenas pela sua dimensão econômica, mas também por outras dimensões, como a social e a ambiental. Em 2015, por exemplo, a Assembleia Geral das Nações Unidas estabeleceu 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e dentre eles há objetivos econômicos, sociais e ambientais.

Diante do contexto de mudanças climáticas e busca pela transição energética e desenvolvimento sustentável, o governo brasileiro vem desde o início dos anos 2000 incentivando as novas FRE, como a energia solar, cujo crescimento se deu majoritariamente via Geração Distribuída (GD). A GD, por sua vez, vem sendo estimulada no Brasil desde 2012 e, ainda que seja majoritariamente proveniente da fonte solar FV, conta também com a participação de eólicas, hidrelétricas e termoeletricas. Destaca-se que de 2019 a 2024 a

GD via solar FV apresentou um crescimento maior do que 1500%, saindo de 2,195 MW para 36,109 MW (Absolar, 2025).

Diante do elevado crescimento recente da GD no Brasil, o objetivo deste artigo é analisar a evolução deste setor à luz da ideia de desenvolvimento sustentável, ou seja, verificar se a GD está evoluindo no país em consonância com as dimensões ambiental, econômica e social. Para analisar a dimensão ambiental veremos se a GD foi importante para o crescimento das FRE no país. No caso da dimensão econômica, examinaremos o impacto da GD na economia através de dados sobre investimento, geração de empregos e tributos, além do efeito na demanda de outras FRE. Por fim, na dimensão social analisaremos quem se beneficia dos subsídios destinados à GD, além de compararmos os subsídios destinados à GD com outros subsídios presentes no setor elétrico brasileiro e que são claramente destinados à população de baixa renda.

O artigo está dividido em quatro seções, incluindo a presente introdução. A seção 2 apresenta a ideia de desenvolvimento sustentável e mostra que a mesma é formada não só pelas dimensões econômica e ambiental. Já a seção 3 descreve a evolução da regulação da GD no Brasil, pois há regras que impactam diretamente na dimensão social de desenvolvimento sustentável. Por fim, a seção 4 busca verificar se a evolução da GD no Brasil foi positiva nas dimensões econômica, ambiental e social do desenvolvimento sustentável.

2. DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Adam Smith, em “A Riqueza das Nações” de 1776, abordou o desenvolvimento como sinônimo de crescimento econômico. Tal ideia permaneceu em modelos clássicos e neoclássicos de crescimento elaborados no século XX, como no modelo de Solow, uma vez que tais modelos consideram crescimento econômico como a única variável para se chegar ao desenvolvimento. No entanto, ainda no século XX, no período pós-guerra, diversos economistas começaram a contestar tal ideia.

A corrente Estruturalista, com destaque para Raul Prebisch e Celso Furtado, argumenta que o crescimento econômico seria uma condição indispensável, mas não suficiente, para o desenvolvimento. Desenvolvimento seria o crescimento econômico transformado para satisfazer as necessidades do ser humano, como saúde, educação, habitação, transporte, alimentação e lazer.

Pode-se dizer que o debate moderno sobre a relação entre desenvolvimento e meio ambiente foi iniciado em 1972 com o relatório “os limites do crescimento” apresentado pelo Clube de Roma, este que lançou luz sobre a deterioração do meio ambiente causada pelo crescimento econômico e direcionou o debate para o caráter sustentável do desenvolvimento (Lara e Oliveira, 2018).

Na década de 1990 podemos destacar o trabalho de Sachs (1993), que defendia que

o desenvolvimento sustentável deveria ser analisado em 5 dimensões: social (distribuição de renda); Econômica (melhorias na alocação e gestão de recursos); Ecológica (preservação do meio ambiente e oferta de recursos naturais necessários à sobrevivência humana); Espacial (tratamento equilibrado da ocupação rural e urbana e melhoria na distribuição territorial das atividades econômicas e assentamentos humanos); e Cultural (alteração nos modos de pensar e agir da sociedade de forma a gerar uma consciência ambiental). Nesta década podemos ressaltar ainda o documento publicado em 1995 pelo então secretário da ONU, Boutros-Ghali, que defendia que o desenvolvimento seria composto por 5 dimensões: paz, crescimento econômico, ambiente, justiça social e democracia (Matos e Rovella, 2010).

Em 1999, na obra “Desenvolvimento como liberdade”, Amartya Kumar Sen (2010) questiona o atual modelo de desenvolvimento econômico afirmando que este tende a esgotar a base de recursos naturais e aumentar as distorções sociais. Para Sen (2010), desenvolvimento deveria ter como base as dimensões econômica e sociocultural.

Em 2015 a Assembleia Geral da Organização das Nações Unidas (ONU) definiu 17 objetivos de Desenvolvimento Sustentável, os quais podem ser vistos na figura 1.

Figura 1. Os 17 objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU.



Fonte: ONU (2024).

Como descrito, a teoria econômica já vem há algum tempo diferenciando desenvolvimento de crescimento econômico. Ademais, as classificações de desenvolvimento têm apresentado esta como sendo composta por diversas dimensões, sendo a social uma delas. Tal fato pode ser visto em todas as definições de desenvolvimento apresentadas nessa seção e em diversos objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU.

É importante destacar que o desenvolvimento deve ser buscado em todas as suas dimensões. Nos últimos anos, por exemplo, a dimensão ambiental tem ganhado força devido às questões relacionadas ao aquecimento global e às mudanças climáticas, mas tal fato não deveria levar os agentes econômicos a ignorar as demais dimensões.

Segundo Buarque (2002), o desenvolvimento tem como base as dimensões econômica, social e ambiental. Para o autor, desenvolvimento seria fruto do aumento da eficiência e do crescimento econômico, da elevação da qualidade de vida e da equidade social, além da conservação ambiental. No entanto, um país que melhorasse a eficiência econômica e a conservação ambiental,

mas deixasse a questão social de lado, teria como resultado um aumento da pobreza e da desigualdade social. Por outro lado, se o país melhorasse a eficiência econômica e a questão social, mas deixasse a conservação ambiental de lado, o mesmo teria como resultado a degradação do meio ambiente. Buarque (2002) afirma ainda que medidas voltadas para melhorar uma dimensão podem afetar negativamente outra. Por exemplo, medidas que melhorem a conservação ambiental podem ao mesmo tempo reduzir a eficiência econômica ou a equidade social. Para evitar tal efeito compensatório negativo, seria preciso promover mudanças no modelo de desenvolvimento, principalmente no padrão tecnológico, na estrutura de renda e no padrão de consumo.

Portanto, podemos concluir que o desenvolvimento apenas será alcançado quando todas as suas dimensões são levadas em consideração. Ademais, é preciso destacar que o desenvolvimento de um país (ou localidade) decorre de diversas políticas (públicas e privadas), sendo essencial que tais políticas levem em consideração todas as dimensões do desenvolvimento.

3. REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

3.1 Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL: o início da Regulação da Geração Distribuída.

A GD abarca os sistemas de geração provenientes de fontes renováveis ou cogeração qualificada com potência de até 5 MW, localizados junto ou próximo ao consumidor e que estão conectadas à rede de distribuição (BRASIL, 2022). Conforme

mostra a tabela 1, o Brasil terminou 2023 com 26,5 GW de potência instalada de GD, das quais 99% eram provenientes da fonte Solar Fotovoltaica (FV).

Tabela 1. Evolução anual do número de Conexões e da Potência Instalada de Geração Distribuída no Brasil

Ano	Quantidade Anual de novas Conexões	Potência Anual Instalada (MW)
2011	30	0,2
2012	30	0,75
2013	84	1,84
2014	298	2,98
2015	1348	15,73
2016	6479	63,93
2017	13495	156,02
2018	36189	446,96
2019	123268	1621,78
2020	226566	3000,02
2021	456616	4730,74
2022	801772	8151,33
2023	685205	8352,51
Total (2009-2023)	2351407	26547,05

Fonte: ANEEL (2024a). Elaboração Própria.

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizou estudos e sugeriu mudanças na valoração da eletricidade proveniente dos sistemas de GD, ou seja, mudanças no SCEE. No relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 003/2019, a ANEEL (2019) defende que a eletricidade proveniente dos sistemas de GD não deveria ser valorada pelos componentes da TUSD (Fio A, Fio B, Encargos e Perdas) e nem pelo componente encargos da TE. Esta forma de valoração faria com que a eletricidade dos sistemas de GD tivesse um valor equivalente a 43% das tarifas das distribuidoras.

O debate levantado pela ANEEL sobre a precificação da eletricidade dos sistemas de GD culminou com a elaboração do Projeto de Lei nº 5.829/2021. A perspectiva de mudança na regulação da GD, aliada a diminuição do preço dos sistemas de GD³ e ao aumento do preço da eletricidade no Brasil⁴, fez com que a GD ganhasse novo impulso a partir de 2019.

3.2 Lei nº 14.300/2022: O novo marco legal da Geração Distribuída

Em 06 de janeiro de 2022 foi sancionada a lei nº 14.300, conhecida como “Novo Marco Legal da GD”. A lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022):

- Descreveu as quatro modalidades de participação no SCEE: (i) Autoconsumo Local (Microgeração ou minigeração distribuída com geração local); (ii) Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC); (iii) Geração Compartilhada; e (iv) Autoconsumo remoto.

- Determinou que seria usado, temporariamente, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para bancar parte dos subsídios à GD, o que demonstra uma forma de subsídio cruzado uma vez que todos os consumidores contribuem com a CDE;

- Autorizou as distribuidoras a passarem a considerar a energia inserida no sistema pela GD como sobrecontratação involuntária para fins de revisão tarifária extraordinária, o que reduziu o impacto negativo da GD sobre as distribuidoras;

- Criou o Programa de Energia Renovável Social (PERS), que se destina a investimentos na instalação de sistemas FV e de outras fontes renováveis aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda; e

- Modificou o SCEE, reduzindo os subsídios para os projetos de GD que entrassem com pedido de licenciamento após janeiro de 2023.

Talvez o ponto mais importante que a lei nº 14.300/2022 trouxe foi a mudança no SCEE. Sobre o SCEE podemos destacar que a lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022) apresentou regras que de certa forma dividiu os sistemas de GD em três grupos:

- Grupo 1: Formado pelos sistemas de GD que conseguissem acesso até janeiro de 2023. A lei determinou que tais sistemas iriam permanecer com a valoração da eletricidade inalterada até 31 de dezembro de 2045, ou seja, permanecem recebendo a mesma quantidade de subsídios dada pela RN nº 482/2012;

3.- O LCOE de energia proveniente da fonte solar FV se reduziu em 26% entre 2019 e 2022 (IRENA, 2023b).

4.- Entre 2019 e 2023 a tarifa residencial média de eletricidade no Brasil cresceu em todos os anos, saindo de R\$ 557/MWh em 2019 para R\$ 731.2/MWh em 2023, ou seja, um crescimento de cerca de 31% (ANEEL, 2024b).

- Grupo 2: Formado pelos sistemas de GD que conseguissem acesso após janeiro de 2023 e fossem do tipo Autoconsumo Local ou remoto inferior a 500 KW, Geração Compartilhada até 500 KW ou EMUC. A lei estabeleceu que a eletricidade de tais sistemas passaria a não ter uma compensação gradativa e escalonada do componente Fio B da TUSD. A não compensação iniciaria com 15% em 2023 e passaria para 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027 e 90% em 2028;
- Grupo 3: Formado pelos sistemas de GD que conseguissem acesso após janeiro de 2023 e fossem dos tipos Autoconsumo remoto ou Geração compartilhada acima de 500 KW. A lei estabeleceu que a eletricidade

de tais sistemas passaria a não ter uma compensação de 100% do componente Fio B da TUSD, 40% do Fio A da TUSD e 100% dos encargos Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) da TUSD e Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE) da TUSD e da TE.

O quadro 1 apresenta um resumo dos três grupos e ainda adiciona a proposta de SCEE apresentada pela ANEEL no relatório AIR nº 003/2019. O que podemos constatar é que a lei nº 14.300/2022 reduziu os subsídios dados aos sistemas de GD, mas tal redução foi menor do que a defendida pela ANEEL.

Quadro 1. Comparação entre o SCEE da lei nº14.300/2022 com o do Relatório AIR nº003/2019 da ANEEL.

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Relatório AIR nº 003/2019 da ANEEL
Composição	- Autoconsumo Local; - Autoconsumo Remoto; - Geração Compartilhada; e - EMUC.	- Autoconsumo Remoto (< 500 KW); - Geração Compartilhada (≤ 500 KW); - EMUC.	- Autoconsumo Remoto (> 500 KW); - Geração Compartilhada (> 500 KW); - EMUC.	- Autoconsumo Local; - Autoconsumo Remoto; - Geração Compartilhada; e - EMUC.
Componente sem compensação	- Nenhum.	- Fio B/TUSD (15% em 2023), (30% em 2024), (45% em 2025), (60% em 2026), (75% em 2027) e (90% em 2028).	- Fio B/TUSD (100%) - Fio A/TUSD (40%) - Encargo TFSEE/TUSD (100%) - Encargo P&D_EE/TUSD (100%) - Encargo P&D_EE/TE (100%)	- Fio B/TUSD (100%) - Fio A/TUSD (100%) - Perdas/TUSD (100%) - Todos os Encargos da TUSD (100%) - Todos os Encargos TE (100%)

Fonte: ANEEL (2019) e BRASIL (2022). Elaboração própria.

4. DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

O desenvolvimento sustentável deve ser visto nas suas dimensões. Nessa seção, analisaremos o crescimento da GD no Brasil a luz da ideia de desenvolvimento sustentável, ou seja, analisaremos como o crescimento da GD no Brasil impactou nas dimensões ambiental, econômica e social.

Conforme dito anteriormente, o Brasil terminou 2023 com 26.5 GW de potência instalada de GD, das quais 99% eram provenientes da fonte Solar Fotovoltaica (FV). Assim sendo, podemos dizer que o crescimento da GD no Brasil contribuiu para o desenvolvimento sustentável na dimensão ambiental, uma vez que favoreceu o aumento da oferta de eletricidade a partir de uma fonte renovável de energia. Ademais, se olharmos o crescimento da fonte solar FV no Brasil podemos constatar que esta se deu majoritariamente via GD, dado que 70% da potência total de energia solar FV instalada no Brasil até 2023 é proveniente da GD (Absolar, 2025).

O crescimento da GD é aparentemente positivo na dimensão econômica, uma vez que os investimentos nesse setor geram renda, emprego e arrecadação para o governo. Segundo a Absolar, de 2012 a 2023 a GD no Brasil foi responsável por investir cerca de R\$142 bilhões e arrecadar mais de R\$42 bilhões de impostos (Canal Energia, 2024). Em termos de geração de empregos, em 2022 o Brasil empregou cerca de 241 mil pessoas no setor de energia solar FV, sendo o quarto país no mundo com mais empregos neste setor (IRENA, 2023a). No entanto, é preciso destacar o impacto negativo do crescimento da GD na contratação de outras fontes renováveis no Brasil e analisar o tipo de emprego gerado.

O crescimento da GD no Brasil se deu majoritariamente via instalação de placas FV importadas e, portanto, os empregos gerados no setor não ocorrem em setores industriais, mas nos setores de vendas, instalação e operação e manutenção, que são tipicamente fornecidos por pequenas empresas e utilizam mão de obra com baixa qualificação (IRENA, 2023a). Ademais, o crescimento da GD no Brasil gerou uma sobreoferta de eletricidade⁵ e, consequentemente, reduziu a demanda por outras fontes de energia, em especial a energia eólica. Ocorre que a indústria eólica brasileira, alvo de diversas políticas públicas⁶, vem crescendo desde o início dos anos 2000 de tal forma que atualmente o aerogerador produzido no Brasil possui, em média, 80% de conteúdo local⁷. Em 2022 o Brasil foi o quinto país no mundo que mais empregou trabalhadores no setor de energia eólica, sendo boa parte dos empregos no setor industrial de produção de componentes do aerogerador (IRENA, 2023a). Portanto, o crescimento acelerado da GD, que é baseado na importação de placas FV, está resultando na diminuição tanto da contratação de energia eólica quanto da qualidade dos empregos gerados nos setores de energia.

Apesar do crescimento da GD ter contribuído para o aumento de uma fonte renovável de energia, a solar FV, esta gerou impactos negativos quando analisamos a dimensão social, como veremos a seguir.

Segundo a ANEEL (2024a), dos 26,5 GW de potência de GD instalados no Brasil até 2023 aproximadamente 47% era proveniente do setor residencial, 30% do setor comercial, 15% do setor

5.-Em 2020 a demanda por eletricidade no Brasil caiu 1%, mas a potência instalada de solar FV via GD aumentou em 134%, batendo o recorde anual de instalação com cerca de 2,9 GW (EPE, 2021; ABSOLAR, 2025). De 2021 a 2024 o crescimento da potência solar FV via GD foram sempre superiores ao aumento da demanda por eletricidade no Brasil.

6.-A Política de Conteúdo Local do BNDES (via finame) para o aerogerador e o foco dado pelos programas de Subvenção da FINEP e de P&D da ANEEL são exemplos de políticas públicas adotadas para desenvolver a indústria eólica nacional.

7.-Neste caso, o valor de 80% de Conteúdo Local significa que o Brasil produz internamente equipamentos do aerogerador que juntos representam 80% do valor do aerogerador.

rural, 7% do setor industrial e 1% dos setores de serviço público, poder público e iluminação pública. Logo, o setor residencial é responsável por quase a metade da potência de GD instalada no Brasil e se o juntarmos com o setor comercial teremos uma participação de cerca de 77%.

Primeiramente, precisamos destacar que o custo de acesso a sistemas de GD é elevado quando comparados à renda da população brasileira. Segundo dados da ANEEL, a potência média dos sistemas de GD por unidade consumidora do setor residencial que entraram em operação em 2021, 2022 e 2023 foi de, respectivamente, 5.07 KWp, 5.3 KWp e 5.63 KWp⁸. Segundo dados da Greener (2024), em janeiro de 2022 o custo de um sistema FV de GD com potência de 5 KWp seria de R\$24,400.00⁹. Quando comparamos tal valor com os dados sobre o rendimento efetivo domiciliar provenientes da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) contínua de 2022, podemos constatar que são poucos domicílios no Brasil que financeiramente podem ter acesso a um sistema de GD. Segundo dados da PNAD contínua, em 2022 cerca de 56.4% dos domicílios no Brasil tinham um rendimento mensal efetivo abaixo de 3 salários mínimos (R\$3,636.00) e 76,6% abaixo de 5 salários mínimos (R\$6,060.00). Ademais, o rendimento médio mensal domiciliar per capita em 2022 foi de R\$1,658.00, sendo que o rendimento médio mensal domiciliar per capita dos 40% da população com menores rendimentos em 2022 foi de R\$468.00 e pelo menos 70% dos domicílios possuíam rendimento médio mensal domiciliar per capita menor que R\$1,824.00 (IBGE, 2024).

Portanto, é preciso ter em mente que, em geral, quem tem acesso à sistemas de GD são famílias de renda mais elevadas e empresas em boa situação financeira. Por outro lado, os subsídios dados à GD são pagos em grande parte por

consumidores cativos que possuem capacidade financeira limitada e dificuldades para ter acesso a um sistema de GD. Portanto, trata-se de uma distribuição de renda às avessas ou, no mínimo, de uma má alocação de recursos, onde poucos agentes em boas condições financeiras recebem subsídios bancados por uma parte considerável da população de menor renda.

Para exemplificar a má alocação de recursos relacionados à GD descrita no parágrafo anterior, podemos comparar o valor dado em subsídios para a GD nos últimos anos com o valor destinado a outros propósitos. A tabela 2 apresenta os valores dos subsídios existentes no setor de energia elétrica no Brasil entre os anos 2020 e 2023.

8.- Selecionou-se os anos 2021, 2022 e 2023 por serem os anos de maior instalação de sistemas de GD no Brasil. Ademais, chegou-se na potência média dividindo-se a potência total instalada no setor residencial no ano pelo número de unidades consumidoras (UC) que entraram em operação.

9.- Segundo a Greener (2024), o preço médio de um sistema de GD residencial em janeiro de 2022 era de R\$5,16/Wp. Portanto, ao multiplicar os R\$5,16/Wp por mil (para chegar no valor em KWp) e depois por cinco (para chegar no sistema de 5 KWp) chega-se nos R\$24,400.00.

Tabela 2. Valor dos Subsídios no setor de energia elétrica no Brasil entre 2020 e 2023.

Subsídios no setor de energia elétrica	2020		2021		2022		2023	
	Valor (R\$ Milhões)	% do total	Valor (R\$ Milhões)	% do total	Valor (R\$ Milhões)	% do total	Valor (R\$ Milhões)	% do total
Conta Consumo Combustível (CCC)	R\$ 7.879	33.52%	R\$ 10.772	39.56%	R\$ 12.417	37.06%	R\$ 11.349	28.15%
Fonte Incentivada	R\$ 4.870	20.72%	R\$ 6.256	22.97%	R\$ 8.190	24.45%	R\$ 10.786	26.75%
Geração Distribuída (GD)	R\$ 454	1.93%	R\$ 1.350	4.96%	R\$ 2.788	8.32%	R\$ 7.141	17.71%
Tarifa Social	R\$ 4.197	17.85%	R\$ 3.636	13.35%	R\$ 4.661	13.91%	R\$ 5.826	14.45%
Universalização	R\$ 731	3.11%	R\$ 558	2.05%	R\$ 1.212	3.62%	R\$ 1.729	4.29%
Rural	R\$ 2.238	9.52%	R\$ 1.588	5.83%	R\$ 1.017	3.03%	R\$ 227	0.56%
Irrigação e Aquicultura	R\$ 1.073	4.56%	R\$ 1.177	4.32%	R\$ 1.229	3.67%	R\$ 1.055	2.62%
Água-Esgoto-Saneamento	R\$ 630	2.68%	R\$ 415	1.53%	R\$ 260	0.77%	R\$ 76	0.19%
Carvão e óleo combustível	R\$ 698	2.97%	R\$ 776	2.85%	R\$ 928	2.77%	R\$ 1.194	2.96%
Distribuidora Pequeno Porte	R\$ 738	3.14%	R\$ 702	2.58%	R\$ 801	2.39%	R\$ 929	2.31%
Total	R\$ 23.507	100%	R\$ 27.231	100%	R\$ 33.505	100%	R\$ 40.317	100%

Fonte: ANEEL (2024c). Elaboração própria.

O primeiro ponto a se destacar é o crescimento substancial dos subsídios à GD a partir de 2021. Podemos observar que os subsídios à GD saem de R\$ 454 milhões em 2020 para cerca de R\$ 7.1 bilhões em 2023, ou seja, um aumento de cerca de 1,464% em 3 anos. A participação dos subsídios à GD no total concedido pelo setor saiu de 1.93% em 2020 para 17.71% em 2023. Portanto, tanto o valor bruto de subsídios dados à GD quanto sua participação no total cresceram vertiginosamente a partir de 2021, dado o aumento instalação de sistemas de GD no Brasil em 2021, 2022 e 2023, conforme mostra a tabela 1.

Destaca-se também que a partir de 2023 a GD passou a ser a terceira maior conta de subsídios do setor elétrica. Os subsídios destinados à GD são superiores àqueles destinados para a Universalização e para a Tarifa Social de Energia Elétrica, que claramente são fontes de recursos destinados à população de baixa renda.

O valor destinado à Universalização busca fazer com que residências desconectadas da rede passem a ter acesso à eletricidade. As famílias atendidas por esses recursos geralmente são de baixa renda e se situam em locais distantes dos centros urbanos, com destaque para as comunidades indígenas e quilombolas e para localidades na região amazônica. Dentro da conta Universalização se encontram o Programa Mais Luz para a Amazônia, o Programa Luz para Todos

e o Padrão Rural Gratuito. A tabela 2 mostra que desde 2021 os subsídios à GD já superam os valores destinados à Universalização. Em 2023 o valor destinado à GD (R\$7,141 milhões) foi 4.13 vezes (ou 313%) maior que o destinado à Universalização (R\$1,729 milhões).

O valor destinado à Tarifa Social de Energia Elétrica tem como objetivo subsidiar a energia elétrica para famílias de baixa renda. A tabela 2 mostra que entre 2021 e 2022 o subsídio anual destinado à GD foi se aproximando do valor destinado à Tarifa Social, até que em 2023 passou a ser maior. Em 2020, por exemplo, o valor destinado à Tarifa Social (R\$4,197 milhões) foi 9.24 vezes (ou 824%) maior que o destinado à GD (R\$ 454 milhões), mas em 2022 tal diferença caiu para 1.65 vezes (ou 65.3%). No entanto, em 2023 os subsídios destinados à GD (R\$7,141 milhões) foi 22.6% maior que o destinado à Tarifa Social.

É preciso ainda destacar que o valor destinado à Universalização e à Tarifa social de baixa renda podem reduzir no futuro, o que não ocorrerá com os subsídios à GD. No que se refere à Universalização, quanto mais famílias tiverem acesso à eletricidade, menor será a necessidade de recursos para esta conta. Quanto à Tarifa social de baixa renda, esta pode se reduzir na medida que a renda das famílias mais necessitadas volte a melhorar (seja via crescimento econômico ou por meio de políticas públicas de valorização do

salário mínimo ou de distribuição de renda). Já o valor dos subsídios dados à GD vão aumentar conforme esta permaneça crescendo no país. Ademais, mesmo que os subsídios à GD fossem eliminados hoje para os novos empreendimentos, o respeito ao direito adquirei manteria, ao menos até 2045, os valores atuais dos subsídios.

Portanto, podemos concluir que a Lei 14.300/2022 que regulamentou a GD no Brasil gerou uma distorção social, uma vez que está fazendo com que os benefícios dados às famílias e empresas

de maior renda superem os recursos destinados às iniciativas que beneficiam a população de baixa renda. Além disso, apesar de constar na lei 14.300/2022 a criação do Programa de Energia Renovável Social (PERS), que se destina a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda, pouco foi feito até o momento a este respeito.

5. CONCLUSÃO

A GD no Brasil está se mostrando um importante meio para o crescimento das FRE no Brasil, mais especificamente da energia solar FV. O Brasil finalizou 2023 com 37.7 GW de potência solar FV instalada, das quais 70% eram provenientes da GD (Absolar, 2025). Portanto, a GD no Brasil foi importante para o desenvolvimento brasileiro na dimensão ambiental.

Em relação à dimensão econômica, apesar do crescimento da GD no Brasil ter impactado positivamente o nível de investimento, a geração empregos e a arrecadação do governo, a mesma resultou em problemas como a queda da contratação de energia eólica e, conseqüentemente, a queda da qualidade do emprego gerado. Portanto, o crescimento acelerado da GD no Brasil impactou negativamente o desenvolvimento brasileiro na dimensão econômica.

Por fim, o crescimento da GD no Brasil ocorreu em função de fatores como a queda no preço dos sistemas solares FV, o encarecimento da energia elétrica e a regulamentação do setor (em função dos subsídios fornecidos por meio do SCEE). Os subsídios dados à GD por meio da REN nº 482/2012 estimulou o crescimento do setor e levantou a questão da “espiral da morte”, o que suscitou o debate sobre o assunto e a necessidade de uma nova regulamentação. Em 2022 foi promulgada a lei 14.300, que reduziu os subsídios ao setor de GD, além de ter mostrado estar ciente tanto da dificuldade da população de

baixa renda ter acesso a sistemas de GD (ao criar o PERS) quanto aos riscos que o crescimento da GD pode causar às distribuidoras ao reduzir sua demanda. O fato é que os subsídios dados à GD atuam como uma forma de distribuição de renda às avessas e, além disso, estão chegando a um nível muito elevado quando comparado às outras fontes de subsídios do setor elétrico. Apesar do novo marco da GD no Brasil ter reduzido os subsídios, tal redução foi menor do que a sugerida pela ANEEL e, portanto, o problema dos subsídios e o impacto na distribuição de renda permanecem.

Os subsídios dados à GD nos últimos anos levantaram o questionamento sobre se o rápido crescimento da GD no Brasil estava de acordo com a ideia de desenvolvimento sustentável em suas dimensões econômica, ambiental e social. O trabalho nos leva a concluir que o crescimento da GD no Brasil mostrou ter impactos negativos quanto aos aspectos social e econômico, apesar de ter sido importante para o crescimento de uma fonte renovável de energia no país, a solar FV. Os impactos negativos nas dimensões social e econômica estão diretamente relacionados com o nível de subsídios dado ao setor de GD no Brasil e, portanto, é importante que as autoridades competentes busquem a redução desses subsídios.

6. REFERENCIAS

ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar). (2025). Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico Absolar. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> >. Acesso em: 10/06/2025.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2024a). Unidades com Geração Distribuída. Disponível em: < <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiY2VmMmUwN2Q1YWFiOS00ZDE3LWl3NDMlZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9> >. Acesso em: 30/05/2024.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2024b). Componentes da Tarifa Residencial. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras> >. Acesso em: 30/05/2024.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2024c). Subsidiômetro. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br> >. Acesso em: 30/05/2024.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2019). Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). (2012). Resolução Normativa nº 482, 17 de abril de 2012. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida> >. Acesso em: 30/05/2024.

48

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. (2022). Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm >. Acesso em: 19 maio de 2024.

BUARQUE, Sergio C.. (2022). Construindo o desenvolvimento local sustentável. Rio de Janeiro: Garamond, 2002.

CANAL ENERGIA. (2024). GD solar atinge 29 GW no Brasil: Levantamento da Absolar aponta mais de R\$142,5 bilhões em investimentos acumulados desde 2012. Disponível em: < <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53278689/gd-solar-atinge-29-gw-no-brasil> >. Acesso em: 24/05/2024.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). (2021). Balanço Energético Nacional: Relatório Síntese 2021 – Ano Base 2020. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021> >. Acesso em: 10/06/2025

GREENER. (2024). Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico: Estudo Estratégico 2024. Disponível em: < <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2024/> >. Acesso em: 10/06/2024.

IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística). (2024). Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019/2023.

IRENA (International Renewable Energy Agency). (2023a). Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2023. Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva. Disponível em: < <https://www.ilo.org/publications/renewable-energy-and-jobs-annual-review-2023> >. Acesso em: 24/05/2024.

IRENA (International Renewable Energy Agency). (2023b). Renewable Power Generation Costs in 2022. Abu Dhabi. Disponível em: < <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022> >. Acesso em: 24/05/2024.

LARA, L. G. A.; OLIVEIRA, S. A.. (2018). Sociedade de decrescimento: uma resposta para o desenvolvimento (in) sustentável. Revista de Estudos Organizacionais e Sociedade, v. 5, n.13, 2018. Disponível em: < <https://revistas.face.ufmg.br/index.php/farol/article/view/4167> >. Acesso em: 24/05/2024.

MATOS, R. A.; ROVELLA, S. B. C.. (2010). Do crescimento econômico ao desenvolvimento sustentável: conceitos em evolução. Revista Eletrônica dos Cursos de Administração e Ciências Contábeis do Centro Universitário UniOpet, Curitiba, n. 3, jan./jul. 2010. Disponível em: < <https://www.opet.com.br/faculdade/revista-cc-adm/pdf/n3/DO-CRESCIMENTO-ECONOMICO-AO-DESENVOLVIMENTO-SUSTENTAVEL-CONCEITOS-EM-EVOLUCAO.pdf> >. Acesso em: 14/10/2024.

ONU (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS). (2024). Os objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. Disponível em: < <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs> >. Acesso em: 24/05/2024.

RIGO, P.D.; REDISKE, G.; SANTOS, J. R. G.; FREITAS, C.V.; LORENZONI, L.P.. (2021). Relatório Trimestral SOLARMAP: A fatura de energia elétrica brasileira e os incentivos à Geração Distribuída. Vol. 2, nº2, 2021.

SACHS, Ignacy. Estratégias de transição para o século XXI: desenvolvimento e meio ambiente. São Paulo: Studio Nobel, 1993.

SEN, Amartya. Desenvolvimento como Liberdade. São Paulo: Companhia das Letras, 2010.

ESTIMATIVA DE CUSTOS E POTENCIAL DE ABATIMENTO DE EMISSÕES DE METANO NO TRANSPORTE POR GASODUTOS NA CADEIA DO GÁS NATURAL

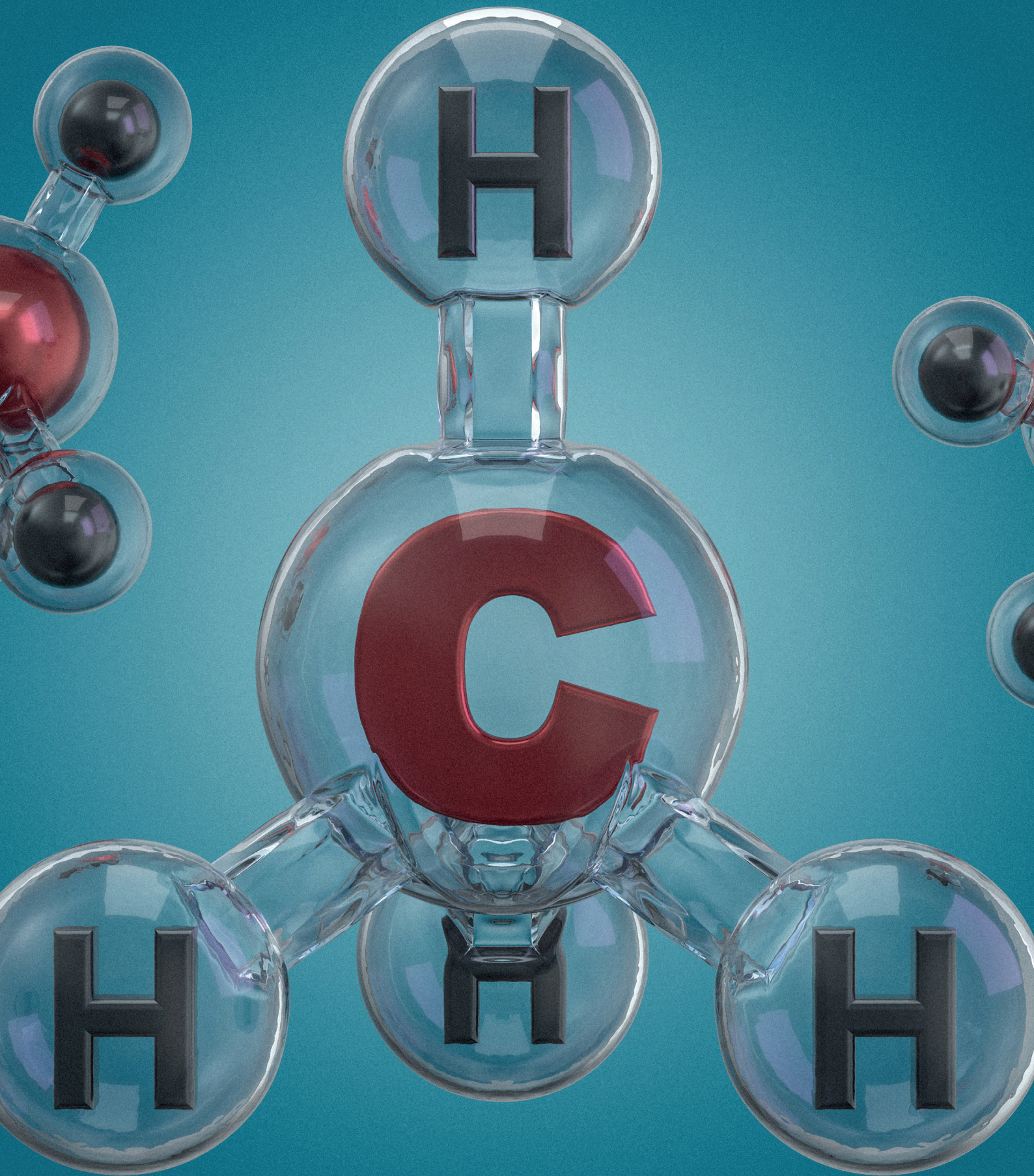
COST ESTIMATES AND METHANE ABATEMENT POTENTIAL IN NATURAL GAS TRANSMISSION PIPELINES

Harnon Martins Ramos¹, Ana Claudia Sant'Ana Pinto², Bruna Guimarães³,
Claudia Bonelli⁴, Gabriela Nascimento da Silva⁵, Henrique Rangel⁶
Marcelo Alfradique⁷, Rafael Lemme⁸, Regina Fernandes⁹
Recibido: 14/11/2024 y Aceptado: 18/6/2025



51

-
- 1.- harnon.ramos@epe.gov.br
 - 2.- ana.pinto@epe.gov.br
 - 3.- bruna.guimaraes@epe.gov.br
 - 4.- claudia.bonelli@epe.gov.br
 - 5.- gabriela.silva@epe.gov.br
 - 6.- henrique.rangel@epe.gov.br
 - 7.- marcelo.alfradique@epe.gov.br
 - 8.- rafael.lemme@epe.gov.br
 - 9.- regina.fernandes@epe.gov.br



Resumo

Esse estudo tem o objetivo de estimar as emissões de metano de uma infraestrutura da cadeia do gás natural, assim como avaliar o potencial e o custo de abatimento com a implementação de medidas de mitigação. Para isso, foi desenvolvido um estudo de caso genérico para a etapa de transporte de gás natural, envolvendo três gasodutos de 113 km cada e três estações de compressão. A metodologia abordou o dimensionamento da infraestrutura, que foi conduzido com a utilização do software Que\$tor, a estimativa das emissões de metano, a avaliação das medidas de abatimento capazes de reduzir essas emissões e o cálculo do potencial e dos custos de abatimento. Como resultados, as emissões fugitivas representaram mais de 72% das emissões de metano, enquanto 28% foram emissões de venting. O estudo de caso mostrou que existem medidas de redução de emissões com um potencial retorno econômico a partir do gás recuperado: três das cinco medidas avaliadas apresentaram essas características para todos os níveis de preços de gás natural considerados. Além disso, todas as medidas trouxeram o benefício da redução de emissões de gases de efeito estufa, com potencial total para abater até 87% das emissões das fontes analisadas no estudo de caso.

PALAVRAS CHAVE: emissões, metano, cadeia do gás natural, medidas de mitigação, custo de abatimento.

Abstract

53

This study aims to estimate methane emissions from a natural gas supply chain infrastructure and assess the potential and cost of abatement with the implementation of mitigation measures. To achieve this, a generic case study was developed for the natural gas transport stage, involving three pipelines of 113 km each and three compression stations. The methodology included infrastructure sizing, which was conducted using the Que\$tor software, estimating methane emissions, evaluating abatement measures capable of reducing these emissions, and calculating the abatement potential and costs. As a result, fugitive emissions represented more than 72% of methane emissions, while 28% were venting emissions. The case study showed that there are emission reduction measures with potential economic returns from the recovered gas: three of the five measures evaluated presented these characteristics for all levels of natural gas prices considered. Additionally, all measures provided the benefit of reducing greenhouse gas emissions, with a total potential to reduce up to 87% of emissions from the sources analyzed in the case study.

KEYWORDS: emissions, methane, natural gas supply chain, mitigation measures, abatement costs.

1. INTRODUÇÃO

Com o acirramento das mudanças climáticas, diversos setores têm considerado a substituição de combustíveis de elevado teor de carbono - como óleo diesel, carvão mineral e óleo combustível - pelo gás natural, uma vez que sua queima resulta em menos emissões de CO₂ e de poluentes de efeito local, por exemplo, particulados e óxidos de enxofre. No entanto, o gás natural é constituído, em grande parte, por metano, e sua volatilidade propicia vazamentos em diversas etapas da cadeia, o que motiva a avaliação de medidas de mitigação dessas emissões, a fim de aumentar ainda mais a competitividade ambiental desse energético. Segundo Settler et al. (2022), o total de metano emitido ao longo da cadeia de produção de gás natural pode representar de 0,2% a 10% do total de gás produzido. No Brasil, o aumento potencial da oferta, a ampliação da malha de gasodutos e a previsão de novos terminais de GNL (EPE, 2023) indicam uma tendência de crescimento no uso do gás natural na próxima década, reforçando a relevância de analisar as emissões e implementar tais medidas de mitigação.

A importância de se compreender o processo de emissões de metano na atmosfera é acentuada por seu elevado potencial de aquecimento global (GWP – Global Warming Potential) no curto-médio prazo, de cerca de 80 vezes o do CO₂ (IPCC, 2023), além de sua alta inflamabilidade e explosividade. O elevado GWP e baixo tempo de vida na atmosfera - cerca de 12 anos - tornam o metano um Gás de Efeito Estufa (GEE) chave nas estratégias de mitigação de curto-médio prazo. As trajetórias de redução de emissões mais custo-efetivas para manter o aumento máximo de 1,5°C na temperatura média da atmosfera terrestre até 2050 focam na redução de 30-60% das emissões mundiais de metano até 2030, em relação aos níveis de 2020 (GMP, 2023). Além disso, a viabilidade técnico-econômica favorável das principais medidas de abatimento das emissões de metano tem motivado diversas iniciativas internacionais para redução das emissões desse gás na cadeia dos combustíveis fósseis (IEA, 2024a; Methane Guiding Principles, 2023; GMP,

2023). Dessa forma, para que a expansão do uso do gás natural seja acompanhada de esforços de redução das emissões de GEE, é de grande importância identificar e contabilizar as emissões de metano ao longo da cadeia.

Este artigo tem o objetivo de estimar o potencial de redução de emissões de metano em um trecho de um gasoduto de transporte hipotético de gás natural e indicar o custo marginal de abatimento dessas emissões com a implementação de medidas de mitigação. A escolha pela etapa de transporte se justifica pela elevada representatividade desse elo no total de emissões de metano da cadeia do gás natural, entre 0,05 e 4% do gás produzido (Balcombe et al. 2016).

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para estimar o potencial de redução de emissões de metano em um trecho de um gasoduto de transporte hipotético de gás natural envolveu cinco etapas principais: 1) levantamento de dados; 2) definição dos parâmetros para a infraestrutura analisada; 3) modelagem; 4) estimativa do potencial de redução das emissões das medidas de mitigação; e 5) cálculo do custo marginal de abatimento.

1) Levantamento de dados: Para o desenvolvimento do estudo foram coletados dados na literatura (EPA, 2024; IEA, 2024a; ICF, 2014) sobre emissões de metano na cadeia do gás natural, incluindo: as principais fontes e os fatores de emissão; as propriedades físicas das infraestruturas de gás natural no Brasil; e as medidas de abatimento disponíveis, assim como seus custos e potenciais de redução das emissões de metano.

2) Definição dos parâmetros para a infraestrutura analisada: O escopo do estudo envolve gasodutos de transporte e as estações de compressão necessárias para compensar a perda de carga ao longo de sua extensão. Os parâmetros necessários para a modelagem, como vazão de gás natural, diâmetro do gasoduto e pressões de sucção e de descarga das estações de compressão, foram definidos a partir do tratamento estatístico dos dados disponíveis para os gasodutos de transporte existentes no Brasil. Os dados foram obtidos da base de dados da ferramenta WebMap¹ da EPE e dos documentos das empresas transportadoras de gás natural no Brasil TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia), TAG (Transportadora Associada de Gás), GasOcidente, NTS (Nova Transportadora do

Sudeste) e TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás).

3) Modelagem: Nessa etapa foi utilizado o software Que\$tor², com a simulação de um trecho genérico da infraestrutura de transporte do gás natural. O modelo foi utilizado com o principal objetivo de validar o dimensionamento da infraestrutura e estimar parâmetros adicionais. Durante a modelagem, os parâmetros definidos na etapa anterior foram ajustados de forma iterativa, por meio de simulação com obtenção de parâmetros adicionais, garantindo uma equivalência entre as pressões de saída de gasodutos e as pressões de sucção de estações de compressão, bem como entre as pressões de descarga das estações de compressão e as pressões de entrada dos gasodutos.

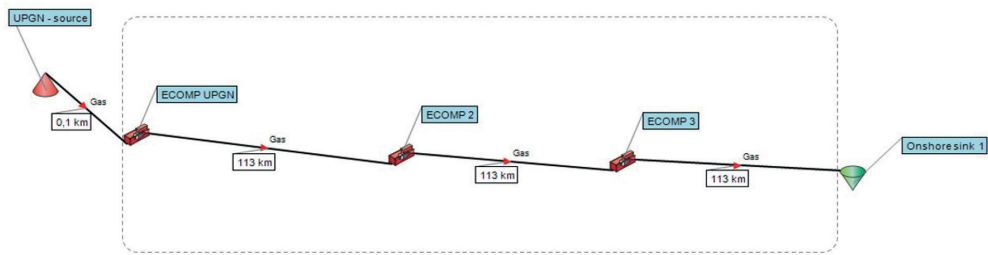
A Figura 1 mostra o trecho simulado do gasoduto de transporte:

55

1.- Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>

2.- O Que\$tor é um software desenvolvido pela S&P Global, focado na estimativa de custos de projetos de óleo e gás, com detalhamento de CAPEX e OPEX para infraestruturas onshore, offshore e de regaseificação de GNL. O software possui uma base de dados de custos robusta e detalhada em tecnologias, mão de obra, materiais, equipamentos, entre outros. O software também é útil no dimensionamento dessas infraestruturas, na fase conceitual, e permite modelar o escoamento do gás natural nos gasodutos, auxiliando na estimativa preliminar de parâmetros como pressão, temperatura, perda de carga, diâmetro do duto, potência dos compressores, emissões etc. Mais informações em <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/questor-oil-gas-project-cost-estimation-software.html>

Figura 1. Trecho da infraestrutura de transporte analisado. O trecho dentro da linha tracejada representa a infraestrutura analisada.



Fonte: elaboração própria no software Que\$tor.

Conforme mostra a Figura 1, foram modeladas três estações de compressão (ECOMP UPGN, ECOMP 2 e ECOMP3) necessárias para que o gás natural pudesse percorrer três trechos de 113 km cada, dentro das pressões especificadas. Adicionalmente, foi incluído um trecho de gasoduto de 0,1 km, somente para transportar o gás natural da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) (origem do gás modelado) para a primeira estação de compressão, representando um fluxo que no caso real ocorreria dentro da própria unidade de processamento. Foi considerada a entrega do gás em um Citygate no final do sistema (Onshore sink 1). No entanto, somente gasodutos de transporte e estações de compressão foram consideradas para o cálculo de emissões de metano, ou seja, a parte da Figura 1 delimitada na linha tracejada. Partindo dos parâmetros mapeados na Figura 1 e realizando um processo iterativo na modelagem, foram obtidos os seguintes parâmetros de dimensionamento do gasoduto:

- Vazão de entrada de gás natural: 9 milhões de m3/dia
- Extensão do gasoduto: três trechos de 113 km cada
- Diâmetro nominal do gasoduto: 20"
- Pressão de sucção das ECOMPs: 60,3 – 76 bar
- Pressão de descarga das ECOMPs: 97,8 – 106 bar
- Potência dos compressores das ECOMPs: 2,24 – 4,2 MW (dois compressores em cada ECOMP)

4) Estimativa do potencial de redução das emissões das medidas de abatimento: para esta etapa, foi necessário também estimar as emissões de metano provenientes da infraestrutura analisada. Os cálculos foram feitos a partir dos fatores de emissão médios de infraestruturas típicas dos EUA (EPA, 2024), devido à escassez de dados públicos desse tipo para o Brasil. A Tabela 5 apresenta as fontes de emissão identificadas e os dados de fatores de emissão utilizados.

Tabela 1: Fatores de emissão de metano para fontes selecionadas.

Fonte de Emissão	Fator de Emissão de Metano ^{1,2}	Unidade
Vazamento nos gasodutos	10,9	kg/milha
Emissões fugitivas nas ECOMPs	64000	kg/estação
Compressores centrífugos (selo úmido)	68000	kg/compressor
Dispositivos pneumáticos de alta emissão (High Bleed)	2856,4	kg/dispositivo
Venting nos gasodutos	607,2	kg/milha
Venting nas estações de compressão	72012,7	kg/estação

Notas:
1.- Os valores se referem à média aritmética dos fatores de emissão disponibilizados pela EPA nos anos de 2018, 2019, 2020, 2021 e 2022 (EPA, 2024).
2.- As fontes de emissão identificadas neste estudo não são exaustivas, ou seja, representam apenas exemplos de possíveis fontes de emissão na infraestrutura selecionada.

No cálculo das emissões totais da infraestrutura analisada, multiplicou-se os fatores de emissão da Tabela 5 por 1,3 para adaptar os valores para a realidade brasileira (tropicalização), conforme procedimento adotado pela Agência Internacional de Energia, na plataforma Methane Tracker (IEA, 2024a)³. Em relação aos dispositivos pneumáticos, cabe ressaltar que no mercado norte-americano existem, em média, 3 dispositivos de alta emissão (high bleed) e 3 de baixa emissão (low bleed) a cada 2 ECOMPs (EPA, 2024), o que significa um total entre 4 e 5 dispositivos de cada tipo para o sistema modelado neste estudo. Considerando que algumas atividades só podem ser desempenhadas por dispositivos high bleed (ICF, 2014), optou-se por simular a troca de apenas 2 dispositivos high bleed por low bleed no sistema, para fins ilustrativos. Para as emissões de venting nos gasodutos, considerou-se que a infraestrutura é composta de 15 segmentos de gasodutos de 22,5 km (14 milhas), separados por válvulas. Dessa forma, assume-se que é feita uma manutenção em um segmento por ano, também para fins ilustrativos. A definição dos segmentos do gasoduto teve como referência o cálculo conservador da distância mínima média entre válvulas, que é de 10 a 20 milhas (16 a 32 km) (MJB&A, 2016).

5) Cálculo do custo marginal de abatimento:

o custo marginal de abatimento é um indicador muito útil para avaliar a viabilidade técnico-econômica de projetos de mitigação de GEE. O indicador se refere ao custo financeiro de se abater uma unidade (de massa ou energia, por exemplo) de GEE. Nesse estudo, foram avaliadas medidas de abatimento capazes de reduzir as emissões de metano da infraestrutura e posteriormente calculados seus custos marginais de abatimento. Os

cálculos levaram em consideração: os custos de investimento e de operação e manutenção (O&M) das medidas de mitigação; o potencial de mitigação de cada medida; e os ganhos econômicos⁴ resultantes do gás recuperado. Seguindo a metodologia da IEA (2024b), utilizou-se o custo de investimento (CAPEX) anualizado, adicionado aos custos anuais de O&M e subtraído das receitas anuais. O valor obtido, ao ser dividido pelo potencial anual de mitigação de emissões de metano, resultou no custo marginal de abatimento, conforme as equações apresentadas abaixo:

$$C_{abat} = \frac{C_{anual}}{P}$$

$$C_{anual} = K + O\&M - R$$

$$K = I \times FRC$$

$$FRC = \frac{r \times (1 + r)^m}{(1 + r)^m - 1}$$

Onde:

C_{abat}: custo marginal de abatimento, em US\$/milhão de BTU de metano

C_{anual}: custo anual líquido⁵, em US\$/ano

P: potencial de abatimento anual, em milhão de BTU de metano/ano

K: custo de capital (CAPEX) anualizado, em US\$/ano

O&M: custo de O&M (OPEX), em US\$/ano

R: receita anual do gás natural recuperado, em US\$/ano, obtida mediante P e o preço da molécula do gás natural

I: investimento inicial (CAPEX), em US\$

FRC: fator de recuperação de capital

r: taxa de desconto, considerada 8% para esse estudo (taxa real)

m: tempo de vida útil do equipamento, em anos⁶

3.- O Methane Tracker obtém os fatores de emissão dos países a partir de um escalonamento dos fatores de emissão da infraestrutura dos Estados Unidos. Para o downstream do Brasil, o fator de escalonamento é 1,3 (baseado na extensão das redes de gasodutos e oleodutos e na capacidade e utilização de refino de petróleo).

4.- O estudo não aborda as particularidades do sistema de transporte, como cálculo de tarifa, base regulatória de ativos e receita máxima permitida, por exemplo.

5.- A rigor, o custo marginal de abatimento considera somente os investimentos e as despesas e não contabiliza as receitas do projeto. No entanto, seguindo a metodologia da IEA (2024b), foi calculado um custo anual líquido, em que a receita proveniente da recuperação do gás natural não emitido é considerada.

6.- Seguindo a metodologia de Natural Gas STAR Program, foi adotado um padrão de 5 anos para os equipamentos referentes a todas as medidas de mitigação, que é também o tempo em que se espera um retorno do investimento (EPA, 2014).

Os dados⁷ de custos de capital (CAPEX), os custos de O&M (OPEX) e o potencial de mitigação das emissões de metano (%) relacionados à implementação das medidas de mitigação selecionadas foram obtidos do ICF International (ICF, 2014) e da EPA (2024). conforme Tabela 7:

Tabela 2: CAPEX, OPEX e potencial de mitigação para medidas selecionadas.

Medida de mitigação	CAPEX (US\$/ano)	OPEX (US\$/ano)	Potencial de mitigação (%)
LDAR	169923	146250	60%
Sistema de Recuperação de Degaseificação	156000		95%
Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)	6000		92%
Esvaziamento antes da manutenção		12000	80%
Captura de Gás	45000		95%

Notas:
1.-LDAR: Leak Detection and Repair são programas de detecção e reparo de vazamentos

Fonte: Elaboração própria, com dados de ICF (2014) e EPA (2024).

Para ajustar o CAPEX aos valores de 2023, foram utilizados os índices de custo de engenharia e construção (CEPCI)⁸ de 2014 e 2023 e para o ajuste dos custos de O&M, foi utilizado o INPC de 2014 a 2023. Ainda, aos custos de investimento da Tabela 7, que são baseados no mercado dos EUA, foi adicionado 50%, com o objetivo de tropicalizar os custos. Para o cálculo da receita do gás natural recuperado, foi considerado como preço de referência a média da parcela “molécula” dos preços do gás natural Petrobras para as distribuidoras para 2023, com valor de 12 US\$/milhão de BTU (MME, 2023).

7.- É importante destacar que não foi realizada cotação com empresas de equipamentos e serviços para estimativa de custos. Dessa forma, os custos de CAPEX e OPEX são provenientes da literatura, com uma incerteza associada referente à etapa conceitual de projetos, de -50 a 100%.

8.- Disponível em <https://toweringskills.com/financial-analysis/cost-indices/>.

3. RESULTADOS

A Tabela 3 mostra as principais fontes⁹ de emissões de metano identificadas, os valores correspondentes de emissão calculados e

as medidas de abatimento identificadas com potencial de mitigar essas emissões.³

Tabela 3: Principais fontes de emissões de metano, suas características e as medidas de mitigação identificadas.

Fonte de Emissão	Categoria da Emissão	Emissão (tCH ₄ /ano)	Emissão (%)	Medida de mitigação identificada
Emissões fugitivas nos gasodutos e estações	Fugitivas	253	23,37%	LDAR
Compressores centrífugos (selo úmido)	Fugitivas	530	48,97%	Sistema de Recuperação de Degaseificação
Dispositivos pneumáticos de alta emissão (High Bleed)	Venting	7,4	0,68%	Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)
Venting nos gasodutos	Venting	11	1,02%	Esvaziamento antes da manutenção
Venting nas estações de compressão	Venting	281	25,96%	Captura de Gás
TOTAL	-	1082,4	100,00%	-

Fonte: Elaboração própria

A maior fonte emissora do estudo de caso foram os seis compressores centrífugos (selo úmido) das estações de compressão, com 530 tCH₄/ano. Na sequência, estão as emissões de venting nas estações de compressão e as emissões fugitivas nos gasodutos e estações de compressão, com 281 tCH₄/ano e 253 tCH₄/ano, respectivamente. As menores fontes emissoras foram venting nos gasodutos e dispositivos pneumáticos de alta emissão (high bleed), com 11 tCH₄/ano e 7,4 tCH₄/ano, respectivamente. As emissões fugitivas, aquelas consideradas não intencionais, representaram mais de 72% das emissões do estudo de caso. As emissões restantes são emissões de venting, portanto intencionais e decorrentes de atividades operacionais ou de segurança.

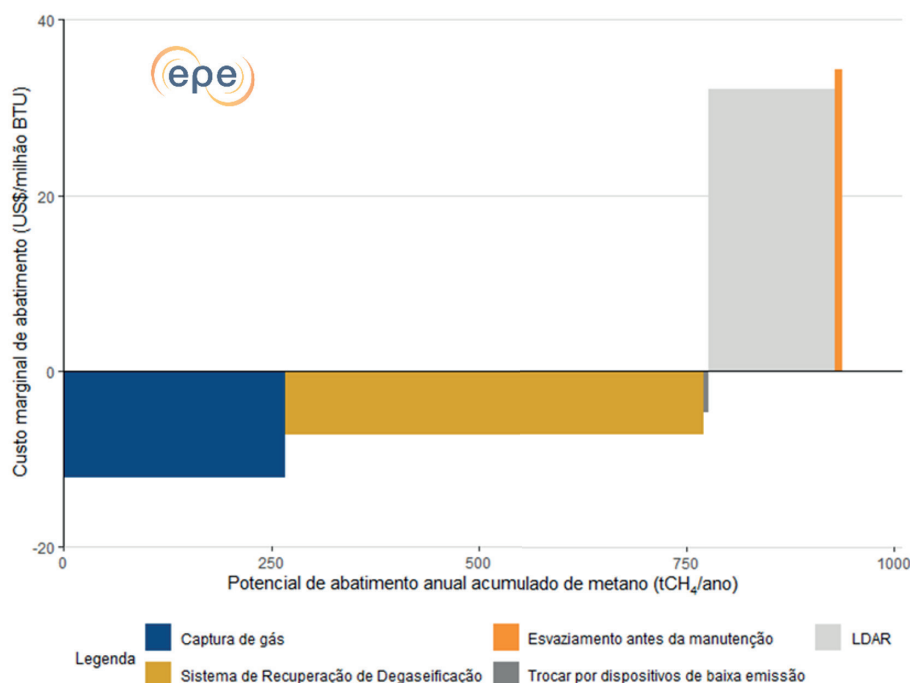
O valor baixo das emissões de venting nos gasodutos, quando comparado às demais fontes

emissoras, pode estar associado à premissa de que apenas um segmento de gasoduto de 22,5 km (14 milhas) é esvaziado, uma vez por ano, para intervenções de manutenção. Caso haja um número maior de manutenções, ou em mais trechos, as emissões de venting nos gasodutos serão maiores.

A Figura 2 mostra a curva do custo marginal de abatimento obtida para as medidas de mitigação aplicadas no estudo de caso:

9.- As fontes de emissão identificadas foram usadas como exemplo ilustrativo. Na prática, pode haver mais fontes de emissão.

Figura 2: Curva do custo marginal de abatimento para as médias estudadas para o nível de preço de referência do gás.



No gráfico da Figura 2, cada medida de mitigação é representada por uma barra: sua extensão horizontal (eixo x) mostra o potencial de abatimento anual, e sua altura (eixo y) ilustra seu custo marginal de abatimento, com medidas abaixo do eixo x apresentando custo marginal de abatimento negativo (com retorno econômico a partir do gás recuperado, pois as receitas superam os custos conforme a equação do custo marginal de abatimento, Canual). Por outro lado, as medidas acima do eixo x apresentam custo marginal de abatimento positivo (sem retorno econômico a partir do gás recuperado).

Conforme mostra a Figura 2, o potencial total de abatimento das medidas analisadas refere-se a no máximo 938 tCH₄/ano, 87% das emissões das fontes avaliadas no estudo de caso. Ressalta-se que pode haver sobreposição do potencial de abatimento das medidas relacionadas às emissões fugitivas do estudo de caso, LDAR e

sistema de recuperação de degaseificação, de forma que o abatimento total na prática pode ser menor que o indicado.

Em termos de toneladas de CO₂ equivalentes (tCO₂e), a Tabela 4 apresenta os valores de custo marginal de abatimento e potencial de abatimento correspondentes, para um GWP do metano¹⁰ de 27,9 (IPCC, 2023).

10.- Para um horizonte de 100 anos.

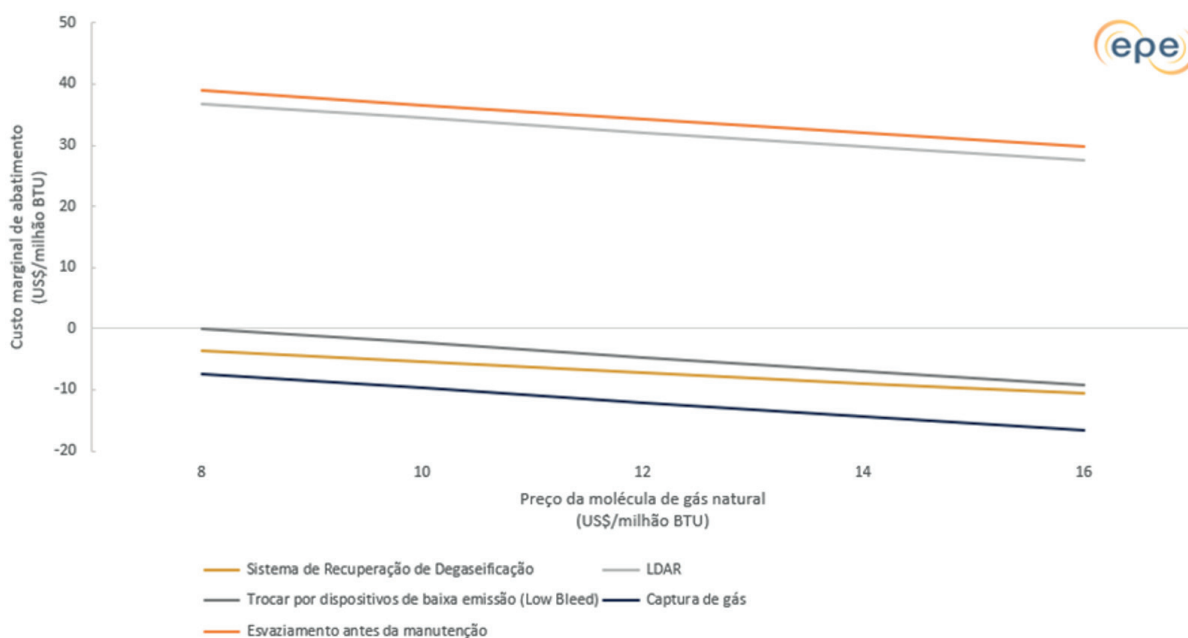
Tabela 4: Custo marginal de abatimento e potencial de abatimento, em unidades de CO₂e

Medida de mitigação	Custo marginal de abatimento (US\$/tCO ₂ e)	Potencial de abatimento (tCO ₂ e/ano)
LDAR	57,5	4228
Sistema de Recuperação de Degaseificação	-12,9	14058
Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)	-8,4	191
Esvaziamento antes da manutenção	61,5	247
Captura de Gás	-21,6	7444

Fonte: Elaboração própria

Foi construída uma análise de sensibilidade para entender como variações no preço do gás natural afetam o custo marginal de abatimento das medidas mencionadas. A análise foi desenvolvida considerando a faixa de preço de gás natural de 8 – 16 US\$/milhão de BTU, conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3: Análise de sensibilidade do custo marginal de abatimento das medidas avaliadas frente a variações no preço do gás natural



Fonte: Elaboração própria, com dados de MME (2023).

A Figura 3 mostra que, para todas as medidas de mitigação, o custo marginal de abatimento reduziu na medida em que o preço da molécula de gás natural aumentou. Isso se deve ao aumento da receita anual do gás natural recuperado em níveis maiores de preço do gás. As medidas de mitigação “Sistema de Recuperação de Degaseificação”, “Trocar por dispositivos de baixa emissão (Low Bleed)” e “Captura de gás” apresentaram custo marginal de abatimento negativo para todos os níveis de preços considerados no estudo de caso. Isso significa que há retorno financeiro, mesmo em níveis menores de preço de gás natural, caracterizando a viabilidade econômica da implementação destas medidas. As medidas “LDAR” e “Esvaziamento antes da manutenção” apresentaram custo marginal de

abatimento positivo para todos os níveis de preços considerados no estudo de caso, ou seja, não houve ganho econômico mesmo em níveis maiores de preço.

Cabe notar que alterações nos parâmetros utilizados no cálculo do custo marginal de abatimento, como a evolução tecnológica de algumas medidas de mitigação e até mesmo um futuro desenvolvimento de mecanismos de precificação de carbono, podem modificar a viabilidade técnico-econômica das medidas e o seu correspondente deslocamento na análise de sensibilidade.

4. CONCLUSÃO

Este artigo buscou contribuir para as discussões de emissões de metano na cadeia de gás natural no Brasil, trazendo um estudo de caso com uma proposta de metodologia de quantificação de emissões robusta e baseada em referências da literatura consolidadas no assunto. O objeto do estudo de caso foi uma infraestrutura de transporte de gás natural, simulada com base em parâmetros típicos da malha de gasodutos brasileira, com objetivo de estimar as emissões de metano e avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de medidas de mitigação. Apesar de se tratar de uma infraestrutura de transporte, a mesma metodologia pode ser aplicada a outros elos da cadeia do gás natural.

O estudo de caso mostrou que existem medidas de redução de emissões com um potencial retorno econômico a partir do gás recuperado. Especificamente no caso estudado, três medidas apresentaram essas características para todos os níveis de preços de gás natural considerados. Por outro lado, outras duas não apresentaram viabilidade econômica para os níveis de preço de gás natural adotados e dentro do conjunto de premissas e parâmetros considerados. No entanto, todas as medidas trouxeram o benefício

da redução de emissões de gases de efeito estufa, com potencial total para abater até 87% das emissões das fontes analisadas no estudo de caso. É importante notar que os custos relacionados a instalações reais podem divergir das médias consideradas nesta análise, devido às diferenças dos dados disponíveis na literatura e aos parâmetros de projeto escolhidos. Dessa forma, ressalta-se a importância de conduzir estudos específicos para cada infraestrutura, de modo a identificar e priorizar medidas, que vão ter resultados específicos para cada projeto, tanto em potencial de mitigação quanto no custo marginal de abatimento.

6. REFERENCIAS

Balcombe, P., Anderson, K., Speirs, J., Brandon, N., & Hawkes, A. (2016). The natural gas supply chain: The importance of methane and carbon dioxide emissions. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 5(1), 3–20. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.6b00144>

Environmental Protection Agency (EPA). (2024). Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks. Annex 3.6: Methodology for estimating CH₄, CO₂, and N₂O emissions from natural gas systems. Disponível em <https://www.epa.gov/ghgemissions/natural-gas-and-petroleum-systems-ghg-inventory-additional-information-1990-2022-ghg>. Acesso em maio de 2024.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2023). Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 – Gás Natural. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Ga%CC%81s%20Natural%20-%20PDE%202032%20-%20rev1.pdf>. Acesso em janeiro de 2024.

Global Methane Pledge (GMP). (2023). Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach. Disponível em <https://www.globalmethanepledge.org/>. Acesso em abril de 2024.

ICF International (ICF). (2014). Economic analysis of methane emission reduction opportunities in the U.S. onshore oil and natural gas industries. Disponível em https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf. Acesso em abril de 2024.

International Energy Agency (IEA). (2024a). Methane Tracker. Disponível em <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>. Acesso em maio de 2024.

International Energy Agency (IEA). (2024b). Global Methane Tracker Documentation. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/d42fc095-f706-422a-9008-6b9e4e1ee616/GlobalMethaneTracker_Documentation.pdf. Acesso em abril de 2024.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2023). Material suplementar do capítulo 7 – Sixth Assessment Report Working Group I (AR6 WGI). Disponível em https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf. Acesso em abril de 2023.

Methane Guiding Principles (MGP). (2023). Methane Guiding Principles. Disponível em <https://methaneguidingprinciples.org/>. Acesso em maio de 2024.

M.J. Bradley & Associates LLC (MJB&A). (2016). Analysis of Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration Proposed New Safety Rules: Pipeline Blowdown Emissions and Mitigation Options. Disponível em <https://blogs.edf.org/energyexchange/wp-content/blogs.dir/38/files/2016/07/PHMSA-Blowdown-Analysis-FINAL.pdf>.

Ministério de Minas e Energia (MME). (2023). Boletim de acompanhamento da indústria de gás natural. Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural/2023>. Acesso em maio de 2024.

Settler, A., et al. (2022). Review of well-to-wheel lifecycle emissions of liquefied natural gas heavy goods vehicles. *Applied Energy*, 333, 120511. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120511>

CENTRALES HÍBRIDAS EN EL CONTEXTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

HYBRID POWER PLANTS IN THE CONTEXT OF THE ENERGY TRANSITION

Vinicius Santos Pereira¹, Edmar Luiz Fagundes Almeida²
Marco Antonio Haikal Leite³, Sergio Luiz Pinto Castiñeiras Filho⁴
Recibido: 28/10/2024 y Aceptado: 12/3/2025



65

1.- vinicius.pereira@aluno.puc-rio.br
2.- edmar@puc-rio.br
3.- mahaikal@puc-rio.br
4.- sergiocastfh@gmail.com



Resumen

Las centrales híbridas están ganando protagonismo en el escenario de la transición energética por su capacidad para integrar múltiples fuentes de energía, renovables o no, en un único sistema de generación. Este enfoque, a menudo complementado con sistemas de almacenamiento, pretende maximizar la producción de energía y reducir la variabilidad del suministro, lo que se traduce en un abastecimiento más fiable y económico.

Este artículo pretende analizar el atractivo y las posibles aportaciones de las centrales eléctricas híbridas en el contexto de la transición energética, centrándose en su competitividad económica, sus ventajas técnicas y sus retos normativos. Se presenta y analiza el concepto de centrales híbridas y su aplicación en la regulación brasileña. A continuación, el documento señala las principales motivaciones para el uso de sistemas híbridos de generación, centrándose en los impactos de la difusión de las energías renovables variables, como la energía solar distribuida, en la curva de demanda de energía despachable se discuten. El precio horario de la energía debido a la variabilidad de la carga se analiza en la tercera sección, destacando las oportunidades de las centrales híbridas en el mercado actual. El documento también analiza la popularización de las centrales híbridas debido a la reducción del coste de las tarifas por el uso de la red de distribución y la contribución potencial de las centrales híbridas a la descarbonización de los sistemas aislados. Por último, el documento presenta ejemplos de proyectos de generación híbrida en Brasil y explora la agenda de investigación relacionada con las centrales híbridas, destacando un proyecto piloto que está desarrollando el Instituto de Energía de la PUC-Rio. En resumen, las centrales híbridas representan una estrategia prometedora para afrontar los retos de la transición energética, ofreciendo una solución flexible y económicamente viable para la generación de electricidad.

PALABRAS CLAVE: centrales híbridas, transición energética, energías renovables, almacenamiento de energía, energía solar distribuida, tarificación horaria de la energía, descarbonización, sistemas aislados, proyecto piloto, generación de energía eléctrica.

Abstract

Hybrid plants are gaining prominence in the energy transition scenario due to their ability to integrate multiple energy sources, whether renewable or not, into a single generation system. This approach, often complemented by storage systems, aims to maximize energy production and reduce variability in supply, resulting in a more reliable and economical supply.

This article aims to analyze the attractiveness and potential contributions of hybrid power plants in the context of energy transition, focusing on their economic competitiveness, technical advantages, and regulatory challenges. The concept of hybrid power plants and their application in Brazilian regulation is presented and analyzed. Next, the paper points out the main motivations for the use of hybrid generation systems, focusing on the impacts of the diffusion of variable renewable energies, such as distributed solar energy, on the dispatchable energy demand curve are discussed. The hourly pricing of energy due to load variability is analyzed in the third section, highlighting the opportunities for hybrid plants in the current market. The paper also discusses the popularization of hybrid plants due to the reduction in the cost of tariffs for use of the distribution network and the potential contribution of hybrid power plants to the decarbonization of isolated systems. Finally, the paper presents examples of hybrid generation projects in Brazil and explores the research agenda related to hybrid plants, highlighting a pilot project being developed by the Energy Institute of PUC-Rio. In summary, hybrid power plants represent a promising strategy for meeting the challenges of the energy transition, offering a flexible and economically viable solution for electricity generation.

KEYWORDS: emissions, methane, natural gas supply chain, mitigation measures, abatement costs.

1. INTRODUCTION

The global energy transition is reshaping the electricity sector, driven by economic, regulatory, and technological transformations. One of the key developments in this transition is the increasing deployment of hybrid power plants, which integrate multiple energy sources to enhance reliability, optimize costs, and reduce environmental impacts. Hybrid power plants play a crucial role in addressing the intermittency of renewable sources while maximizing the efficiency of existing energy infrastructure.

Hybrid power plants combine different primary energy sources, such as solar, wind, hydro, biomass, and fossil fuels, often incorporating energy storage systems to improve supply stability. This integration allows for better adaptation to fluctuating energy demand, reducing supply disruptions and optimizing the utilization of transmission and distribution networks. Consequently, hybrid power plants contribute to system resilience, economic efficiency, and the overall sustainability of electricity generation (Wichert, 1997; Manwell, 2004; Lazárov et al., 2005).

The Brazilian electricity sector is undergoing significant changes to incorporate hybrid power generation. The regulatory framework established by the National Electric Energy Agency (Aneel), particularly Normative Resolution No. 954, provides guidelines for implementing hybrid and associated power plants in the country. These regulations aim to facilitate the integration of renewable energy sources, improve grid stability, and reduce costs associated with energy generation and distribution. In this context, hybrid power plants have emerged as a strategic solution for both interconnected and isolated power systems.

This article aims to assess the role of hybrid power plants in the energy transition by analyzing their technical, economic, and regulatory aspects. Specifically, it explores how hybridization strategies can be optimized to improve energy reliability, reduce costs, and support

decarbonization efforts. The study also examines how hourly energy pricing, network usage costs, and regulatory incentives influence the adoption of hybrid power plants, providing insights into their economic competitiveness and potential for widespread implementation.

To achieve this objective, the article is structured around the following key topics:

- Definition and regulatory framework of hybrid power plants in Brazil – An overview of hybrid power plant configurations and their regulation under Aneel's Normative Resolution No. 954.
- Impact of renewable energy penetration on dispatchable generation – Analysis of how the expansion of variable renewable energy sources affects the demand for dispatchable energy and grid stability.
- Hourly energy pricing and hybrid power plants – Investigation of how hybrid generation systems can optimize energy sales and system operation under hourly pricing mechanisms.
- Reduction of network usage costs through hybridization – Assessment of how hybrid plants can lower transmission and distribution costs by optimizing energy generation profiles.
- Decarbonization potential of hybrid power plants in isolated systems – Evaluation of how hybridization can replace fossil-fuel-based generation in remote areas, reducing carbon emissions and operational costs.
- Economic competitiveness and feasibility of hybrid power plants – Examination of key factors influencing the financial viability of hybrid systems under different market conditions.

- Case studies of hybrid generation projects in Brazil – Presentation of real-world hybrid power plant implementations, highlighting their benefits and challenges.
- Research agenda and pilot projects – Discussion on ongoing research initiatives, including the pilot hybrid power plant project at the Energy Institute of PUC-Rio, which aims to validate hybridization models and assess their performance under real-world conditions.

The article is organized into seven sections. Following this introduction, Section 2 provides an in-depth discussion on the concept and regulatory landscape of hybrid power plants. Section 3 examines the impact of variable renewable energy sources on dispatchable generation requirements

and explores the role of hybrid plants in adapting to hourly energy pricing structures. Section 4 discusses how hybridization can reduce network usage costs. Section 5 evaluates the potential of hybrid power plants in decarbonizing and reducing the costs of generation in isolated systems. Section 6 outlines the research agenda on hybrid power plants, with a particular focus on experimental models and pilot projects being developed to advance this field. Finally, Section 7 presents the study's conclusions.

By providing a comprehensive analysis of hybrid power plants, this study contributes to the understanding of their potential to accelerate the energy transition, enhance grid stability, and improve economic efficiency in electricity markets.

2. CONCEPT OF HYBRID POWER PLANTS

69

A variety of technological combinations may be employed to facilitate the hybridization of existing or novel generation systems. Potential combinations include a wind power plant with photovoltaics and batteries; a hydropower plant with photovoltaics; a biomass thermal power plant with a gas power plant and photovoltaics; among others. The specific combinations to be pursued will depend on the opportunities for reducing generation costs by leveraging common infrastructures and the complementarity of generation sources. Furthermore, there may be significant gains associated with the ability to adapt energy supply to the characteristics of demand.

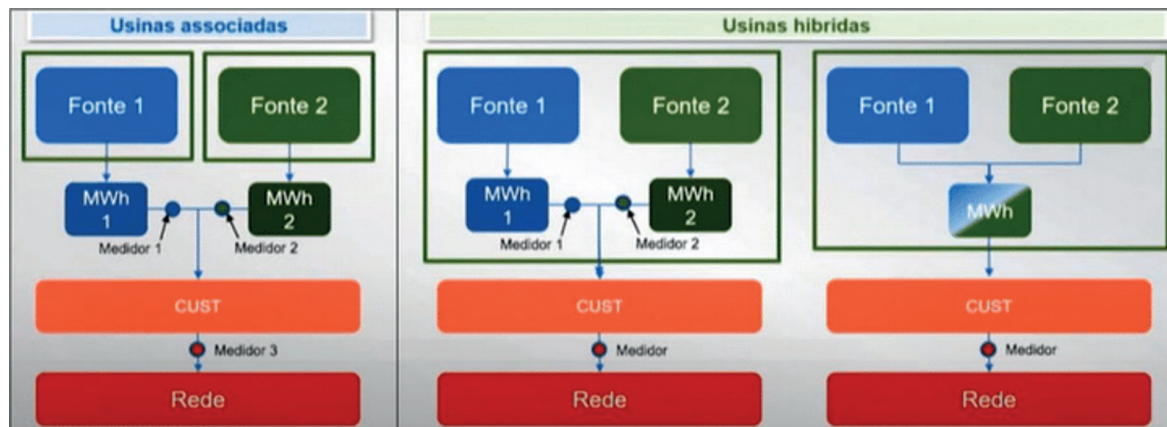
The generation hybridization strategy can be adapted to the specific characteristics of the demand curve of a region or consumer, considering the availability of natural resources and local needs. The combination of different energy sources in a single installation has the potential to enhance operational efficiency, improve the reliability of electricity supply, and reduce dependence on a single energy source.

For a power-generating plant to be considered hybrid, the project must contain a single metering

system and a single license (Aneel, 2021). There are also associated generating plants that also integrate two or more energy sources, but with different licenses and metering, which share the same energy transmission system.

In Brazil, the National Electric Energy Agency (Aneel) enacted Resolution regarding hybrid and associated plants in 2021 through Normative Resolution No. 954. This regulation involves power plants with a capacity exceeding 5 MW, including associated plants. A hybrid power plant is defined as a facility that produces electricity from a combination of different generation technologies, with different metering per generation technology or not, subject to a single grant. In contrast, an associated generating plant is defined as a facility that produces electricity from a combination of different generation technologies, with different licenses and metering systems, which physically and contractually share the infrastructure for connecting to and using the transmission system. Figure 1 provides a schematic representation of the hybrid and associated plant concepts.

Figure 1 - Hybrid and Associated Plant Arrangements (Aneel, 2021).



70

As illustrated in the initial chart of Figure 1, the associated plants are organized according to a scheme that encompasses two or more licenses and the shared utilization of the connection. Consequently, the aforementioned plants are subject to two distinct metering but have a single contract regarding the use of the transmission system. In contrast, hybrid plants, as illustrated in the second table, possess a single license but employ two or more power generation technologies. These plants can be classified in two distinct manners: firstly, each technology is associated with a distinct meter; secondly, a single meter is utilized, with the technologies sharing the same transmission system.

It is also important to note that separate measurements by generation technology are required for hybrid power plants that employ technologies centrally dispatched by the National System Operator (ONS). Furthermore, it is imperative to underscore that in instances of hybridization or association of generating plants, there must be no compromise in meeting contractual obligations within the regulated framework. This is to ensure the stability and reliability of the electricity supply.

As stated by EPE (2018), the primary advantages of hybrid plants can be summarized as follows:

- Increased utilization of available transmission and/or distribution system capacity
- Optimized use of available land area
- Enhanced logistics and implementation planning through synergies
- Operational synergies
- Shared utilization of system equipment of restricted interest
- Reduction of generator costs with network usage tariffs

One of the first projects to receive approval from Aneel was the Neoenergia Renewable Complex, comprising the associations of Neoenergia Chafariz and Neoenergia Luzia in Figure 2. These two solar and wind renewable energy generation facilities are associated with the objective of supplying energy to Paraíba. The plants have an installed capacity of approximately 620 MW, distributed between solar panels and wind generators connected to the National Interconnected System, which integrates the production and distribution of electricity in Brazil. The total output is sufficient to supply 1.3 million homes per year (Neoenergia, 2022).

Figure 2 - (a) Neoenergia's Chafariz Wind Farm with 467.77 MW of installed capacity. (b) Solar complex of 228,780 photovoltaic panels installed at Neoenergia Luzia. ((a) Neoenergia/Divulgação, 2022. (b) Envato Elements, 2022)



The Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) has announced plans to invest over R\$1.8 billion in the construction of floating photovoltaic plant projects within the reservoirs of hydroelectric facilities in the state of Minas Gerais as can be seen in Figure 3. The aforementioned photovoltaic plants will be installed at Três Marias, Cajuru, Theodomiro Carneiro Santiago, and another yet

to be announced, with the latter scheduled for installation in the middle of the year. The projects are scheduled to commence in 2024 and are anticipated to become operational between the end of 2024 and the beginning of 2026 (Eixos, 2023).

71

Figure 3 - Veredas Sol and Lares floating solar power plant, in Minas Gerais (Cemig/Divulgação, 2023)



The photovoltaic panels will serve the function of integrating the hydroelectric plants into a hybrid system. The main advantage of this system is its capacity to generate energy during the daytime, thereby enabling the hydroelectric plant to serve as a form of energy storage during periods of heightened demand that exceed the capacity of the modules. Moreover, given the inherent variability in the supply of photovoltaic panels, it is essential to utilize hydroelectric power as a means of supplementing this instability.

Another noteworthy consequence is the prevention of evaporation from the reservoir bed.

The capture of solar radiation by photovoltaic panels has the potential to significantly reduce this phenomenon. According to a recently developed research method by the National Water and Basic Sanitation Agency (ANA), launched in 2021, evaporation in the South and Southeast is estimated to be around 300 to 1000mm/year. The implementation of floating plants has the potential to reduce this evaporation by approximately 70%, according to ANA studies.

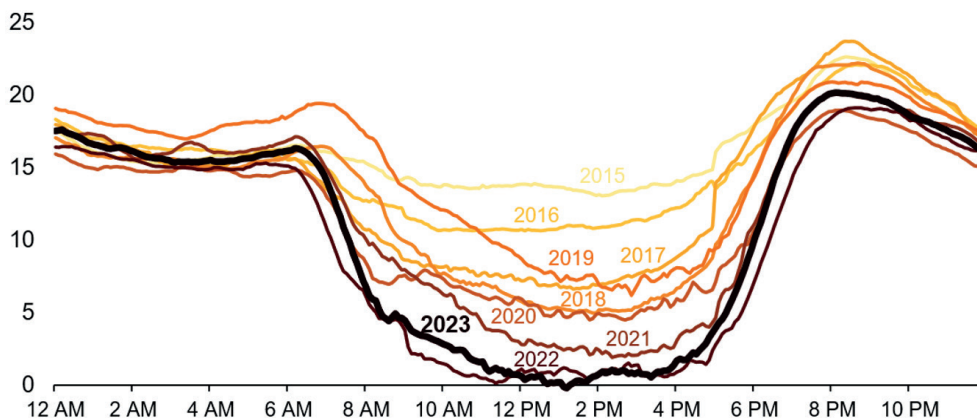
3. INTRODUCTION OF HOURLY ENERGY PRICING AND HYBRID POWER PLANTS

72

The potential of hybrid plants to facilitate the acceleration of the energy transition is well documented. A primary characteristic of the energy transition process in the electricity sector is the proliferation of intermittent renewable energy sources. In other words, these are sources whose generation cannot be controlled and depends on the primary source of energy, such as the sun or wind. In particular, the significant proliferation of distributed solar generation has a considerable impact on the load curve characteristics of electricity systems. The generation of electricity from distributed solar sources results in a significant reduction in centralized energy

demand during the daytime hours. However, this has led to a notable challenge in the ramping up of centralized generation between 4 p.m. and 8 p.m. This alteration in the demand curve has become known as the Duck Curve (Figure 4). The illustration of the transformation in energy demand characteristics with the spread of distributed solar energy is provided by the evolution of the daily energy demand curve in California. As solar capacity in California continues to grow, the midday drop in net load is decreasing, presenting challenges for grid operators, as can be seen in Figure 4.

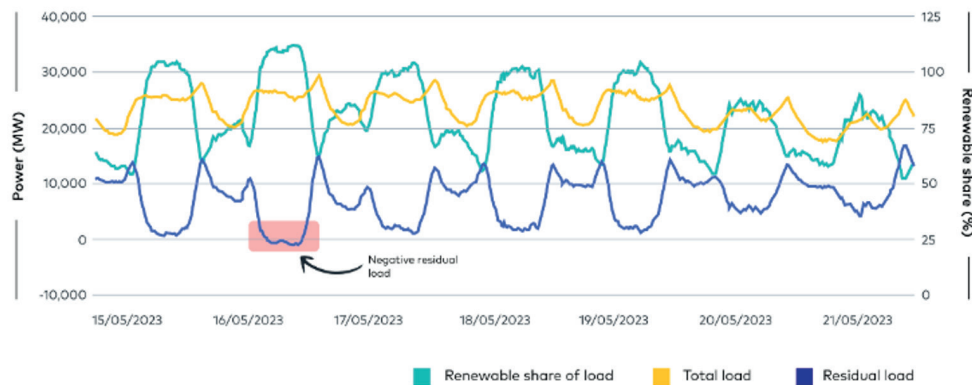
Figure 4 - Illustration of the evolution of the net load in California with the spread of distributed solar energy (GW) (CAISO, 2023).



Another illustrative case of the transformation of the electricity demand curve is that of Spain. Figure 5 illustrates the emergence of a negative residual demand in May 2023. In other words, the supply of renewable energy exceeded total energy demand for a few hours of the day. Indeed, the residual public electricity load reached -1.3 GW on the afternoon of May 16. Just a few hours later, the

residual load (total load minus energy generated from variable renewable sources) increased to almost 15 GW, with renewables only covering 62% of demand.

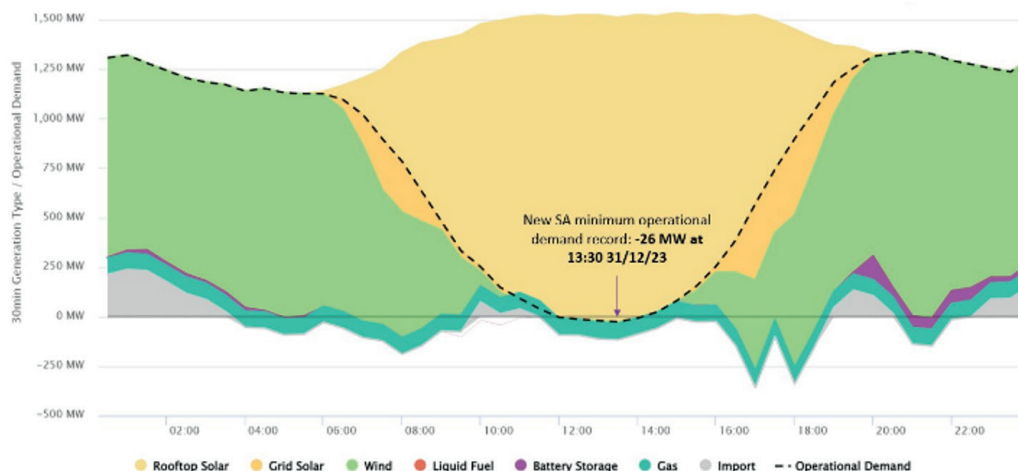
Figure 5 - Net electricity generation in Spain in May 2023 (GRIDX, 2023)



In addition, the case of Australia can be referenced as a further example. As reported by the Australian Energy Market Operator (AEMO), on December 31, 2023, negative demand was observed in South Australia and Victoria. As illustrated in Figure 6, distributed solar generation surpassed total demand by 26 MW. This phenomenon occurred on a day with temperate temperatures

and clear skies, providing optimal conditions for solar energy generation by photovoltaic panels. Daily wholesale electricity prices on the same day exhibited negative values, averaging -\$66.54 (\$/MWh) and -\$73.02 (\$/MWh) in South Australia and Victoria, respectively.

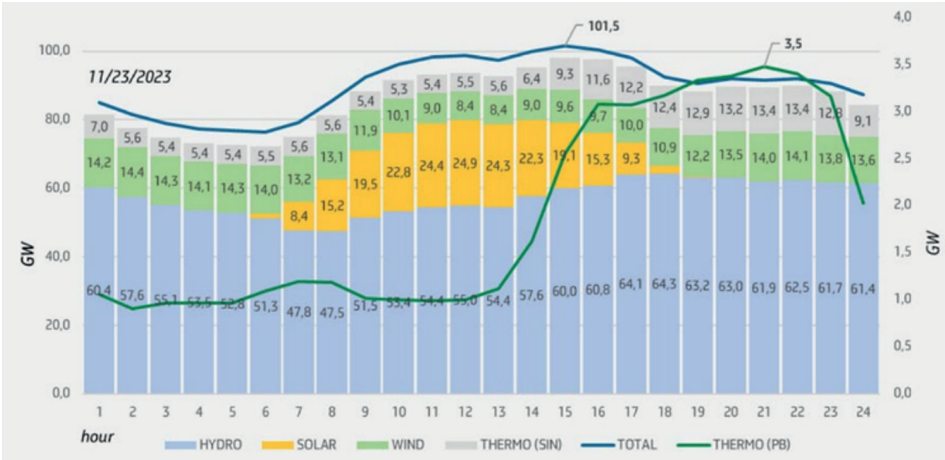
Figure 6 - Electricity generation in May 2023 in South Australia (AEMO Energy, 2024).



In the case of Brazil, the proportion of solar and wind energy in the system remains insufficient to meet the total load. Nevertheless, the influence of renewable energy sources on residual energy demand is already considerable. The report, entitled “Deep Dive Petrobras 2024,” examined the

data provided by the National Electricity System Operator (ONS) regarding energy demand and consumption in Brazil on November 23, 2023. Figure 7 illustrates the fluctuations in demand for thermal generation throughout the day.

Figure 7 - Residual demand for thermoelectric generation on November 23, 2023 (Petrobras, 2024).

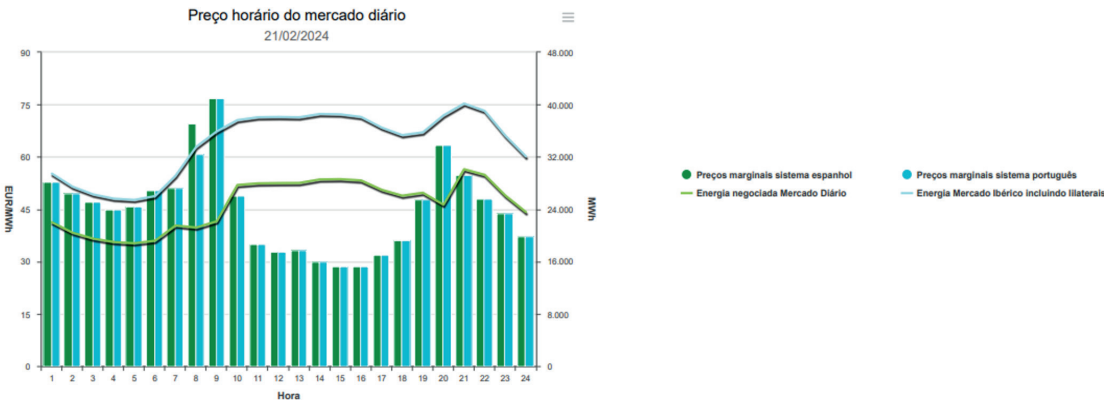


The advent of the Duck Curve has had a profound impact on the design of electricity markets, with a consequent shift towards a greater emphasis on the valuation of generation flexibility and energy storage. In other words, different countries have altered how energy is priced on the wholesale market, with the implementation of hourly pricing systems. In this system, the price of energy tends to fluctuate in accordance with the load curve, with the greatest fluctuations occurring during periods of peak demand (i.e., the duck's neck). This is due to the necessity of dispatching more expensive sources of energy or storing energy during these periods. The introduction of new

pricing mechanisms for ancillary services to guarantee supply during periods of high demand represents an additional aspect of the trend to revise electricity market designs.

Figure 8 illustrates the hourly energy prices on the spot market in Portugal and Spain on February 21, 2024. The graph demonstrates that the price of energy in the early morning, late afternoon, and early evening can be more than double the price of energy during the daytime, when solar energy generation is high.

Figure 8 - Hourly energy prices on the spot market in Portugal and Spain - February 21, 2024 (OMIE, 2024).



In January 2021, the Brazilian electricity market introduced hourly pricing, with the CCEE calculating the daily Difference Settlement Price (PLD) for each hour of the following day. This was based on the Marginal Operating Cost (CMO), considering the application of the maximum (hourly and structural) and minimum limits in force for each calculation period and for each submarket. The PLD serves as a reference price for the settlement of discrepancies between contracted and actual energy generation and consumption. However, due to the prevailing surplus of structural generation capacity in Brazil, the hourly PLD has exhibited minimal variation over the past two years. PLD values have consistently remained at the minimum level for all hours of the day.

The advent of hourly energy pricing has caused a significant economic impact on electricity generation. Generation systems that are capable of offering energy at times of higher prices possess a markedly different economic value than those that are only able to generate at times of low prices. One method of increasing the value of electricity generation plants is to hybridize the system, which entails integrating generation capacity from

disparate technologies or even energy storage systems. Hybridization can facilitate the provision of continuous energy supply, enhancing resilience and enabling the sale of energy at times of high prices.

One of the primary advantages of hybrid power plants is their capacity to generate energy during periods of peak demand, when energy prices are typically higher. For instance, solar energy can be generated during the daytime, when electricity demand is typically high and prices are elevated, considering local climate variations and the time of day. Similarly, wind energy can be generated at night, when demand still exists. This ability to generate or store energy at strategic times allows hybrid power plant owners to optimize energy sales, supplying excess energy precisely when prices are highest or saving it when the price is lowest. This not only increases revenue but also enhances the profitability of the venture. Therefore, hybrid power plants represent an attractive option for investors seeking to maximize their return on renewable energy investments.

75

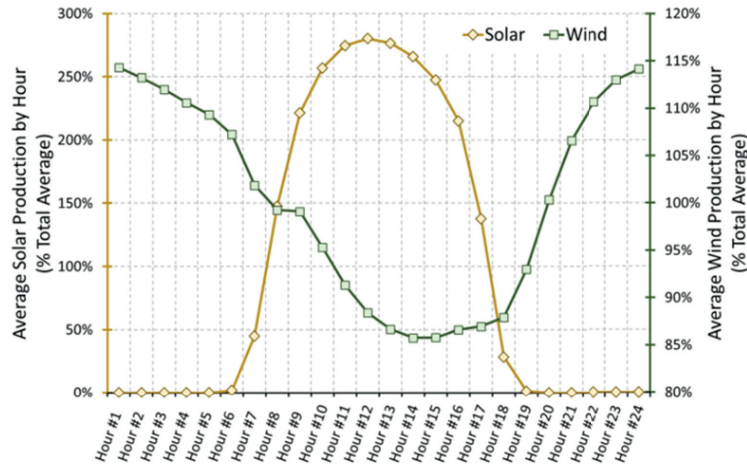
4. HYBRID SYSTEM AS AN OPTION TO REDUCE NETWORK USAGE COSTS

A significant benefit of generating and distributing energy through hybrid systems is the reduction in the cost of utilizing the transmission and distribution system (TUST, or Tariff for Use of the Transmission System, and TUSD, or Tariff for Use of the Distribution System). The aforementioned tariffs are calculated based on the contracted transmission and distribution capacity. It is imperative that the contracted capacity is sufficient to meet the generation peak. A generator with a low capacity factor will result in an increased cost of TUST and TUSD per MWh produced.

The combination of two energy sources, such as wind and solar, whose generation curves are considered to be almost opposite, especially in the case of Brazil, allows the generator to produce a greater amount of energy with the same

contracted transmission and distribution capacity. Figure 9 illustrates the coupling of solar and wind power generation. Solar power generation exhibits a distinct diurnal pattern, with the highest output occurring during the day, starting around 9:00 a.m., and declining around 5:00 p.m. In contrast, wind power generation occurs between 6:00 p.m. and 6:00 a.m. the following day.

Figure 9 - Average hourly generation profiles of typical wind and solar energy units in the northeastern region of Brazil as a percentage of their historical average (historical records from July 1, 2019 to September 20, 2021) (LAMPS PUC-Rio).



76

It is thus possible to combine the two technologies in a hybrid plant in order to create an optimized energy curve, which demonstrates that it is feasible to meet daily demand throughout the 24 hours of the day, rather than just at specific times. By optimizing the generation process, it is possible to enhance the Transmission System Usage Amount (MUST), thereby facilitating an optimized demand for energy production and distribution.

infrastructure is more efficiently utilized, thereby reducing the cost of energy transported per unit. This enhanced efficiency in network asset utilization leads to a reduction in the per-MWh cost of TUST and TUSD, thereby enhancing the overall economic viability of hybrid power plants and contributing to an improvement in grid stability and resilience.

Another potential avenue for exploration is the integration of batteries in conjunction with solar and wind technologies. This approach could lead to a reduction in the Distributed Energy Power provided for in the Transmission System Use Contract (CUST), with the surplus energy being stored in batteries. This would allow for the optimization of energy sales throughout the day, irrespective of the time.

Furthermore, an increased capacity factor directly contributes to a reduction in transmission and distribution costs. This phenomenon occurs because the infrastructure utilized for transmission and distribution is sized to accommodate peak generation. Consequently, a generator with a low capacity factor incurs costs associated with a substantial contracted capacity that is only utilized during limited periods. By enhancing the capacity factor through hybridization or integration with storage technologies, the same contracted

5. HYBRID POWER PLANTS AS A WAY TO DECARBONIZE AND REDUCE COSTS OF ISOLATED SYSTEMS

Another significant application of hybrid power plants is their use in the decarbonization of isolated electricity systems. The prevailing technological standard for meeting energy demand in isolated systems is the utilization of fuel oil or diesel-based generation. Hybrid power plants can play a crucial role in the decarbonization of isolated systems by integrating renewable energy sources with storage solutions. These systems can reduce diesel dependency, lower operational costs, and contribute to sustainability goals.

The Ministry of Mines and Energy (MME) has established the “Energias da Amazônia” program with the objective to reduce the utilization of diesel oil in the isolated power systems in the Amazon Region, which will consequently lead to a diminution in greenhouse gas emissions. These systems provide electricity to cities and towns that are not connected to the National Interconnected System (SIN), as is the case for the majority of the country.

Moreover, the program strives to ensure the reliability and security of the electricity supply for over 3.1 million individuals who rely on isolated systems. These systems provide electricity to cities and towns that are not connected to the National Interconnected System (SIN), as is the case for the majority of the country. This measure represents one of numerous actions undertaken within the context of the energy transition, with the dual objective of enhancing the quality of life for the population and facilitating the development of the Amazon region, while simultaneously contributing to a reduction in greenhouse gas emissions.

The Ministry of Mines and Energy (MME) has initiated a new auction process to contract supply solutions for isolated systems, aiming to enhance energy reliability while integrating more renewable sources. The auctions, scheduled for December 2025, will contract 49 MW of power to serve approximately 169,000 people in the Amazon region. The contracts will be valid for 15 years,

with energy delivery starting on December 20, 2027 (CanalEnergia, 2024).

A key innovation in this auction is the requirement that at least 22% of the contracted energy must come from renewable sources. This encourages hybrid solutions that combine thermal generation with solar, wind, or energy storage technologies. Additionally, project developers must consider load modulation, fuel logistics, and environmental impact. Another provision allows for the decommissioning of thermal plants after five years if the region is later connected to the SIN. The auction will be conducted as a competitive process where bidders submit technical and economic proposals, with contracts awarded to the most cost-effective and sustainable solutions (CanalEnergia, 2024).

The initiative is of great importance for the sustainability and energy efficiency of the region, and it also contributes to a reduction in the costs of the Fuel Consumption Account (CCC), a subsidy to cover all or part of the cost of the fuel used to generate electricity in isolated systems, thus guaranteeing affordable tariffs for consumers in these remote regions.

The deployment of hybrid power plants represents a promising approach for integrating intermittent renewable energy sources and storage technologies (solar, wind, biomass, mini-hydro, batteries) with thermoelectric power. In other words, the hybridization strategy can be employed to minimize thermoelectric generation and emissions, while guaranteeing energy security and reliability for the system.

The competitiveness of hybrid systems with batteries is contingent upon the cost of energy storage, which can present a significant challenge. Nevertheless, there are locations where this solution can be cost-effective due to the high cost of thermal generation. In numerous locations, the financial and logistical costs associated with fuel

supply are considerable, while generation efficiency is relatively low. This creates an opportunity for the implementation of hybrid renewable solutions that offer a cost-effective alternative, as highlighted in the report developed in partnership with World Bank (WORLD BANK, 2023).

An example of this context can be found in the Pacific Islands, the Caribbean, and Cayman, where the price of energy ranges from approximately \$0.20 to \$0.60 per kWh. It is also noteworthy that sub-Saharan Africa represents another location where the majority of energy generation is based on fossil fuels, and where energy tariffs are comparatively favorable in comparison to those observed in island contexts. In both cases, the use of solar power plants with batteries, despite their high cost, can be considered commercially competitive in comparison to the energy provided by fossil fuels (WORLD BANK, 2023).

The Barbers Point project in Hawaii, which is coordinated by the Department of Hawaiian Home Lands (2018), achieved a levelized tariff of \$0.112/kWh. This was achieved under a single capacity contract model that integrates 15 MWp of solar energy with 15 MW/60 MWh of four-hour battery storage capacity. In Morocco, the Noor Midelt project, which combines solar photovoltaics with concentrated solar power and five-hour thermal storage, achieved a tariff of \$0.07/kWh under a mixed contract.

The energy supply on the island of Fernando de Noronha is currently maintained by a variety of sources, including diesel, fuel oil, and natural gas. The primary source of energy is the diesel thermoelectric plant, designated as UTE Tubarão. It is comprised of three 1,286 kW generating units and a 1,120 kW diesel generator set, resulting in a total capacity of 4,978 kW. Furthermore, a contingency generator park (capacity of 2,293 kW) may supply power when needed. In addition to the energy generated by UTE Tubarão, the island also benefits from photovoltaic solar energy (EPE, 2021).

The Noronha I plant commenced operation in July 2014, contributing with an installed capacity of 402 kWp. Subsequently, in July 2015, the Noronha II plant was inaugurated, increasing the installed capacity to 550 kWp. Currently, the Aeronautics Command and the island's administration are responsible for the plants, respectively. Figure 10 illustrates the spatial distribution of photovoltaic plants in Fernando de Noronha. The energy generated by these plants is integrated into local demand and deducted from the amount of energy to be supplied by the local distributor, Neoenergia.

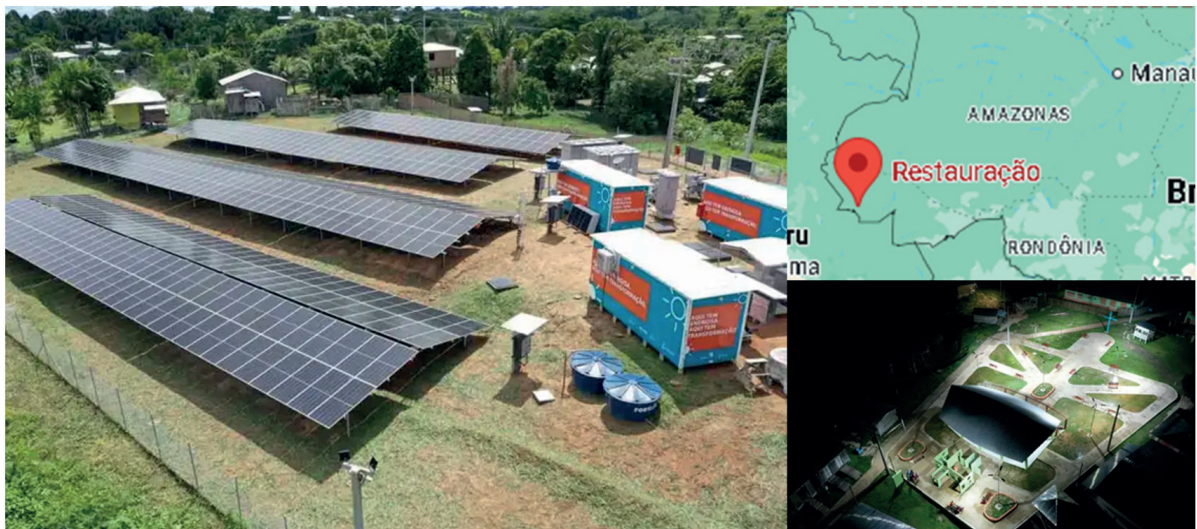
Figure 10 - Location of photovoltaic plants and solar panels in Fernando de Noronha (Iberdrola/Divugation, 2022).



Vila Restauração is a municipality located on the border with Peru in the state of Acre. Before the implementation of a more robust electric infrastructure, the electricity supply was characterized by significant deficiencies and limitations. The town was previously supplied by a diesel generator, the cost of which was borne by the residents and the town hall of Marechal Thaumaturgo (557 km from Rio Branco). The lack of electricity resulted in significant challenges for the 200 families residing in the village. These challenges included the disruption of refrigeration systems used to preserve food and the reliability of healthcare systems in hospitals. In 2019, Energisa assumed responsibility for the Vila Restauração Microgrid project.

Figure 11 depicts the hybrid system that was implemented as part of this initiative. Given the project's location, it was necessary to transport the system components by truck from ports in the southern and southeastern regions of Brazil to the city of Cruzeiro do Sul (AC). Subsequently, the components had to be transported by ferry to Vila Restauração.

Figure 11 - Remote system installed in Vila Restauração, Acre (REENERGISA, 2023).



79

The hybrid microgrid addressed the supply security concerns of a remote community through the implementation of a photovoltaic solar energy system (325 kWp, 580 panels) coupled with lithium-ion batteries (3 modules, 828 kWh of storage capacity), biodiesel emergency generators, and biodigesters (RENEEGISA, 2023). This solution has resulted in a 60% reduction in energy costs for the community, along with a guaranteed supply 24 hours a day.

efficacy in addressing energy reliability concerns, reducing costs, and contributing to greenhouse gas emission reduction.

In summary, while the logistics of implementing hybrid systems in isolated regions may be complex, the aforementioned projects have demonstrated

6. TECHNICAL CHALLENGES FOR IMPLEMENTING HYBRID POWER PLANTS AND PRACTICAL RESEARCH AGENDA

Implementing hybrid power plants across diverse energy systems presents several technical challenges. These include the integration of multiple energy sources, the need for advanced control systems to manage variability, and the requirement for significant infrastructure investments. Pilot plants serve as experimental strategies to address these challenges by allowing for the testing and validation of hybrid configurations under controlled conditions, thereby facilitating the optimization of system performance before large-scale deployment.

80 The integration of hybrid power plants into the national electricity system presents a promising avenue for innovation. This is because the optimal hybridization strategy for generation systems must be determined through an analysis of demand characteristics, hourly energy prices, and available generation sources. In light of the findings presented in this study, future research should focus on refining hybridization models to enhance energy efficiency, environmental attributes, and economic viability. Additionally, further investigation of regulatory frameworks in which plants may be inserted is necessary to ensure that hybrid systems can be operated optimally, facilitating their widespread adoption and scalability. It is thus imperative to develop simulation and optimization models that facilitate the dimensioning of hybridization strategies. Moreover, there is an opportunity to assess and implement decarbonization strategies for the hundreds of isolated systems throughout the country.

The Energy Institute of PUC-Rio is dedicated to making a significant contribution to the research agenda on hybrid power plants. Studies have been conducted on the development of expert systems capable of modeling their behavior and performance under various load conditions and tariff modes. An investigation of the experimental performance of a hybrid power plant pilot plant with solar photovoltaic (SPV) generation, natural

gas (NG), battery storage, load banks, and grid coupling, utilizing a variety of simulations and load conditions has been carried out, to validate models in specialized software, taking into account a range of operational load scenarios. To this end, a hybrid pilot plant is being constructed on the premises of PUC-Rio in Xerém in collaboration with GALP and Petrogal Brasil. This pilot plant will be equipped with a 328 kWp SPV plant. A 320 kW load bank will be employed to simulate different load profiles, and a 138 kWh lithium-ion battery bank with a Battery Management System (BMS) that will communicate with the inverter and the supervisory system will be utilized. In regard to the natural gas system, a motor-generator of approximately 320 kW in continuous operation will be employed, which will also communicate with the supervisory system. The supervisory system is highly robust and will facilitate a multitude of experiments, including those conducted in island mode.

7. CONCLUSION

The increasing adoption of hybrid power plants represents a strategic advancement in the energy transition, providing a flexible, efficient, and economically viable solution for electricity generation. The integration of different energy sources within a single system helps mitigate the intermittency of renewable sources, optimize the use of existing infrastructure, and reduce operational costs and environmental burdens. The following conclusions can be drawn.

The Duck Curve has been identified as a significant profit opportunity for hybrid power plants, as it underscores the necessity for flexible generation to meet demand during periods of high consumption variability. During daylight hours, high solar generation reduces the demand for energy from other sources, resulting in low or even negative electricity prices in certain markets. However, in the late afternoon and early evening, when solar generation experiences a decline and demand surges, electricity prices undergo a substantial increase. Hybrid power plants that integrate renewable sources with storage or thermal generation can optimize their profits by strategically storing energy during low-cost periods and releasing it during high-demand hours, when electricity is more expensive. This operational strategy enables revenue maximization, ensures reliable supply, and contributes to grid stability, making it a compelling solution from both technical and economic standpoints.

Additionally, the capacity factor of hybrid power plants plays a crucial role in reducing operational costs and increasing the efficiency of the electrical system. By combining different energy sources, such as solar, wind, thermal, and storage, these plants can operate at a higher capacity factor than standalone plants, optimizing the use of installed infrastructure. This increased utilization reduces the need for additional investments in backup generation and lowers costs related to transmission and distribution system usage fees. Additionally, by improving generation predictability

and reducing dependence on intermittent sources, hybrid power plants provide greater stability to the electrical system, decreasing the need for dispatching more expensive sources, such as fossil fuel-powered thermal plants. As a result, in addition to making energy generation more competitive, these plants contribute to a more efficient and sustainable power sector.

Additionally, hybrid power plants can play a crucial role in decarbonizing isolated systems by decreasing fossil fuel dependence and promoting a more sustainable energy supply. The technical, regulatory, and economic challenges that remain can be overcome through improved simulation models, optimized public policies, and technological advancements, positioning hybrid power plants as a definitive solution for future power systems.

The study presented reinforces the importance of research and the development of experimental projects, such as the pilot plant at the Energy Institute of PUC-Rio, to validate hybridization models and strategies. Through controlled experiments, it is possible to analyze the technical and economic feasibility of different hybrid configurations, ensuring their large-scale application with more reasonability than just counting on simulations already widespread in literature. Furthermore, regulation must evolve alongside these advancements, promoting incentives for hybrid technology integration and ensuring these systems remain competitive in the energy market.

Thus, the adoption of hybrid power plants can accelerate the global energy transition, contributing to a more resilient, sustainable, and accessible future for all.

8. REFERENCES

- [1] AEMO Energy (@AEMO_Energy), 2022. Disponível em: https://twitter.com/AEMO_Energy/status/1742022945785217158. Acesso em: 26 de fev. de 2024.
- [2] ANEEL (2020). Resolução Normativa nº 875, de 2020. Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231079.html>. Acesso em: 20 de fev. de 2024.
- [3] ANEEL (2020). Resolução Normativa nº 876, de 2020. Brasília, DF, 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231079.html>. Acesso em: 20 de fev. de 2024.
- [4] ANEEL (2021). 45ª Reunião Pública Ordinária ANEEL – 30/11/2021 – Parte 1. ANEEL. Sessão pública, Brasília, 2021b.
- [5] ANEEL (2021). Resolução Normativa nº 954, de 2021. Brasília, DF, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021954.html>. Acesso em: 20 de fev. de 2024.
- [6] ANEEL (2023). ANEEL aprimora resolução que trata do enquadramento e definição de faixa de potência de centrais geradoras associadas. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprimora-resolucao-que-trata-do-enquadramento-e-definicao-de-faixa-de-potencia-de-centrais-geradoras-associadas>. Acesso em: 24 fev. 2024.
- [7] BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). Decreto nº 11.648, 17 de ago. de 2023. Estabelece o programa Energias da Amazônia. Brasília, DF. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2023/decreto/D11648.htm. Acesso 28 de fev. 2024.
- [8] CANALENERGIA (2024). Ventos de Santa Eugênia inicia primeira etapa da operação. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53235315/ventos-de-santa-eugenia-inicia-primeira-etapa-da-operacao>. Acesso em: 27 fev. 2024.
- [9] CEMIG (2023). Cemig vai investir R\$ 1,8 bi em usinas solares flutuantes em hidrelétricas. Disponível em: <https://epbr.com.br/cemig-comeca-a-contratar-usinas-solares-flutuantes-para-instalar-em-hidreletricas/>. Acesso em: 14 fev. 2024.
- [10] DE FATIMA BARBOSA, M.; STREET, A.; FANZERES, B. A Tailored Derivative Instrument to Mitigate the Price-and-Quantity Risk faced by Wind Power Companies. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://optimization-online.org/wp-content/uploads/2023/06/Wind-Indexed-Option-Design-Manuscript-1.pdf>. Acesso em: 2 abr. 2024.
- [11] DEPARTMENT OF HAWAIIAN HOME LANDS. Barbers Point Solar Project (Formerly Kalaeloa Solar Energy). Disponível em: <https://dhhl.hawaii.gov/po/oahu/kalaeloa-solar-energy-project/>. Acesso em: 2 abr. 2024.
- [12] DHHL. “AES Hawai’i Launches Company’s First Solar plus Storage Facility on O’ahu | AES.” www.aes.com, 2023, www.aes.com/press-release/aes-hawaii-launches-companys-first-solar-plus-storage-facility-oahu. Acesso: 2 abr. 2024.
- [13] EIA (2023). As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>.
- [14] Ruddy, Gabriela. “Cemig Vai Investir R\$ 1,8 Bi Em Usinas Solares Flutuantes Em Hidrelétricas.” Eixos, 20 Sept. 2023, eixos.com.br/empresas/cemig-comeca-a-contratar-usinas-solares-flutuantes-para-instalar-em-hidreletricas/. Accessed 15 jun. 2024.
- [15] EPE (2018). Usinas Híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf>.

- [16] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Identificação do Potencial Energético de Fernando de Noronha. Nota Técnica EPE-DEE-DEA-DPG-001/2021. Brasília, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-638/NT-EPE-DEE-DEA-DPG-001-2021_Identifica%C3%A7%C3%A3o%20Potencial%20Noronha.pdf. Acesso em: 25 jun. 2024.
- [17] F. M. RABIUL ISLAM et al. Smart Energy Grid Design for Island Countries: Challenges and Opportunities. Cham: Springer International Publishing, 2017.
- [18] FAERMAN, H. MME detalha lotes e novidades do leilão de sistemas isolados de 2025. CanalEnergia, Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br>. Acesso em: 03 fev. 2025.
- [19] G1 (2021). Vila Restauração: Energisa leva energia solar 24 horas para moradores. Disponível em: <https://g1.globo.com/ac/acre/especial-publicitario/especial-publicitario-energisa-acre/noticia/2021/11/17/vila-restauracao-energisa-leva-energia-solar-24-horas-para-moradores.ghtml>
- [20] GRIDX (2023). Rising electrical loads in the Iberian Peninsula must become smart. Disponível em: <https://www.gridx.ai/blog/rising-electrical-loads-in-the-iberian-peninsula-smart-energy-management> . Acesso em: 21 fev. 2024.
- [21] HEAD Energia. Usinas Híbridas e Associadas: Conceitos e Desafios. Disponível em: <https://www.headenergia.net/post/usinas-h%C3%ADbridas-e-associadas-conceitos-e-desafios>. Acesso em: 20 de fev de 2025.
- [22] IBERDROLA (2022). Fernando de Noronha: compromisso com a sustentabilidade. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/fernando-noronha-energia-renovavei>. Acesso em: 27 fev. 2024
- [23] JAIN, A.; ANAN KANAN, T.; MAURER, L. Unlocking the Energy Transition: Guidelines for Planning Solar-Plus-Storage Projects. Washington, DC: Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), 2023. Acesso em: 19 abr. 2024.
- [24] LAZAROV, V., NOTTON, G, ZARKOV, Z., BOCHEV, I., (2005). Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources - Types, Structures, Trends for Research and Development, In: Proc of International Conference ELMA, pp.515-520.
- [25] MANWELL, J.F. (2004). Hybrid Energy Systems. Encyclopedia of Energy, 2004, 215-229.
- [26] MCARDLE, P. Recapping the accelerating decline in “Minimum Demand” levels across the NEM, at the end of 2023. Disponível em: <https://wattclarity.com.au/articles/2023/12/31dec-minimum-demand-records/>. Acesso em: 26 fev. 2024.
- [27] MIRANDA, S (2022). Neoenergia Luzia inicia fase de teste da operação de parques solares. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/neoenergia-luzia-inicia-fase-de-teste-da-operacao-de-parques-solares/>. Acesso em: 12 fev. 2024.
- [28] MME. “MME Começa a Receber Contribuições Para O Leilão Dos Sistemas Isolados 2024.” Ministério de Minas E Energia, 4 June 2024, www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-comeca-a-receber-contribuicoes-para-o-leilao-dos-sistemas-isolados-2024. Acesso em: 7 jun.
- [29] MONTENEGRO, S. Aneel abre consulta pública sobre edital do leilão dos sistemas isolados. CanalEnergia, Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br>. Acesso em: 03 fev. 2025.
- [30] NEOENERGIA (2023) Neoenergia inicia operação de 467,77 MW no Parque Eólico Chafariz. Disponível em: <https://epbr.com.br/neoenergia-inicia-operacao-de-46777-mw-no-parque-eolico-chafariz/>. Acesso em: 12 fev. 2024.
- [31] OMIE (2024). Preço horário do mercado diário. Disponível em: <https://www.omie.es/pt/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2024-02-21>.

[32] ONCORP (2023). Oncorp inicia operação de usinas híbridas no sistema isolado. Disponível em: <https://epbr.com.br/oncorp-inicia-operacao-de-usinas-hibridas-no-sistema-isolado/>. Acesso em: 27 fev. 2024.

[33] ONS (2023). Plano de Operação Energética 2023. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN_2023.pdf.

[34] PETROBRAS (2024). Deep Dive Petrobras 2024. Disponível em: <https://storage.epbr.com.br/2024/01/Deep-Dive-Petrobras-2024-Dia-2.pdf>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2024.

[35] REENERGISA (2023). Projeto Vila Restauração ganha premiação The Smarter E Award. Disponível em: (https://www.youtube.com/watch?v=ftha9b_YXol)

[36] Statkraft aprova a construção de dois projetos Solares Híbridos na Bahia. Disponível em: <https://www.statkraft.com.br/sala-de-comunicacao/ultimas-noticias/2023/statkraft-aprova-a-construcao-de-dois-projetos-solares-hibridos-na-bahia/>. Acesso em: 27 fev. 2024.

[37] VALOR ECONÔMICO (2023). Sistema Isolado Ganha as Primeiras Usinas Verdes. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2023/04/11/sistema-isolado-ganha-primeiras-usinas-verdes.ghtml>.

[38] WICHERT, B. (1997). PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation — A review of current practice and future developments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 1, n. 3, p. 209–228

[39] WORLD BANK. Hybrid Power Purchase Agreements: A Guide to Solar-Plus-Storage Projects. Washington, D.C.: World Bank, 2023.

IMPACTO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA RENOVABLE EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA 2024

ECONOMIC IMPACT OF RENEWABLE ENERGY ON THE OPERATION OF THE
NATIONAL ELECTRIC SYSTEM OF THE DOMINICAN REPUBLIC 2024

Peter Agustín Santana Ciprián¹
Recibido: 29/1/2025 y Aceptado: 3/6/2025



85

1.- psantana66@hotmail.com



Resumen

La volatilidad de los precios de los combustibles fósiles tiene un impacto crítico en el desarrollo económico de países como la República Dominicana, que dependen de estos para la producción de electricidad. Este estudio investiga la viabilidad económica de la integración de fuentes renovables, como la solar y eólica, en la matriz energética nacional. A través de un análisis de costos operativos y sobrecostos asociados a la generación de electricidad en 2024, se encontró que la generación renovable representó el 10.2% de la demanda total, generando ahorros significativos de aproximadamente 183.6 millones de dólares. Se identificó que duplicar la capacidad de energía renovable podría resultar en ahorros anuales cercanos a 367.2 millones de dólares. Sin embargo, la expansión de estas fuentes enfrenta desafíos en la gestión del despacho energético y en la infraestructura existente, lo que resalta la necesidad de tecnologías de almacenamiento y la actualización de normativas. Además, se sugiere la interconexión del sistema eléctrico con otros de la región para maximizar beneficios técnicos y económicos. Este trabajo subraya la importancia de una coordinación efectiva entre políticas energéticas, desarrollo de infraestructura y colaboración entre actores del sector para garantizar un sistema eléctrico seguro y accesible.

PALABRAS CLAVE: impacto económico, energía renovable, sobrecosto, precios combustibles, normativa energética, política energética, infraestructura energética.

Abstract

The volatility of fossil fuel prices has a critical impact on the economic development of countries like the Dominican Republic, which depend on fossil fuels for electricity production. This study investigates the economic viability of integrating renewable sources, such as solar and wind, into the national energy matrix. Through an analysis of operating costs and cost overruns associated with electricity generation in 2024, it was found that renewable generation represented 10.2% of total demand, generating significant savings of approximately \$183.6 million. It was identified that doubling renewable energy capacity could result in annual savings of approximately \$367.2 million. However, the expansion of these sources faces challenges in energy dispatch management and existing infrastructure, highlighting the need for storage technologies and regulatory updates. Furthermore, the interconnection of the electrical system with other systems in the region is suggested to maximize technical and economic benefits. This paper underscores the importance of effective coordination between energy policies, infrastructure development, and collaboration among industry stakeholders to ensure a secure and affordable electricity system.

KEYWORDS: economic impact, renewable energy, cost overruns, fuel prices, energy regulations, energy policies, energy infrastructure.

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático se presenta como uno de los retos más significativos que enfrenta la humanidad en el siglo XXI (Nations, s/f-a). Este fenómeno se refiere a las transformaciones a largo plazo en las temperaturas y los patrones climáticos en todo el planeta (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023a).

Si bien el cambio climático ha sido parte de la historia de la Tierra, la intervención humana ha acelerado este proceso de forma alarmante en los últimos años (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2023b).

Las principales causas incluyen las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la quema de combustibles fósiles, la deforestación y prácticas agrícolas insostenibles (Un resumen para Cambio Climático 2021: todo el mundo, s/f).

El cambio climático representa una amenaza existencial para nuestro planeta, que exige acciones inmediatas y decisivas (UNFCCC Nav, s/f). En este contexto, la transición a sistemas de energía renovable no es solo una opción, sino un imperativo para reducir las emisiones de carbono y garantizar un futuro sostenible (IRENA, 2019).

Los países de todo el mundo han reconocido la urgencia de esta situación, y muchos de ellos están llevando a cabo la implementación de políticas nacionales que fomentan el uso de energías renovables como una estrategia para mitigar los riesgos asociados al cambio climático. (Nations, s/f-b) ,(Khasru & Ambrizzi, s/f)

La República Dominicana se encuentra en un proceso crucial de transición energética, moviéndose hacia fuentes de energía más sostenibles y adaptándose a las realidades operativas del país. Este desarrollo se enmarca en políticas energéticas que buscan asegurar un suministro seguro y confiable para todos los sectores de la economía. (Energía y Minas, s/f), (“Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12”, 2012) ,(Domingo, 2014)

El país ha comenzado a implementar una serie de iniciativas que respaldan este objetivo, reconociendo la importancia de lograr una energía accesible y a precios justos para toda la población. (“Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12”, 2012) ,(Tejada, 2023),(Instituto de Energía de la UASD, 2024),(Tejada, 2023).

En línea con los compromisos internacionales sobre descarbonización (Tejada, 2023), el país se ha propuesto que para 2025, el 25% de su energía provenga de fuentes renovables (Ley No 57-07, s/f); y para 2030, este porcentaje aumentará al 30% dentro del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).(Análisis regional prospectivo sobre los objetivos de RELAC, s/f), (Declaración de principios RD firmada, s/f)

Sin embargo, la dependencia de combustibles fósiles para la generación térmica hace a la República Dominicana vulnerable a fluctuaciones geopolíticas y económicas. Esta situación subraya la importancia de diversificar las fuentes energéticas mediante la incorporación de energías renovables. (Ley No 57-07, s/f), (“Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12”, 2012)

Este estudio busca examinar el efecto económico de las energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024. Se considerarán dos escenarios: (1) el funcionamiento actual del sistema con su matriz energética vigente y (2) una simulación económica que no contemple la generación de energía renovable.

La organización del trabajo se divide en cinco secciones: esta introducción, la metodología y el alcance del estudio, un análisis general del SENI, la presentación de resultados y, finalmente, conclusiones y recomendaciones clave para facilitar la transición energética.

2. CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS

Esta sección aborda las consideraciones metodológicas clave que orientarán el análisis del impacto económico de las energías renovables en el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para el año 2024.

Se detallan los criterios y supuestos establecidos para garantizar la validez y consistencia de los resultados, lo que es fundamental para una evaluación precisa de la influencia de las energías renovables en la operación del SENI.

La metodología propuesta busca asegurar que los resultados obtenidos no solo sean relevantes, sino también aplicables a la realidad del sistema eléctrico en el contexto de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

2.1 Despacho de Operación Real

El objetivo es analizar el despacho derivado de la operación real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), subrayando la validez de dicho despacho a pesar de la existencia de unidades generadoras en operación forzada¹ (“Reglamento para la Aplicación Ley 125-01”, s/f), es decir, aquellas que funcionan fuera de su programación óptima.

Se sostiene que el despacho obtenido es representativo y relevante en diversas circunstancias, incluyendo escenarios en los que la reserva² (“Reglamento para la Aplicación Ley

125-01”, s/f) disponible podría haber sustituido la generación de fuentes renovables sin que ello conllevara un aumento en los costos marginales y operativos del sistema eléctrico.

Este enfoque facilita una comprensión profunda de las dinámicas operativas del SENI y su influencia en la eficiencia económica del suministro eléctrico.

2.2 Determinación de la Unidad Marginal

En los periodos (horas) en que se observe una ponderación³ (ORGANISMO COORDINADOR Manual de Procedimientos Comerciales, s/f) notable en el costo marginal, se aplicará el siguiente criterio para identificar la unidad marginal

en el cálculo extendido (sustitución de generación renovable por generación térmica):

1.- Fuera del despacho económico, pero que son requeridas en el SENI, por diferentes restricciones propias del sistema eléctrico, como son: tensión, pruebas, control de flujo. Aunque estas unidades no son tomadas en cuenta para el cálculo económico – de forma directa, para el cálculo de costo marginal de corto plazo- en realidad son unidades que se requerían que tuvieran operando en línea y por tanto deben ser compensadas económicamente.

2.- Las condiciones de operación en tiempo real determinan la operación dentro de los parámetros dictado por la Normativa, primero de seguridad y luego económico. Se debe mantener un cierto margen de reserva, respetar los tiempos mínimos de operación y tiempo mínimo entre parada y arranque, así como las restricciones indicadas en la nota anterior, como también, otros variables propias de la operación en tiempo real.

3.- Más de una unidad de generación de las que están operando marginan (definen el costo marginal del despacho de la hora de referencia.

• Se definirá como unidad marginal aquella que haya registrado el costo marginal durante el 80% o más del tiempo en la hora de referencia. Esta unidad, que pudiera ser la más cara o la más barata dentro de la hora de referencia, será empleada para el cálculo del costo marginal estimado.

• Si ninguna de las unidades cumple con el umbral del 80%, se optará por seleccionar

como unidad marginal la que tenga el costo de despacho más reducido en esa hora. Este enfoque está diseñado para minimizar la incertidumbre en la estimación del costo marginal.

2.3 Cálculo del Costo Operativo y Marginal

Se realizarán dos cálculos del costo operativo (Avi-Itzhak, 1977) y marginal, en adición al costo operativo real del despacho:

• Cálculo con costo marginal tope⁴ ("Reglamento para la Aplicación Ley 125-01", s/f): se aplicará un límite máximo al costo marginal.

• Cálculo sin costo marginal tope: se realizará el cálculo sin restricciones en el costo marginal.

La comparación de estos resultados con el costo operativo real permitirá estimar el sobre costo

potencial de la operación del sistema si la matriz energética estuviera compuesta exclusivamente por generación a base de combustibles fósiles.

El análisis se centrará en el efecto combinado de la generación solar y eólica.

2.4 Supuestos Adicionales

Para simplificar el análisis, se aplicarán los siguientes supuestos:

1. Desabastecimiento ("Reglamento para la Aplicación Ley 125-01", s/f): En los casos donde la generación térmica disponible no sea suficiente para suplir la demanda, se asumirá un costo de desabastecimiento equivalente al costo marginal tope.

2. Mercado Spot⁵ ("Reglamento para la Aplicación Ley 125-01", s/f): Se considerará que toda la generación se despacha al Mercado Spot.

Los resultados se presentarán como valores mensuales, calculados a partir de los valores diarios resultantes.

4.- Este es un valor que se emite por resolución por la Superintendencia de Electricidad.

5.- En el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana Nacional, existe la figura de mercado: Spot y por Contrato.

2.5 Fuentes de Información

La información para la realización de este análisis provendrá de las siguientes fuentes:

- Informes Diarios de Operación⁶ (Informes Diarios de Operación, 2024): Emitidos por el Organismo Coordinador⁷ del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC), estos informes proporcionan datos sobre el despacho de generación por fuente y la demanda.
- Predespacho Diario de Operación (Programación Semanal de Operación, 2024): También emitido por el OC, este informe contiene las listas de mérito de despacho.

- Plataforma REGIO⁸ (Costo Marginal, 2024): Esta plataforma, manejada por el OC, registra información preliminar sobre el costo marginal.

- Costo Marginal Tope: Valor establecido como límite máximo para el costo marginal.

Con estas consideraciones metodológicas, se busca asegurar un análisis riguroso y coherente del impacto económico de las energías renovables en el SENI.

3. METODOLOGÍA

91

Esta sección describe la metodología empleada para estimar el impacto económico de la generación renovable (solar y eólica) en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

El análisis compara los costos marginales, la valorización de la energía y los costos operativos

resultantes de la operación real del sistema con los costos estimados si la generación renovable fuera sustituida por generación térmica.

3.1 Descripción General

La metodología se basa en la sustitución de la generación renovable real por la generación térmica disponible, conforme a la normativa vigente.

Se recopilan datos horarios de generación, demanda, costo marginal y costo operativo del SENI.

Luego, se realiza un cálculo extendido donde la generación renovable es reemplazada por

generación térmica, utilizando criterios específicos para seleccionar la unidad térmica sustituta.

Finalmente, se comparan los resultados obtenidos con y sin generación renovable.

6.- Información pública disponible en <https://www.oc.org.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Coordinaci%C3%B3n-y-Supervisi%C3%B3n-Tiempo-Real>

7.- <https://www.oc.org.do/Nosotros/Quienes-Somos>

8.- REGIO: registro de evento de generación e información de operación. Nota: Se requiere credenciales (usuario + clave) para poder acceder a la plataforma. Plataforma manejada por el OC.

3.2 Supuestos Clave

Se mantienen los siguientes supuestos:

- En caso de no haber suficiente generación térmica para suplir la demanda, se asume un costo de desabastecimiento equivalente al costo marginal tope.

- Se considera que toda la generación se despacha al Mercado Spot.

3.3 Cálculo de la Valorización de la Energía en el Mercado Spot (Vems)

La valorización de la energía en el Mercado Spot resultante de la operación (Vems) se calcula:

$$\mathbf{Vems = \sum (Gen_t + Gen_r) * Cmg \quad (1)}$$

$$\mathbf{Cmg = \sum Gen_t * CVD \quad (2)}$$

$$\mathbf{CVD = CVP * FN \quad (3)}$$

Gent: Generación proveniente de generadores térmicos.

Genr: Generación proveniente de generadores renovables.

CVD: Costo variable de despacho de generadores térmicos.

CVP: Costo variable de producción de generadores térmicos.

FD: Factor de nodo.

Donde:

Vems: Valorización de la energía en el Mercado Spot resultante de la operación.

Cmg: Costo marginal real resultante de la operación.

3.4 Cálculo del Costo Operativo con Sustitución de Generación Renovable

Para el cálculo del costo operativo (Cost Op_r), se sustituye la generación renovable real (Gen_r) de la ecuación (1) por generación térmica disponible (Gen_{r,d}).

Sustituyendo la ecuación (4) en la ecuación (1) se deduce la ecuación.

$$\mathbf{Cost\ Op_r = \sum (Gen_t + Gen_{r,d}) * Cmg \quad (5)}$$

$$\mathbf{Gen_r = Gen_{r,d} \quad (4)}$$

3.5 Consideración del Tope Marginal

En la normativa local, existe un tope marginal que limita el valor máximo del costo marginal y es establecido, por la Superintendencia de Electricidad, por resolución anualmente y actualizado mensualmente.

Es el valor máximo de costo marginal reconocido en la operación diaria del sistema eléctrico nacional.

3.6 Procedimiento de Cálculo Extendido

El procedimiento de cálculo consiste en lo siguiente: el Cmg real, cambia por el Cmg_r ya que se está aumentando la generación térmica requerida para suplir la demanda, al sustituir la generación renovable por generación térmica equivalente (en valor) para mantener el natural equilibrio generación - demanda, requerido en la operación del sistema eléctrico.

Sustituyendo Cmg de la ecuación (5) por Cmg_r, nos queda la ecuación :

$$Vems_r = \sum (Gen_t + Gen_{td}) * Cmg_r \quad (6)$$

Donde:

Vems_r: es la valorización de la energía en el Mercado Spot potencial sin la operación de generación renovable.

Cmg_r: es el costo marginal resultante de sustituir la generación renovable por generación térmica equivalente en valor.

Para ese caso, en la ecuación (6) se considera el costo marginal resultante sin ninguna restricción de costo.

En síntesis:

Se presenta una metodología para el cálculo del costo marginal y el costo de despacho horario diario en el sistemas de generación eléctrica de la República Dominicana.

Se inicia con el cálculo basado en el despacho derivado de la operación real, lo que permite una evaluación precisa de los costos asociados.

Posteriormente, se introduce un cálculo extendido que reemplaza la generación renovable por su equivalente en generación térmica, utilizando como referencia la última unidad térmica resultante del despacho en tiempo real.

Esta aproximación busca proporcionar una mejor comprensión de los costos en la operación de sistemas eléctricos, facilitando una evaluación más robusta de la viabilidad económica de las fuentes de energía renovables frente a las convencionales.

93

4. ALCANCE

Este trabajo presenta un análisis exhaustivo de un año completo de operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, abarcando desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2024.

Se examinan todas las horas, días, meses y estaciones del año para capturar la variabilidad de la demanda y generación del sistema eléctrico. El enfoque del análisis es económico, comparando los costos operativos y marginales en condiciones de despacho similares, tanto en escenarios que incluyen generación renovable (eólica y solar) como en uno hipotético donde estas fuentes están ausentes.

Este estudio se centra exclusivamente en la evaluación del impacto de la generación eólica y solar, excluyendo otras fuentes de energía renovable, proporcionando así una visión clara de su influencia en el sistema eléctrico dominicano, destacando la importancia de estas fuentes renovables en la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico del país.

5. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

La transformación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana constituye un proceso esencial en la evolución del sector energético del país.

Se está trabajando en el proceso de transformación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI) con el fin de alcanzar el objetivo de satisfacer el 30% de la demanda eléctrica nacional a través de fuentes de energía renovables no convencionales para el año 2030. (Declaración de principios RD firmada, s/f)

A continuación, se examina la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, abordando los desafíos y beneficios que enfrenta en un contexto de creciente demanda energética y sostenibilidad.

5.1 Situación Actual

El SENI ha experimentado un crecimiento⁹ promedio interanual de la demanda eléctrica de 3.2% (Santana, s/f), (Aquino et al., 2024), acompañado de un aumento en la capacidad de generación, principalmente a través de fuentes de energía solar (Aquino et al., 2024).

En la actualidad (2024), el 16.6 % de la demanda del SENI se suple con generación de energía renovable, distribuido entre la generación hidroeléctrica (5.7 %) y el 10.9 % restante

proveniente de fuentes eólicas, solares y biomasa. (Aquino et al., 2024)

La capacidad¹⁰ instalada total del SENI es de 5,985.34 MW, con una proporción de 66.26 % de generación térmica y 33.74 % de generación renovable. De este último porcentaje, el 22.83 % corresponde a capacidad instalada a base de energía eólica y solar. (Aquino et al., 2024).

5.2 Resultado Operación 2024: Estadísticas Clave para Entender el Panorama

A continuación, desglosamos las estadísticas subyacentes para ofrecer una comprensión completa y matizada de los resultados de la Operación 2024.

5.2.1 Generación Eléctrica

La figura 1 ilustra la demanda eléctrica de energía suplida a lo largo de los 12 meses del año 2024, que totalizó 25,011. 20 GWh.

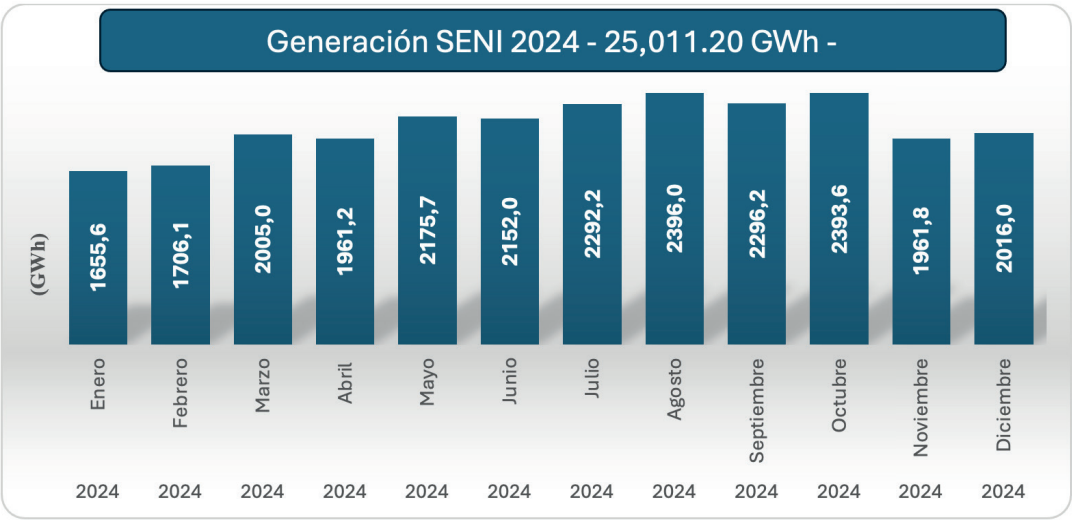
Al analizar la figura, se puede observar que, entre los meses de julio y octubre, el consumo de

electricidad superó los 2,200 GWh, alcanzando su punto máximo en octubre, con una demanda de 2,394 GWh.

9.- Desde el 2001 al 2023. información calculada a partir del informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2024 – OC - Al 31 de diciembre de 2024.

10.- Al 31 de diciembre de 2024.

Figura 1 - Consumo mensual de energía del SENI durante el año 2024.



Fuente: Construcción propia basada en los informes diarios de operación del SENI, emitidos por el Organismo Coordinador.

5.2.2 Demanda Máxima

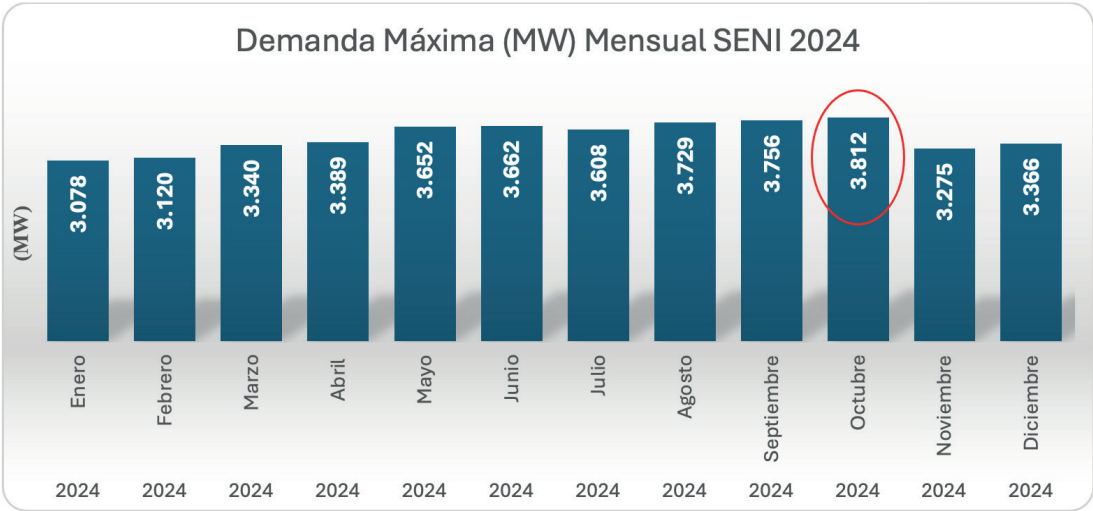
En la figura 2 se analiza la demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024, destacando un pico de 3,812 MW registrado en octubre.

A lo largo de los 12 meses, la demanda se mantuvo consistentemente por encima de los 3,000 MW, lo

que sugiere un incremento notable en el consumo energético.

Los resultados indican patrones estacionales y picos de demanda, lo que permite identificar los meses críticos donde se requerirá una mayor capacidad de generación.

Figura 2 - SENI: Comportamiento de la Demanda Máxima Mensual Durante el Año 2024



Fuente: Construcción realizada a partir de los informes diarios de operación del SENI, emitidos por el Organismo Coordinador.

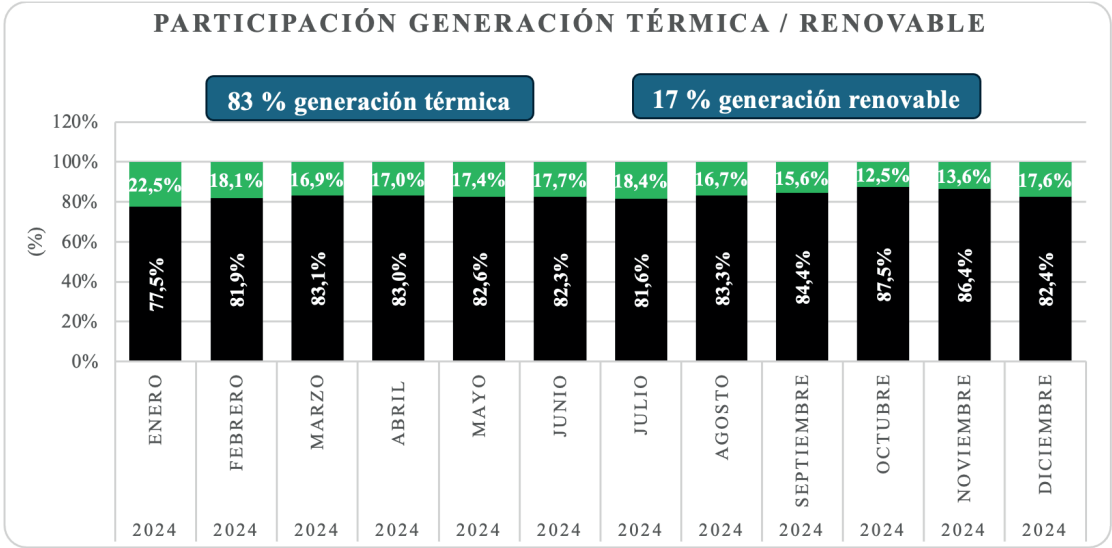
5.2.3 Generación por Fuente

En la figura 3 se ilustra la contribución de las fuentes de generación térmica y renovable en la satisfacción de la demanda energética durante el año 2024.

mientras que el 17% restante provino de fuentes renovables no convencional.

Los resultados muestran que el 83% de la demanda fue cubierta por generación térmica,

Figura 3 - Participación (%) de la generación térmica y renovable en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024.



Fuente: Elaboración propia basada en los informes diarios de operación del SENI, proporcionados por el Organismo Coordinador.

La figura 3 ilustra que la matriz eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se basa principalmente en la generación térmica. Esta matriz está compuesta por fuentes de energía como el gas natural, el carbón mineral y el fuel oil (No. 6 y No. 2).

del gas natural y el carbón mineral en la matriz energética del país.

En el año 2024, la generación térmica a partir de gas natural representó el 39.7 % del total, mientras que el carbón mineral contribuyó con un 31.7 %. El restante 11.7 % de la generación se originó del fuel oil, tal como se detalla en la tabla 1.

Estos datos reflejan la estructura de la generación eléctrica en el SENI, destacando la predominancia

Tabla 1 - Evaluación de la participación de las distintas fuentes de generación térmica en la operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) durante el año 2024

Participación generación térmica por fuente en la operación del SENI					
2024		Carbón mineral	Gas natural	Fuel Oil No. 6	Fuel Oil No. 2
2024	Enero	40.5%	32.0%	4.9%	0.0%
2024	Febrero	34.4%	42.3%	5.2%	0.0%
2024	Marzo	33.0%	40.2%	9.9%	0.0%
2024	Abril	36.4%	42.3%	4.3%	0.0%
2024	Mayo	34.5%	39.1%	8.4%	0.5%
2024	Junio	22.1%	40.9%	18.1%	1.2%
2024	Julio	28.6%	36.1%	15.8%	1.1%
2024	Agosto	31.9%	40.1%	11.3%	0.0%
2024	Septiembre	25.8%	39.3%	19.3%	0.0%
2024	Octubre	29.6%	39.1%	18.6%	0.1%
2024	Noviembre	31.0%	43.4%	11.8%	0.2%
2024	Diciembre	32.6%	41.0%	8.9%	0.0%
Promedio		31.7%	39.7%	11.4%	0.3%

Fuente: La elaboración se realiza basándose en los informes diarios de operación del SENI, que son proporcionados por el Organismo Coordinador.

En relación con el 17 % de la generación de energía renovable generada durante 2024, se observa que un 10.2 % de esta energía proviene de fuentes eólicas y solares, siendo estas el eje central de este estudio, proporcionando un marco que permite analizar el impacto económico de

esta fuente en la evolución de la matriz energética y su relevancia en el camino hacia un modelo más sostenible.

97

5.2.4 Curva de Oferta Generación Eléctrica

En la figura 4 se analiza la curva de oferta de generación eléctrica para el año 2024 en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), evaluando tres escenarios de capacidad instalada, máxima y promedio de generación.

Se presenta la demanda máxima estimada para el año, junto con una curva de costos por tecnología, clasificada desde la unidad más económica hasta la más costosa.

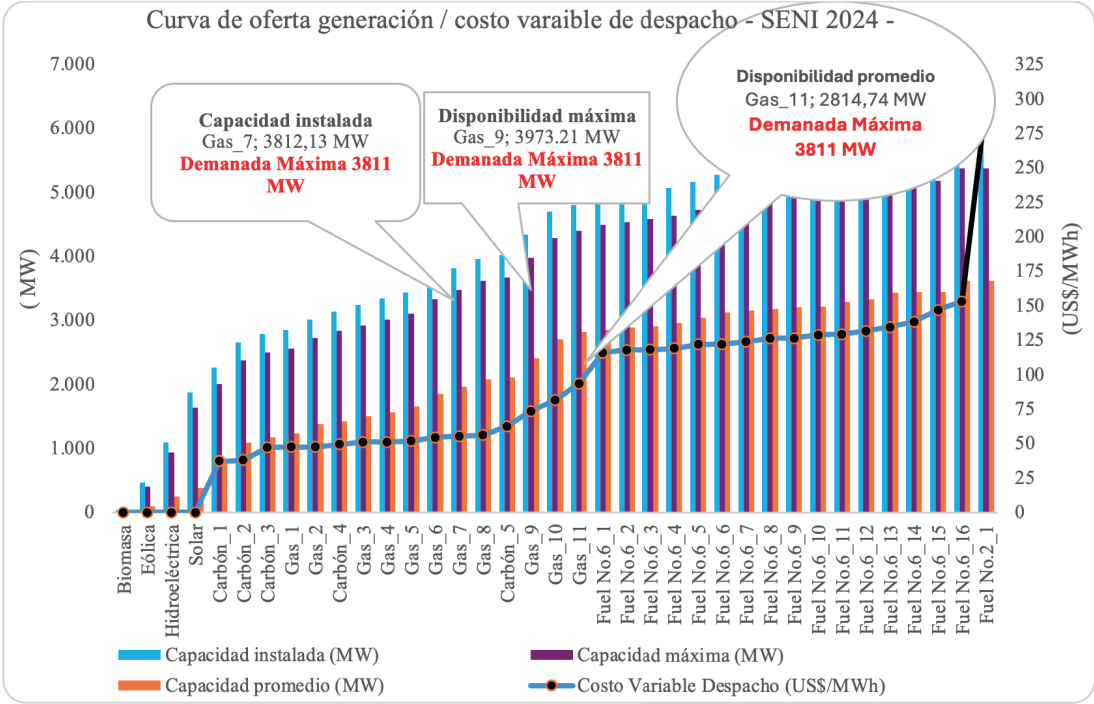
Los resultados indican que, bajo los tres escenarios analizados, la capacidad de generación disponible es teóricamente suficiente para satisfacer la demanda máxima de potencia de 3,811 MW, predominantemente utilizando generación a base de gas natural.

Sin embargo, la realidad, reflejada en los datos presentados, revela que fue necesario recurrir a

todas las fuentes de generación disponibles para cumplir con la demanda energética del año 2024.

Este análisis subraya la importancia de diversificar las fuentes de generación para asegurar la estabilidad y cobertura de la demanda eléctrica en el sistema.

Figura 4 - Evaluación de la relación entre la oferta de generación y los costos variables de despacho en el SENI en el transcurso de 2024.



Fuente: Elaboración propia basada en los reportes diarios de operación del SENI, así como en los informes mensuales de operación real y los programas de operación semanal proporcionados por el Organismo Coordinador.

5.2.5 Curva de demanda: claves para entender su costo

En la figura 5 se ilustra de manera gráfica la curva de demanda junto con el costo de la tecnología empleada para satisfacer dicha demanda.

Esta representación muestra que las tecnologías renovables tienen un costo de despacho igual a cero.

Para cubrir la demanda del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el año 2024, fue necesario recurrir a todas las tecnologías térmicas disponibles, comenzando por la más económica, que es el carbón, y finalizando con la más costosa en términos variables, que es el Fuel Oil No. 2.

A partir de la curva de costo variable de despacho presentada en la figura 5, se concluyó que el costo promedio anual de generación utilizando gas natural es un 52% superior al de la generación a partir de carbón.

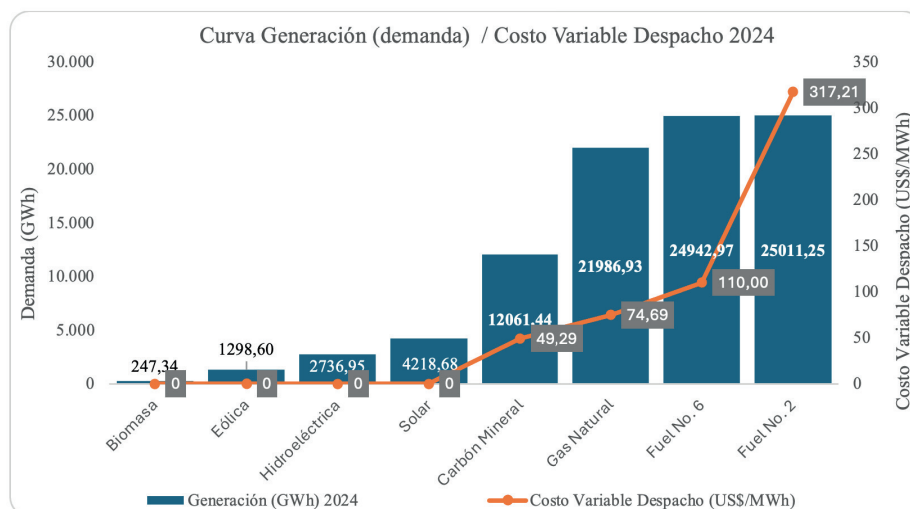
Además, el costo del fuel oil No. 6 es un 47.3% más alto que el del gas natural, mientras que el costo de generación con fuel oil No. 2 supera en un 188.4% al costo de generación con fuel oil No. 6.

Estos datos influirán en el costo marginal, operativo y la valorización de la energía, aspectos que se abordarán más adelante al comparar la generación renovable (solar y eólica) con su equivalente en generación térmica, según su disponibilidad y orden de mérito.

La información presentada en la figura 5 es crucial para entender la dinámica de costos en el sistema eléctrico nacional, especialmente en el contexto de la transición hacia fuentes de energía más sostenibles.

La necesidad de integrar tecnologías térmicas para satisfacer la demanda resalta la importancia de evaluar los costos asociados a cada tipo de generación, lo que permitirá una mejor planificación y optimización del sistema energético en el futuro.

Figura 5 - Costos de Despacho y Curva de Generación SENI 2024.



Fuente: Elaboración propia basada en los reportes diarios de funcionamiento del SENI y los planes de operación semanal proporcionados por el Organismo Coordinador.

5.3 Desafíos y Beneficios

Dado que la República Dominicana es un país insular sin interconexiones con otros sistemas eléctricos regionales, la confiabilidad y seguridad del SENI dependen de su propia capacidad.

La alta penetración de energías renovables presenta desafíos importantes para la operación del sistema e infraestructura de transmisión, incluyendo restricciones operativas, vertimiento de energía y salidas forzadas de cargas, que pueden reducir la confiabilidad del sistema.

A pesar de estos desafíos, la energía renovable ha contribuido a la reducción de los costos operativos del SENI, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles y la exposición a la volatilidad de sus precios.

Además, fomenta la independencia energética y reduce la huella de carbono del país.

El marco normativo existente, diseñado hace más de 20 años para una matriz energética basada en generación térmica, necesita ser actualizado para adaptarse a las nuevas tecnologías y a la variabilidad de las fuentes renovables.

Se están realizando esfuerzos a nivel de políticas energéticas, infraestructura, planificación y

normativa para integrar una alta concentración de energías renovables variables, asegurando la continuidad del servicio de forma segura, confiable y asequible para toda la población y los medios productivos del país.

Se espera que, en los próximos años, el sistema eléctrico nacional de la República Dominicana pueda reducir aún más la huella de carbono de la matriz eléctrica, disminuir el uso y la dependencia de los combustibles fósiles y reducir el costo de la energía.

En síntesis: La transformación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana es un paso crucial hacia un futuro energético más sostenible, donde se busca satisfacer un 30% de la demanda eléctrica con fuentes renovables para 2030.

A pesar de los desafíos que enfrenta, la integración de energías renovables no solo promete reducir costos operativos y la dependencia de combustibles fósiles, sino que también representa una oportunidad para modernizar la infraestructura y normativa del sector energético del país.

6. IMPACTO ECONÓMICO DE LA DEPENDENCIA FÓSIL: CUANTIFICACIÓN DEL SOBRECOSTO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DOMINICANO

Este trabajo tiene como objetivo estimar el sobrecosto asociado a la operación del Sistema Eléctrico Nacional de la República Dominicana (SENI) en un escenario hipotético en el que la demanda de electricidad se satisficiera exclusivamente mediante fuentes de generación de origen fósil.

A través de un análisis exhaustivo de los costos operativos y la comparación con la actual matriz energética del país, se busca determinar las implicaciones económicas de una dependencia total de combustibles fósiles.

Los resultados de este estudio proporcionan una comprensión más profunda de los desafíos financieros y ambientales que enfrenta el SENI, así como la importancia de diversificar las fuentes de energía para garantizar la sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional.

6.1 Evaluación de Costos en el Sistema Energético Nacional Resultado Operación 2024: Estadísticas Clave para Entender el Panorama

A partir de los resultados presentados en la tabla 1 y la figura 3, así como de la disponibilidad de generación y los costos reflejados en las figuras 4 y 5, se desarrolla el análisis que se aborda en este estudio.

De la generación total, que representa un 17% proveniente de fuentes renovables, se destaca que un 10.2% corresponde a la energía eólica y solar.

Esta porción de generación renovable será reemplazada por la generación térmica disponible para calcular el costo marginal, la valorización de la energía y los costos operativos que habría asumido el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en el año 2024, en caso de que no se contara con la energía renovable que operó durante todo ese año, manteniendo las mismas condiciones operativas que se dieron en el presente.

El análisis se centra en la relación entre la generación de energía renovable y la térmica, considerando que la energía eólica y solar

representa una parte significativa de la matriz energética.

Se busca evaluar el impacto económico que tendría la ausencia de estas fuentes renovables en el sistema eléctrico, utilizando como referencia los datos de generación y costos disponibles.

La evaluación se realiza bajo la premisa de que, si las condiciones operativas se mantuvieran constantes, se podría estimar el costo que el SENI habría enfrentado sin la contribución de la energía renovable.

Este análisis es fundamental para la planificación futura y la toma de decisiones en el sector energético, especialmente en un escenario donde la sostenibilidad y la eficiencia son cada vez más relevantes.

6.1.1 Análisis Costo Marginal

De acuerdo con las consideraciones y la metodología previamente mencionadas, así como lo expuesto en la sección 6.1, se presenta en la figura 6 el resultado del costo marginal promedio mensual del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para los doce meses del año 2024.

La figura 6 muestra el resultado de tres (3) escenarios de costo marginal promedio, donde:

1. Cmg Real: Costo Marginal Real: Costo marginal efectivo derivado de las operaciones realizadas en el año 2024.
2. Cmg con Tope - sin ERNC : Costo marginal resultante del escenario de sustituir la generación de energía renovable no convencional, ERNC – para este caso, solar y eólica -, por generación térmica de acuerdo con su orden de mérito y disponibilidad diaria durante el año 2024. Además, este costo marginal, se presente con la restricción de coste marginal tope¹¹, (“Reglamento para la Aplicación Ley 125-01”, s/f).
3. Cmg sin Tope – Sin ERNC : Costo marginal resultante del escenario de sustituir la generación de energía renovable no convencional, ERNC – para este caso, solar y eólica -, por generación térmica de acuerdo su orden de mérito y disponibilidad diaria durante el año 2024. Este cálculo no toma en cuenta el valor máximo de costo marginal definido en la normativa vigente, sino más bien, se deja que las condiciones (simuladas) de demanda existente definan su valor real.

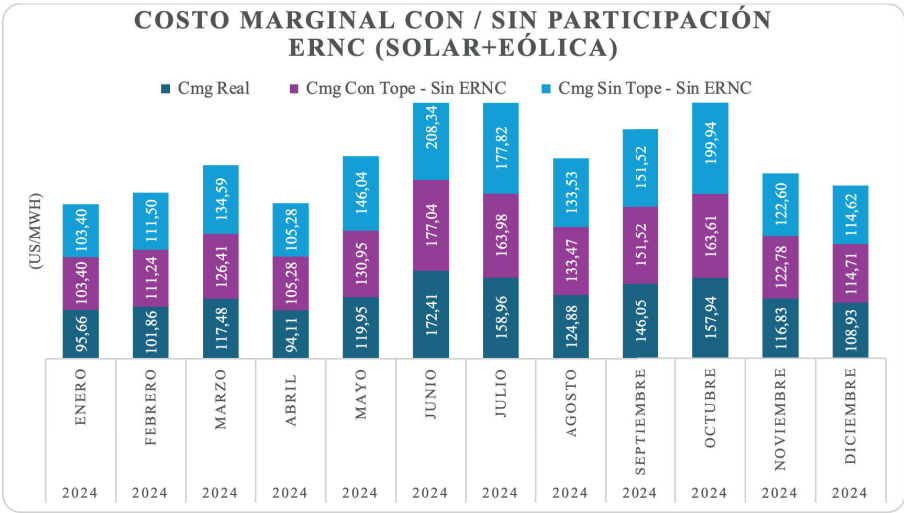
A pesar de que el costo marginal promedio sin energías renovables no convencionales (Cmg sin Tope – Sin ERNC) suele ser superior al costo marginal promedio sin ERNC con un límite establecido (Cmg con Tope - sin ERNC), la figura 6 revela que en los meses de enero, abril y junio los resultados son equivalentes.

En otros meses, la diferencia observada es inferior a 1 US\$/MW. Esta situación puede atribuirse a la escasez de generación disponible para satisfacer la demanda, lo que llevó a utilizar el costo marginal promedio sin ERNC con un límite (Cmg con Tope - sin ERNC) como opción para realizar el cálculo.

Además, la figura 6 indica que el costo marginal promedio real de la operación es más bajo cuando se utiliza energía renovable en comparación con su ausencia.

11.- El costo marginal máximo, también conocido como Topese es el costo asociado al desabastecimiento o a la energía no suministrada, y es determinado anualmente por la Superintendencia de Electricidad a través de una resolución. Cabe destacar que, conforme a esta resolución, el Organismo Coordinador actualiza este costo de manera mensual. Para más información y como referencia, consulte la Resolución SIE-141-2023-MEM.

Figura 6 - Resultado del costo marginal tres escenarios: el costo marginal real y los costos marginales extendidos (con y sin costo marginal tope).



Fuente: Elaboración propia basada en los informes diarios de operación del SENI y de acuerdo con las consideraciones presentadas en la sección de metodología para el cálculo de los Cmg sin ERNC y con Cmg máximo.

102 El costo marginal real promedio anual se redujo en un 12.8% al incorporar un 10.2% de generación proveniente de fuentes solares y eólicas durante el año 2024, al aplicar el criterio de costo marginal sin ERNC.

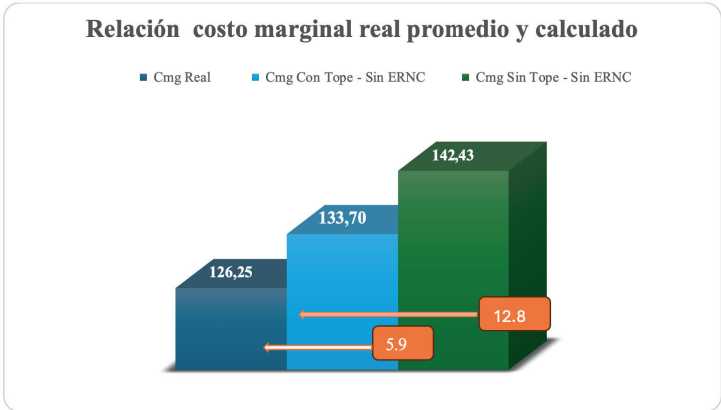
Si se considera el criterio de costo marginal sin ERNC con un límite, la reducción sería solo del 5.9%.

Es importante destacar que establecer un límite en el costo marginal disminuye a la mitad el costo marginal real que se habría generado al operar exclusivamente con generación térmica en 2024.

Los resultados se ilustran de manera gráfica en la figura 7, donde se puede apreciar claramente el impacto de la inclusión de energías renovables en la reducción de costos.

Esta información resalta la importancia de las energías renovables en la optimización de los costos operativos del sistema eléctrico, evidenciando su papel crucial en la sostenibilidad y eficiencia de este.

Figura 7 - Relación del costo marginal real derivado de la operación, calculada exclusivamente bajo el enfoque de generación. térmica.



Fuente: Elaboración propia basada en los resultados presentados en la figura 6.

En resumen: Los datos indican que, al incorporar fuentes solares y eólicas, se logra una disminución del 12.8% en los costos marginales.

La inclusión de energías renovables en el sistema eléctrico no solo reduce significativamente el costo marginal real de operación, sino que también demuestra su importancia en la sostenibilidad

y eficiencia del sistema, evidenciando que su implementación es clave para optimizar costos y satisfacer la demanda energética de manera más efectiva.

6.1.2 Análisis Valorización de Energía

A partir de los costos marginales tanto reales como calculados, así como de la generación del año 2024, se procede a examinar los resultados de la valorización de la energía en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para dicho año.

En la figura 8 se presentan estos resultados, los cuales muestran conclusiones que son coherentes con las observadas en el análisis del costo marginal.

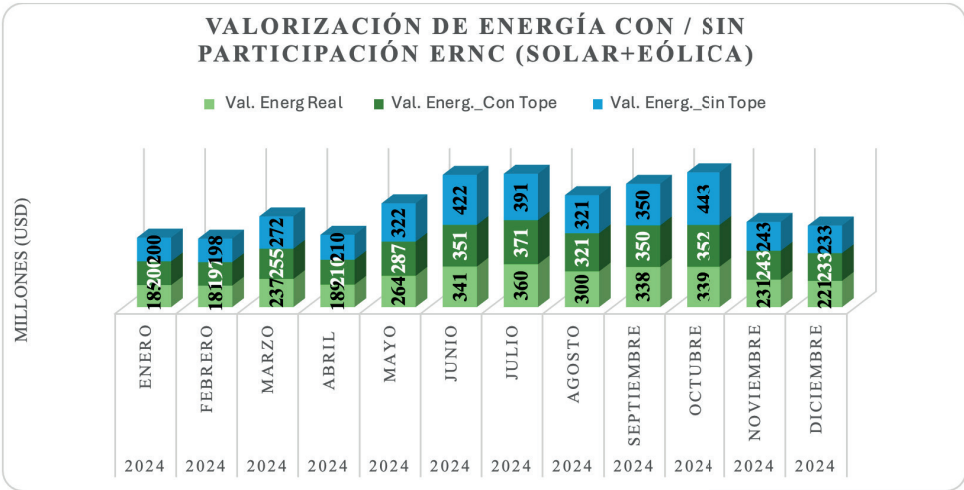
Se destaca que una generación del 10.2% proveniente de fuentes solares y eólicas genera un ahorro en el costo de la energía, siempre que esta se valore en el Mercado Spot, conforme a las consideraciones previamente expuestas en este documento.

Si no se hubiera contado con la generación solar y eólica en el SENI durante 2024, el sobrecosto en el precio de la energía habría ascendido a US\$ 418.16 millones y US\$ 183.44 millones, dependiendo de si se consideraba la valorización de la energía con o sin un límite en el costo marginal, respectivamente.

Esta información se puede extraer de la figura 8. Es importante señalar que el costo marginal tope, que representa el máximo que se paga, conlleva una disminución de más del 50% en comparación con el valor real de la valorización de la energía que se habría registrado en el sistema eléctrico nacional de la República Dominicana, según los criterios analizados en este estudio.

103

Figura 8 - Evaluación del valor de la energía en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para el año 2024.



Fuente: Desarrollo propio fundamentado en los informes diarios de operación del SENI y conforme a las pautas descritas en el apartado de metodología para el cálculo de los Cmg sin ERNC y con Cmg tope.

Leyenda figura 8:

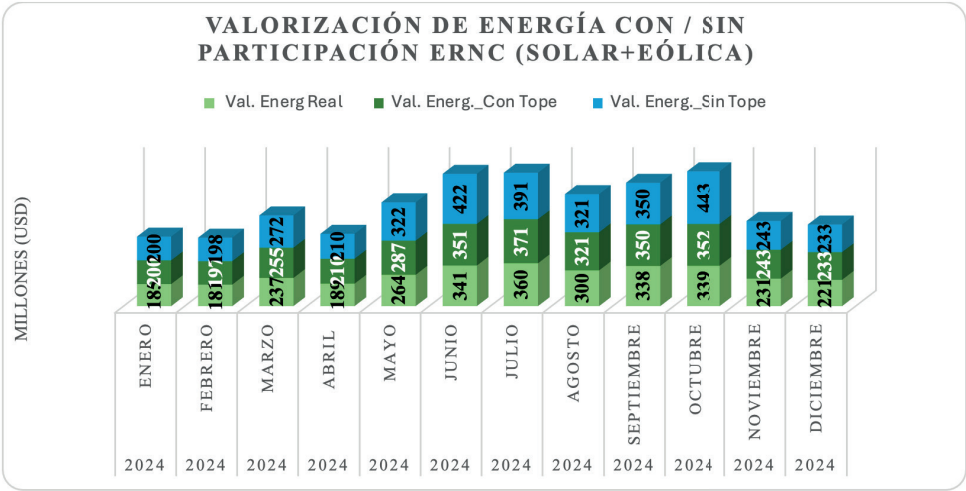
- **Val. Energ Real:** hace referencia a la valoración de la energía en función del costo marginal real promedio que se derive de la operación a lo largo del año 2024.
- **Val. Energ_Con Tope:** se refiere a la valoración de la energía generada durante el 2024, sin la inclusión de la generación a partir de energía solar y eólica, y tomando en cuenta que el costo marginal máximo es fijado por una resolución de la Superintendencia de Electricidad.
- **Val. Energ_Sin Tope:** el concepto anterior se conserva, con la salvedad de que no se impone un límite al costo marginal que resulta de la operación. Esto significa que no se tiene en cuenta el tope al costo marginal que la normativa resolutive vigente en el sistema eléctrico nacional establece, permitiendo así que se considere el valor real del mercado.

El costo adicional que habría enfrentado el SENI por la valorización de los 25 GWh de energía demandada en 2024 se estimaría en aproximadamente un 5.8% si se considera el costo marginal máximo según la normativa vigente. En cambio, este porcentaje ascendería a un 13.1% si se toma en cuenta el costo marginal de la última unidad térmica disponible.

Por otro lado, al igual que en el análisis del sobrecosto relacionado con el costo marginal, la valorización de la energía también muestra que establecer un límite en el costo marginal disminuye el valor real de la energía en cerca del 50%. Este fenómeno se puede observar claramente en la figura 9.

Estos resultados subrayan la importancia de considerar las diferentes metodologías de valoración de la energía, ya que pueden tener un impacto significativo en los costos que enfrenta el SENI. La variabilidad en los porcentajes de sobrecosto resalta la necesidad de un análisis cuidadoso al momento de establecer políticas energéticas.

Figura 9 - Análisis del costo de energía anual para el año 2024, realizado con despacho real y fundamentado únicamente en la generación térmica.



Fuente: Elaboración propia basada en los resultados presentados en la figura 8.

En síntesis, los resultados del análisis evidencian que la metodología de valoración de la energía puede influir considerablemente en los costos del SENI, con variaciones que van del 5.8% al 13.1% en función del costo marginal considerado, lo que resalta la necesidad de un enfoque riguroso en la

formulación de políticas energéticas. Este estudio pone de manifiesto la relevancia de evaluar cuidadosamente las implicaciones económicas de las decisiones en el sector energético.

6.1.3 Análisis Costo Operativo

Al analizar el costo operativo, se evidencia una notable discrepancia entre el costo operativo real del sistema eléctrico y el costo operativo estimado

para una operación que dependa exclusivamente de la generación térmica, tal como se ilustra en la tabla 2.

Tabla 2 - Costo operativo real y estimado para una operación sin producción de energía solar y eólica - 2024 -.

Costo Operativo (US\$ Millones)		Costo Operativo sin ERNC	Costo Operativo Real	Relación costo operativo real / costo operativo sin ERNC
2024	Enero	1105,58	93,13	1087.2%
2024	Febrero	758,99	86,83	774.1%
2024	Marzo	1103,04	103,07	975.1%
2024	Abril	859,73	87,64	881.0%
2024	Mayo	1905,53	110,42	1625.7%
2024	Junio	1255,83	141,72	786.1%
2024	Julio	1521,21	141,67	973.7%
2024	Agosto	1269,91	130,02	876.7%
2024	Septiembre	1270,09	136,62	829.6%
2024	Octubre	958,82	144,59	563.1%
2024	Noviembre	680,52	102,46	564.2%
2024	Diciembre	971,36	103,17	841.6%
Total anual		\$ 13.665,61	\$ 1.381,35	
Promedio anual		889.3%		

Fuente: Desarrollo propio fundamentado en los informes diarios de operación del SENI, emitidos por el Organismo Coordinador.

Esta diferencia se origina en el costo operativo necesario para satisfacer la demanda, así como en la utilización de tecnologías que presentan un alto costo variable de operación, como se detalla en la tabla 3.

En esta última, se puede observar que al considerar el costo variable promedio de

despacho de la tecnología de carbón (elegida por ser la más económica), el reemplazo de la generación renovable por esta tecnología provoca un aumento significativo en el costo de la energía, alcanzando los valores indicados en la fila “Relación Costo Variable Despacho” de la tabla 3.

Tabla 3- Costos variables de despacho promedio por tecnología.

Costos Variables despacho promedio por tecnología (USD/MWh)					
		Carbón Mineral	Gas Natural	Fuel Oil No. 6	Fuel Oil No. 2
2024	Enero	54,35	74,84	113,59	294,82
2024	Mayo	48,50	71,17	108,89	349,32
2024	Junio	48,36	74,10	111,05	305,36
2024	Julio	51,37	77,04	110,06	300,26
2024	Agosto	51,21	77,37	106,76	296,16
2024	Septiembre	50,67	75,03	106,81	294,48
2024	Octubre	48,21	78,24	111,16	322,92
2024	Noviembre	46,59	75,93	115,86	317,16
2024	Diciembre	47,14	84,75	120,12	286,46
Promedio anual		49,29	74,69	110,00	317,21
Relación Costo Variable Despacho (referencia costo del carbón)			34.0%	55.2%	84.5%

Fuente: Construcción propia a partir de los informes programas semanal de despacho del SENI, emitido por el Organismo Coordinador.

En resumen, el análisis revela que la dependencia exclusiva de la generación térmica, especialmente a través de tecnologías como la de carbón, no solo incrementa significativamente los costos

operativos, sino que también subraya la necesidad de considerar alternativas más sostenibles para satisfacer la demanda energética de manera eficiente y económica.

6.1.4 Potencial de ahorro en el SENI: un ejercicio práctico

En este apartado, realizaremos un ejercicio para estimar el ahorro potencial en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), considerando una penetración de generación superior al 10% que se ha analizado hasta ahora.

Utilizando el concepto de costo marginal tope, podemos observar en la figura 9 que la valorización real de la energía (Val. Energ Real) asciende a 3,187.36 millones de dólares, correspondiente al despacho real del año 2024.

Por otro lado, la valorización de la energía según el costo marginal tope (Val. Energ_Con Tope) es de 3,370.80 millones de dólares; mientras que el sobre costo de operación sin un 10.2 % de energía renovable (solar y eólica) se sitúa en un 5.8%.

Esto se traduce en que el sobre costo (SC) es la diferencia entre la valorización de la energía según el costo marginal tope (Val. Energ_Con Tope) y la valorización real de la energía (Val. Energ Real), lo que da como resultado un sobre costo de 183.60 millones de dólares para una generación del 10.2% de energía renovable.

$$SC = (\text{Val. Energ_Con Tope}) - (\text{Val. Energ Real}) \quad (7)$$

Donde:

$$\text{Val. Energ_Con Tope} = \text{US\$ } 3,370.80 \quad (8)$$

$$\text{Val. Energ Real} = \text{US\$ } 3,187.20 \quad (9)$$

Sustituyendo (8) y (9) en (7), el sobre costo es:

$$SC = 3,370.80 - 3,187.20 = \text{US\$ } 183.60$$

Si se duplicara la generación de fuentes renovables, podríamos suponer que la valorización de la energía se reduciría a la mitad, asumiendo que los demás parámetros de generación, operación, disponibilidad y costos se mantuvieran constantes en relación con el análisis previo.

En este contexto teórico, la tabla 4 ilustra el potencial de ahorro para distintos niveles de penetración de generación renovable.

Tabla 4. Ahorro potencial derivado del incremento en la producción de energía renovable a partir de fuentes solares y eólicas.

Valorización Energía	
Generación (solar + Eólica)	Ahorro (US\$ millones)
10%	183,6
20%	367,2
25%	459,0
30%	550,8

Fuente: Evaluación propia fundamentada en los supuestos señalados.

En resumen: el análisis revela que una mayor penetración de energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado podría generar un ahorro significativo, con un sobre costo actual de 183.60 millones de dólares al alcanzar un 10.2% de generación renovable, lo que subraya la importancia de incrementar esta proporción para optimizar costos y mejorar la eficiencia del sistema.

La proyección sugiere que duplicar la generación renovable podría reducir considerablemente la

valorización de la energía, destacando el potencial de ahorro a medida que se avanza hacia un modelo energético más sostenible.

El estudio destaca la importancia de las energías eólica y solar en la generación de energía renovable en 2024, subrayando la necesidad de duplicar la capacidad instalada para alcanzar las metas de sostenibilidad establecidas para 2030, lo que representa un desafío significativo para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

7. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos en la operación del sistema eléctrico de la República Dominicana durante el año 2024, se estimaron los sobrecostos asociados a la generación de energía mediante combustibles fósiles.

Este análisis se llevó a cabo al reemplazar la generación de energía eólica y solar por la generación térmica disponible, siguiendo el orden de despacho que establece la normativa.

Se consideraron dos escenarios: uno que se adhiere a la normativa actual y otro que contempla la liberación de los costos de generación de las unidades generadoras.

Para diciembre de 2024, la capacidad instalada de generación renovable, que incluye energía solar y eólica, representa el 20% de la matriz eléctrica del país. Esta capacidad renovable generó el 10.2% de la demanda total de electricidad, equivalente a 2,551 GWh, dentro de un total de 25,011.20 GWh del Sistema Eléctrico Nacional en ese año.

Con base en las condiciones operativas y de costos de 2024, se estimó el sobrecosto que habría enfrentado el SENI si no hubiera contado con esta capacidad renovable y hubiera tenido que satisfacer la demanda únicamente con generación a partir de combustibles fósiles.

De acuerdo con la normativa vigente en la República Dominicana en 2024, se estimó que el potencial sobrecosto en la valorización de la energía alcanzaría los 183.6 millones de dólares, lo que representa un 5.8% del costo real.

No obstante, el análisis indicó que este sobrecosto podría haber sido un 13.1% más alto en un mercado donde se liberaran los costos de generación.

Reemplazar el 10.2% de la generación solar y eólica de 2024 por su equivalente en generación térmica disponible en el SENI resultaría en un incremento del costo operativo del 889.30% en comparación con el costo operativo real bajo las

condiciones del sistema eléctrico nacional.

Los hallazgos indican que al duplicar la capacidad de generación solar y eólica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), se podría satisfacer el 20% de la demanda energética, lo que generaría un ahorro significativo en la valorización de la energía, al reducir tanto el costo marginal como el operativo. Este ahorro podría ascender a aproximadamente 367.2 millones de dólares anuales, el doble de lo que se había estimado previamente.

Además de los beneficios económicos, como la autonomía energética y la reducción de las emisiones de dióxido de carbono, la expansión de la generación de energías renovables presenta desafíos considerables en la gestión diaria del despacho, debido a las características inherentes de este tipo de producción.

La implementación de tecnologías como los sistemas de almacenamiento de energía es fundamental para facilitar una mayor integración y operación flexible de los sistemas eléctricos que dependen en gran medida de fuentes de generación variable, así como para garantizar la estabilidad, seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico.

Sin embargo, se enfrentan a obstáculos significativos en términos de legislación y en la infraestructura de la red eléctrica, que no evolucionan al mismo ritmo que la generación de energía renovable. Esto puede impactar negativamente en la continuidad, calidad y asequibilidad de la energía para todos los sectores del país, lo que subraya la necesidad de una coordinación más efectiva entre las políticas energéticas y el desarrollo de la infraestructura eléctrica.

8. RECOMENDACIONES

Los hallazgos de este estudio evidencian la viabilidad económica de incorporar energía proveniente de fuentes renovables en la matriz energética de la República Dominicana.

Para incrementar la participación de la energía renovable, es fundamental llevar a cabo investigaciones que determinen la cantidad de energía solar, eólica y otras fuentes renovables variables que el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), que hasta ahora ha funcionado de manera aislada, puede manejar sin poner en riesgo la seguridad y la fiabilidad del sistema eléctrico.

Estos análisis deben ir acompañados de evaluaciones de viabilidad técnico-económica sobre la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, así como del fortalecimiento de la red de transmisión para facilitar la integración de estas fuentes.

Asimismo, es necesario actualizar la normativa actual para fomentar y facilitar la inversión en tecnologías energéticas que contribuyan a robustecer el sistema eléctrico, garantizando el acceso a energía asequible para toda la población. Un aspecto adicional que merece atención es el estudio de la interconexión del sistema eléctrico con otros sistemas de la región, analizando los beneficios y ventajas tanto técnicas como económicas que podrían derivarse de esta interconexión.

Aunque la generación de energía renovable presenta oportunidades tanto económicas como ambientales, su operación con un alto nivel de penetración conlleva desafíos significativos que deben ser abordados.

Se recomienda realizar investigaciones adicionales sobre los retos operativos que enfrentó el SENI durante el año 2024, ya que los resultados de estos estudios ofrecerán información valiosa para la formulación de políticas energéticas, normativas y la difusión del conocimiento.

Es fundamental establecer una colaboración efectiva entre todos los actores del sector energético, el gobierno y la ciudadanía para diseñar las estrategias energéticas necesarias para el desarrollo y crecimiento sostenible del sistema eléctrico en la República Dominicana. Esta coordinación asegurará un sistema eléctrico que sea tanto confiable como seguro, capaz de satisfacer la demanda energética de todos los sectores, lo que es esencial para su progreso productivo y la vida cotidiana de la población.

Además, se sugiere promover el intercambio de experiencias y conocimientos entre los países de la región a través de la realización de estudios similares al que se presenta en este documento. Esta iniciativa facilitará la difusión de las lecciones aprendidas y contribuirá al desarrollo de estrategias energéticas más eficaces.

La colaboración entre los diferentes actores del sector energético y la promoción del intercambio de conocimientos son pasos cruciales para garantizar un sistema eléctrico robusto y sostenible en la República Dominicana, lo que a su vez beneficiará a todos los sectores de la sociedad.

9. REFERENCIAS

Análisis regional prospectivo sobre los objetivos de RELAC. (s/f).

Aquino, F., De Estudios, A., Arias, S. D., Lorenzo, J., Rosario, A., Técnico, A., Martínez, E., San, M. L. & Gerente General, P. (2024). Informe anual de operaciones y transacciones económicas del año 2024.

Avi-Itzhak, B. (1977). Operating cost calculation of an electric power generating system under incremental loading procedure. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 96, 285–292. <https://doi.org/10.1109/T-PAS.1977.32336>

Costo Marginal. (2024). Costo marginal 2024. [https://apps.oc.org.do/REGIO/\(S\(3zbnomaotuisnbdzc10htadl\)\)/Authenticator.aspx](https://apps.oc.org.do/REGIO/(S(3zbnomaotuisnbdzc10htadl))/Authenticator.aspx).

Declaración de principios RD firmada. (s/f).

Domingo, S. (2014). Decreto 134-14 Reglamento Estrategia Nacional de Desarrollo 2030. En https://mepyd.gob.do/mepyd/wp-content/uploads/archivos/end/marco-legal/decreto_134-14.pdf.

Energía y Minas. (s/f). <https://presidencia.gob.do/noticias/energia-y-minas-fuentes-renovables-representan-el-2332-de-la-capacidad-generacion-nacional>.

Estrategia Nacional de Desarrollo Ley 1-12. (2012). <https://mepyd.gob.do/mepyd/wp-content/uploads/archivos/end/marco-legal/ley-estrategia-nacional-de-desarrollo.pdf>.

Informes Diarios de Operación. (2024). Informes diario de operación Tiempo Real 2024. <https://www.oc.org.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Coordinaci%C3%B3n-y-Supervisi%C3%B3n-Tiempo-Real>.

Instituto de Energía de la UASD. (2024). La Transición Energética en la Republica Dominicana. <https://uasd.edu.do/wp-content/uploads/002-Vision-IEUASD-transicion-energetica-RD-2022-2060-Congreso-Economia-y-Energia-4-julio-2024-FINAL1.pdf>

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2023a). Changing State of the Climate System. En Climate Change 2021 – The Physical Science Basis (pp. 287–422). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896.004>

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2023b). Human Influence on the Climate System. En Climate Change 2021 – The Physical Science Basis (pp. 423–552). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896.005>

IRENA. (2019). Climate change and renewable energy : national policies and the role of communities, cities and regions. International Renewable Energy Agency.

Khasru, S. M. & Ambrizzi, T. (s/f). Climate Change & Just Energy Transition: What the North Can Learn from the South? En 166 · CEBRI-Journal SPECIAL SECTION.

Ley No 57-07. (s/f).

Nations, U. (s/f-a). Cambio climático | Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/global-issues/climate-change>.

Nations, U. (s/f-b). The Paris Agreement | United Nations. <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.

ORGANISMO COORDINADOR Manual de Procedimientos Comerciales. (s/f).

Programación Semanal de Operación. (2024). Programación de Operación Semana del SENI. <https://www.oc.org.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Programaci%C3%B3n-del-SENI>.

Reglamento para la Aplicación Ley 125-01. (s/f). En <https://mem.gob.do/wp-content/uploads/2019/04/Reglamento-de-Aplicaci%C3%B3n-Ley-125-01.pdf>.

Santana, P. A. (s/f). Pronóstico de Demanda Eléctrica SENI 2024_2040.

Tejada, O. R. (2023). Transición Energética en la República Dominicana.

Un resumen para Cambio Climático 2021: todo el mundo. (s/f).

UNFCCC Nav. (s/f). <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>.

MUJERES EN ENERGÍAS RENOVABLES: UN ESTUDIO DE CASO PARA EL URUGUAY

WOMEN ON RENEWABLE ENERGIES: A CASE OF STUDY FOR URUGUAY

Teresa Pereira Monzón¹, Franciele Weschenfelder ²
Priscila Silveira Ebert³, María Eugenia Fedele⁴
Josefina Andrade⁵

Recibido: y Aceptado:
15/11/2024 - 13/6/2025



111

1.- teresa.pereira@estudiantes.utec.edu.uy
2.- franciele.weschenfelder@utec.edu.uy
3.- priscila.silveira@utec.edu.uy
4.- maria.fedele@estudiantes.utec.edu.uy
5.- josefina.andrade@estudiantes.utec.edu.uy



Resumen

Uruguay es un país líder en la incorporación de energías renovables en su matriz eléctrica. Con la primera fase de su transición energética completada, aproximadamente el 97% de su energía proviene de fuentes renovables. Ahora, el país se enfoca en su segunda transición energética, orientada a la descarbonización de los sectores de transporte e industria y al desarrollo de una economía basada en la producción de hidrógeno verde. Esta nueva transición plantea importantes retos y una creciente necesidad de mano de obra especializada.

Para responder a esta demanda, se creó la carrera de Ingeniería en Energías Renovables (IER) en la Universidad Tecnológica del Uruguay (UTEC). UTEC, una universidad pública de perfil tecnológico, orientada a la investigación e innovación, está comprometida con los lineamientos estratégicos del país y tiene como objetivo hacer más accesible la oferta universitaria, especialmente en el interior del país. Los estudiantes de IER están capacitados para satisfacer las exigencias de un mercado energético más limpio. Sin embargo, la inclusión de las mujeres sigue siendo un reto importante tanto para la carrera como para el sector de las energías renovables en general. Actualmente, el curso tiene una tasa de participación de mujeres de sólo el 24%. Este desafío se refleja también a nivel global, donde las mujeres representan una minoría en el sector de energía, enfrentando barreras en el acceso a empleos técnicos y de liderazgo en energías renovables, a pesar de que se ha demostrado que su inclusión promueve mejores resultados en sostenibilidad y equidad. Este artículo presenta los resultados de una encuesta realizada entre estudiantes, abarcando las barreras percibidas para el ingreso y el avance profesional, así como las motivaciones y desafíos específicos que enfrentan las mujeres interesadas en el ámbito de las energías renovables (EERR), con el fin de comprender las razones de su baja representación y proponer acciones que puedan contribuir a cambiar esta realidad.

PALABRAS CLAVE: mujeres; energías renovables; desafíos.

113

Abstract

Uruguay is a leading country in the incorporation of renewable energy into its electricity matrix. With the first phase of its energy transition completed, approximately 97% of its energy now comes from renewable sources. The country is now focusing on its second energy transition, aimed at decarbonizing the transport and industrial sectors and developing an economy based on green hydrogen production. This new transition presents significant challenges and a growing need for specialized labor. To meet this demand, the Renewable Energy Engineering (IER) program was created at the Technological University of Uruguay (UTEC). UTEC, a public university with a technological profile, oriented towards research and innovation, is committed to the country's strategic guidelines and aims to make university programs more accessible, especially in the country's interior. IER students are trained to meet the demands of a cleaner energy market. However, the inclusion of women remains a major challenge for both the program and the renewable energy sector in general. Currently, the course has a female participation rate of only 24%. This challenge is also reflected globally, where women represent a minority in the energy sector and face barriers in accessing technical and leadership positions in renewable energy, despite evidence showing that their inclusion promotes better outcomes in sustainability and equity. This article presents the results of a survey conducted among students, covering perceived barriers to entry and professional advancement, as well as the motivations and specific challenges faced by women interested in renewable energy (RE), with the aim of understanding the reasons for their low representation and proposing actions that could help change this reality.

KEYWORDS: economic impact, renewable energy, cost overruns, fuel prices, energy regulations, energy policies, energy infrastructure.

1. INTRODUCCIÓN

La industria de la energía, en su constante progreso y relevancia dentro del panorama energético global, ha generado cambios significativos, creando oportunidades importantes en términos de empleo y desarrollo. Es fundamental destacar que este sector, que emplea a más de 11.5 millones de personas a nivel global, enfrenta una marcada disparidad de género. Este desequilibrio en la representación femenina en la fuerza laboral de las energías renovables constituye un desafío importante que requiere atención inmediata y una evaluación detallada.

Identificar los desafíos que enfrentan las mujeres en la industria energética permite proponer recomendaciones y soluciones prácticas. Estas soluciones buscan, principalmente, fomentar un entorno laboral más diverso e inclusivo para todas las personas involucradas en este sector en constante expansión. Este trabajo no solo pretende destacar los problemas críticos, sino también sentar las bases para la reflexión y la acción, con el objetivo de impulsar cambios positivos y sostenibles en la participación de las mujeres dentro del campo de las energías renovables.

El presente estudio, se sumerge en un enfoque cualitativo a través de encuestas dirigidas especialmente a un grupo demográfico particular: mujeres que actualmente están cursando la carrera de Ingeniería en Energías Renovables en el Instituto Tecnológico Regional (ITR) Centro Sur de la ciudad de Durazno. Esta focalización hacia un grupo específico permite capturar de manera más precisa y detallada las experiencias vividas por estas estudiantes, proporcionando información valiosa que pueda contribuir a la formulación de estrategias y políticas para fomentar una mayor participación y éxito de las mujeres en la Ingeniería en Energías Renovables.

De este modo, se espera que este trabajo no solo contribuya al conocimiento y comprensión de un grupo demográfico específico dentro de la Ingeniería en Energías Renovables, sino que también sirva de base para desarrollar iniciativas que promuevan la igualdad de género y la diversidad en disciplinas y profesiones históricamente dominadas por hombres.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 Antecedentes

La infrarrepresentación de las mujeres en la fuerza laboral global de energías renovables, es un desafío notable. Según el informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) de 2020, en 2019, el sector empleaba a 11,5 millones de personas a nivel mundial, de las cuales solo el 32% eran mujeres. Esta baja representación femenina es especialmente notoria en tecnologías menos desarrolladas, aunque es más alta en la fuerza laboral de la energía solar fotovoltaica, en comparación con otras tecnologías renovables.

Diversas investigaciones han demostrado que el empoderamiento femenino en el sector de las energías renovables aporta beneficios significativos no solo para las personas involucradas, sino también para la industria en su conjunto. Por un lado, la inclusión de una fuerza laboral diversa en términos de género promueve una variedad más amplia de perspectivas, enfoques y métodos de resolución de problemas. Por otro lado, la diversidad no solo impulsa la innovación, sino que también mejora el desempeño financiero de las empresas, mostrando resultados superiores en

entornos que valoran y promueven la igualdad de género.

El avance hacia una industria energética más limpia y sostenible no es solo un imperativo ético, sino también estratégico. Al integrar a más mujeres en la industria, se fortalece el potencial de innovación y se optimiza la toma de decisiones. Los equipos diversos logran una mayor capacidad para enfrentar desafíos complejos en la transición hacia un futuro de sostenibilidad, logrando un crecimiento a largo plazo. Con los esfuerzos conjuntos de todas las partes interesadas, podemos cerrar la brecha de género y crear un futuro sostenible impulsado por el talento diverso.

A lo largo de la última década, las mujeres han incrementado su presencia en roles clave dentro del sector, ocupando posiciones como ingenieras, investigadoras, técnicas, directivas y empresarias. Esta tendencia positiva hacia una mayor diversidad de género ha sido promovida por empresas y organizaciones que reconocen el valor de las contribuciones femeninas. Estas instituciones han implementado programas de mentoría, becas y otras iniciativas para alentar a

las jóvenes a ingresar, y mantenerse, en carreras relacionadas con la energía.

Sin embargo, uno de los obstáculos persistentes en este camino hacia la igualdad de género es la falta de un plan regional sólido y específico para fomentar el desarrollo profesional en energías renovables, especialmente en áreas prácticas. Actualmente, los cursos y programas de formación en la región tienden a adoptar un enfoque general, cubriendo diversas tecnologías sin un énfasis suficiente en la práctica. Además, estos programas suelen estar localizados en áreas urbanas, limitando así el acceso a quienes residen en zonas periféricas. Para mejorar la capacitación y atraer a más mujeres al sector, es fundamental desarrollar programas de formación que consideren las necesidades específicas del capital humano y que incluyan tecnologías de formación a distancia, capacitación docente especializada y actualización continua de conocimientos.

115

2.2 Situación en Uruguay.

En Uruguay, la formación en energías renovables presenta características particulares. A diferencia de otros países, el sistema educativo uruguayo ofrece programas que integran tanto la teoría como la práctica y cuentan con centros de formación ubicados en el interior del país. Estos cursos, con una duración máxima de cinco años, están disponibles en modalidades presencial y mixta, lo cual facilita el acceso a una educación completa y adaptada a las necesidades del sector energético.

Uno de los programas destacados en el país es la carrera de Ingeniería en Energías Renovables de la Universidad Tecnológica (UTEC). Este programa gratuito y presencial, de cinco años de duración, tiene como objetivo formar profesionales competentes para promover, diseñar, implementar y gestionar el uso de energías limpias para un desarrollo sostenible.

Su plan de estudios comprende 10 semestres, incluyendo unidades curriculares prácticas y laboratorios específicos en energías renovables, con una carga total de 2334 horas de clase y 1866 horas de trabajo autónomo. La UTEC cuenta con instalaciones modernas y equipos avanzados, como el Laboratorio de Montaje de Sistemas de Generación Distribuida, en el ITR Centro-Sur de Durazno, diseñado para capacitar a los estudiantes en tecnologías fotovoltaicas, térmicas y eólicas.

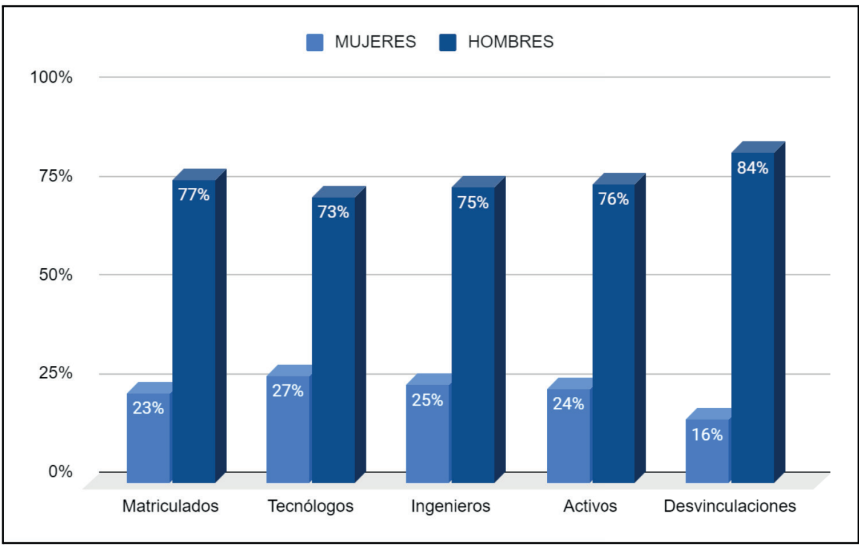
La participación de mujeres en carreras como IER ha despertado un creciente interés en los últimos años, impulsada por la necesidad de fomentar la diversidad de género en áreas tradicionalmente dominadas por hombres. En este contexto, se plantea una cuestión relevante: ¿cuál es la representación femenina en esta área? Con el fin de responder a esta pregunta, se recopilaron

datos proporcionados por el equipo administrativo del programa, los cuales brindan una perspectiva precisa y actualizada de la participación femenina en esta carrera. Estos datos resultan cruciales para evaluar la situación actual y para desarrollar estrategias que fomenten la equidad de género en la formación y práctica de la ingeniería de energías renovables.

En la Figura 1, se presentan datos reales sobre los cupos ocupados por mujeres en la carrera de IER. Entre los años 2016 y 2022 solo el 23% de los matriculados fueron mujeres, al analizar los

datos de egresados, tanto de tecnólogos como de ingenieros entre 2019 y 2022, se observa que las mujeres representan el 27% y el 25%, respectivamente. Por otro lado, al examinar las desvinculaciones entre 2016 y 2021, las mujeres presentan un índice de desvinculación menor, alcanzando el 16%. Analizando los casos de estudiantes activos en 2024, las mujeres constituyen el 24% del total.

Figura 1 - Datos sobre los cupos de la carrera ocupados por mujeres



Fuente: Elaboración propia

Se observa una carencia en la formación de profesionales cualificados en energías renovables, particularmente en las áreas de operación y mantenimiento. Esta deficiencia ha llevado a la dependencia de profesionales internacionales y pone de relieve la falta de claridad en los objetivos de políticas a largo plazo en el sector energético. Estudios recientes indican que el sector privado reconoce esta limitación y aboga por una mejora en la capacitación en energías renovables, así como por la integración de estas temáticas en otros planes de estudio profesionales.

Existen, además, diversos factores que dificultan el crecimiento de las energías renovables en

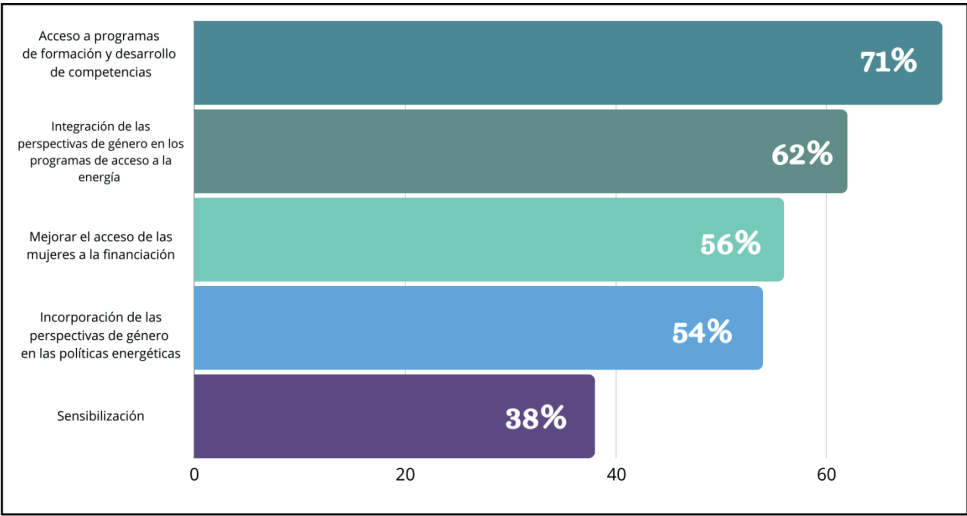
la región, siendo uno de los más relevantes la ausencia de un plan educativo sólido y bien estructurado, respaldado por el gobierno y el sector privado. La participación de instituciones clave en la evaluación y regulación de los planes de estudio a nivel nacional e internacional, como el Ministerio de Educación y Cultura (MEC), el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (MTSS) y el Acu-Sur (Sistema de Acreditación Regional de Carreras Universitarias para el MERCOSUR), resulta fundamental para garantizar la calidad y competencia profesional en el campo de las energías renovables.

2.3 Perspectiva global

Un informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) titulado “Energías Renovables: Una Perspectiva de Género” analiza el papel de las mujeres en el sector. Basado en una encuesta que incluyó 1.500 respuestas, el informe revela que, aunque las mujeres representan el 32% de la fuerza laboral en energías renovables, aún existen desequilibrios significativos en comparación con el sector energético tradicional. La descentralización de la producción de energía renovable está brindando a las mujeres una voz más fuerte en las decisiones comunitarias.

El informe destaca la importancia de involucrar a más mujeres y promover su participación para satisfacer las crecientes demandas de habilidades en este campo. La igualdad de género es fundamental para lograr resultados positivos en términos de desarrollo social y económico. IRENA se compromete a avanzar en este aspecto y proporcionar una base sólida para futuras investigaciones y políticas basadas en evidencia empírica.

Figura 2 - Medidas para mejorar la participación de las mujeres en el despliegue de las energías renovables para el acceso a la energía



Fuente: Encuesta de género en línea de IRENA, 2018.

Se destaca la importancia del acceso a la educación y la formación para las mujeres en programas de acceso a la energía. La capacitación debe adaptarse a las responsabilidades y limitaciones que enfrentan las mujeres, como lo demuestra el éxito de programas implementados por organizaciones como Hivos en África y el sudeste asiático. Mejorar el acceso a la financiación y promover una perspectiva de género en todas las etapas de los proyectos son medidas clave para cerrar esta brecha. Ejemplos exitosos incluyen iniciativas como la Asociación de Mujeres Trabajadoras por Cuenta Propia

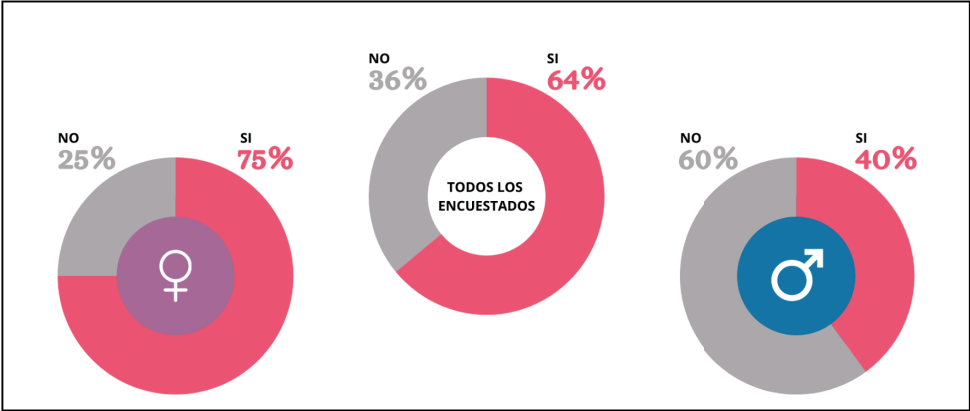
en la India y SEWA, que emplea mujeres en la comercialización de soluciones de energía solar.

Para abordar las barreras de género, es esencial incorporar la perspectiva de género en políticas y proyectos energéticos. Este enfoque ya ha demostrado ser efectivo en iniciativas como las implementadas en la Comunidad Económica de los Estados de África Occidental y en auditorías de género realizadas en varios países.

La conciencia sobre las cuestiones de género en el sector de las energías renovables parece

estar impulsada en gran medida por las mujeres, como lo sugiere el hecho de que casi el 70% de los encuestados en el estudio de IRENA fueran mujeres. Este hallazgo subraya la necesidad de abordar activamente los obstáculos que enfrentan las mujeres en este campo.

Figura 3 - Percepciones de las barreras de género en el sector moderno de las energías renovables

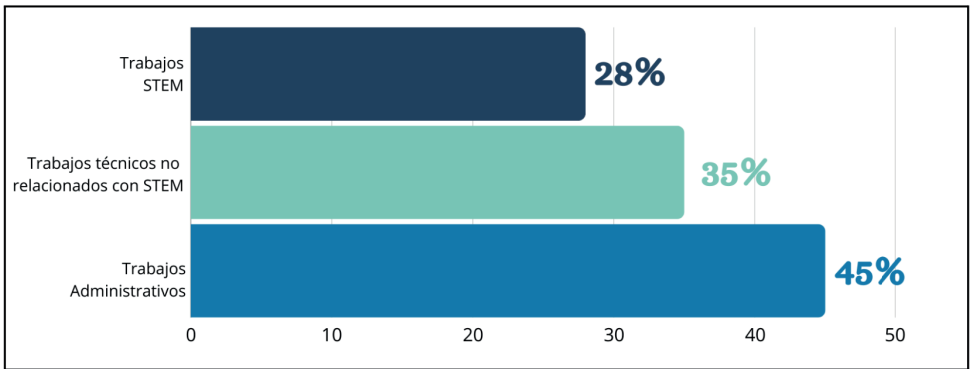


Fuente: Encuesta de género en línea de IRENA, 2018.

En cuanto a la participación de las mujeres en áreas STEM y en roles administrativos, se reconoce que existen desafíos significativos. La baja proporción de mujeres en carreras STEM en muchos países desarrollados plantea preocupaciones sobre la equidad de género en este sector. Se mencionan

algunas iniciativas exitosas, pero queda claro que aún hay mucho por hacer para lograr una verdadera igualdad de género.

Figura 4 - Porcentaje de mujeres en puestos de trabajo STEM, no STEM y administrativos en el sector de las energías renovables

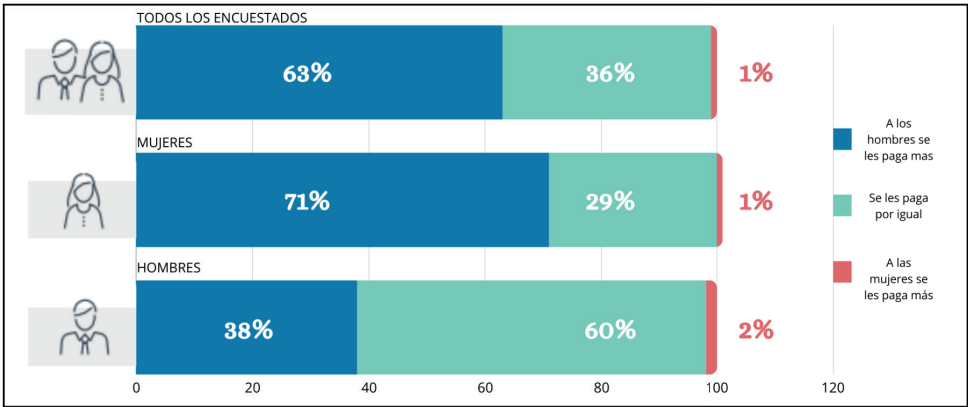


Fuente: Encuesta de género en línea de IRENA, 2018.

Finalmente, en relación con la equidad salarial de género en el sector de las energías renovables, aunque hay percepciones optimistas sobre la igualdad de remuneración entre hombres y mujeres, investigaciones muestran que aún existen brechas salariales significativas. Se

sugieren medidas como la transparencia salarial y el apoyo a las negociaciones salariales de las mujeres para abordar esta desigualdad.

Figura 5 - Creencias sobre la equidad salarial entre hombres y mujeres



Fuente: Encuesta de género en línea de IRENA, 2018.

3. METODOLOGÍA

Un estudio mixto tanto cualitativo como cuantitativo, mediante encuestas permite obtener respuestas detalladas y enriquecedoras. Las respuestas abiertas brindan información valiosa y profunda sobre percepciones, opiniones y experiencias de los encuestados.

3.1 Definición del alcance

El estudio se dirige a mujeres que se encuentran cursando la carrera de Ingeniería en Energías Renovables de la Universidad Tecnológica del Uruguay, al ser un grupo demográficamente específico, se capturan experiencias, desafíos y perspectivas únicas que podrían no ser evidentes en grupos de investigaciones más amplias o generales.

El método utilizado permite llegar a las participantes, obteniendo una visión general de las opiniones, actitudes y experiencias de un grupo diverso de mujeres que estudian esta disciplina. Es importante la formulación de preguntas que sean claras, relevantes y no sesgadas, además de

tener en cuenta la representatividad de la muestra para obtener conclusiones significativas.

Comprender las necesidades e intereses de las mujeres en las Energías Renovables puede aumentar la motivación para participar en la investigación, lo que a su vez mejora la tasa de respuesta y la calidad de datos recopilados. Se implementó la identificación de los canales de comunicación más efectivos para alcanzar a las posibles participantes, lo cual mejora el proceso de reclutamiento y resulta en un ahorro de tiempo y recursos durante la recopilación de datos.

3.2 Diseño de la encuesta

El procedimiento para la recolección de datos se lleva a cabo a través de una encuesta en línea. Esta encuesta se distribuye utilizando medios oficiales de comunicación institucional, con el propósito explícito de cumplir los objetivos de la investigación. Estas estudiantes han colaborado de manera significativa al responder una encuesta breve compuesta por diez preguntas. Es importante destacar que la encuesta ha sido diseñada para preservar la confidencialidad y el anonimato de las participantes, garantizando así la privacidad y protección de su identidad. Esta medida asegura la libre expresión de opiniones y experiencias, fomentando respuestas honestas y relevantes para el estudio. La valiosa contribución de estas estudiantes permitió obtener información fundamental para el desarrollo y análisis de la investigación.

razones de la baja representación femenina en esta área de conocimiento.

Otra área de interés en la encuesta es el efecto del reconocimiento de las mujeres en el sector y cómo esto podría impactar en la atracción de más mujeres hacia la carrera. También explorar las posibles causas que afectan la retención del talento femenino en las Energías Renovables y las motivaciones que impulsan a las mujeres a desarrollar sus carreras profesionales en este campo específico. La dificultad para retener el talento femenino en este sector son aspectos cruciales que emergen de la investigación previa. Estas cuestiones plantean desafíos significativos que merecen una atención detallada y un análisis exhaustivo.

Finalmente, se solicitó propuestas para fomentar y atraer el talento femenino hacia las Energías Renovables, reconociendo la importancia de promover la participación equitativa y el crecimiento profesional de las mujeres en esta área en constante evolución.

120 Dentro de las preguntas clave diseñadas para explorar diversos aspectos relacionados con la participación del sector. Se incluyen aspectos fundamentales como la edad de las participantes, igualdad laboral en el sector, los motivos que impulsaron a las encuestadas a estudiar energías renovables y sus percepciones sobre las posibles

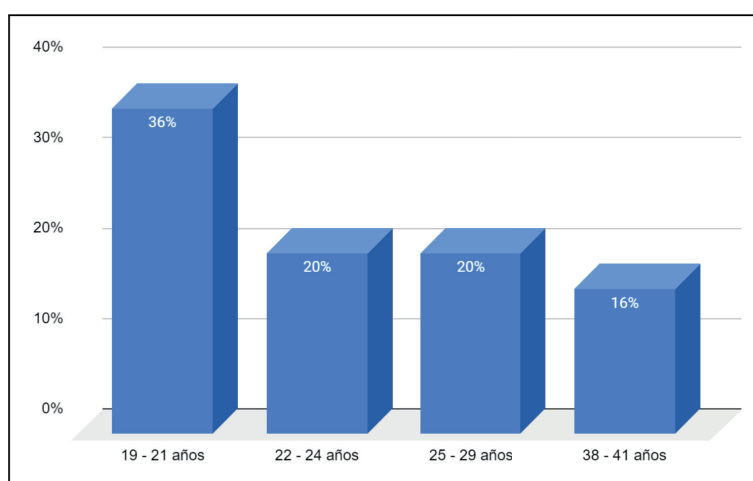
4. RESULTADOS

4.1 Perfil general de las encuestadas

La muestra revela una diversidad significativa en cuanto a edades. Los datos recopilados se presentan en la Figura 1, muestran que el 36% de las participantes tienen entre 19 y 21 años, mientras que un 20% se encuentra en un rango de 22 a 24 años. Además, el 20% se sitúa en el grupo de 25 a 29 años. Existe también una presencia menos común de participantes en rangos de edades mayores, siendo el 16% de las encuestadas quienes tienen entre 38 y 41 años, y un 4% quienes tienen 58 años o más. Esta diversidad, destacando tanto la presencia de participantes jóvenes, lo cual es común en estudiantes universitarias, como la inclusión de

algunas mujeres mayor de edad. Esta distribución de edades ofrece una perspectiva integral para la investigación en el campo de la Ingeniería de Energías Renovables, permitiendo considerar distintas experiencias y enfoques según las diferentes etapas de la vida de las participantes.

Figura 1 - Resultado de la consulta: Edad



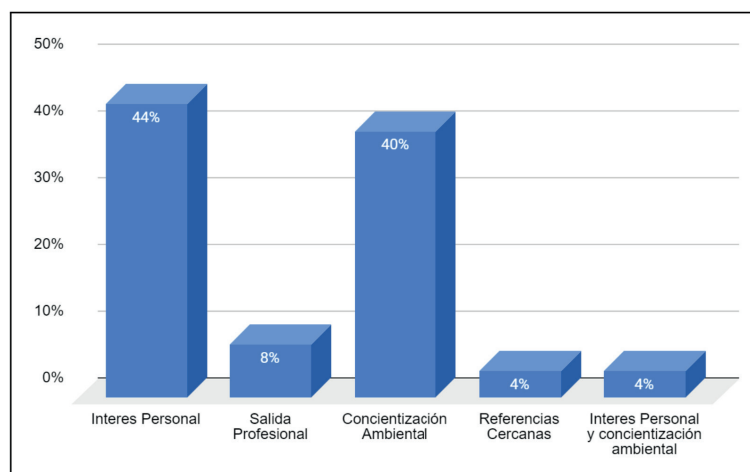
Fuente: Elaboración propia

Como se presenta en la Figura 2, al preguntar qué las motivó a estudiar Energías Renovables, el 44% mencionó que su motivación principal fue el interés personal en el campo, el 40% manifestó que fue la concientización ambiental y el deseo de contribuir a la sostenibilidad, el 8% indicó que fue principalmente la percepción de una buena salida profesional en el sector, un 4% que se

basó en referencias cercanas. Por último, otro 4% indicó que fueron motivadas por interés personal y conciencia ambiental.

121

Figura 2 - Resultado de la consulta: ¿Qué te motivó a estudiar EERR?



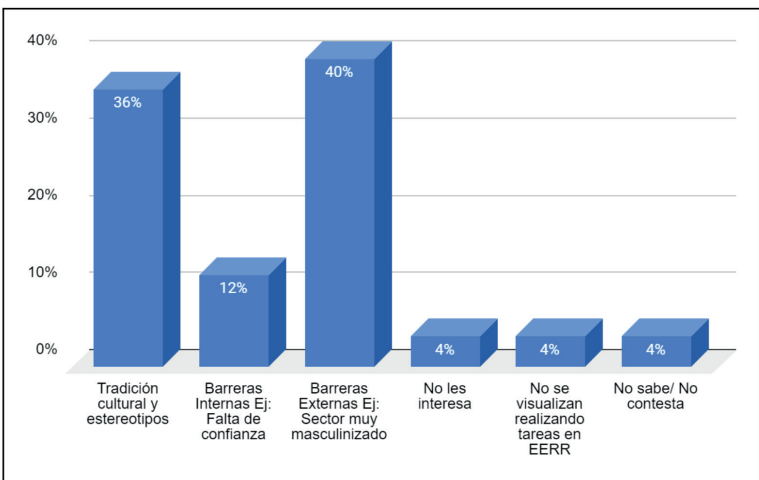
Fuente: Elaboración propia

4.2 Percepción individual del problema

Cuando se consultó sobre las posibles razones por las cuales las mujeres podrían no estudiar la carrera de Energías Renovables, se obtuvieron las respuestas presentadas en la Figura 3; el 40% de las encuestadas considera que las barreras internas como la percepción de un sector muy masculinizado, podría ser la razón clave que desaliente a las mujeres a ingresar esta área. El 36% mencionó que la influencia de la tradición cultural y estereotipos de género podrían ser factores significativos que impactan en la elección de las mujeres en relación con esta carrera, el 12% señaló que las barreras internas, como la falta de confianza en sí mismas, podrían ser obstáculo. Un 4% expresó que las mujeres podrían no visualizarse realizando tareas relacionadas con

las Energías Renovables. Finalmente, otro 4% no proporcionó respuesta clara. Este resultado evidencia diversidad de percepciones sobre los posibles obstáculos que podrían estar frenando la participación femenina de la carrera, abordando factores externos e internos, influencias culturales y personales, así como la percepción del entorno laboral en esta área específica.

Figura 3 - Resultado de la consulta: ¿Por qué crees que las mujeres no estudian la carrera?

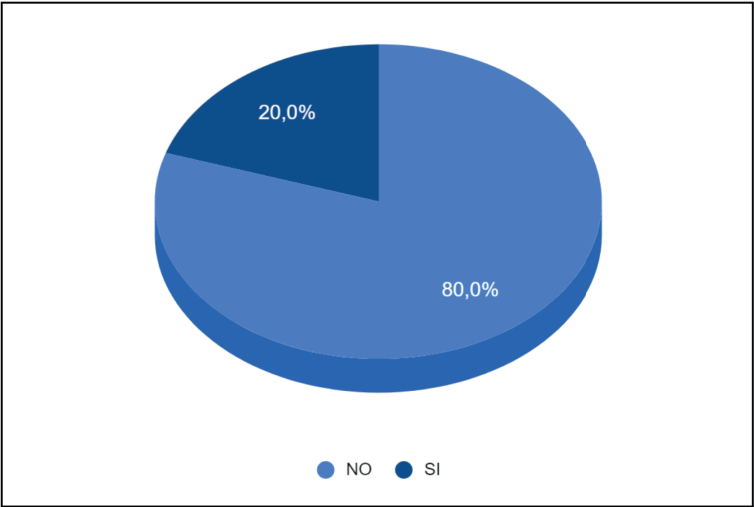


Fuente: Elaboración propia

Se consultó sobre su percepción si existe igualdad laboral entre hombres y mujeres en el área de las Energías Renovables, se caracteriza por ser una pregunta cerrada, lo que implica que está diseñada para recopilar datos precisos, Figura 4, el 80% de las encuestas respondió negativamente, expresando que no perciben igualdad laboral entre hombres y mujeres en este ámbito. El 20% restante indicó que si perciben equidad laboral en el campo, lo cual sugiere una percepción generalizada de desigualdad en este

ámbito laboral. Las encuestadas han demostrado una percepción acertada, respaldada por los datos de los informes de IRENA, que coincide con la tendencia global.

Figura 4 - Resultado de la consulta: ¿Cree usted que los hombres y las mujeres tienen igualdad laboral en las EERR?



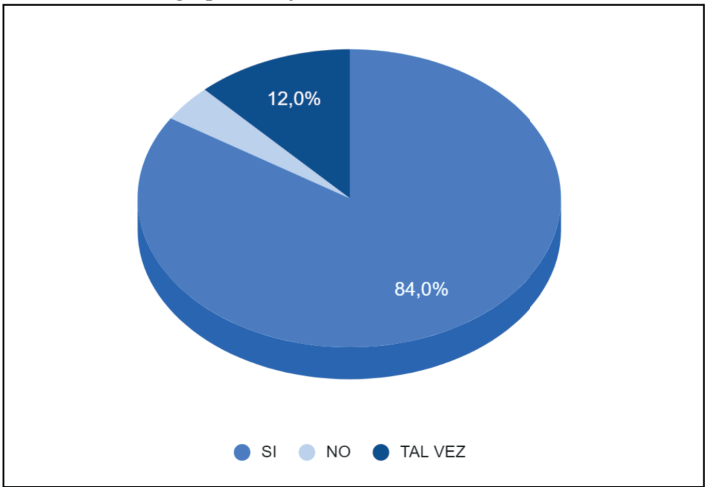
Fuente: Elaboración propia

4.3 Identificación de causas

En la Figura 5 se presentan los resultados sobre la creencia sobre si visibilizar a las mujeres en el sector, podría atraer a un mayor grupo de mujeres a estudiar esta carrera, el 84% de las encuestadas respondió afirmativamente. Un 12% indicó “TAL VEZ” como respuesta, mostrando cierta incertidumbre o consideración adicional sobre la influencia de la visibilidad de las mujeres en este campo. El 4% restante respondió negativamente,

manifestando que no creen que la visibilización de las mujeres en el sector tenga impacto a atraer a más mujeres a estudiar la carrera.

Figura 5 - Resultado de la consulta: ¿Crees que el visibilizar a las mujeres en el sector puede atraer mayor grupo de mujeres a estudiar la carrera?

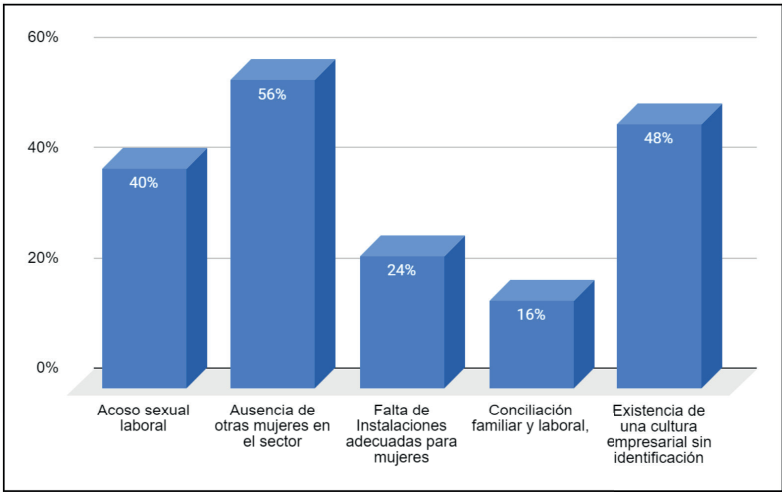


Fuente: Elaboración propia

Al preguntar sobre la percepción de la mayor causa por la cual no se retiene el talento femenino en el sector, dicha pregunta presentaba la opción múltiple respuesta, se presentan los resultados en la Figura 6, el 40% de las encuestadas señaló que el acoso sexual es percibido como la principal causa, un 56% indicó que la ausencia de otras mujeres en el sector es una razón fundamental para la falta de retención del talento femenino. El 24% mencionó la carencia de instalaciones adecuadas para mujeres como un factor importante, un 16% consideró que la conciliación familiar entre la vida familiar y laboral influye en la retención del talento femenino. Finalmente, el 48% indicó la existencia de una cultura empresarial sin identificación, es fundamental que las empresas reconozcan y aborden activamente las cuestiones

de género en su cultura organizacional, como una causa significativa para la falta de retención de talento femenino en las Energías Renovables. Las participantes tienen algunas respuestas claras al momento de responder, sobre las posibles causas que podrían estar contribuyendo a la falta de retención del talento femenino, abordando aspectos como el ambiente laboral, la presencia femenina, el acoso, la infraestructura y la cultura empresarial.

Figura 6 - Resultado de la consulta: ¿Cuál crees que sea la mayor causa por la que no se retiene el talento femenino en las EERR?

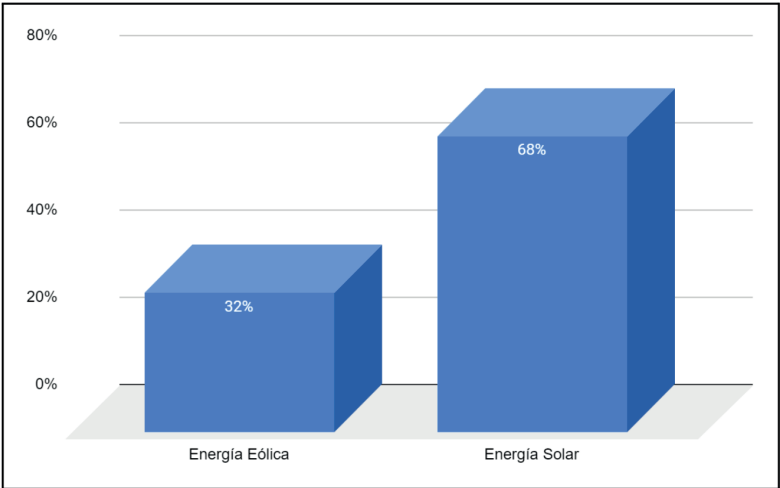


Fuente: Elaboración propia

4.4 Diversificación por sector dentro de la currícula

Se consulta a las participantes en la etapa de decisiones dentro de la carrera, Figura 7, su primera opción, donde el 68% de las encuestadas mostró una inclinación hacia la energía solar, mientras que el 32% restante expresó una preferencia hasta la energía eólica.

Figura 7 - Resultado de la consulta: Etapa de decisiones dentro de la carrera, tu primera opción es...



Fuente: Elaboración propia

4.5 Opiniones y propuestas

Por último, las estudiantes expresaron diversas propuestas para atraer el talento femenino en el sector de las Energías Renovables; “Reconocimiento y visibilización de la participación y experiencias de mujeres en Energías Renovables”, “Promoción de proyectos liderados por mujeres y difusión de información basada en experiencias femeninas”, “Mejora de condiciones laborales y entornos para el desarrollo femenino en el sector”, “Creación de planes que acerquen mujeres, proporcionando espacios para discutir problemáticas de género y buscar soluciones”, entre otras. En resumen, las propuestas buscan fortalecer la presencia y participación de las

mujeres en las energías renovables a través de la sensibilización, la igualdad de oportunidades, la visibilización de su labor y promoción de un entorno laboral equitativo e inclusivo.

5. CONCLUSIONES

La transición hacia las energías renovables, ha generado tanto oportunidades como desafíos para la inclusión de género. Aunque estas energías representan una opción sostenible, la distribución equitativa de beneficios y participación entre hombres y mujeres sigue siendo un desafío evidente. Es crucial reconocer la brecha existente en la comprensión de las experiencias específicas de las mujeres que trabajan en la industria, la realización de más estudios centrados en los roles, desafíos y contribuciones de las mujeres en este ámbito resulta fundamental para una comprensión más completa de la inclusión de género en las energías renovables.

La verdadera inclusión de las mujeres en la industria de las energías renovables no solo fomenta la equidad de género, sino que también enriquece la diversidad de perspectivas, generando ideas innovadoras y soluciones sostenibles. Para lograr esto, se resalta la necesidad de implementar programas educativos, estrategias de contratación inclusivas y oportunidades de mentoría que impulsen la participación femenina en este campo.

Es esencial una acción proactiva de diversas partes interesadas, desde gobiernos hasta empresas y la sociedad en general, para eliminar las barreras de género, promover la igualdad de oportunidades y respaldar el crecimiento profesional de las mujeres en la industria de la energía eólica. Destacando la importancia crucial de políticas públicas definidas, programas de formación especializados y entornos laborales inclusivos, se busca garantizar una representación equitativa y un avance sostenible en la industria de las energías renovables, así como en el sector de las energías renovables en su conjunto.

El estudio sobre las motivaciones detrás de la elección de estudiar Energías Renovables revela una variedad de razones entre las encuestadas. Un alto porcentaje muestra un interés personal en el campo, así como una destacada conciencia ambiental y preocupación por la sostenibilidad. Además, un porcentaje menor mencionó

oportunidades profesionales como factor de atracción, mientras que otras citaron influencias personales y referencias cercanas. Algunas encuestadas revelaron una motivación combinada de interés personal y conciencia ambiental. Estos hallazgos subrayan la complejidad de los factores que influyen en la decisión de estudiar Energías Renovables, resaltando la importancia de las motivaciones individuales y las preocupaciones ambientales profesionales.

En cuanto a la retención del talento femenino en el sector de las Energías Renovables, los resultados de la investigación identifican una serie de factores significativos que contribuyen a esta problemática. El acoso sexual, la escasa presencia de mujeres en el sector, la falta de instalaciones adecuadas, las dificultades en la conciliación familiar y laboral, y una cultura empresarial sin identidad de género emergen como los principales obstáculos. Es crucial que las empresas reconozcan y aborden activamente estas cuestiones de género en su cultura organizacional para promover la igualdad de género y la inclusión en el lugar de trabajo.

Trabajos futuros

Las recomendaciones para mejorar la participación de mujeres en el sector de las Energías Renovables podrían incluir diversas soluciones prácticas, como la implementación de programas que brinden orientación y formación especializada para mujeres interesadas en ingresar al campo, impulsando así su desarrollo profesional. Asimismo, sería beneficioso establecer políticas que fomenten la equidad de género y la diversidad en los lugares de trabajo, asegurando oportunidades equitativas para las mujeres en roles clave.

Estimular el interés de las niñas y mujeres en áreas STEM (Ciencia, Tecnología, Ingeniería y Matemáticas) desde edades tempranas, cultivando una base sólida para su involucramiento en la energía eólica. Destacar y visibilizar los logros de mujeres exitosas en el sector de las energías renovables para servir de inspiración y

motivación a nuevas generaciones. Establecer redes profesionales y grupos de apoyo específicos para mujeres en la energía eólica proporcionando espacios para el intercambio de experiencias y oportunidades.

Fomentar entornos laborales inclusivos que aborden el sesgo de género y brinden igualdad de oportunidades y reconocimiento a mujeres y hombres por igual. Facilitar el acceso de mujeres a oportunidades en el sector de las energías renovables mediante políticas de contratación equitativa y promoción basada en méritos. Estas soluciones prácticas pueden contribuir

significativamente a aumentar la participación y el desarrollo profesional de las mujeres en el ámbito de las energías renovables.

6. REFERENCIAS

Energía Renovable, A. I. (2020). Energías renovables y empleo: balance anual 2020. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Sep/Key_Findings_Jobs_Review__2020_ES.pdf?la=en&hash=ADA847CDDFAC0B77C5AA6D407EFFF3378FFFA912

EV Charging Energy. (2023). El impacto de las mujeres en la energía eólica fomenta la diversidad en la energía limpia. EV Charging Energy5. Recuperado de <https://energy5.com/es/el-impacto-de-las-mujeres-en-la-energia-eolica-fomenta-la-diversidad-en-la-energia-limpia>

ESTRELA. (2019). Análisis de los currículos existentes de los mercados de energías renovables más relevantes en la región - Energía Eólica.

IRENA. (2018). Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050. Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050>

IRENA. (2018). Policies and regulations for renewable energy mini-grids. Recuperado de <https://www.irena.org/publications/2018/Oct/Policies-and-regulations-for-renewable-energy-mini-grids>

IRENA. (2013). Energías renovables y empleo. Recuperado de <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/rejobs.pdf>

IRENA. (2012). Empleos y acceso a las energías renovables.

IRENA. (2019). Energías renovables: una perspectiva de género. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jan/IRENAGender__perspective2_019ES__Summary.pdf

Elizabeth, Cecelski. (2000). The Role of Women in Sustainable Energy Development. 10.2172/758755

Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2014). Género y energías renovables. Energía eólica, solar, geotérmica e hidroeléctrica. Recuperado de <https://publications.iadb.org/en/publications/spanish/viewer/Genero-y-energias-renovables-Energia-eolica-solar-geotermica-e-hidroelectrica.pdf>

Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN). (2014). Las mujeres en la vanguardia del futuro de la energía limpia. Recuperado de <https://genderandenvironment.org/es/women-at-the-forefront-of-the-clean-energy-future/>

Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2015). Energía Sostenible para Todos: el empoderamiento de las mujeres. Recuperado de <https://www.un.org/es/chronicle/article/energia-sostenible-para-todos-el-empoderamiento-de-las-mujeres>

ENDESA. (2024). Mujeres en el sector energético: perspectivas y retos futuros. Recuperado de <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/mujeres-sector-energetico-perspectivas-retos-futuros>

UNESCO. (2021). Women in Science. Recuperado de <https://uis.unesco.org/en/topic/women-science>

World Economic Forum (WEC). (2022). Global Gender Gap Report 2022. Recuperado de <https://www.weforum.org/publications/global-gender-gap-report-2022/>

SUPPLY AND DEMAND OF BIOMASS-BASED ENERGY IN BRAZIL: ESTIMATES USING TIME SERIES ANALYSIS AND CURRENT POTENTIAL

Marcelo dos Santos Guzella¹, Ana Carolina de Albuquerque Santos ²

João Flávio de Freitas Almeida³

Recibido: y Aceptado:

13/11/2024 - 26/6/2025



129

1.- marceloguzella@codemig.com.br

2.- anaflorestaufv@gmail.com

3.- joao.flavio@dep.ufmg.br



Overview

In this work, we developed estimates of the supply and demand of biomass-based energy in Brazil. This type of energy is receiving increasing attention due to its benefits in terms of sustainability and trade balance. We applied time series analysis to forecast demand based on historical data and vector autoregressive models. As regressors, we included total energy consumption, electricity prices, air temperature, population, local stock market size, industrial growth, FDI and GDP. The energy potential was estimated based on agricultural, livestock, urban solid waste and forestry production. The projections indicate that the demand in 2032 can reach 187 million tons of oil equivalent, which is around 41% of the 457 million tons of national energy potential based on the production of 2022. The results show a significant gap between the projected use and the potential supply of this type of energy in the country. A national energy planning aimed at exploring this gap, while considering its effects with respect to inputs, costs and other uses, may lead to a higher share of alternative energy sources, better diversification and improved efficiency.

KEYWORDS: Biomass, Energy Potential, Bioenergy, Alternative Sources, Autoregressive Models.

1. INTRODUCTION

Global energy demand has grown by around 69% from 1990 to 2020, in line with a population growth of 48% in the same period, especially in emerging countries (Zeb et al., 2017). Most of this energy is used for electricity generation and transportation. Despite the increasing awareness with respect to the harmful effects of the excessive use of fossil fuels over the last decades, the rupture of global chains with the Covid-19 pandemic and the war in Ukraine have, at least temporarily, shifted the concern to avoiding supply deficits (IEA, 2022). Nevertheless, countries participating in COP26 in 2021, including Brazil, agreed to minimize the use of coal and other fossil fuels to reduce carbon dioxide emissions and their effects on the climate change, as well as human and animal health and well-being (Wang et al., 2022). This study seeks to contribute to this process by developing projections of supply and demand for energy from biomass, a resource that still accounts for only 10% of the global energy production, but which has several advantages in terms of availability, cost, inclusion and sustainability.

Biomass is a renewable energy source derived from four basic sources: woody plants (timber), non-woody plants (saccharides, cellulose, starch and aquatic), organic waste (agricultural, industrial and urban) and biofluids (vegetable oils) (Field et al., 2008). In Brazil, sugarcane bagasse is the most widely used biomass resource for energy generation, given the importance of the sugar and alcohol sector and high levels of waste generation. Palm oil, wood chips, food waste and even animal manure are also used (Hofsetz & Silva, 2012). The main biomass conversion processes are direct combustion, in ovens and stoves; gasification, using hot steam and air without causing combustion; pyrolysis or carbonization; transesterification, converting vegetable oils into glycerin or biodiesel; anaerobic digestion, decomposing through the action of bacteria (generating biogas and, after purification, biomethane, equivalent to natural gas); and fermentation, in which yeasts convert sugars into alcohol (Hu et al., 2020). Biomass-based

generation systems can also include cogeneration processes, in which the heat generated in the production of electricity is incorporated into the production process in the form of steam, saving fuel and increasing the efficiency of the system.

One of the main advantages of biomass energy generation is its availability. All the time, we generate organic waste in an intense and distributed way. Almost all extraction, production, transportation and consumption units produce waste that can be converted into heat and electricity. In terms of sustainability, the release of carbon into the atmosphere from the use of fuels from plant biomass is limited to what was absorbed by the plants during their life cycle (Winchester & Reilly, 2015). In addition, since the waste generation is decentralized, transportation costs from generation units to consumption units tend to be lower. Biomass also does not require the high extraction costs typical of the oil and gas industry and can represent a supplementary income for existing industrial units. Finally, the use of solid waste for energy generation reduces the volume deposited in landfills.

On the other hand, the use of biomass energy also has disadvantages (Vassilev et al., 2015). Despite significant research and technological innovations, the energy efficiency of biofuels is still limited when compared to fossil fuels. Furthermore, the use of biomass from human or animal waste leads to an increase in methane emissions, which are also harmful to the environment. Pollution from burning wood and other materials can be as harmful as that from the use of coal and similar resources. The biomass-based energy generation should be combined with the development of solutions to overcome these disadvantages, as well as avoiding increasing levels of deforestation for the use of wood.

A key challenge for energy supply and demand planning is the development of projections with adequate degrees of reliability (Moreira, 2006;

Senocak & Goren, 2022). Regarding biomass-based energy, this issue is even more critical due to the fragmentation, informality and less regulation (Mafakheri & Nasiri, 2014). Aiming at overcoming this problem, in this study we developed both supply and demand projections for biomass energy, year by year, in Brazil. Our approach encompasses the definition of supply and demand determinants, data collection in previous literature, and the use of autoregressive vector models with a bootstrapping technique to overcome sample size problems.

The estimated supply and demand forecasts are useful for planning and operating processes of producers, industries, consumers and regulators. With greater predictability, there is a tendency for reduction in transaction costs and risk premiums, as well as in the uncertainties of projects aimed at increasing supply and projects that will demand this supply (Rosillo-Calle, 2016). Thus, despite its limitations and room for improvements, this work contributes to the development and improvement of national energy plans, capturing the benefits of biomass-based supply.

We selected the main crops and sources of waste that are inputs for the generation of biomass energy, using production and generation data from 2022. We collected consumption and specific energy parameters from various sources and estimated a potential supply of biomass-based energy of 457 million tons of oil equivalent (toe). Regarding consumption, our projections are based on the time series published by the Energy Research Company (EPE), a public company linked to the Brazilian Ministry of Mines and Energy that develops studies and research aimed at supporting the planning of the energy sector. We also used series of typical macroeconomic determinants of energy consumption. Using data from 2000 to 2021, we developed autoregressive vectors that indicate that consumption may reach 187 million toe in 2032, 41% of the current estimated supply potential.

In the next section, we describe the data, parameters, and methods used for the research

goals. Finally, we analyze the results and make final comments, presenting limitations of our study and recommendations for future work.

2. METHODS

First, we estimated biomass energy consumption in Brazil from 2022 to 2032, applying historical data from 2000 to 2021 to VAR (vector autoregressive) models. Historical consumption data of total energy and of biomass-based energy were extracted from a periodic report released by EPE. Biomass-based energy corresponds to the one from sugarcane bagasse, firewood, black liquor, biogas and other recoveries, in tons of oil equivalent (toe). Total energy comprises electricity, ethanol, fossil fuels, solar and other renewables, also in toe. We also collected variables that Samuel et al. (2013) identified as determinants of energy consumption: total country population, real gross domestic product growth and industrial growth, released by the IBGE (Brazilian Institute of Geography and Statistics); market cap of listed domestic companies and foreign direct

investment, released by the World Bank (WB); residential electricity prices, available at the CEIC (Global Economic Data, Indicators, Charts & Forecasts) website; and air temperature, measured by the INMET (National Institute of Meteorology). The variables and corresponding sources are described in Table 1.

Table 1 - Descriptive Statistics

Variable (unit)	2000	2021	Mean	Min	Max	SD	Source
Biomass-based energy consumption (million toe)	34,27	63,75	53,40	34,27	66,11	8,85	EPE
Resid. electricity price (USD per BOE)	192,31	277,64	308,95	157,27	425,68	81,57	CEIC
Total energy consumption (million toe)	156,52	248,55	212,80	156,52	248,55	33,04	EPE
Country population (million inhabitants)	173,77	213,32	194,90	173,77	213,32	12,10	IBGE
Air temperature (degrees Celsius)	23,28	24,65	24,13	23,28	24,84	0,43	INMET
Real gross domestic product (GDP) growth (%)	4,39	4,80	2,26	-3,55	7,53	3,01	IBGE
Market cap of listed local companies (% of GDP)	34,50	49,50	50,07	24,87	98,04	17,88	WB
Industrial growth (%)	6,50	3,90	0,51	-8,30	10,50	5,04	IBGE
Foreign direct investment (% of GDP)	5,03	2,80	3,22	1,73	5,03	0,88	WB

Note: BOE stands for barrels of oil equivalent.

We then verified whether stationarity requirements are met applying augmented Dickey-Fuller tests. We performed log transformation and took first and second differences of the series until they become stationary, resulting in the variables presented in Table 2. Originally, we considered per capita real GDP, capital stock, domestic credit to the private sector and the number of listed domestic companies, but they did not become stationary after the transformations.

Table 2 - Results of the Augmented Dickey-Fuller Tests

Variable (unit)	Statistic	P-value
Second difference of the log of biomass-based energy consumption	-4,14	0.02
Log of residential electricity price	-3,74	0.04
Second difference of the log of total energy consumption	-4,47	Less than 0.01
Second difference of the log of country population	-3,28	0.09
Second difference of the log of air temperature	-6,02	Less than 0.01
Second difference of the log of real GDP growth	-6,04	Less than 0.01
Second difference of the log of market cap of listed local companies	-4,97	Less than 0.01
Second difference of industrial growth	-4,77	Less than 0.01
Second difference of foreign direct investment	-5,48	Less than 0.01

Note: The alternative hypothesis of the Augmented Dickey-Fuller Test is stationarity.

After that, we applied autoregressive models of order 3, since it showed better results with respect to the Akaike information criterion (AIC). Due to the small sample size, instead of a model with all the variables, we combined the biomass-based energy and the eight other regressors in 28 models with three variables and stored the forecasted log of the second difference of biomass-based energy consumption. Finally, we calculated predicted biomass-based energy consumption based on these forecasts. Model outcomes resulted in a biomass-based consumption in 2032 ranging from 39 to 187 million toe.

The second part of our analysis comprised the estimation of the potential for production of biomass-based energy in Brazil. Whenever we found more than one parameter value in the literature, we chose the lower one to have conservative estimations. Firstly, we estimated the potential for energy generation based on biomass from crops in Brazil. We extracted data of the Municipal Agricultural Production (PAM) in 2022, released by IBGE (Brazilian Institute of Geography and Statistics). We considered all products with national production above one million tons in 2022, both permanent and temporary crops. We estimated the energy in toe based on the methodology presented by Gonzalez-Salazar et al. (2014), which is basically the production of the agricultural product multiplied by waste to product ratio, adjusted by the moisture content, and finally multiplied by the lower calorific value.

Among the 27 products (that total 1.1 billion tons in Brazil in 2022), we did not find the parameters only for papaya (1.1 million tons) and watermelon (1.9 million tons). The parameters and resulting potential of energy production for permanent and temporary crops are presents in Tables 3 and 4, as well as main references used to obtain these parameters.

Table 3 - Inputs and Outputs for Major Permanent Crops

Crop	Outcome (million tons)	Outcome (billion BRL)	By-product	By-product to product ratio	Moisture content (min)	Lower heating value (kJ/kg, min)	Potential energy production (ktoe)
Orange	16,93	14,37	Pomace bran	1.59 ¹	0.40 ¹	25,240 ⁹	9.736
Banana	6,85	11,92	Pseudo-stem, stalks	4.12 ²	0.92 ⁶	8,346 ⁶	450
Coffee	3,17	51,81	Peel and residues	0.28 ⁶	0.32 ⁶	17,186 ⁶	249
Palm oil	2,95	1,23	General waste	0.81 ³	0.10 ⁷	18,400 ⁷	953
Coconut	1,83	1,60	General waste	0.60 ²	0.10 ⁷	18,400 ⁷	436
Açaí	1,70	6,17	Acai seeds	0.80 ⁴	0.09 ⁴	21,700 ⁴	642
Lemon	1,63	2,08	CPW ¹⁰ and peel	1.59 ¹	0.40 ¹	18,000 ¹	669
Mango	1,55	2,07	Waste	0.39 ²	0.08 ⁸	16,130 ⁸	215
Grape	1,45	4,54	Stalks	0.10 ²	0.50 ¹	20,038	35
Tangerine	1,09	1,60	CPW ¹⁰ and peel	1.59 ¹	0.40 ¹	18,000 ¹	446
Apple	1,05	1,98	Pruning residues	0.13 ⁵	0.38 ⁵	17,677 ⁵	36

Note: 1: Algieri et al. (2019). 2: Silva et al. (2019). 3: Elauria et al. (2005). 4: Santos et al. (2020). 5: Ekinci (2011). 6: Gonzalez-Salazar et al. (2014). 7: Yerima & Grema (2018). 8: Tahir et al. (2021). 9: Gravalos et al. (2016). 10: Citrus peel waste. 11: Thousand tons of oil equivalent.

Table 4 - Inputs and Outputs for Major Temporary Crops

Crop	Outcome (million tons)	Outcome (billion BRL)	By-product	By-product to product ratio	Moisture content (min)	Lower heating value (kJ/kg, min)	Potential energy production (ktoe)
Sugarcane	724,43	93,48	Vinasse, bagasse ¹	1.72 ²	0.36 ⁵	15,561 ⁵	297.256
Soybeans	120,70	345,42	Straw and others	1.40 ²	0.15 ⁶	14,900 ⁶	51.117
Corn	109,42	137,74	Straw, cob, others	1.42 ²	0.14 ⁵	14,546 ⁵	46.553
Cassava	17,65	15,30	Residues and vines	0.69 ²	0.62 ⁷	16,300 ⁷	1.775
Rice	10,78	15,53	Straw and husks	1.49 ²	0.66 ⁵	13,100 ⁵	1.710
Wheat	10,34	15,70	Straw and others	1.40 ²	0.15 ⁶	13,900 ⁶	4.086
Cotton	6,42	33,13	Vines, husks, cores	2.95 ²	0.07 ⁵	14,790 ⁵	6.224
Potatoes	3,89	6,73	Cull potatoes	0.10 ³	0.81 ³	4,302 ³	8
Tomatoes	3,81	8,66	Pulp, skins, seeds	0.01 ⁴	0.10 ⁴	19,500 ⁴	14
Sorghum	2,92	2,91	General residues	0.50 ²	0.50 ⁸	15,899 ⁸	278
Beans	2,84	12,37	Straw and others	3.67 ²	0.05 ⁶	14,700 ⁶	3.479
Onions	1,66	4,11	Cull onions	0.05 ³	0.90 ³	4,024 ³	1
Pineapple	1,56	2,76	Bran	0.60 ²	0.05 ⁹	17,590 ⁹	372
Oats	1,30	1,48	Biomass of cultivars	See note 11		16,000 ¹⁰	74

Note: 1: Filter cake, straw and stalks also included. 2: Silva et al. (2019). 3: Frear et al. (2005). 4: Khiari et al. (2019). 5: Gonzalez-Salazar et al. (2014). 6: Avcioğlu et al. (2019). 7: Veiga et al. (2016). 8: May et al. (2013). 9: Santos et al. (2018). 10: Pinto et al. (2021). 11: Energy potential calculated based on the area intended for harvesting of 554 thousand hectares. 12: Thousand tons of oil equivalent.

Regarding livestock biomass, we obtained data from the Municipal Agricultural Production (PPM) in 2022, also from IBGE. We considered cattle, swine, poultry and equine. We estimated the energy potential of the waste based on the methodology also presented by Gonzalez-Salazar et al. (2014), which considered as reference the amount of biogas produced from each animal's manure through a biodigestion process. The formula relates the number of animals to the production of manure per animal, the yield of

biogas per manure and a lower calorific value of 17 MJ per m³. We present parameters and resulting potential of energy production for livestock in Table 5.

Table 5 - Inputs and Outputs for Major Types of Livestock

Type	Million heads (2022)	Ton of residues to heads ratio ¹	Volume in m ³ per ton of residue ¹	Potential energy production (ktoe)
Cattle	234,4	4,11	23	8,995
Swine	44,4	0,66	40	478
Poultry	1859,5	0,02	55	872
Horses	5,8	7,45	32	561

Note: 1: Parameters collected from Gonzalez-Salazar et al. (2014), which is based on a literature review.

We estimated the energy potential from forest biomass using the survey carried out by IBGE on the production of plant extraction and forestry in Brazil. The production volume of charcoal and cellulose (which can be used for bleach production) in 2022 was 7.1 million and 25.0 million tons, respectively. We also considered the 52.8 million and 158.3 million cubic meters of firewood and round wood, as well. Those volumes were converted into weight using an average density of 0.33 ton/cubic meter. Hence, we considered a by-product to product ratio of 0.3 (1.4 for cellulose) and a lower calorific value of 16.7 kJ/kg (12.0 kJ/kg for cellulose). The values of those parameters were obtained and presented by Gonzalez-Salazar et al. (2014) and Liebel (2014), based on a literature review. The resulting potential energy was 854 thousand and 10,031 thousand toe (ktoe) for charcoal and cellulose, respectively, and 2,088 thousand and 6,263 ktoe for firewood and round wood, respectively.

Finally, with respect to the urban solid waste, we considered the estimate made by IPEA (Brazilian Institute of Applied Economic Research) that approximately 160 thousand tons of waste of this type are generated per day in Brazil, discounted by an ideal recycling rate of 60%. We converted this weight of 35.0 million tons into a landfill volume of 2.4 billion cubic meters, using a ratio of 67.9 cubic meter per ton, and then into energy potential using a lower calorific values 10.2 MJ per cubic meter, as cited by Gonzalez-Salazar et al. (2014). The resulting potential energy was 580 ktoe.

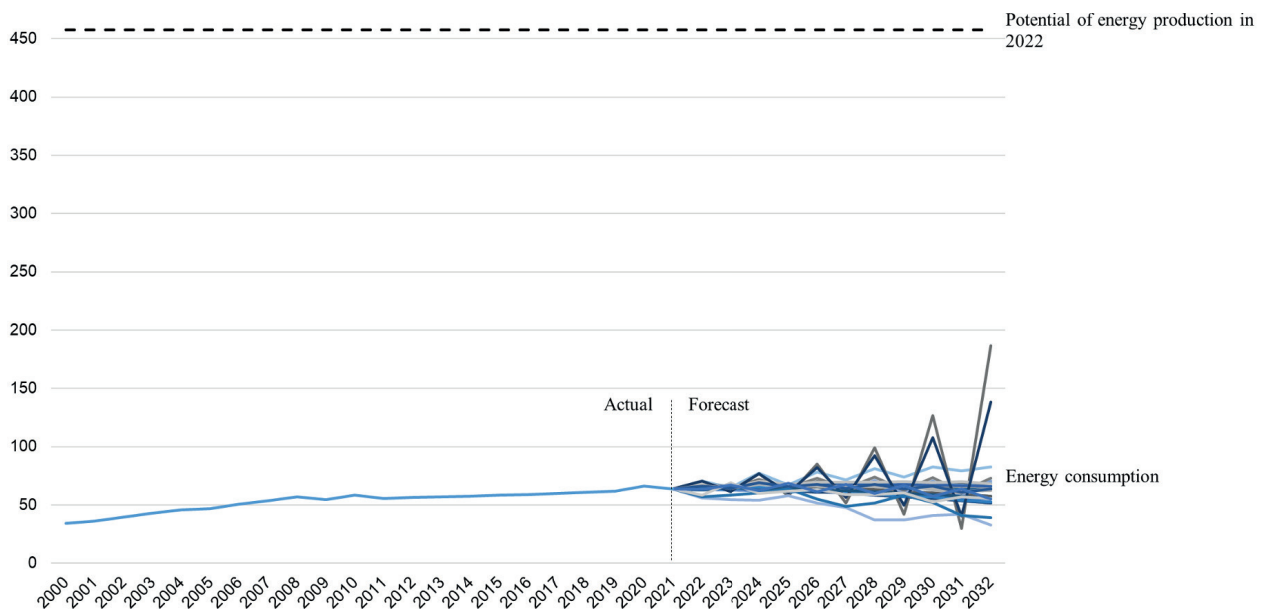
3. RESULTS

According to the historical data, total biomass consumption showed a relevant increase in its share of the energy matrix, equivalent to 86.5%, between 2000 and 2022 (2.9% per year), going from 34 to 64 million toe. This energy comes mainly from the use of sugarcane bagasse in cogeneration systems. In line with this growth rate, our model predictions resulted in an average forecast of 68 million toe in 2032 (ranging from 33 to 187 million), an increase of 6.2% compared to 2022.

With respect to the annual energy potential, our estimate was 457 million toe, 14 million based on biomass from permanent crops, especially orange, 412 million based on biomass from temporary crops, particularly sugar cane, soybeans and corn, 11 million from livestock farming, 19 million from plant extraction and forestry, and 579 thousand

toe from the use of urban solid waste. Actual biomass energy consumption in Brazil in 2022 represents 14% of this consolidated estimate of potential generation. Average projected biomass energy consumption in Brazil in 2032 represents 15% of this same estimate, ranging from 7% to 41%. Figure 1 compares actual and projected forecasts of biomass-based energy consumption, as well as the estimated production potential with data from 2022.

Figure 1 – Biomass-based energy in Brazil (million toe)



4. CONCLUSIONS

Our analysis shows that there is still a considerable gap between Brazil's biomass-based energy consumption and its production capacity based on the generation of waste and co-products in agriculture, livestock, forestry and urban activities. Considering the advantages of this type of energy in terms of carbon neutrality, energy security with local production chains, and socioeconomic development, this scenario favors the adoption of public policies to stimulate an increase in the production, through tax incentives and special lines of financing for the acquisition of machinery and the development of both waste and co-product supply chain and the flow of the produced energy. Some studies about these topics show interesting analyses (Cansino et al., 2010; Zhao et al., 2016, Mingyuan, 2005; Khennas, 2000; Tan et al., 2019)

Moreover, the promotion of research and innovation initiatives to improve the efficiency of waste-to-energy conversion processes contributes to this goal, as well as the modernization of the legal and regulatory framework related to the use of waste and to energy trade (Qazi et al., 2018; Banja et al., 2019). Such policies should include an evaluation of the effects of any stimulus in terms of the inputs needed to intensify the production, as well as its impact on other supply chains.

It is important to highlight that our consumption projection method is based on the historical growth and a limited number of determinants, and that actual demand could be even greater due to the contribution of supply and other structural shocks, such as new public policies to encourage the production and use of this type of energy, or to reduce the use of fossil fuels. Furthermore, our estimates of potential supply are based on data about waste generation of 2022, which means that it may also present a growth projection that can be addressed in future work. Intra-year forecasts, supply determinants, capital expenditures and present value estimates, and

the cross-effects between biomass types are also promising venues for future research.

5. REFERENCES

- Algieri, A., Andiloro, S., Tamburino, V., & Zema, D. A. (2019). The potential of agricultural residues for energy production in Calabria (Southern Italy). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 1-14.
- Avcıoğlu, A. O., Dayıoğlu, M. A., & Türker, U. J. R. E. (2019). Assessment of the energy potential of agricultural biomass residues in Turkey. *Renewable Energy*, 138, 610-619.
- Banja, M., Sikkema, R., Jégard, M., Motola, V., & Dallemand, J. F. (2019). Biomass for energy in the EU. The support framework. *Energy Policy*, 131, 215-228.
- Box, G. E., Jenkins, G. M., Reinsel, G. C., & Ljung, G. M. (2015). *Time series analysis: Forecasting and control*. John Wiley & Sons.
- Cansino, J. M., Pablo-Romero, M. D. P., Román, R., & Yñiguez, R. (2010). Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries. *Energy policy*, 38(10), 6000-6008.
- Ekinci, K. (2011). Utilization of apple pruning residues as a source of biomass energy: A case study in Isparta province. *Energy Exploration & Exploitation*, 29(1), 87-107.
- Elauria, J. C., Castro, M. L. Y., Elauria, M. M., Bhattacharya, S. C., & Salam, P. A. (2005). Assessment of sustainable energy potential of non-plantation biomass resources in the Philippines. *Biomass and Bioenergy*, 29(3), 191-198.
- Field, C. B., Campbell, J. E., & Lobell, D. B. (2008). Biomass energy: the scale of the potential resource. *Trends in ecology & evolution*, 23(2), 65-72.
- Frear, C., Zhao, B., Fu, G., Richardson, M., Chen, S., Fuchs, M. (2005). *Biomass Inventory and Bioenergy Assessment. An Evaluation of Organic Material Resources for Bioenergy Production in Washington State*.
- Gonzalez-Salazar, M. A., Morini, M., Pinelli, M., Spina, P. R., Venturini, M., Finkenrath, M., & Poganietz, W. R. (2014). Methodology for estimating biomass energy potential and its application to Colombia. *Applied Energy*, 136, 781-796.
- Gravalos, I., Xyradakis, P., Kateris, D., Gialamas, T., Bartzialis, D., & Giannoulis, K. (2016). An experimental determination of gross calorific value of different agroforestry species and bio-based industry residues. *Natural Resources*, 7(1), 57-68.
- Hofsetz, K., & Silva, M. A. (2012). Brazilian sugarcane bagasse: Energy and non-energy consumption. *Biomass and bioenergy*, 46, 564-573.
- Hu, Y., Bassi, A., & Xu, C. C. (2020). Energy from biomass. In *Future Energy* (pp. 447-471). Elsevier.
- IEA (2022). *World Energy Investment*.
- IBGE (2023). *Pesquisa Agrícola Municipal de 2022 (PAM)*. Available at sidra.ibge.gov.br/pesquisa/pam.
- IBGE (2023). *Pesquisa da Pecuária Municipal (PPM)*. Available at ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria.
- IBGE (2023). *Produção da Extração Vegetal e da Silvicultura de 2022 (PEVS)*. Available at ibge.gov.br/estatisticas/economicas/agricultura-e-pecuaria.

Khennas, S. (2000). Financing models for biomass-energy; Modeles de financement de la biomasse-energie. Liaison Energie-Francophonie.

Khiari, B., Moussaoui, M., & Jeguirim, M. (2019). Tomato-processing by-product combustion: Thermal and kinetic analyses. *Materials*, 12(4), 553.

Liebel, S. (2014). Geração Distribuída. Programa de Pós-Graduação em Bioenergia da Unicentro.

Mafakheri, F., & Nasiri, F. (2014). Modeling of biomass-to-energy supply chain operations: Applications, challenges and research directions. *Energy policy*, 67, 116-126.

May, A., da Silva, D. D., & dos Santos, F. C. (2013). Cultivo do sorgo biomassa para a cogeração de energia elétrica.

Mingyuan, W. (2005). Government incentives to promote renewable energy in the United States. *Temp. J. Sci. Tech. & Envtl. L.*, 24, 355.

MME (2022). Balanço Energético do Brasil. Available at epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022.

Moreira, J. R. (2006). Global biomass energy potential. *Mitigation and adaptation strategies for global change*, 11, 313-342.

Pinto, C. W., Barth, G., Molin, R., SILVA, D. A. D., & Pauletti, V. (2021). Characterization of oat biomass for energy production. *Revista Caatinga*, 34, 537-547.

Qazi, W. A., Abushammala, M. F., & Younes, M. K. (2018). Waste-to-energy technologies: a literature review. *The Journal of Solid Waste Technology and Management*, 44(4), 387-409.

Rosillo-Calle, F. (2016). A review of biomass energy—shortcomings and concerns. *Journal of Chemical Technology & Biotechnology*, 91(7), 1933-1945.

Samuel, Y. A., Manu, O., & Wereko, T. B. (2013). Determinants of energy consumption: A review. *International Journal of Management Sciences*, 1(12), 482-487.

Santos, M. L. G. (2018). Processo pirolítico da biomassa residual do abacaxi. Mestrado em Tecnologia ambiental.

Santos, V. O., Queiroz, L. S., Araujo, R. O., Ribeiro, F. C., Guimarães, M. N., da Costa, C. E., ... & de Souza, L. K. (2020). Pyrolysis of acai seed biomass: kinetics and thermodynamic parameters using thermogravimetric analysis. *Bioresource Technology Reports*, 12, 100553.

Senocak, A. A., & Goren, H. G. (2022). Forecasting the biomass-based energy potential using artificial intelligence and geographic information systems: A case study. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 26, 100992.

Silva, I. P. D., Lima, R. M. D. A., Ruzene, D. S., & Silva, D. P. D. (2019). Resíduos agroindustriais como biomassa alternativa para geração de energia distribuída em comunidades rurais. *Energias alternativas: tecnologias sustentáveis para o nordeste brasileiro*.

Tahir, M. H., Irfan, R. M., Cheng, X., Ahmad, M. S., Jamil, M., Karim, A., ... & Haroon, M. (2021). Mango peel as source of bioenergy, bio-based chemicals via pyrolysis, thermodynamics and evolved gas analyses. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 155, 105066.

Tan, R. R., Aviso, K. B., & Ng, D. K. S. (2019). Optimization models for financing innovations in green energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113, 109258.

Vassilev, S. V., Vassileva, C. G., & Vassilev, V. S. (2015). Advantages and disadvantages of composition and properties of biomass in comparison with coal: An overview. *Fuel*, 158, 330-350.

Veiga, J. P. S., Valle, T. L., Feltran, J. C., & Bizzo, W. A. (2016). Characterization and productivity of cassava waste and its use as an energy source. *Renewable energy*, 93, 691-699.

Wang, Y., Liu, Y., & Gu, B. (2022). COP26: Progress, challenges, and outlook.

Winchester, N., & Reilly, J. M. (2015). The feasibility, costs, and environmental implications of large-scale biomass energy. *Energy economics*, 51, 188-203.

Yerima, I., & Grema, M. Z. (2018). The potential of coconut shell as biofuel. *The Journal of Middle East and North Africa Sciences*, 4(8), 11-15.

Zeb, K., Ali, S. M., Khan, B., Mehmood, C. A., Tareen, N., Din, W., ... & Haider, A. (2017). A survey on waste heat recovery: Electric power generation and potential prospects within Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1142-1155.

Zhao, Z. Y., Chen, Y. L., & Chang, R. D. (2016). How to stimulate renewable energy power generation effectively? China's incentive approaches and lessons. *Renewable energy*, 92, 147-156.

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe



ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION | ORGANIZAÇÃO LATINO-AMERICANA DE ENERGIA | ORGANISATION LATINO-AMERICAINE D'ENERGIE

Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernandez Salvador
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995
enerlac@olade.org