



PLAN
ENERGÉTICO
NACIONAL

2022- 2036

El Plan Nacional es Energético elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) por mandato de La Ley General de Electricidad No. 125-01, en su Art. 14. La CNE es la institución estatal creada conforme al artículo 7 de la Ley General de Electricidad Núm.125- 01, y adscrita al Ministerio de Energía y Minas conforme el artículo 9 de la Ley Núm.100-13; se encarga de la gestión operativa de las políticas energéticas; recibe, revisa y entrega las concesiones provisionales y definitivas para la explotación de obras eléctricas aprobadas por el poder ejecutivo.

Publicado por: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Av. Rómulo Betancourt No. 361, Bella Vista
Santo Domingo, República Dominicana.
Teléfono: 809-540-9002
Fax: 809-547-20

● PLAN ENERGÉTICO NACIONAL:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

● RESPONSABLES:

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

Ramón Moya, Director de Planificación y Desarrollo

Ángela González Almonte, Encargada de la División de Planificación Energética

Flady Cordero, Coordinador de Prospectiva Energética

DIRECCIÓN ELÉCTRICA

Ricardo Guerrero, Director Eléctrico

Jesualdo Jiménez, Encargado de la División de Planificación Eléctrica

Vladimir Santos, Encargado de la División de Desarrollo Normativo

Héctor Romero, Coordinador de Cambio Climático

DIRECCIÓN DE FUENTES ALTERNAS Y USO RACIONAL DE ENERGÍA

Yeulis Rivas Peña, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía

Luis Garrido, Encargado de la División de Régimen Económico de Energías Renovables.

Francisco Gómez, Encargado de División de Biocombustibles

Wilfredo Tineo, Encargado de la División de Energías Renovables

DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Manuel Capriles, Director de Hidrocarburos

Harison Leonardo, Analista de Hidrocarburos

● PERSONAL DE APOYO:

DIRECCIÓN ELÉCTRICA

Joan Caamaño, Analista de la División de Estudios Técnicos

Rafael Uceta, Analista de Mercado Eléctrico

Ángel Vasquez, Analista de Mercado Eléctrico

Félix Cabral, Asesor Dirección Eléctrica

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

Carmen Lorenzo, Analista de Desarrollo Institucional

Javier Rivas, Analista del Sistema de Información Energética Nacional

David Paulhac, Analista del Sistema de Información Energética Nacional

Fanny Vázquez, Secretaria Ejecutiva

Annelis Medina, Secretaria

DIRECCIÓN DE FUENTES ALTERNAS Y USO RACIONAL

Arturo Castillo, Analista Energías Renovables II

Juan Vásquez, Analista Energías Renovables II

DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Francisco Mariano, Analista de Hidrocarburos

● REVISADO:

Ramón Moya, Director de Planificación y Desarrollo

Ricardo Guerrero, Director Eléctrico

Yeulis Rivas Peña, Director de Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía

Manuel Capriles, Director de Hidrocarburo

Orlando Fernandez, Director Jurídico

● APROBADO:

Directorio de la Comisión Nacional de Energía

Presidente:

Ministerio de Energía y Minas

Antonio Almonte Reynoso, Ministro

Representado por:

• Rafael Gómez, Viceministro de Energía

Miembros:

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Jorge Orlando Mera, Ministro

Representado por:

• Milagros De Camps, Viceministra de

Cooperación Internacional

• Milvio Linares, Asesor

Ministerio de Industria, Comercio y MIPyMES

Víctor Bisonó Haza, Ministro

Representado por:

• Ramón Pérez, Viceministro de Comercio Interno

Ministerio de Hacienda

José Manuel Vicente, Ministro

Representado por:

• Jean Lucas Marra, Asesor

• Paola Vargas, Asesora

Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo

Miguel Ceara Hatton, Ministro

Representado por:

• Ranulfo Rodríguez, Director de Gabinete

• Sheinner Torres, Director Jurídico

Secretario:

Comisión Nacional de Energía

Edward Antonio Veras Díaz, Director Ejecutivo

La CNE es responsable del contenido del presente estudio. Marzo, 2022.

Contenido	
Mensaje del Ministro de Energía y Minas	8
Mensaje del Director Ejecutivo de la CNE.....	11
Presentación.....	13
Introducción	15
1. Panorama energético internacional.....	17
1.1. Demanda energética.....	19
1.2. Oferta energética mundial según fuentes.....	27
1.2.1. Producción energética mundial	30
2. Principales variables de la economía dominicana que afectan al sector energético.	33
3. Marco normativo del sector energético.....	47
3.1. Base Legal.....	49
3.2. Instituciones del sector energético	50
3.3. Políticas energéticas	52
3.3.1. Ejes estratégicos.....	52
4. Demanda energética en República Dominicana	55
4.1. Metodología de estimación de la demanda	58
4.2. Análisis sectorial del consumo de energía final	59
4.2.1. Sector Residencial.....	59
4.2.2. Sector industrial	61
4.2.3. Sector comercial, servicios y público.....	66
4.2.4. Sector transporte.....	70
5. Oferta de energía de la República Dominicana.....	77
5.1. Hidrocarburos	80
5.1.1. Petróleo y derivados	80
5.1.2. Gas natural	103
5.1.3. Carbón mineral	108
5.2. Energías renovables	109
5.2.1. Hidroenergía	109
5.2.2. Bioenergía	112

5.2.3.	Energía Eólica	123
5.2.4.	Energía Solar	130
5.3.	Eficiencia Energética	138
5.3.1.	Auditorías Energéticas	138
5.4.	Generación Eléctrica	141
5.4.1.	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado	141
4.1.1.	Sistemas aislados	208
4.1.2.	Autoprodutores	211
5.3.4.	Puntos que destacar	213
6.	Prospectiva de la demanda de energía	219
6.1.	Resultados de la prospectiva de la demanda de energía.....	221
6.1.1.	Demanda por sectores socioeconómicos - En energía neta ...	221
6.1.2.	Demanda por sectores socioeconómicos - En energía útil.....	223
6.1.3.	Demanda por fuentes energéticas en energía neta	225
6.1.4.	Demanda sectorial en energía neta.....	228
6.1.5.	Demanda sectorial en energía útil	267
6.1.6.	Demanda de electricidad en energía neta	277
6.1.7.	Demanda de electricidad en energía útil	279
7.	Proyecciones de abastecimiento energético	281
7.1.	Prospectiva de oferta de energía.....	283
7.1.1.	Escenarios energéticos	283
a.	Potencial de recursos energéticos primarios.....	283
7.1.2.	Requerimientos de energía primaria y secundaria.....	285
7.1.3.	Requerimientos de energía primaria por fuentes	286
7.1.4.	Requerimientos de Energía Secundaria por Fuentes	288
7.1.5.	Producción de energía local.....	290
7.1.6.	Importaciones	292
7.2.	Plan Indicativo de Abastecimiento de Hidrocarburos	298
7.2.1.	Prospectiva de oferta de hidrocarburos y carbón mineral.....	300
7.2.2.	Abastecimiento de combustible futuro 2022-2036.	301
7.2.3.	Refinación.....	303
7.2.4.	Expansión de infraestructura de gas natural.....	306

7.2.5. Almacenamiento de Derivados, Gas Natural y Carbón	307
7.3. Proyecciones de RSU	308
7.3.1. Descripción metodología cálculos.	308
8. Plan indicativo de expansión de generación.	317
8.1. Herramientas de análisis	319
8.1.1. Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP)	319
8.1.2. Time Series Lab (TSL)	320
8.1.3. DlgSILENT Power Factory	321
8.1.4. Power BI y Excel	321
8.2. Consideraciones generales.....	323
8.2.1. Proyección de la demanda en energía - GWh	323
8.2.2. Proyección de la demanda en potencia - MW	325
8.2.3. Escenario tendencial y alternativo en MW.....	325
8.2.4. Representación en bloques horarios	326
8.2.5. Oferta	326
8.2.6. Oferta real.....	326
8.2.7. Oferta potencial	328
8.2.8. Combustibles	330
8.2.9. Rendimiento y costos operativos unidades existentes	331
8.2.10. Margen de reserva.....	332
8.2.11. Mantenimientos mayores	332
8.2.12. Índices de indisponibilidad histórica.....	333
8.2.13. Producción de las centrales hidroeléctricas.....	333
8.2.14. Producción de las centrales de energía renovable no convencional	333
8.2.15. Déficit y costo de energía no servida.....	334
8.2.16. Emisiones CO ₂	334
8.2.17. Tecnologías de generación consideradas	335
8.3. Escenarios de abastecimiento de la demanda	354
8.3.1. Escenario 1: Visión Actual.....	356
8.3.2. Escenario 2: declaraciones agentes/concesiones.....	366
8.3.3. Escenario 3: Visión CNE.....	373

8.3.4. Resumen de costos	389
8.4. Análisis eléctrico	390
8.4.1. Demanda	391
8.4.2. Transmisión.....	391
8.4.3. Generación	392
8.4.4. Sub-escenarios	393
Conclusiones	409
a. Hidrocarburos	409
b. Generación eléctrica	410
b.1. Tecnologías Evaluadas	410
b.2. Abastecimiento de la demanda	411
b.3. Análisis Eléctrico	412
Recomendaciones	415
a. Hidrocarburos:	415
b. Bioenergía	416
c. Generación eléctrica.....	417
Bibliografía.....	420
Índice de Tablas.....	423
Índice de gráficos	431
Anexos	437
Acrónimos	437
Planes de Mejora	440

MENSAJE DEL MINISTRO DE ENERGÍA Y MINAS



Los trabajos de investigación y preparación de este Plan Energético Nacional (PEN) se desarrollaron en un período caracterizado por cambios tecnológicos disruptivos y de amplio espectro con consecuencias en el sector energético del país. Un conjunto de transformaciones que abarcaron tanto los sistemas de generación eléctrica (la convencional y las renovables), los sistemas de redes para transmisión, distribución y gestión comercial de la electricidad. Durante esta fase se impulsó la producción y uso de nuevos combustibles incluyendo, notablemente, el hidrógeno.

Virajes de alcance que se articularon en un contexto internacional definido a partir de dos premisas: a) mayor conciencia respecto a las consecuencias nefastas del cambio climático y una apuesta ambiciosa por la descarbonización de las economías; b) atención a la irrupción de conflictos bélicos que dificultan el correcto funcionamiento de las cadenas de suministro y a su respuesta a través de una revolución en el transporte de la energía.

Es interesante resaltar que los gobiernos, según el Acuerdo de París (COP21) del 2015, adoptaran fechas límites para alcanzar hitos en la carrera por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien, no hay uniformidad en las decisiones de los Estados, es importante resaltar que se empezaron a negociar planes que suponen la implementación de cláusulas de condicionalidad medioambiental en los tratados multilaterales o el diseño de mecanismos de ajuste de carbono entre naciones. Toda una serie de medidas en marcha o en discusión que están destinadas a lograr la neutralidad del carbono en 2050.

Las consecuencias de esa estrategia cosmopolita ha sido la desestructuración y redireccionamiento de las industrias, sistemas de producción y comercialización de combustibles fósiles, así como de las tecnologías energéticas asociadas. Esas proyecciones han perturbado gradualmente la oferta de energía y su motivación responde a dos hechos: a) el incremento de la demanda debido a la recuperación económica post COVID; b) la guerra en Ucrania y su impacto en la reconfiguración del mapa energético global.

Modificaciones estructurales se han traducido en una fuerte inflación de precios de los energéticos (carbón, 'fuel oil', gas natural) y también de la propia electricidad. Precisamente, el PEN que aquí se presenta, incluye los planes de abastecimiento de energía, así como de la expansión y actualización de las infraestructuras de transmisión y distribución de electricidad y las de almacenamiento y gestión de combustibles en la República Dominicana hasta el año 2036.

El gran reto de la República Dominicana en materia energética se resume en que el país no cuenta con yacimientos conocidos de petróleo, carbón o gas natural. Es decir, es dependiente absoluto de la importación de todos los combustibles fósiles que utiliza para producción y servicios. Además, sus recursos hídricos son notablemente limitados con una participación efectiva en la provisión de electricidad de cerca del 7% de la demanda total en 2021.

Más aun, nuestro sistema eléctrico, es desde cierto punto de vista bastante aislado debido a que no tiene conexión ni intercambio de ningún tipo con otro sistema eléctrico de carácter nacional o regional como sucede en América del Sur, Centroamérica y Europa. En los capítulos 7 y 8 del PEN se presenta una rica exposición sobre el Plan Indicativo de Abastecimiento de Hidrocarburos; así como del Plan Indicativo de Expansión de Generación, Transmisión y Distribución hasta el 2036. También, se incluye una proyección sobre la generación de residuos sólidos urbanos y su potencial para producir electricidad/combustibles.

Los planes mencionados son precedidos de una detallada evaluación de las perspectivas de la oferta de energéticos y en el capítulo 6, sobre las proyecciones de la demanda. En el documento es reseñable la utilización efectiva de los programas y códigos estándares para la planificación energética a nivel nacional, basada en modelación y simulación de demanda y oferta de energía en sus diferentes manifestaciones o condiciones restrictivas. Se trata de modelos y herramientas estándares, cuyo uso es habitual en los sistemas más exigentes del mundo.

Las proyecciones de expansión de las renovables se sitúan a la luz del crecimiento sustancial de nuevas centrales de generación convencional (térmica e hidro) y proveen una aproximación sólida a la realidad energética. Estos tipos de investigaciones son las bases para la puesta en marcha de proyectos de licitaciones y contrataciones y para iniciativas de inversión en nueva generación, así como la expansión planificada de facilidades de descarga, gestión y distribución de combustibles. Son herramientas útiles para otear retos y sondear las oportunidades del futuro.

El PEN es un testimonio del cumplimiento del mandato de la Ley 125-01, así como de la Ley 100-13 que crea el Ministerio de Energía y Minas. Cumple también con lo indicado en el capítulo 9 del Pacto para la Reforma del Sector Eléctrico (Pacto Eléctrico). La calidad del estudio revela también el notable desarrollo de las competencias técnicas alcanzadas por el cuerpo de especialistas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que lo elaboró, así como de los técnicos de otras agencias públicas e investigadores nacionales que de manera directa y parcial contribuyeron con sugerencias y críticas. Respecto a este particular, debe reconocerse el liderazgo desplegado por el ingeniero Edward Veras (Director Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía).

Finalmente, no debemos perder de vista que las circunstancias actuales reclaman del Estado dominicano una clara estrategia para la autonomía y sostenibilidad energética. El presidente Luis Abinader ha asumido -directamente- los esfuerzos nacionales e internacionales para desarrollar alianzas que permitan asegurar acceso del país a las fuentes energéticas primarias decisivas. Una diplomacia orientada a que nuevos actores formen parte del 'puzzle' energético nacional.

El Gobierno ha puesto en marcha desde principios del 2021 un ambicioso programa de licitaciones públicas internacionales para la instalación de hasta 2000 nuevos megavatios en un tramo de no más de cinco años. Las nuevas centrales utilizarán gas natural como combustible principal y algunas serán flexibles para gas natural o 'fuel oil' #6. Estas licitaciones para nueva generación lanzadas desde empresas estatales, más la expansión del sistema de transmisión y las iniciativas de vanguardia en renovables revelan que el Gobierno asume el rol lógico de planificador y catalizador de inversiones privadas en electricidad y en combustibles. Esta es la primera vez que un gobierno juega de manera cabal ese papel asignado por las leyes y la tradición de políticas públicas de energía.

Debe valorarse que el gas natural esté siendo el combustible de la transición energética dominicana, el que asegura a la nación estabilidad de producción y el tránsito hacia niveles superiores de penetración de renovables, la expansión de la movilidad eléctrica o el desarrollo de proyectos basados en hidrógeno. Los escenarios de expansión de la demanda y de composición de la oferta incluyendo la renovación del parque térmico de generación, por ejemplo, indican que es perfectamente posible que en el país se cumpla la meta de que el 30% de la demanda de electricidad se produzca con fuentes renovables no convencionales en el año 2030.

Antonio Almonte Reynoso
Ministro de Energía y Minas

MENSAJE DEL DIRECTOR EJECUTIVO DE LA CNE



Nos complace ofrecer el Plan Energético Nacional (PEN) 2021-2036, que describe las metas a corto y largo plazo, con el objetivo de dar cumplimiento de la Ley 1-12 de Estrategia Nacional de Desarrollo y como mandato directo de la Ley 125-01, Ley General de Electricidad en su Art.12, que ordena a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la elaboración de este plan. Su implementación representará, no solo una plataforma para el desarrollo de la eficiencia energética, sino también el desarrollo productivo de nuestro país, siendo necesario el esfuerzo concertado y alineado de los diversos subsectores, como punto de partida para futuros proyectos.

En el transcurso de los años, el sector eléctrico ha tenido una predominante participación en la diversificación de la matriz energética nacional para la producción de electricidad, lo que refleja la disminución de la dependencia, que históricamente ha tenido la República Dominicana de los hidrocarburos.

El suministro energético seguro, confiable, oportuno y accesible para todos los sectores económicos y sociales del país que respetan el medio ambiente, resulta determinante para el crecimiento económico hacia el desarrollo sostenible. Mediante la creación en el 2007 de la Ley 57-07, se incentivó la inversión de proyectos renovables, específicamente solar, eólico y biomasa, que han ayudado al fortalecimiento de dicha matriz. En ese sentido, en el ámbito internacional, los precios de desarrollo de proyectos renovables, presenciaron una notable reducción, permitiendo la factibilidad de los mismos.

El sector de hidrocarburo representa para cualquier nación, una de las fuentes iniciales para producir su desarrollo. República Dominicana, con alta dependencia de los combustibles, no queda fuera de esta realidad. Actualmente, iniciamos el otorgamiento de la primera concesión de exploración de hidrocarburos en nuestro país, después de 50 años de inactividad en esta área, sentando las bases para esta importante búsqueda de combustibles nativos. La utilización masiva del gas natural en nuestro país ha sido una de las metas logradas en los últimos tiempos, que nos proyectará hacia futuro, en la búsqueda de lo que se llama la Era del Hidrógeno.

En lo que respecta al año 2000 a la actualidad, llegamos a los 728 megavatios en la implementación de proyectos renovables con fuentes primarias (energía solar, eólica y biomasa). La República Dominicana ha puesto todos los esfuerzos en cambiar la matriz energética, a fuentes más limpias y económicas, esto provoca precios más reducidos en la energía y menos dependencia de los hidrocarburos importados.

En la actualidad, en materia jurídica y regulatoria, se están realizando revisiones, para evaluar que tan adecuado sería realizar ajustes al marco normativo, tomando en cuenta que las tecnologías y desarrollo de nuevas fuentes de energía en los últimos años han aumentado de manera exponencial, provocando nuevos escenarios de inversión que deben ser regulados.

Dentro de los desafíos cabe mencionar:

- Necesidad de incrementar la capacidad de producción con recursos propios y evaluar la forma en cómo se incentiva la incorporación de nueva generación, que vaya acorde a los lineamientos estratégicos del país.
- Establecer esquemas de constante monitoreo de las tecnologías incipientes, como el almacenamiento de energía mediante baterías, que permita una mayor incorporación de centrales solares y eólicas, sin que esto represente un riesgo para la operatividad del sistema.
- Disminuir la alta dependencia de los derivados del petróleo en la matriz energética nacional.
- Disminuir la cantidad de subsidios indiscriminados y exenciones de impuestos en los derivados del petróleo.
- Conseguir los inversionistas para la construcción de una refinería de alta conversión.
- Contar con un marco normativo de exploración y explotación y una Ley marco de gas natural, que regulen la cadena de los hidrocarburos.

Dar el primer paso en la difícil tarea de cohesionar la planificación del sector energético, así como crear un mapa de ruta que sea capaz de retroalimentarse, pero que no permita desviaciones de su propósito, y con esto poder mostrar los potenciales beneficios de una visión consensuada entre sus actores, es por ello, que la Comisión Nacional de Energía, espera una implementación fructífera del PEN, con la esperanza de que estas acciones, eventualmente, conduzcan a un próspero y sostenible futuro en el área energética.

Agradezco el liderazgo de la Dirección de Planificación y Desarrollo y colaboración de la Dirección Eléctrica, Dirección de Fuentes Alternas y Dirección de Hidrocarburos, por su contribución a este documento, para promover la eficiencia energética y abordar los problemas energéticos y ambientales que enfrenta la nación dominicana.

Atentamente,

Edward A. Veras Díaz
Director Ejecutivo

Presentación

Avanzar es una condición “sine qua non” de la naturaleza humana, pero saber hacia dónde se va con baja incertidumbre es producto de planificar de manera organizada las acciones que determinan nuestros objetivos. Por lo que la Comisión Nacional de Energía, bajo las leyes que la amparan, pone en manos de la sociedad el Plan Energético Nacional (PEN) en pro de un desarrollo sostenido y organizado del sector energético de la nación.

Se hace necesario tener un plan que pueda orientar las decisiones coyunturales del corto plazo que, en muchos casos, aparecen producto de la inexistencia de las previsiones a largo plazo; además de las emergencias que siempre podrán existir. Todas estas deben ir en consonancia con las políticas energéticas de largo plazo.

La Ley General de Electricidad No. 125-0, en su Art. 14, establece las funciones y atribuciones particulares de la Comisión Nacional de Energía, de las cuales citamos a continuación las competentes en materia de Planificación Energética:

Analizar el funcionamiento del sector energía y todas sus fuentes de producción y elaborar, coordinar y proponer al Poder Ejecutivo las modificaciones necesarias a las leyes, decretos y normas vigentes sobre la materia;

Proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general;

Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que aquella sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos, promover la participación privada en su ejecución y autorizar las inversiones que se propongan efectuar las empresas del sector. En relación con el subsector eléctrico, La Comisión velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento;

La versión actual del PEN es el resultado de la colaboración de muchos participantes, tanto gubernamentales como privados, nacionales e internacionales y, sobre todo, a los técnicos de la CNE que pusieron todo el empeño y dedicación para lograr tener una planificación a la altura de los nuevos tiempos. Esta institución desea agradecer a todos los que contribuyeron en la realización de este documento, en especial al ministro de Energía y Minas, señor Antonio Almonte, por su apoyo sistemático al desarrollo de este Plan y por la confianza depositada en nosotros.

Este documento no podría haberse logrado sin el apoyo de muchos socios y colaboradores. En este sentido, agradecemos, de manera especial, a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), División de Estadísticas Energética de la ONU, Agencia Internacional de Energía (AIE), al Ministerio de Energía y Minas (MEMRD), Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI), la Superintendencia de Electricidad y a los agentes privados del sector energético; así como, al Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo (MEPyD), Ministerio de Hacienda (MH), Ministerio de Industria, Comercio y MIPyMES (MICM), Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MIMARENA), Oficina Nacional de Estadísticas (ONE), Banco Central de la República Dominicana (BCRD), Dirección General de Aduanas (DGA), Consejo Nacional de Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio, Dirección General de Impuestos Internos (DGII) y el Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre (INTRANT).

Se les entrega un documento cuyo fin es proyectar y analizar las variables sustantivas que inciden en las decisiones técnico-económicas del sector energía, con un formato sencillo y robusto, que pueda servir de faro guía en el desarrollo económico y social de la República Dominicana.

Introducción

Desde sus inicios formales en el año 1955, el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) presenta una carencia que ha tenido efectos adversos sobre su operación y finanzas. La falta de una planificación efectiva se ha traducido a lo largo de la historia de este sistema en interrupciones del servicio y un costo elevado para los usuarios finales.

Algunos intentos de planificar el sistema en las décadas de los 70, 80 y 90 del siglo pasado se vieron afectadas por cambios de autoridades gubernamentales, limitaciones económicas y hasta consideraciones personales de los actores del momento.

A inicios del siglo XXI, la promulgación Ley General de Electricidad 125-01 (LGE) creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), institución a la que se le asignó, entre otras, la función de realizar la planificación energética nacional.

En cumplimiento con ese mandato, en el 2004 se presentó la primera planificación del sector energético nacional con una ventana de 15 años (2000-2015); luego, en el 2010 se repitió un intento de planificación, también con un horizonte de 15 años, este último no recibió la aprobación de rigor.

La Ley 100-13 creó el Ministerio de Energía y Minas en el año 2013, definiéndolo como el órgano rector del sistema, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica del país. Esta ley incluye a la CNE como institución adscrita al referido ministerio; define, además, que la LGE mantiene su vigencia como marco regulador del subsector eléctrico.

Siguiendo lo establecido en la LGE y su reglamento de aplicación, la CNE, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, presenta el Plan Energético Nacional 2022-2036.

El Plan Energético Nacional (PEN) es un documento que presenta la condición actual del sector energético dominicano, a la vez que bosqueja su desarrollo futuro, apoyándose en la visión de las políticas energéticas, provenientes tanto del sector público como el privado, en pro de un sistema energético óptimo a nivel técnico y sobre todo, económico.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 27 del Reglamento de Aplicación Ley General de Electricidad (RALGE), la CNE debe elaborar planes indicativos de desarrollo del subsector eléctrico como insumo para el PEN. La planificación integral es un elemento importante para desarrollo nacional, lo que sugiere la incorporación de todas las fuentes de energía; así mismo, se

planificación indicativa que sirva como marco de referencia para el crecimiento del sector.

El documento analiza la situación actual del sistema energético y se toman las variables necesarias para elaborar los escenarios futuros, en el corto, mediano y largo plazo, de la mano de las políticas energéticas vistas desde las metas presidenciales, las perspectivas de los diferentes ministerios, los planes de los agentes, los acuerdos y compromisos nacionales e internacionales, además de la opinión de varios expertos del sector.

El contexto económico nacional y mundial hace propicio el desarrollo de un Plan Energético Nacional que permita la optimización de las variables que inciden en la productividad nacional y logren llevarlas a un nivel competitivo para atraer las inversiones necesarias para el desarrollo del país. Bajo este panorama se realiza un diagnóstico, tanto de las tecnologías renovables, así como también de las convencionales acompañadas de la expansión de las redes de transmisión, tratando de optimizar estas inversiones y proponiendo el escenario óptimo a nivel técnico y económico.

El documento está integrado por diez capítulos donde se presenta el panorama energético internacional; las principales variables de la economía dominicana y sus efectos en el sector energético son tratadas en el segundo; posteriormente se hace un análisis del marco normativo del sector; los temas de la demanda, oferta y eficiencia energética son tratados en los capítulos cuatro y cinco, respectivamente.

Los capítulos seis y siete expone las políticas energéticas, así como los escenarios energéticos considerados; mientras que en el octavo presenta la prospectiva de la demanda de energía. Los capítulos nueve y diez presenta la prospectiva de oferta de energía, los planes indicativos de abastecimiento de combustibles y de generación, respectivamente. En este último se incluye un análisis del comportamiento de las redes de transmisión frente al escenario más extensivo de entrada de nueva generación. Se finaliza con las conclusiones y recomendaciones generales.

El Plan Indicativo de Expansión de Generación introduce los temas de movilidad eléctrica y almacenamiento, como elementos disruptivos en los escenarios propuestos; asimismo, se consideran las concesiones definitivas y provisionales otorgadas por la CNE para proyectar la disponibilidad de potencia y la oferta de energía en los diferentes nodos del sistema.

Este documento fue desarrollado durante el año 2021, y parte del 2022, en vista de que el comportamiento del sector energético se vio afectado por los efectos de la pandemia causada por el COVID-19 durante todo el 2020 y parte del 2021, se optó por utilizar como base los años 2018 y 2019.



PANORAMA ENERGÉTICO INTERNACIONAL

CAPÍTULO

1

1.1. Demanda energética

El diseño de políticas energéticas efectivas, así como la consecuente planificación sectorial debe ser el resultado de un dimensionamiento adecuado de la demanda de energía de los diferentes sectores económicos. La demanda de energía hace referencia a la utilización de fuentes energéticas para la satisfacción de las necesidades humanas. De modo que, el diseño de políticas deberá iniciar por una caracterización adecuada de los requerimientos energéticos, según uso y fuente, de los sectores que integran la sociedad y la economía.

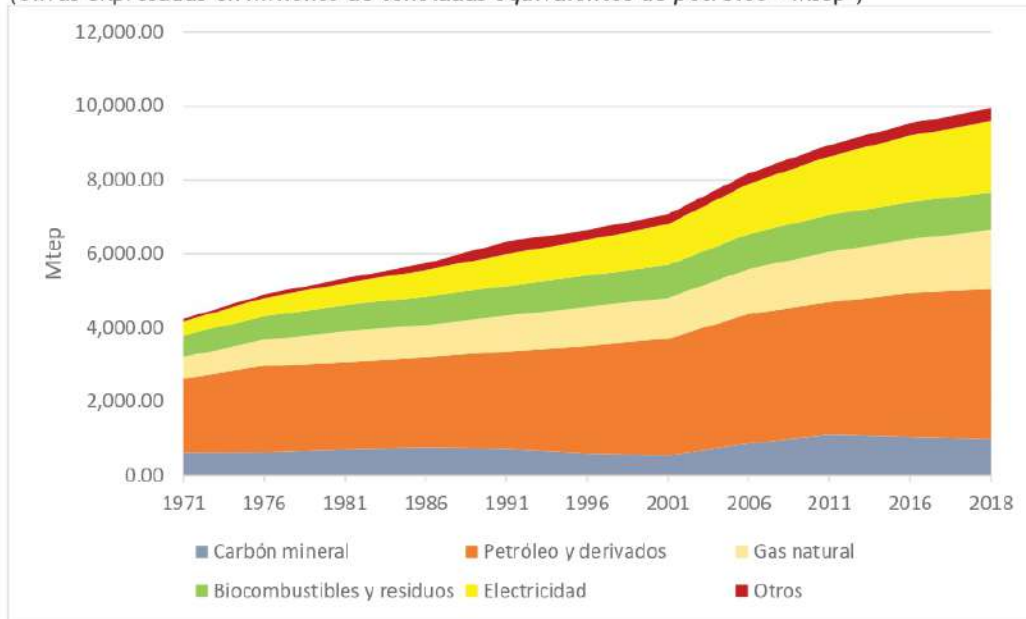
En este sentido la Organización de las Naciones Unidas y sus países miembros han impulsado acciones transversales para cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible a 2030 (ODS30). En términos energéticos, el principal objetivo de esta estrategia global es Energía Asequible y No Contaminante, que garantice el acceso universal a servicios energéticos de fácil acceso, fiables y modernos; aumentar la proporción de energía renovable y duplicar la tasa mundial de eficiencia energética a través de la cooperación internacional, la ampliación de la infraestructura y mejora tecnológica para prestar servicios energéticos.

El nivel de consumo energético se utiliza como un instrumento de medición para evaluar el desarrollo de un país, sobre todo en los procesos industriales, en los que la energía es un insumo fundamental, como vehículo del crecimiento económico y la generación de empleo. Según informa el Banco Mundial, “el acceso a energía es esencial para poner fin a la pobreza. A nivel mundial, más de 1,000 millones de personas viven sin electricidad, y otros 3,000 millones utilizan combustibles contaminantes como leña u otra biomasa para cocinar o calentar sus viviendas”.

En consonancia con los ODS30, en noviembre de 2016 entró en vigor el Acuerdo de París sobre Cambio Climático, después de ser adoptado por 196 países en el marco de la Conferencia de las Partes 21 (COP 21)¹. Este acuerdo establece el objetivo de limitar el calentamiento global entre 1.50 y 2.00 grados Celsius, en comparación a los niveles preindustriales. Para esto, las naciones del mundo se comprometieron a transformar sus economías a través de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (o NDC, por sus siglas en inglés).

¹ La conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de las partes 21(COP 21) fue celebrado del 30 de noviembre al 12 de diciembre de 2015. En noviembre de 2016, durante la COP 22, entró en vigor el acuerdo, al tiempo que se definieron estrategias concretas para combatir el cambio climático.

Gráfico 1. Demanda energética mundial, según fuentes, 1971 - 2018.
(Cifras expresadas en millones de toneladas equivalentes de petróleo - Mtep-)



Fuente: (AIE, World total final consumption by source 2021).

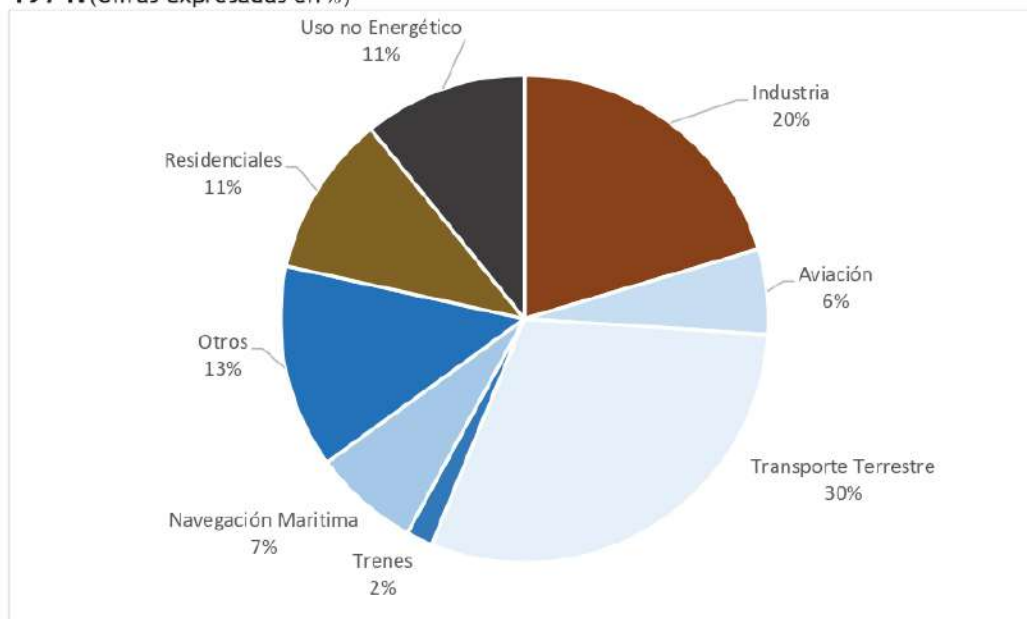
Tabla 1. Demanda energética mundial según fuentes, 1971 vs 2018.
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Fuentes	1971		2018	
	Mtep	%	Mtep	%
Petróleo y derivados	1,995.11	47.02 %	4,051.09	40.76 %
Carbón mineral	634.67	14.96 %	994.5	10.01 %
Gas Natural	581.70	13.71 %	1,611.35	16.21 %
Biocombustibles y residuos	586.28	13.82 %	1,012.37	10.19 %
Electricidad	377.08	8.89 %	1,918.78	19.31 %
Otros	68.66	1.62 %	349.62	3.52 %
Total	4,243.49	100.00 %	9,937.70	100.00 %

Fuente: (AIE, World total final consumption by source 2021).

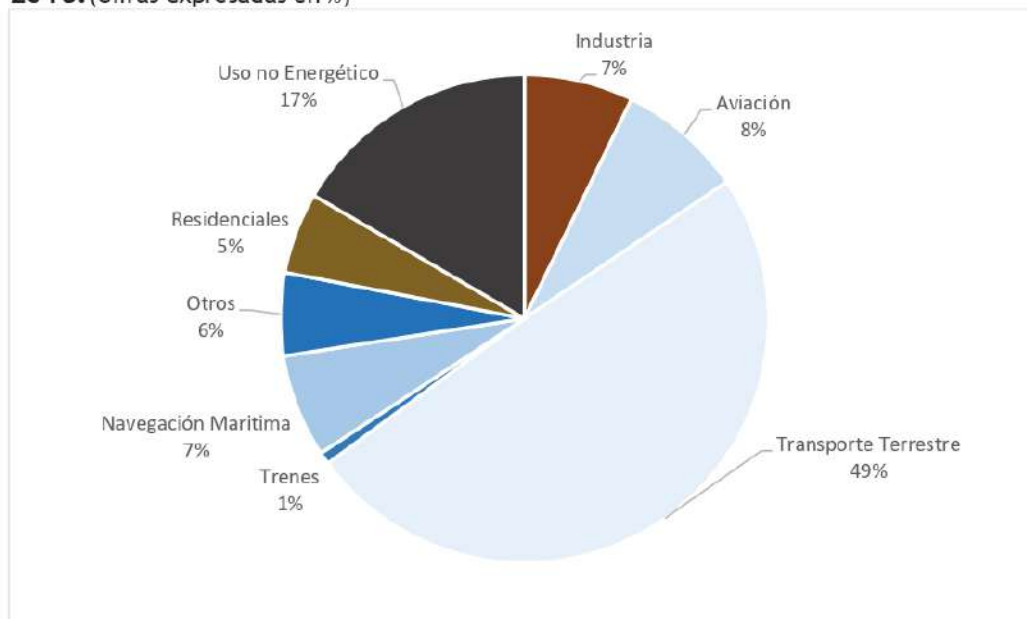
En términos cuantitativos, la demanda energética mundial ha observado una tendencia de crecimiento constante. Al 2018, esta se ubicó en 9,937.70 Mtep, evidenciando una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 1.78 % respecto a 1971, como se observa respectivamente en la tabla 1 y en el gráfico 1.

Gráfico 2. Demanda de petróleo y derivados por sector de consumo final, 1971. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, Oil total final consumption by sector 2021).

Gráfico 3. Demanda de petróleo y derivados por sector de consumo final, 2018. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, Oil total final consumption by sector 2021).

En 1971, la participación por fuentes de la demanda energética seguía la distribución siguiente: petróleo (47.02 %), carbón mineral (14.96 %), biocombustibles y residuos (13.82 %), gas natural (13.71 %), electricidad (8.89 %) y otros (1.62 %). Mientras que para 2018, aun cuando el petróleo se mantuvo

con la mayor demanda (40.76 %), se observaron crecimientos interesantes en la demanda de fuentes energéticas, por ejemplo, la electricidad (19.31 %) y el gas natural (16.21 %) desplazaron el uso de biocombustibles y residuos (10.19 %), así como de carbón mineral (10.01 %), y resto de fuentes se mantuvo en los niveles más bajos de los requerimientos (3.52 %).

Es interesante resaltar que el petróleo y sus derivados han mantenido históricamente su relevancia en la demanda energética global. En 1971 representaban unos 1,995.11 Mtep. Mientras que, en 2018, con un crecimiento de 103.05 % respecto a 1971, representaron 4,051.09 Mtep de los requerimientos energéticos a nivel mundial.

Dado su gran peso histórico, es relevante observar el comportamiento específico de la demanda sectorial del petróleo y sus derivados.

A nivel del consumo o demanda sectorial de petróleo y derivados, el sector transporte mantuvo la mayor participación durante el período 1971 - 2018. Mientras que el uso directo del petróleo y sus derivados para procesos industriales fue desplazado por el uso de estas fuentes en usos industriales no energéticos (fabricación de plásticos, ceras, parafinas, etc.), como se puede apreciar los gráficos anteriores.

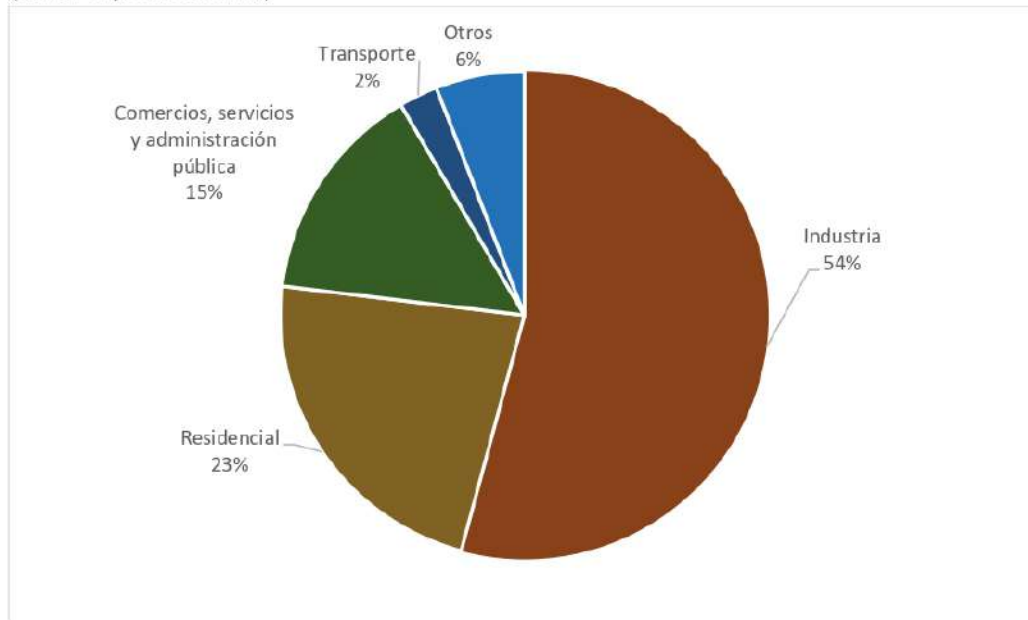
Ahora bien, ¿cómo se ha comportado la demanda mundial en torno a la electricidad para los diferentes usos sectoriales? De entrada, se destaca que la tabla 1 aporta el dato de que la electricidad pasó del quinto lugar en participación en la demanda global en 1971, al segundo lugar en 2018, con un incremento, durante el periodo, de 408.85 % y una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 3.52 % durante esas más de cuatro décadas.

Los gráficos 4 y 5, revelan la proporción porcentual global del uso final sectorial de la electricidad en los dos períodos presentados en este capítulo. En efecto, la información oficial da cuenta de que el sector Industria mantuvo su hegemonía, aunque con una disminución de 12.13 puntos porcentuales en su participación en el consumo, pasando de 54.18 % en 1971, a 41.95 % en 2018.

De su parte, el sector residencial aumentó su demanda de electricidad en 4 puntos porcentuales durante el período de análisis. Así mismo, el grupo de sectores de comercios, servicios y administración pública observaron en conjunto un incremento entre 1971 y 2018 de 6.87 puntos porcentuales de los requerimientos de electricidad. En el caso del sector transporte, observó durante la etapa de estudio un decrecimiento de 0.83 %, mientras que el resto de los sectores creció un 1.99 % en conjunto. Conviene analizar el comportamiento mundial del consumo final sectorial del carbón mineral. De entrada, debe indicarse que este mineral, desde antes de la Revolución Industrial hasta la actualidad, ha sido una de las fuentes energéticas de mayor

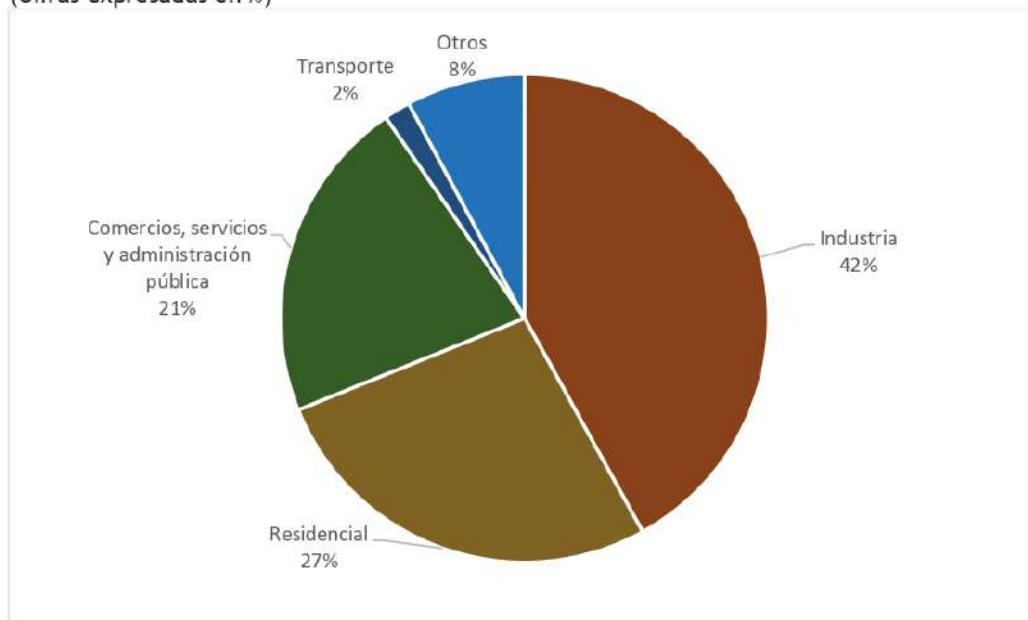
relevancia en las transformaciones socioeconómicas y tecnológicas en el mundo.

Gráfico 4. Demanda de electricidad por sector de consumo final, 1971.
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, Electricity total final consumption by sector 2021).

Gráfico 5. Demanda de electricidad por sector de consumo final, 2018.
(Cifras expresadas en %)

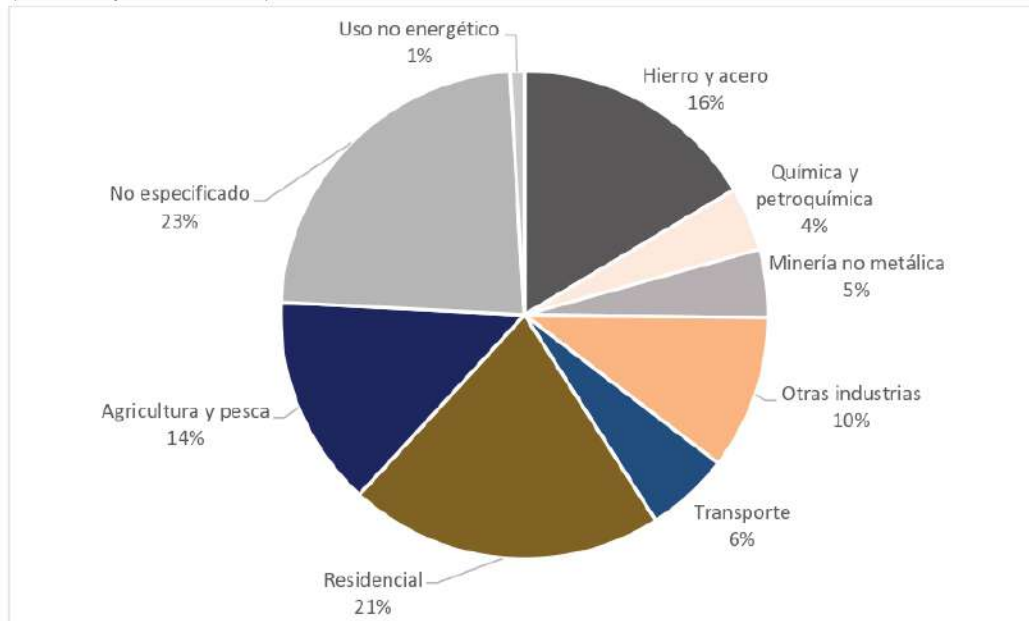


Fuente: (AIE, Electricity total final consumption by sector 2021).

Al respecto, la tabla 1 y el gráfico 1 establecen que durante el período 1971 - 2018, la demanda mundial de carbón mineral, aunque redujo su participación

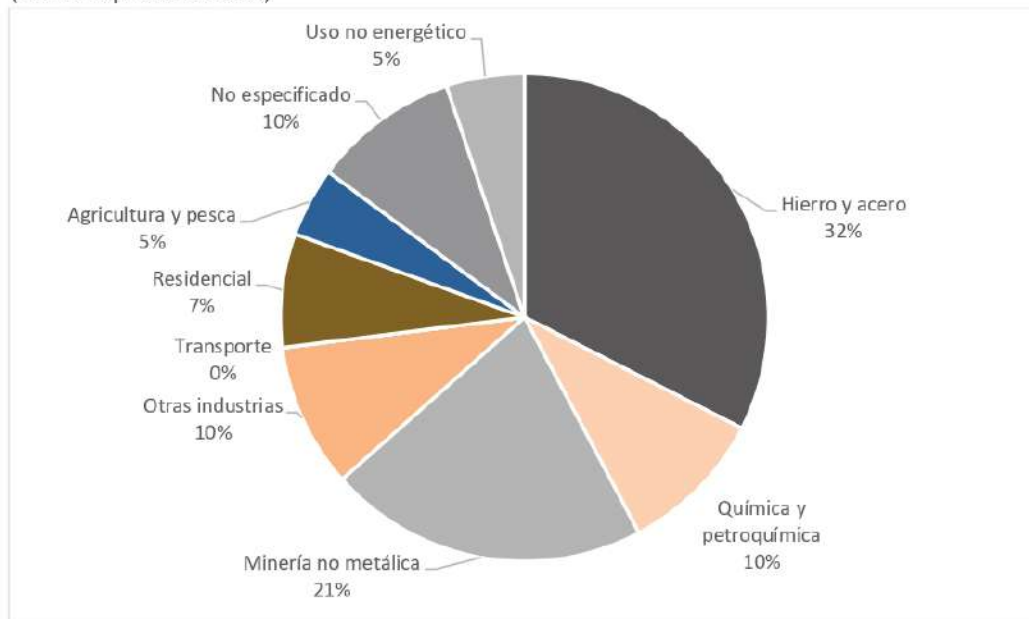
porcentual dentro del conjunto de fuentes de energía, ha experimentado un aumento de 56.70 %, lo que se explica, principalmente, por el crecimiento de la industria del hierro y del acero, la cual pasó de 104.29 Mtep en 1971 a 323.35 Mtep a 2018 (es decir una tasa de expansión de 210.06 %).

Gráfico 6. Demanda de carbón mineral por sector de consumo final, 1971.
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, Coal total final consumption by sector 2021)

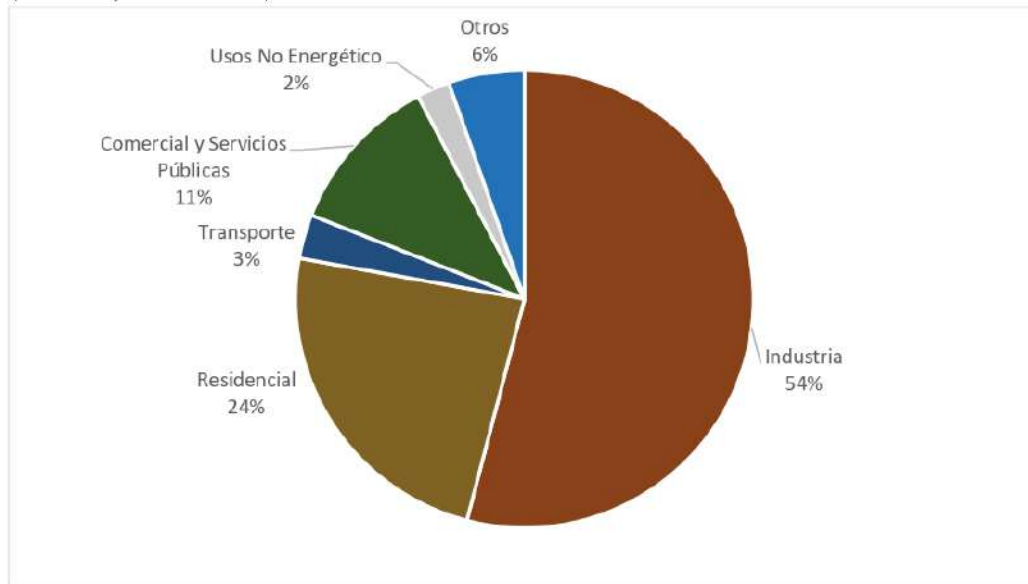
Gráfico 7. Demanda de carbón mineral por sector de consumo final, 2018.
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, Coal total final consumption by sector 2021)

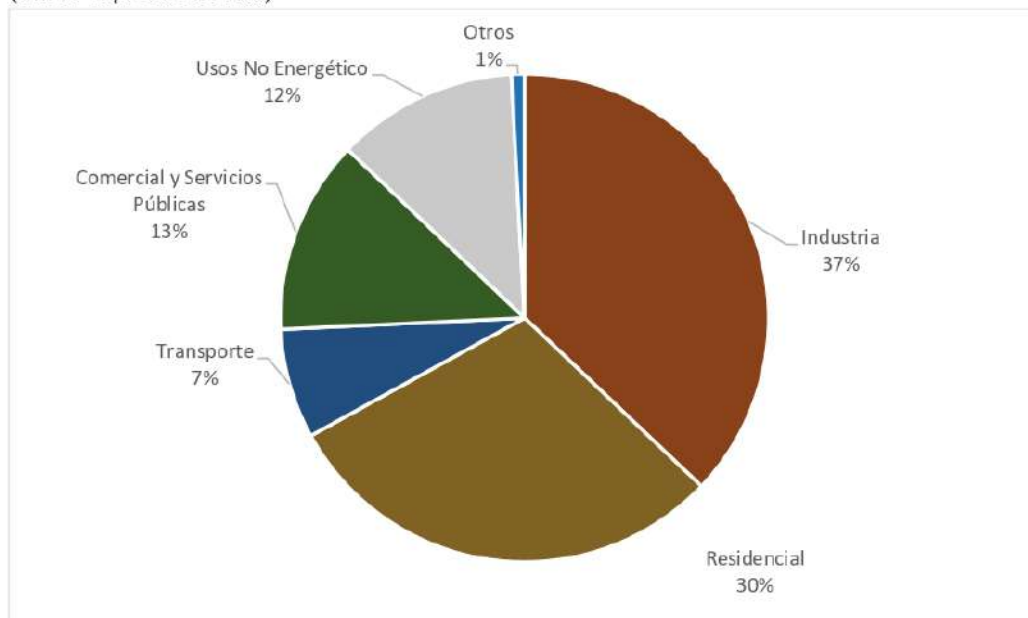
Los gráficos 6 y 7 revelan el gran impacto de los sectores hierro y acero, y minería no metálica que pasaron a ocupar el 53.71 % del total de la demanda sectorial para 2018, cuando solo ocupaban apenas el 20.96 % en el año 1971.

Gráfico 8. Demanda de gas natural por sector de consumo final, 1971.
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, 2021)

Gráfico 9. Demanda de gas natural por sector de consumo final, 2018.
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, 2021)

Por otro lado, durante el período de referencia, el gas natural experimentó un incremento de 177.01 %, a una tasa de crecimiento promedio anual acumulada

2.19 %. Esto así debido a la penetración de esta fuente en los sectores residencial, transporte, comercial y servicios públicos y usos energéticos. Por otra parte, el sector industrial mantuvo su hegemonía en la demanda de esta fuente, no obstante, experimentó una reducción en su participación de 16.95 puntos porcentuales.

Históricamente, la mayor participación en la demanda energética ha sido la correspondiente a los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Muchos de estos a su vez, son productores de fuentes energéticas. Para 1971, el 60.39 % de la demanda correspondía a este grupo de países, es decir unos 2,562.69 Mtep; mientras que para el 2018, la participación de la OCDE se ubicó en 38.08 %, no obstante, a un aumento en términos absolutos de 1,221.68 Mtep (ver Tabla 2).

Tabla 2. Demanda de energía mundial, según región económica, 1971 vs. 2018.
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Región	1971		2018	
	Mtep	%	Mtep	%
OCDE	2,562.69	60.39 %	3,784.37	38.08 %
Medio Oriente	26.07	0.61 %	518.98	5.22 %
Europa y Eurasia (no OCDE)	567.72	13.38 %	764.97	7.70 %
China	338.82	7.98 %	2,066.64	20.80 %
Asia (no OCDE)	274.64	6.47 %	1,314.67	13.23 %
América (no OCDE)	148.88	3.51 %	453.49	4.56 %
África	158.63	3.74 %	612.47	6.16 %
Bunkers	166.05	3.91 %	422.12	4.25 %
	4,243.50	100.00 %	9,937.71	100.00 %

Fuente: (AIE, 2021)

Hecho el análisis regional, es necesario destacar la creciente demanda energética de China, el país con mayor crecimiento poblacional y la segunda potencia económica mundial, el cual presenta un crecimiento promedio anual acumulado de 3.92 %. Para el año 1971, el total de requerimientos energéticos de este país se ubicaban en 338.82 Mtep, mientras que al 2018 ascendió a 2,066.64 Mtep, representando un incremento durante el período de 509.95 % y 1,727.82 Mtep como incremento absoluto al cierre del período.

El resto de los países asiáticos, que no pertenecen a la OCDE, mostraron una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 3.39 % y un incremento absoluto de 1,040.03 Mtep entre 1971 - 2018. Mientras que, los países de Europa y Eurasia que no pertenecen a la OCDE observaron una tasa de crecimiento

promedio anual acumulada de 0.64 %, no obstante, observaron un decrecimiento de 5.68 % en su participación durante en la franja temporal en estudio.

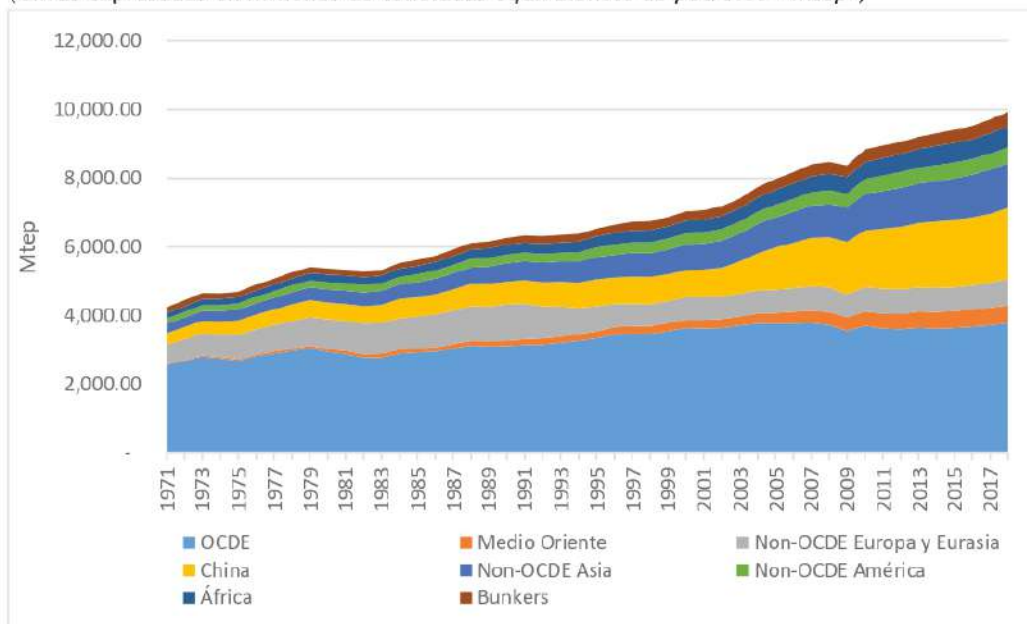
Los países africanos mostraron una tendencia de crecimiento medio de 2.92 % anual acumulado durante el período analizado, aumentando su participación porcentual en 2.43 %. En el caso de Medio Oriente, la región con mayor crecimiento de la demanda, con una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 6.57 %, y una variación en términos absolutos de 492.91 Mtep explicado por el desarrollo económico y el crecimiento demográfico de la zona.

Los países de América, sin incluir aquellos que pertenecían en 2018 a la OCDE (Canadá, Chile, México y Estados Unidos), observaron un crecimiento promedio anual acumulado con una tasa de 2.40 %, y una variación en términos absolutos de 304.61 Mtep entre 1971 - 2018.

Los bunkers internacionales, de transporte marítimos y aéreos, se han mantenido históricamente con una participación menor a 5 %, con una tasa de crecimiento medio anual acumulado de 2.00 %.

Gráfico 10. Demanda energética según región, 1971 - 2018.

(Cifras expresadas en millones de toneladas equivalentes de petróleo - Mtep-)



Fuente: (AIE, World total final consumption by region 2021)

1.2. Oferta energética mundial según fuentes

En respuesta estratégica al crecimiento de la demanda energética mundial, la oferta energética se ha incrementado a lo largo de los últimos 50 años. Esta se compone de la producción de fuentes energéticas, los intercambios comerciales

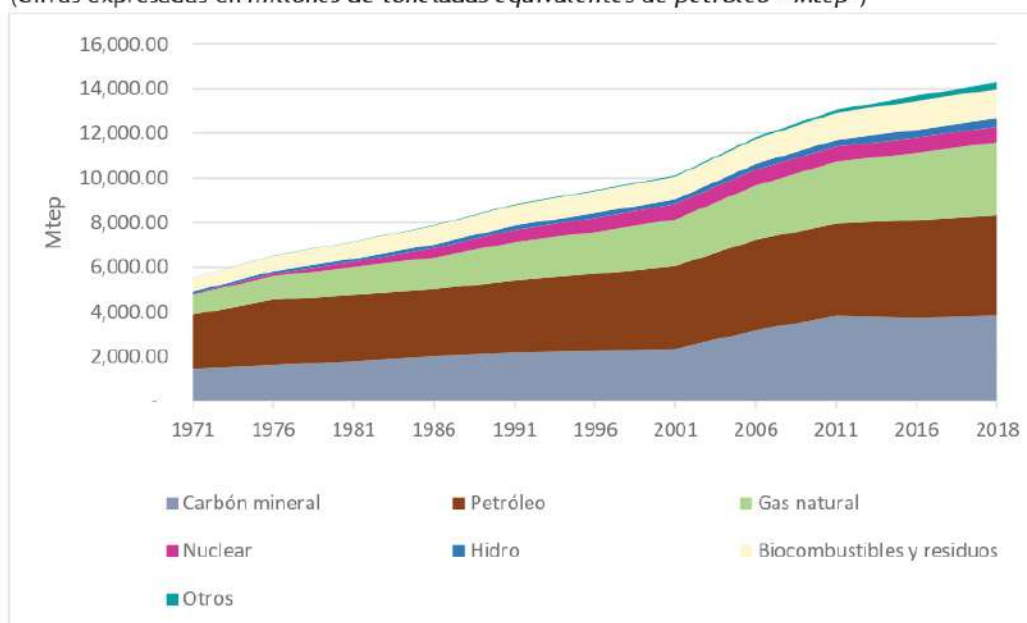
entre países, la variación de inventarios y las fuentes no aprovechadas. Durante el período analizado se observó un incremento de 159.79 %, con una tasa de crecimiento media anual acumulada de 2.04 %.

Como se puede apreciar en el gráfico 11, la oferta de petróleo y derivados ha mantenido la preeminencia en la oferta energética mundial, con un crecimiento en términos relativos de 184.57 % entre 1971 y 2018. A este último año, la oferta de petróleo y derivados se ubicó en 4,497.00 Mtep; mientras que, en 1971, esta se ubicaba en 2,436.44 Mtep.

Del mismo modo, el carbón mineral se mantiene como la segunda fuente de mayor relevancia en la oferta energética. Manteniendo una participación sobre el 26.00 %, y con un crecimiento absoluto entre 1971 y 2018 de 2,401.05 Mtep. Se espera que la producción de carbón térmico crezca un 0.50 % a 7,05 billones de toneladas, mientras que la producción de carbón metalúrgico se pronostica en 1.1 billones de toneladas.

Gráfico 11. Oferta energética mundial según fuentes, 1971 -2019.

(Cifras expresadas en millones de toneladas equivalentes de petróleo - Mtep-)



Fuente: (AIE, 2021)

Durante los próximos cuatro años, se espera que la producción de carbón térmico crezca a una tasa anual compuesta de 1.90 % para llegar a 7.6 mil millones de toneladas en 2025, debido a la creciente demanda de India y China.

A pesar de las preocupaciones legítimas sobre la contaminación del aire y las emisiones de gases de efecto invernadero, es probable que el uso de carbón continúe siendo significativo en el futuro en ausencia de una política gubernamental concertada. Para que el carbón tenga un lugar como fuente de

energía más limpia en las próximas décadas, el gobierno y la industria necesitan mayores esfuerzos para desarrollar e implementar tecnologías menos contaminantes y más eficientes.

Tabla 3. Oferta energética mundial según fuentes, 1971 vs 2019.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Fuente	1971		2018	
	Mtep	%	Mtep	%
Petróleo y derivados	2,436.44	44.15 %	4,497.00	31.49 %
Carbón Mineral	1,437.28	26.04 %	3,838.33	26.88 %
Gas Natural	892.93	16.18 %	3,261.60	22.84 %
Biocombustibles y residuos	615.09	11.15 %	1,327.13	9.29 %
Nuclear	28.95	0.52 %	706.81	4.95 %
Hidro	103.58	1.88 %	362.33	2.54 %
Otros	4.35	0.08 %	288.70	2.02 %
Total	5,518.63	100.00 %	14,281.89	100.00 %

Fuente: (AIE, 2021)

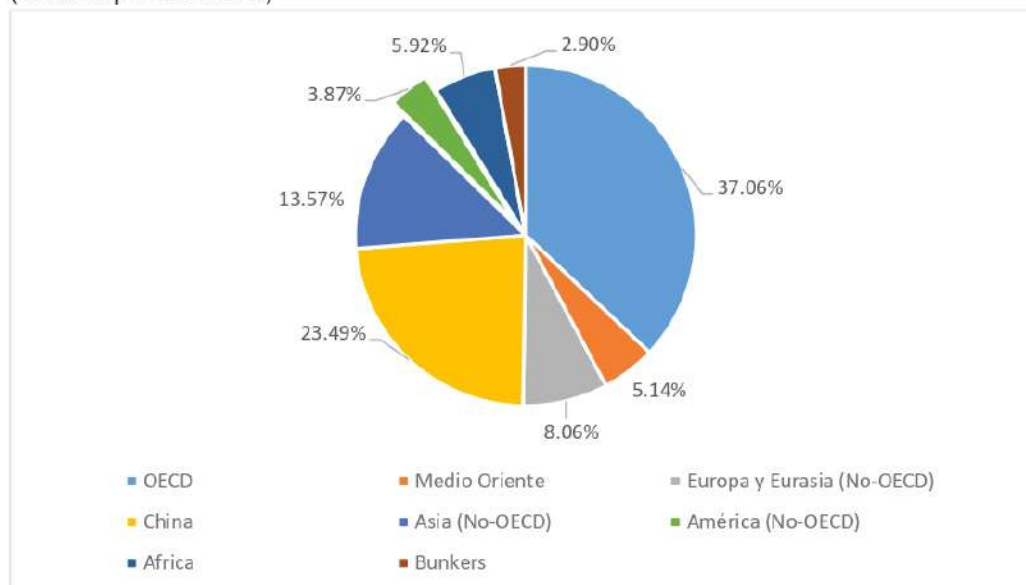
El gas natural (GN) ha sido el combustible fósil con una producción de más rápido crecimiento, representando a 2018 el 22.84 % de oferta energética y casi una cuarta parte de la generación de electricidad. Al ser el combustible fósil de combustión más limpia, el gas natural proporciona una serie de beneficios ambientales en comparación con otros combustibles fósiles, particularmente en términos de calidad del aire y emisiones de gases de efecto invernadero.

Su capacidad de almacenamiento y la flexibilidad operativa de las centrales eléctricas de gas permiten que el gas natural responda a las fluctuaciones de la demanda tanto estacionales como a corto plazo y mejore la seguridad del suministro de electricidad en los sistemas de energía con una participación creciente de energías renovables variables.

El mercado del gas natural se está globalizando cada vez más, impulsado por la disponibilidad de gas de esquisto junto a la utilización del método de Fracturación Hidráulica (Fracking) para su extracción y el creciente suministro de gas natural licuado flexible. A medida que aumenta el comercio de gas, también lo hace la interconectividad de los mercados de gas, creando nuevas facetas y dimensiones de la seguridad del gas natural, ya que un disturbio en la oferta o demanda en una región puede tener repercusiones en otra.

Gráfico 12. Matriz de oferta energética según procedencia, 2018.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (AIE, 2021)

En el caso de los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) aportaban en 2019 el 37.06 % de la producción de fuentes energéticas a nivel mundial, seguido por China con un 23.49 %, asimismo, los países asiáticos no pertenecientes a la OCDE se colocan en la tercera posición con un 13.57 %. El resto de los países de Europa y Eurasia (no miembros a la OCDE aportan el 8.06 %. Mientras, África aporta el 5.92 % y Medio Oriente 5.14 %. En último lugar se encuentra el aporte de los países de América que no pertenecen a la OCDE, junto a los bunkers de transporte internacional (marítimo y aéreo) que representaban el 2.90 %.

1.2.1. Producción energética mundial

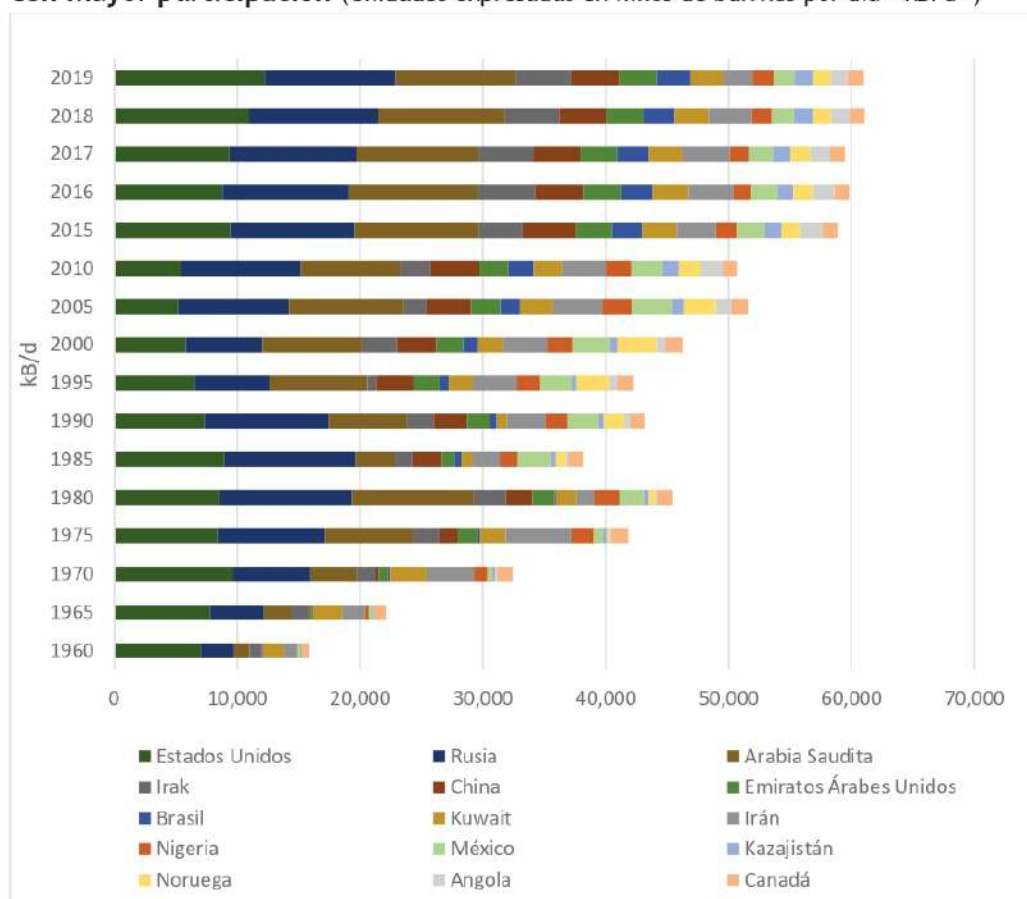
En esta sección se analiza la producción internacional de petróleo, haciendo particular énfasis en su evolución en los últimos 70 años, así como en sus actores más relevantes y su relación con el comportamiento de oferta y demanda de esta fuente. Para este efecto tomaremos como referencia el Annual Statistical Bulletin, correspondiente al 2020 de la Organización de Países Exportadores de petróleo (en lo adelante OPEP).

A nivel geopolítico, los países productores de petróleo han variado su nivel de participación a lo largo de la historia, según nuevos descubrimientos de yacimientos, previsiones de mercado e innovación tecnológica en la explotación de fuentes. Esto se puede evidenciar en el Gráfico 13, donde se muestran los cambios en el ranking de los quince países de mayor producción de petróleo a nivel mundial, desde la fundación de la OPEP a principios de 1960 hasta la

actualidad; este ranking² se compone por: Estados Unidos, Rusia, Arabia Saudita, Irak, China, Emiratos Árabes Unidos, Brasil, Kuwait, Irán, Nigeria, México, Kazajistán, Noruega, Angola y Canadá. Al 2019 de acuerdo con datos de la OPEP, estos quince países concentraban el 81.04 % de la producción global, unos 60,995 miles de barriles diarios.

Hoy en día la mayoría de los países productores de crudo se encuentran organizados en instituciones que representan sus intereses en el mercado internacional. Estas son la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y la Comunidad de Estados Independientes (CMI, antigua Unión Soviética). En su conjunto representaron el 81.85 % de la producción mundial, haciendo notar su gran poder de mercado.

Gráfico 13. Evolución histórica de la producción de petróleo de los 10 países con mayor participación (Unidades expresadas en miles de barriles por día - kB/d -)



Fuente: (Organización de Países Exportadores de Petróleo, 2019)

² En orden según su participación al cierre de 2018.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo surge en 1960 por un grupo de 5 países en vías de desarrollo: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. En la actualidad la OPEP concentra un total de 13 miembros, los cuales se ubican en Medio Oriente, África y América del Sur. Esta organización tiene como misión coordinar y unificar las políticas de sus países miembros y estabilizar el mercado internacional del crudo en pro de los beneficios de los países productores. Al 2019, alcanzaron el 39.00 % de la producción mundial, produciendo unos 29,375 kB/d en conjunto, destacando la producción de Arabia Saudita, Irán, Irak, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait.

Por otra parte, la denominada Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), fue fundada en 1960 por un grupo de 20 países con el objetivo de contribuir al desarrollo económico de sus miembros, así como de países no miembros en vías de desarrollo. En la actualidad se conforma por 38 estados nacionales, de los cuales no todos son productores de petróleo. Sin embargo, como conjunto aportaron el 24.42 % de la producción mundial, unos 18,379 kB/d. Los principales aportes a la oferta mundial son realizados por Estados Unidos, México, Noruega y Canadá, representando el 90.44 % de la producción petrolera de la OCDE.

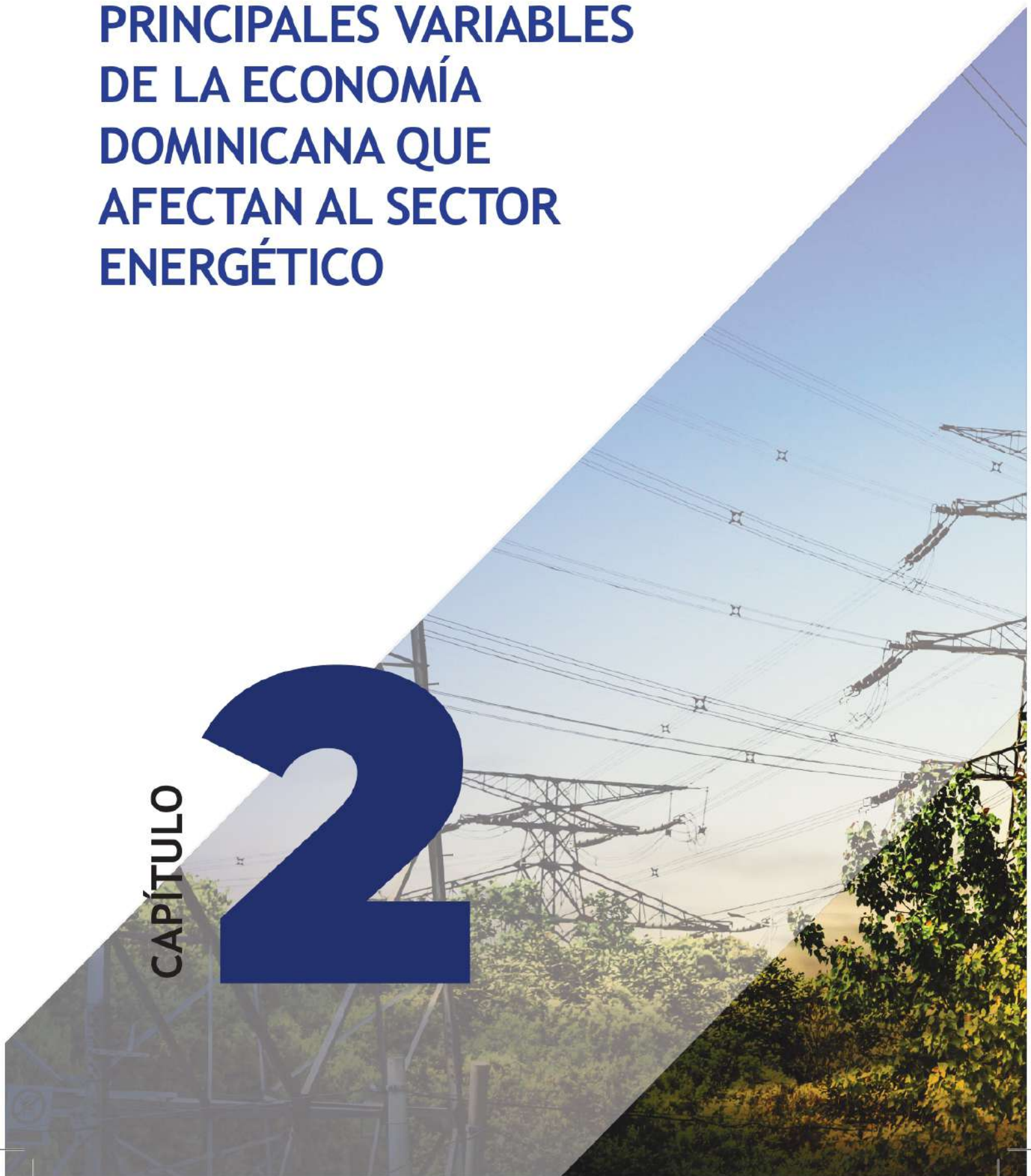
Por otro lado, la antigua Unión Soviética, hoy conocida como la Comunidad de Estados Independientes (CEI), una organización supranacional compuesta por 10 países de las 15 exrepúblicas soviéticas, tras su fundación, en la década de 1990, evidenciaban grandes problemas para mantener o acrecentar su producción por falta de recursos económicos y tecnológicos. Sin embargo, a partir del nuevo milenio, sus miembros observaron recuperaciones importantes, supliendo crudo principalmente al mercado europeo. Al cierre de 2019, la producción del CEI alcanzaba los 13,095 kB/d, un 17.40 % de la producción mundial de petróleo. En gran medida esto se debe a Rusia, país que se ha mantenido en segundo lugar en el ranking de producción de petróleo desde la década de 1960, y que al 2019 producía 10,625 kB/d, es decir 14.12 % de la producción mundial de crudo y un 81.14 % de la producción del CEI.

Sin embargo, la coordinación de los diferentes grupos de países no siempre ha sido armónica con el resto de los actores del mercado, teniendo como consecuencia niveles de volatilidad elevados, así como conflictos políticos, bélicos y comerciales entre productores del oro negro.

PRINCIPALES VARIABLES DE LA ECONOMÍA DOMINICANA QUE AFECTAN AL SECTOR ENERGÉTICO

CAPÍTULO

2

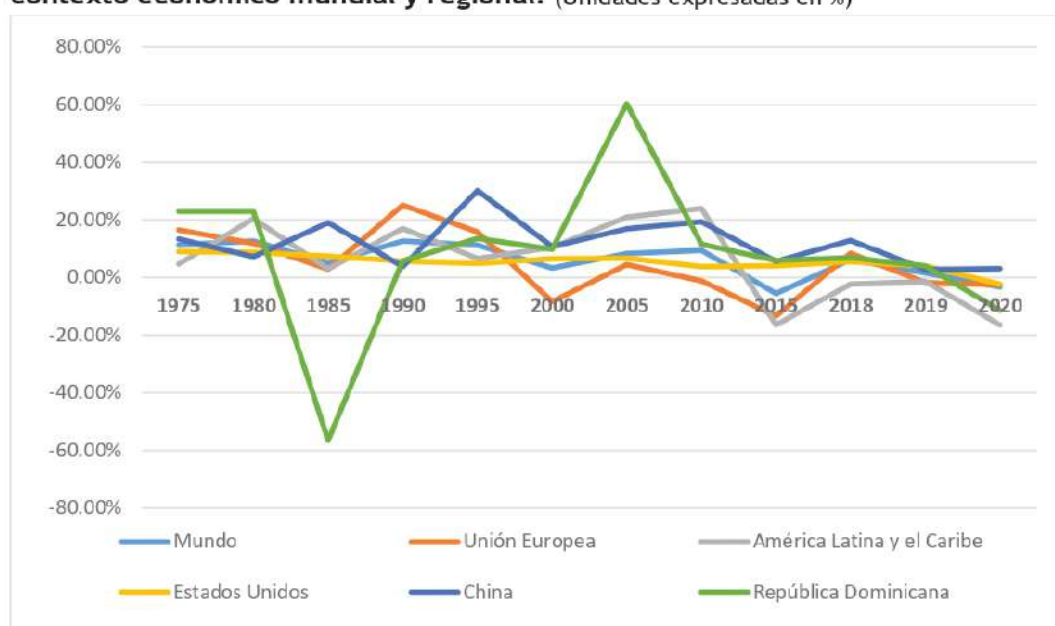




La República Dominicana comparte la isla La Española con la República de Haití y se encuentra localizada en la región del Caribe; Tiene una superficie de 48,222.99 km²., con una densidad poblacional de 195.8 hab/km². La población es mayormente urbana. el producto bruto interno a precios corrientes de 2019 es de 88,400 millones de U\$S, según el Banco Central de la República Dominicana. El año 2019 ha sido un año de gran crecimiento de la actividad económica; el PBI tuvo un crecimiento del 5.10 % en términos reales lo que refleja un decrecimiento de la economía, con relación al año 2018, que el crecimiento fue de 7.00 %.

El comportamiento económico de la República Dominicana ha obedecido históricamente tanto a las políticas implementadas a nivel estatal, como a las condiciones y condicionantes del entorno económico mundial y regional. A continuación, se presentan los gráficos en que se puede apreciar la vinculación de la dinámica económica del país con el resto del mundo.

Gráfico 14. Dinámica de crecimiento de la República Dominicana e influencia del contexto económico mundial y regional. (Unidades expresadas en %)



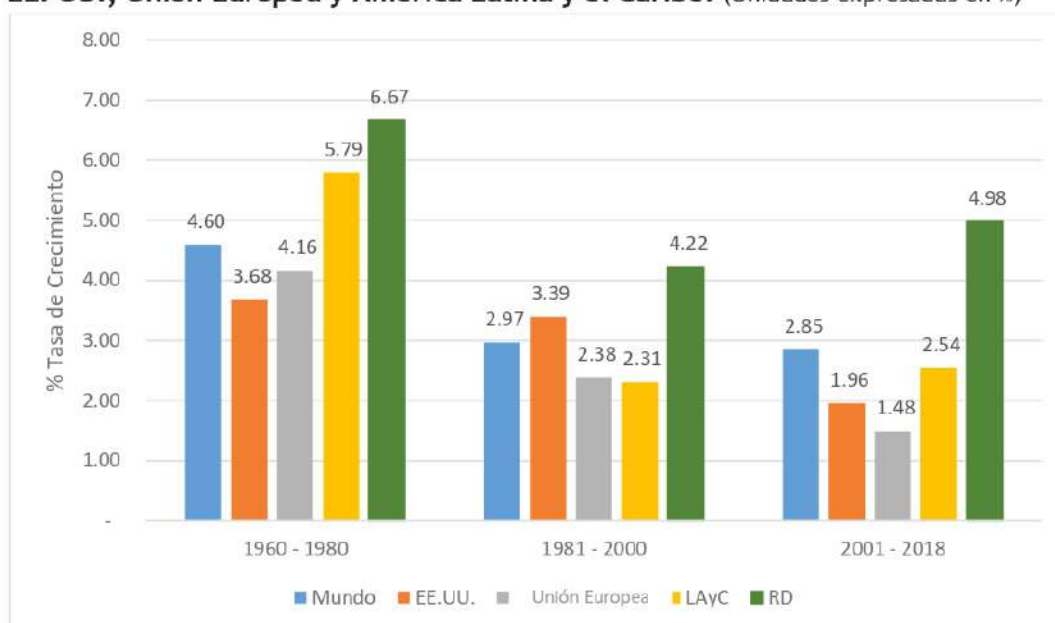
Fuente: (Banco Mundial, 2020)

A pesar de haber mostrado por períodos un extraordinario dinamismo, las modificaciones de los esquemas macroeconómicos implementados - algunas veces en consonancia con las citadas modificaciones del contexto internacional - el propio cambio del contexto de la economía de los EE. UU. y del mundo han afectado el crecimiento del país que no se ha convertido en un obstáculo para el

mantenimiento del dinamismo de la economía al registrar durante el período 1960-2019 una tasa de variación de 8.26 %, anual acumulado (a. a).

En efecto, tal como puede verse, pasada la dinámica turbulenta de mediados de los años 60, se observa una clara influencia del contexto económico mundial y regional, particularmente en los períodos de crisis (1974-75, 1981-82, 1990, 2001 y 2009 en adelante). Sin embargo, en el período comprendido entre 1969 y 1973, la economía del país tuvo un dinamismo mucho más acentuado que la región. Por otra parte, durante la década del 90 mantuvo un crecimiento sostenido, en consonancia con la economía de los EE. UU.

Gráfico 15. Crecimiento económico de la República Dominicana frente al mundo, EE. UU., Unión Europea y América Latina y el Caribe. (Unidades expresadas en %)



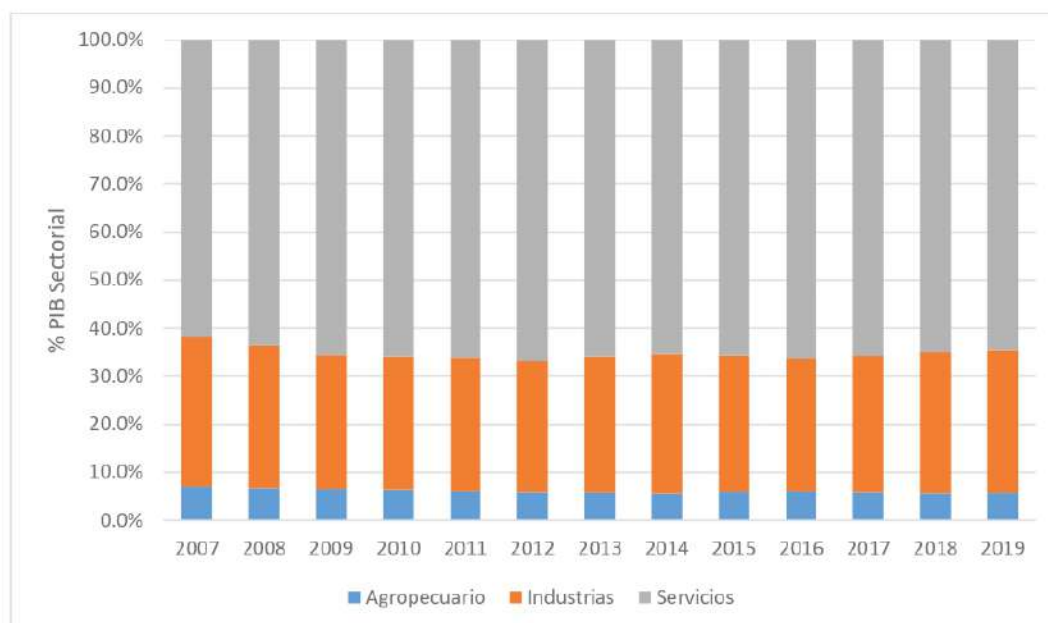
Fuente: (Banco Mundial, 2020)

Como se puede apreciar, de los datos mostrados en el gráfico de arriba se deduce que República Dominicana durante un largo período de tiempo exhibe, medido en tasa de variación, un desempeño por encima del mundial y regional. Si enmarcamos este hecho en la teoría económica, el mismo responde a un crecimiento desigual, donde República Dominicana muestra variaciones del PIB mayores a aquellos países que pudieron acumular capitales y especializar sus factores productivos desde hace más de 200 años (Weil, 2006). Esto nos brinda una visión de que aun cuando a nivel mundial (y en específico en la zona euro y Estados Unidos de América) la acumulación de rentas ha disminuido, la fortaleza económica respecto a la República Dominicana es mayor. No obstante, recordemos que la velocidad de acumulación de capitales en una economía puede ayudar a reducir las brechas económicas entre países, y es el primer factor para

impulsar políticas que contemplen la mejoría de la calidad de vida de los ciudadanos.

Ya hemos obtenido una visión del comportamiento de la economía mundial y regional, en contraste con la economía nacional en los últimos 60 años. Ahora se hace relevante abordar con más detalle la dinámica de los indicadores en torno al contexto socioeconómico de la República Dominicana. Para esto analicemos la gráfica 16, donde se muestra la distribución del valor agregado (VA) nacional a precios corrientes, para el período 2007 - 2019. En el mismo se aprecia que, la estructura productiva se ha mantenido relativamente estable en los últimos 12 años, con ligeros decrecimientos en el sector industrial y, en consonancia con esto, una mayor participación del sector servicios.

Gráfico 16. Evolución porcentual de los componentes del Valor Agregado, 2007 - 2019. (Unidades expresadas en %)



Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

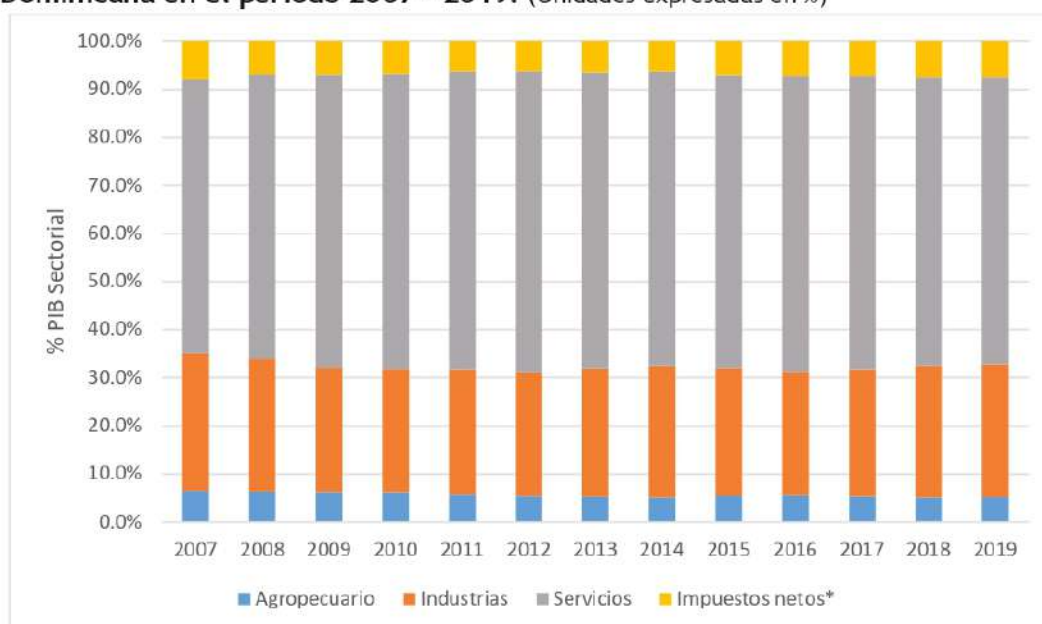
Para el período 2007 - 2019, en promedio, el 65.40 % del VA responde a servicios brindados en sectores como el comercio, turismo, transporte, actividades inmobiliarias, entre otros. En cuanto al sector industrial, registra una participación promedio de 28.70 % del VA. En este sector resaltan los aportes de la manufactura local y de las actividades de construcción, las cuales suman el 23.50 % del VA para el período analizado. Por último, el sector agropecuario observa una participación promedio de 5.90 %, destacando principalmente los aportes de las actividades agrícola.

Adicionalmente, se analiza el comportamiento del producto interno bruto nacional, a lo largo del mismo período. en este análisis se incorpora la misma

muestra una composición de 60.70 % del sector servicios, 26.70 % corresponden al sector industrial, mientras que el sector agropecuario y los impuestos netos representan el restante 12.60 %, tomando el promedio del período 2007 - 2019.

El gráfico 17 busca obtener una panorámica de los cambios económicos estructurales registrados en las tres últimas décadas. A partir de este se observa que desde 1991 a 2018 los sectores más dinámicos y con mayor contribución al cambio de estructura productiva han sido: 1) los vinculados a la evolución de la infraestructura de comunicación y transporte, intermediación financiera y construcción y el turismo internacional (bares, restaurantes y hoteles); 2) otras zonas francas (distintas a la textil) e industria manufacturera y 3) los de infraestructura (electricidad y agua), como se puede apreciar en el gráfico 17.

Gráfico 17. Evolución comparada de la estructura productiva de la República Dominicana en el período 2007 - 2019. (Unidades expresadas en %)

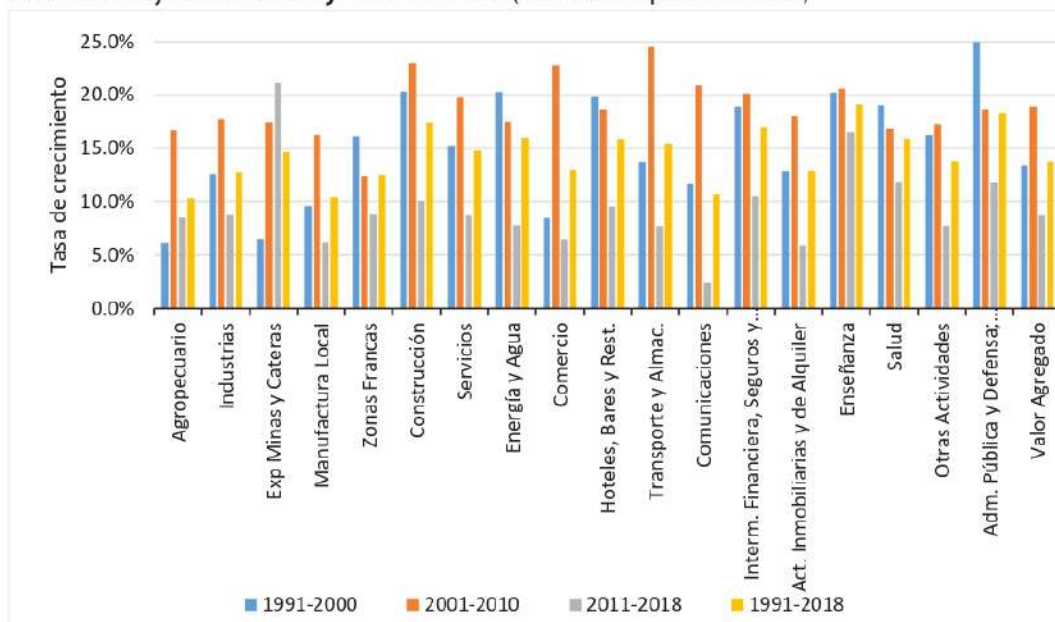


Nota: Impuestos Netos* hace referencia a impuestos a la producción netos de subsidios.

Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020).

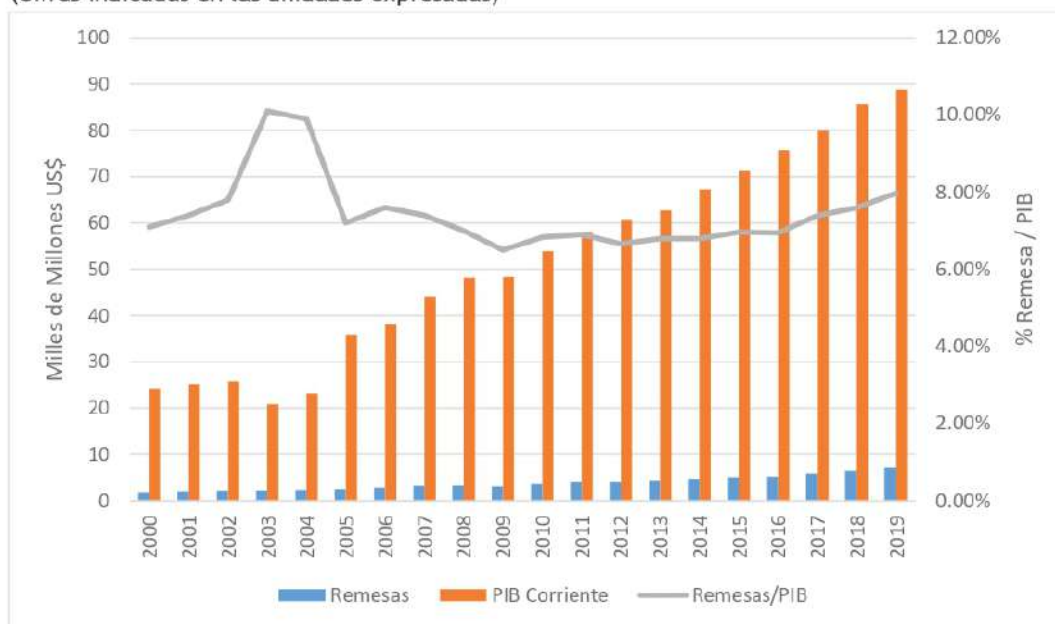
El resto de los sectores ha crecido a tasas inferiores a la media, perdiendo participación relativa en la estructura productiva. Las tasas de variabilidad del crecimiento por actividad son muy elevadas en todos los sectores, aunque con marcadas diferencias entre ellos. Curiosamente parecen tender a compensarse, en tanto la variabilidad del crecimiento del valor agregado bruto es inferior a la del VA de todos los sectores. De algún modo muestra que la evolución de la estructura económica ha sido flexible y adaptativa a los cambios estructurales registrados a nivel mundial, regional y nacional.

Gráfico 18. Dinámica de las actividades productivas en los períodos 1991-2000, 2001-2010, 2011-2018 y 1991-2018. (Unidades expresadas en %)



Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

Gráfico 19. Evolución del PIB a precios corrientes y remesas. (Cifras indicadas en las unidades expresadas)



Nota: PIB a precios corrientes, convertidos a dólares circulantes según tasas de cambio nominal.
Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

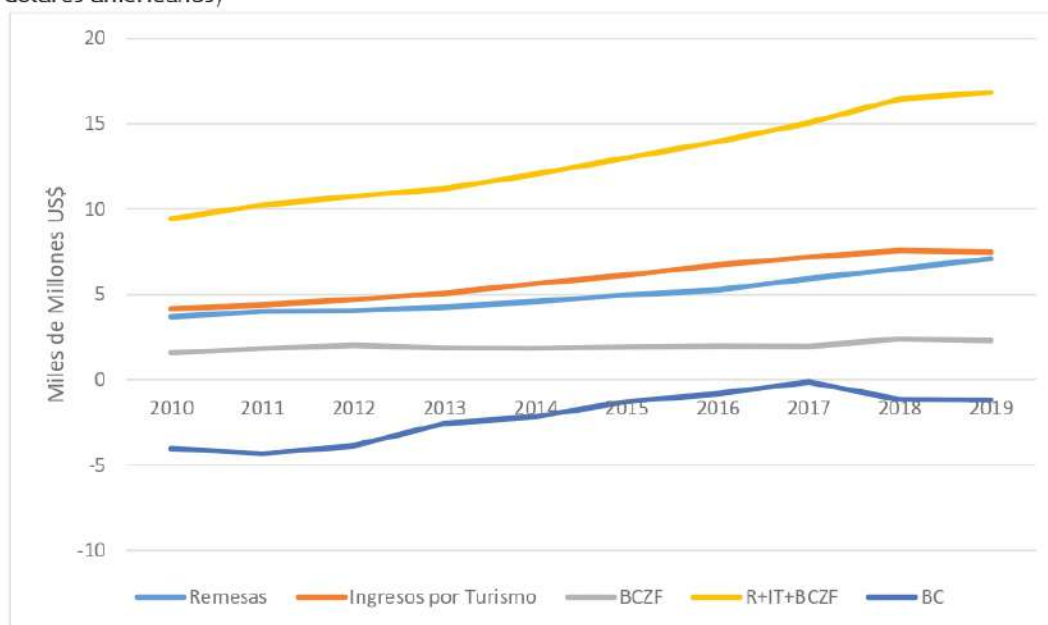
Las remesas familiares representan un gran soporte para aquellos ciudadanos dominicanos que cuentan con allegados en el extranjero. En el último lustro se observa de crecimiento importante, donde al 2018 ascendieron a 6,494.1 millones

de dólares, representando el 7.59 % del PIB nacional. En términos de incrementos interanual se observa la evolución de las remesas de dominicanos no residentes, representando aproximadamente el 8.00 % en el período 2018-2019 (ver gráfico 19).

De acuerdo con las informaciones antes mostradas, los pilares del crecimiento han sido el turismo, la industria local y zonas francas; adicionalmente, las remesas familiares observan una tendencia de crecimiento a lo largo de la última década. Evidentemente estos sectores tienen una alta dependencia de la dinámica de los escenarios mundial y regional.

Las exportaciones de bienes manufacturados a nivel local representaron para el año base el 5.50 % en relación con el PIB; mientras que las exportaciones de zonas francas para ese mismo año representaron el 7.30 % del producto interno bruto.

Gráfico 20. Ingresos por Remesas, Turismo, saldo comercial de Zonas Francas y Balance Comercial de bienes y servicios. (Unidades expresadas en miles de millones de dólares americanos)



Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

En particular, la economía ha sido sensible a las variaciones del tipo de cambio real, creando fuertes fluctuaciones en actividades como construcción, generación eléctrica y comercio. Esto fue especialmente cierto durante la crisis financiera 2003 - 2004, dado el encadenamiento devaluación-inflación.

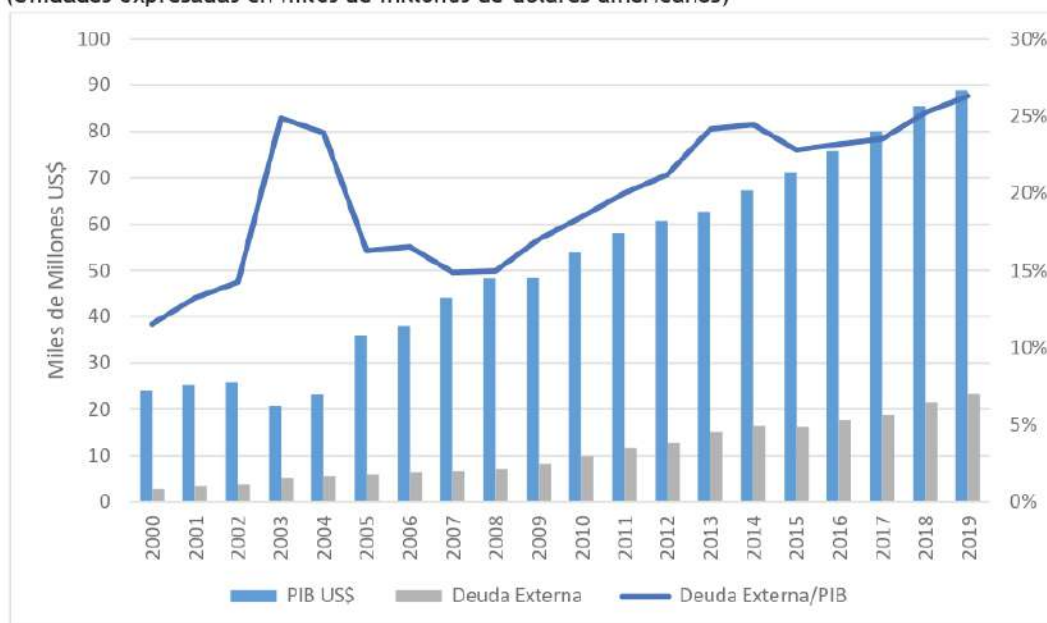
Respecto a la dinámica de la deuda externa, se observan patrones de crecimiento considerables, respondiendo a la construcción de obras de infraestructura de gran envergadura, como carreteras, extensión del Metro de Santo Domingo, teleférico

y la central termoeléctrica Punta Catalina, así como compromisos adquiridos para la ejecución de proyectos de desarrollo nacional.

Al cierre de 2018, la ratio entre la deuda externa y el PIB se ubicaba en 25.20 %, lo cual en valores absolutos se traduce en 21,564.6 millones de dólares; adicionalmente, muestra un crecimiento de 14.60 % respecto al período anterior. Por último, para el período 2010 - 2019 se registra una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 10.00 %.

Gráfico 21. Evolución de la Deuda Externa y su relación con el PIB.

(Unidades expresadas en miles de millones de dólares americanos)



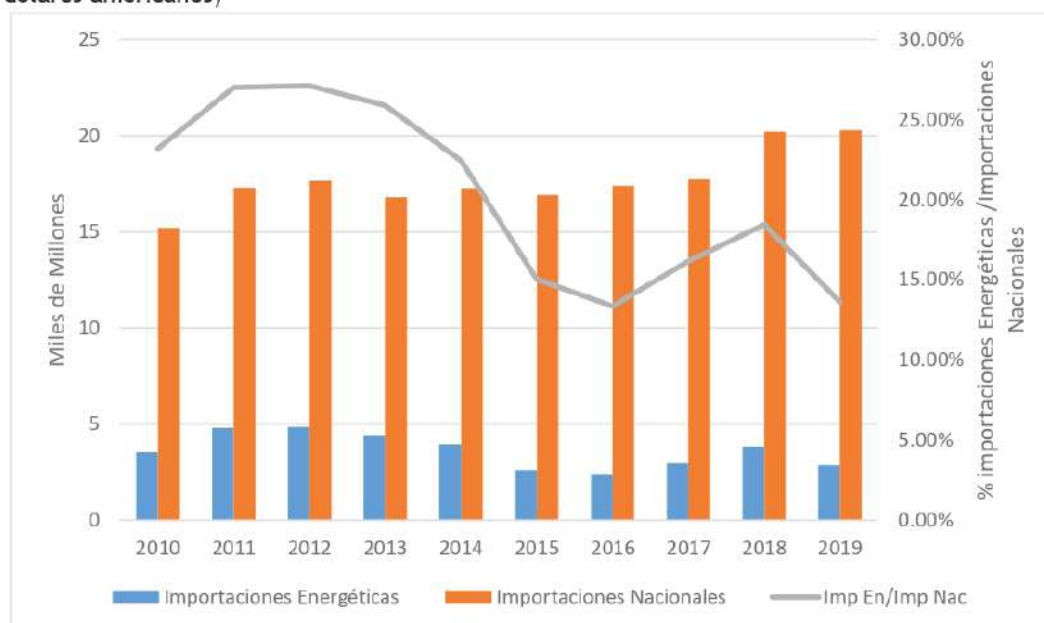
Fuente: (Banco Central de la República Dominicana y de la Dirección General de Crédito Público, 2020)

Como se muestra en la gráfica 20, el saldo de la balanza comercial se ha mantenido en estado de déficit a lo largo de los años, en especial ante la demanda de productos importados. En la gráfica 22 se resalta la relación en las importaciones nacionales y las importaciones energéticas. Durante los últimos 10 años se observan fluctuaciones importantes en el total de importaciones nacionales, en específico, las relativas a productos energéticos.

Durante el primer lustro de la década del 2010, las importaciones energéticas representaron más del 20.00 %; mientras que en los últimos 5 años las importaciones energéticas se mantuvieron por debajo de este porcentaje. Resulta interesante destacar que, a partir del 2014, el mercado de petróleo y derivados ha registrado bajas en sus precios debido a la sobreoferta registrada con la introducción del petróleo de esquisto.

Lo anterior tiene su explicación en acontecimientos que afectaron la refinación de crudo, así como el desplazamiento de fuentes energéticas en la matriz de generación eléctrica. Por una parte, durante el 2015 ocurrió la parada de planta de la Refinería Dominicana de petróleo, proceso que tuvo una duración de cinco (5) meses. Por otra parte, se ha observado una disminución en el uso de derivados de petróleo en la generación y un aumento de la participación fuentes renovables, gas natural y carbón mineral.

Gráfico 22. Evolución de las importaciones de fuentes energéticas dentro del total de las importaciones nacionales. (Unidades expresadas en miles de millones de dólares americanos)

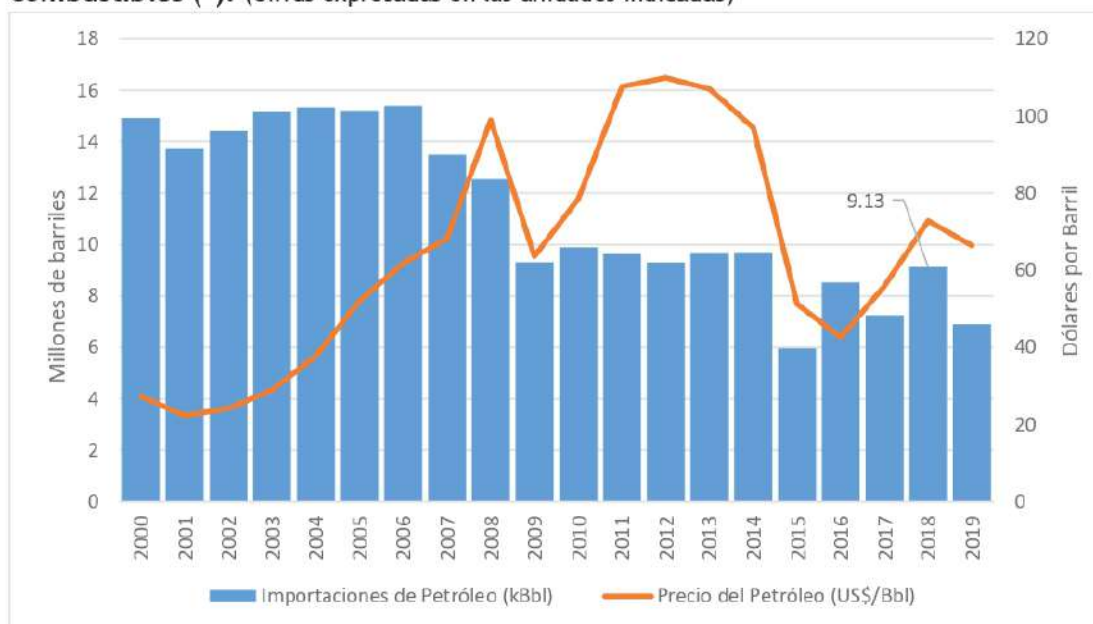


Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

Sin embargo, se observan dos repuntes importantes en 2016 y 2018; el primero de esto tras la recuperación de la capacidad de refinación de REFIDOMSA y el aprovechamiento de la ventaja comparativa que representaba el precio del crudo en ese momento; mientras que en el año base de este estudio - 2018 - se aprecia un aumento de las importaciones de petróleo, ascendiendo a 9.1 millones de barriles, y un incremento del orden de 25.80 % respecto a 2017.

Evidentemente la disminución de los precios del petróleo y el paulatino desplazamiento de fuentes en la matriz energética tienen sus efectos en el saldo de la Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos. Observándose, que, junto a un aumento considerable de las exportaciones, determinaron la disminución del déficit a una tasa promedio anual acumulada de 14.40 % durante el período 2010 - 2018.

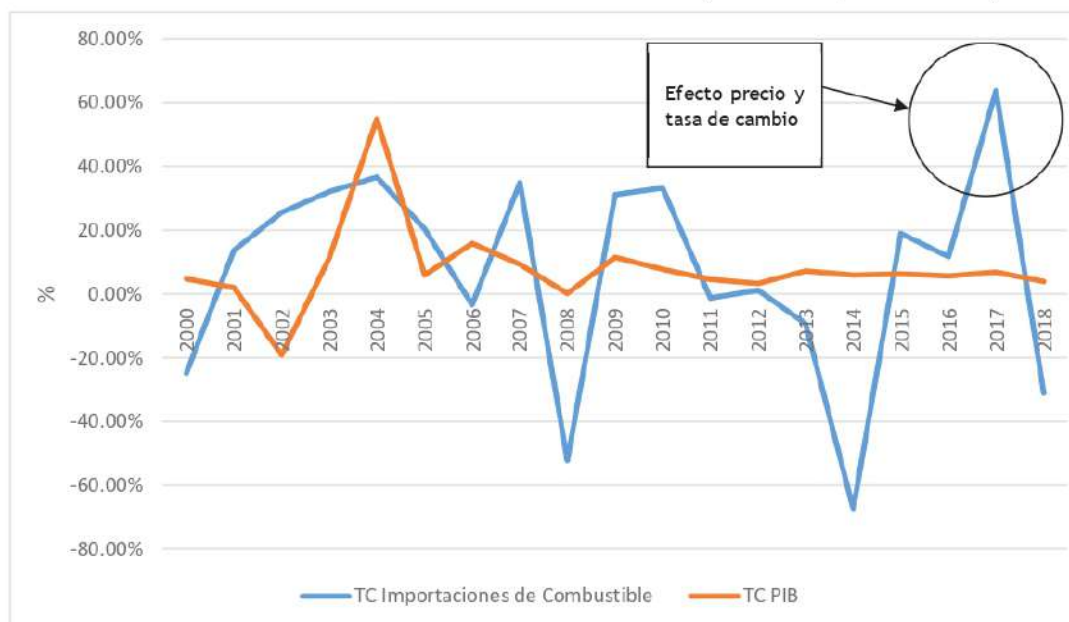
Gráfico 23. Evolución de la cantidad y el valor unitario de las importaciones de combustibles (*). (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



(*) El eje vertical de la izquierda corresponde al volumen de importaciones en Millones de Barriles y el eje vertical derecho exhibe el valor de las importaciones en US\$/bb.

Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

Gráfico 24. Tasa de crecimiento de las importaciones de combustibles y su relación con la tasa de crecimiento del PIB nómima. (Unidades expresadas en %)



Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

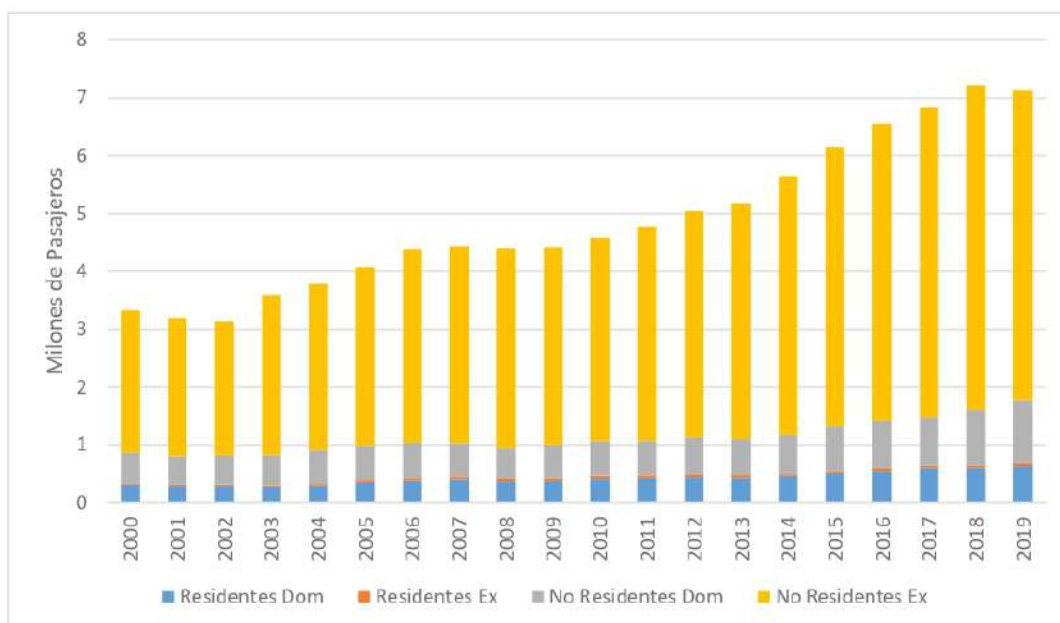
El sector turismo depende en gran medida del arribo de turistas extranjeros, siendo relevantes los provenientes de los países desarrollados. Si bien los gastos

de los no residentes que visitan el país forman parte del ingreso de divisas, el turismo extranjero da cuenta del grueso de los ingresos por viajes en la balanza de pagos. No solo el número de arribos es mayor, sino también lo es el gasto medio por persona, a pesar de un menor número de días promedio de estadía.

Para 2018, se registró la llegada de 5,618,561 de extranjeros no residentes a suelo dominicano por vía aérea, de este total el 81.00 % procedían de América del Norte y Europa, donde resaltan las entradas de ciudadanos de Estados Unidos de América, Canadá, Alemania, Francia y Reino Unido. En términos comparativos se registró un aumento de 5.00 % respecto al total de 2017, y en términos absolutos de 264,544 nuevos ingresos.

Mientras que, por vía marítima, la Autoridad Portuaria Dominicana registró un total de 982,329 pasajeros que desembarcaron en puertos dominicanos, mostrando un decrecimiento de 11.30 % respecto al 2017, que términos absolutos representa unos 125,637 pasajeros.

Gráfico 25. Número de pasajeros que ingresaron por vía aérea a República Dominicana, 2000 - 2019. (Unidades expresadas en cantidades)



Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

Durante el período 2000-2019, la tasa promedio de ocupación hotelera se mantuvo por encima del 70.00 %, no obstante, se aprecia un incremento anual del número de habitaciones hoteleras consistente con el incremento de las llegadas de turistas a suelo dominicano. A lo largo de este período se muestran dos shocks importantes en cuanto al ingreso de turistas a República Dominicana; el primero de estos ocurrió en 2002, tras los eventos del 11 de septiembre de 2001; mientras que el segundo tuvo lugar en 2019, debido a una campaña de descredito internacional

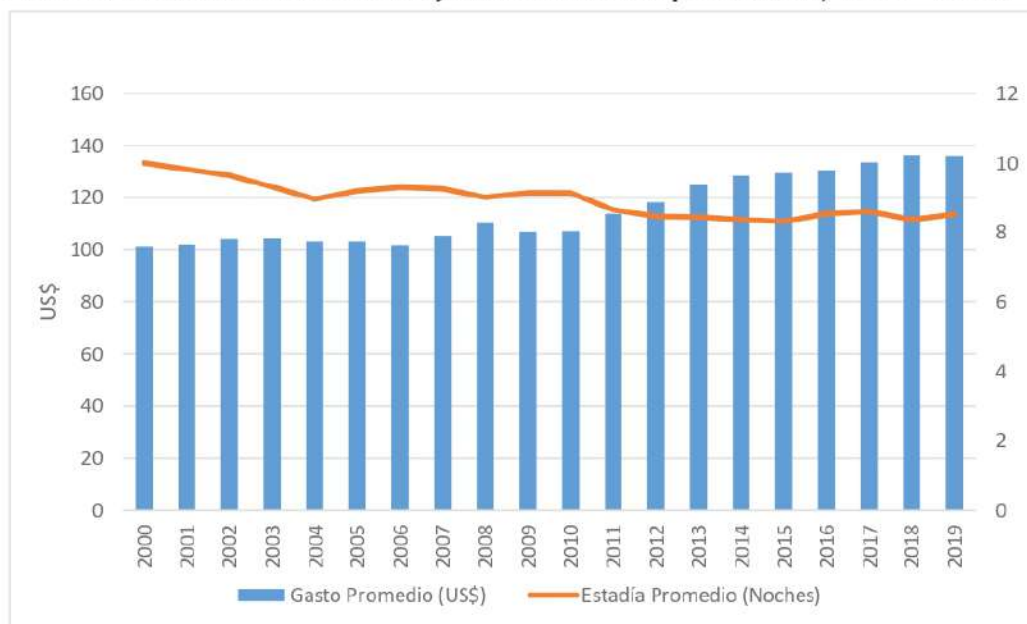
sobre la seguridad de los turistas en la República Dominicana. El nivel de la tasa de cambio no parece haber incidido ni sobre la tasa de ocupación, ni sobre el arribo de turistas. En cambio, es posible pensar que las condiciones del entorno internacional si afectan el número de arribos (ej. 2001-2002, 2009).

Gráfico 26. Disponibilidad anual de habitaciones y tasa de ocupación hotelera, 2000 - 2019. (Unidades expresadas en cantidades)



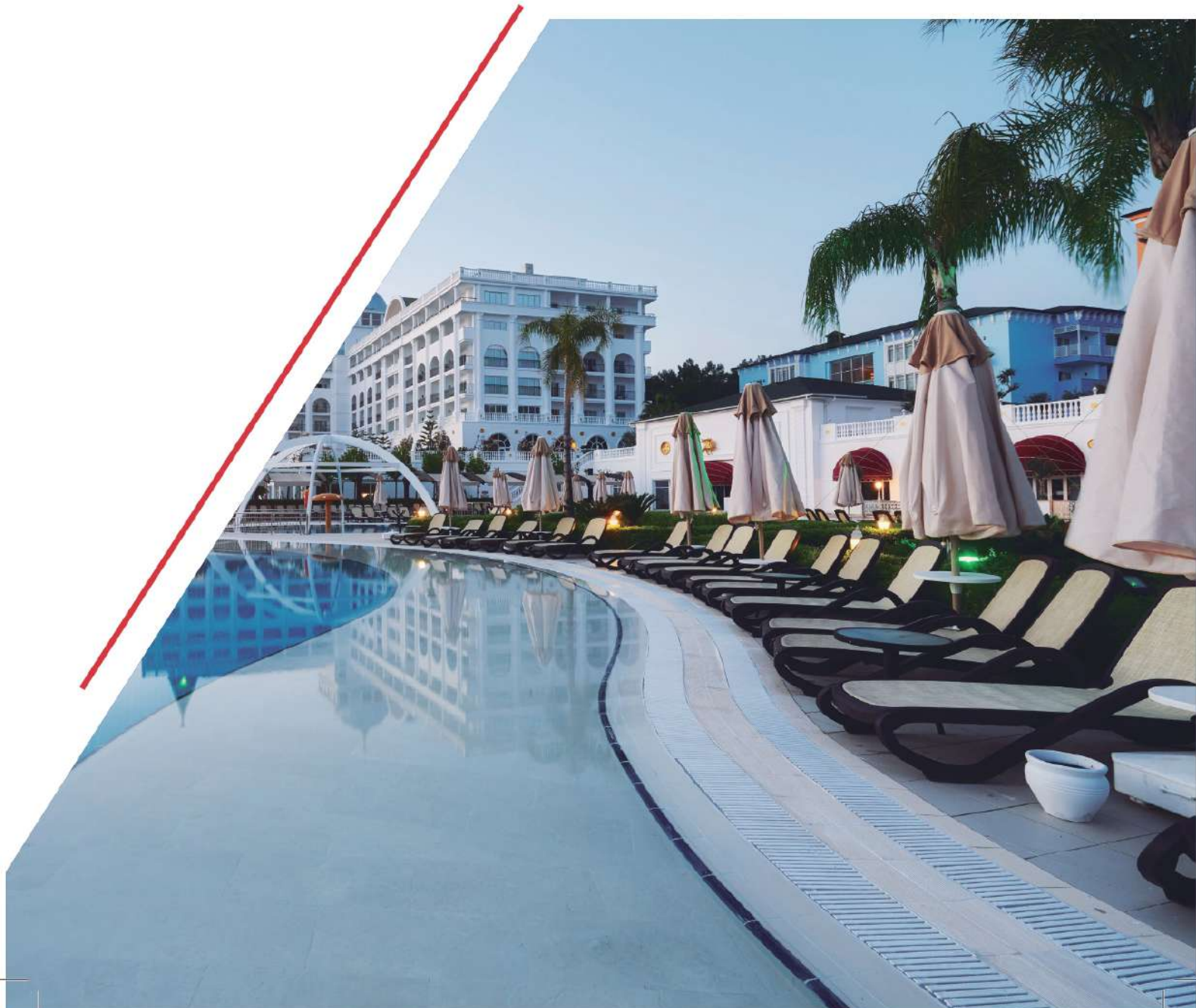
Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

Gráfico 27. Gasto medio en US\$ y duración media por estadía, 2000 - 2019.




Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2020)

En el gráfico 27 se presenta el gasto promedio en dólares por día, así como el número de noches promedio por estadía. Se busca evidenciar una relación inversa donde los turistas parecen incurrir en mayores gastos en estadías cada vez más cortas. Para el año base, se observa que el gasto medio por turista ascendía US\$ 136.48 por noche, entretanto la estadía promedio fue de 8.5 noches. Si hacemos una comparación con el año 2000, se observa que el gasto medio aumentó un 34.30 %; por su parte las estadías disminuyeron en promedio 1.48 noches.







MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ENERGÉTICO

CAPÍTULO

3

3.1. Base Legal

Constitución de la República Dominicana. Votada y proclamada por la asamblea nacional en fecha trece (13) de junio de 2015, gaceta oficial núm. 10805 del 10 de julio de 2015.

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, adoptada en Nueva York el 9 de mayo de 1992 y abierta a la firma el 4 de junio de 1992 en Río de Janeiro, y el **Protocolo de Kyoto** aprobado el 11 de diciembre de 1997.

Ley núm. 64-00, de fecha dieciocho (18) días del mes de agosto del año dos mil (2000), que crea el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Ley núm. 112-00 de Hidrocarburos, de fecha 29 de noviembre del año dos mil (2000), y su reglamento de aplicación emitido mediante el decreto Núm. 307 del año dos mil uno (2001).

Ley General de Electricidad núm. 125-01, de fecha veintiséis (26) de julio del año dos mil uno (2001), modificada por la Ley Núm. 186-07, de fecha seis (06) de agosto del año dos mil siete (2007), Reglamento para su Aplicación, dictado mediante Decreto Núm. 555-02, de fecha diecinueve (19) de julio del año dos mil dos (2002), modificado a su vez, por los Decretos Núm. 749-02, de fecha diecinueve (19) de septiembre del año dos mil dos (2002), y Núm. 497-07, de fecha treinta (30) de agosto del año dos mil siete (2007).

Ley núm. 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, de fecha siete (07) de mayo del año dos mil siete (2007), modificada por la Ley No. 253-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible. G. O. No. 10697 del 13 de noviembre de 2012, la ley núm. 115-15 de fecha ocho (8) de junio del año 2015; y su Reglamento de aplicación votado mediante el decreto 202-08 de fecha 1ro de enero del año dos mil ocho (2008).

Ley núm. 100-13, de fecha treinta (30) días del mes de julio del año dos mil trece (2013), G. O. No. 10731 del 3 de octubre de 2013, que crea el Ministerio de Energía y Minas.

Ley núm. 37-17, de fecha tres (3) de febrero del año dos mil diecisiete (2017), que reorganiza el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes, y el Reglamento para su Aplicación, dictado mediante Decreto Núm. 100-18 de fecha seis (6) días del mes de marzo del año dos mil dieciocho (2018).

Ley General núm. 225-20, sobre la Gestión Integral y Coprocesamiento de Residuos Sólidos de fecha dos (2) del mes de octubre del año dos mil veinte (2020),

y el Decreto Núm. 320-21 de fecha catorce (14) del mes de mayo del año dos mil veinte y uno (2021), que aprueba el Reglamento para su Aplicación.

3.2. Instituciones del sector energético

Ministerio de Energía y Minas (MEMRD)

Órgano rector del sector energético, fue creado mediante la Ley Núm. 100-13 con la finalidad de ser el órgano de la administración pública dependiente del Poder Ejecutivo, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica nacional. En su artículo 9 establece que la Superintendencia de Electricidad y la Comisión Nacional de Energía quedarán adscritas al MEMRD.

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Institución adscrita al Ministerio de Energía y Minas, es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio, creada conforme al artículo 7 de la Ley General de Electricidad Núm.125-01, encargada de la gestión operativa de las políticas energéticas y de dar seguimiento al cumplimiento de la Ley Núm. 57-07, sobre Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.

El órgano rector de la Comisión Nacional de Energía cuenta con un directorio conformado por las instituciones siguientes:

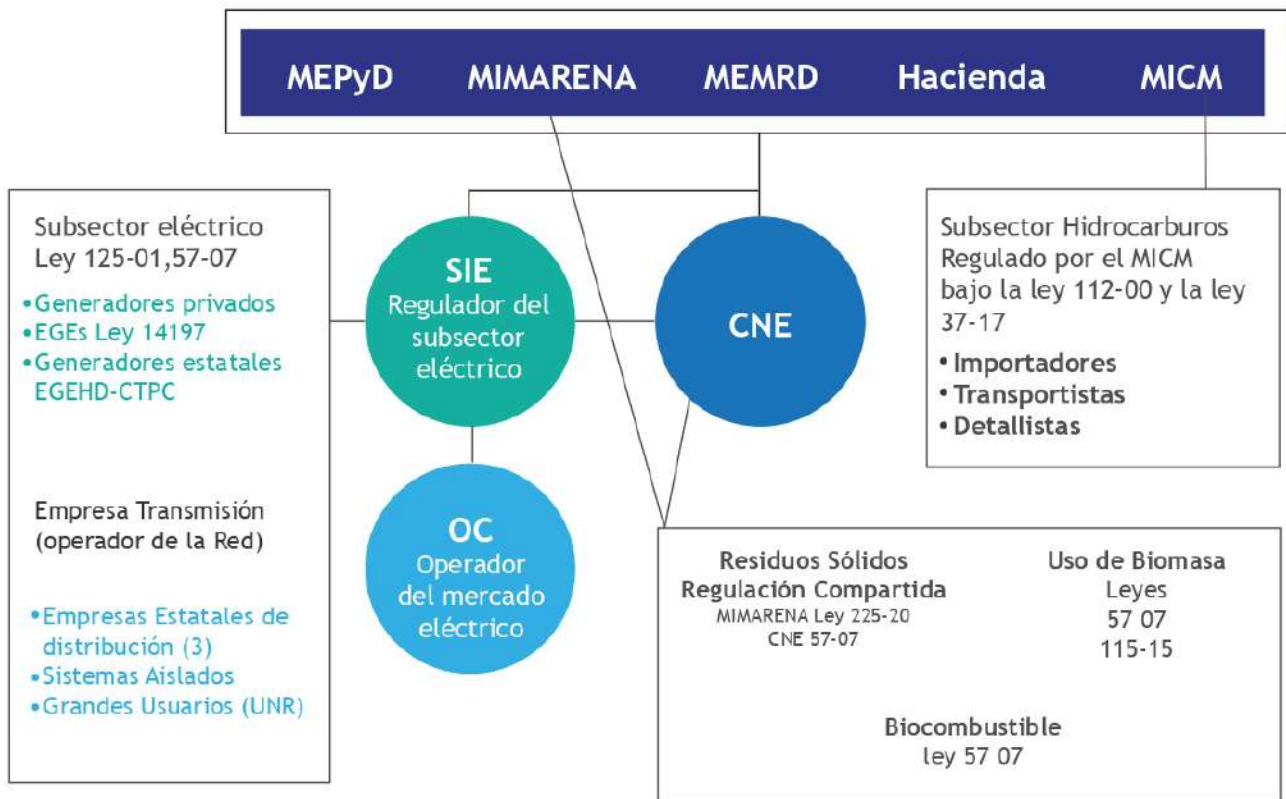
- Ministerio de Energía y Minas
- Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo
- Ministerio de Hacienda
- Ministerio de Industria, Comercio y MiPymes
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Este directorio es presidido por el ministro del Ministerio de Energía y Minas, siendo su secretario el Director Ejecutivo de la CNE.

Superintendencia de Electricidad (SIE)

Institución creada por la LGE, constituye el ente regulador del subsector eléctrico dominicano, tiene la función de fiscalizar, aplicar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y la normativa técnica, en relación con el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Del mismo modo, es la institución responsable de establecer las tarifas y peajes por uso de redes de transmisión y distribución, sujetos a regulación de precios para los prestadores de dichos servicios.

Gráfico 28 Modelo Institucional del sector energético dominicano



3.3. Políticas energéticas

El diseño de políticas deberá iniciar por una caracterización adecuada de los requerimientos energéticos, según uso y fuente, de los sectores que integran la sociedad y la economía. Así mismo, es necesario identificar el origen de los recursos energéticos que serán utilizados para un desarrollo integral, y de acuerdo con las metas de la nación.

El Plan Energético Nacional es una herramienta integral para la toma de decisiones del Poder Ejecutivo en el mediano (5 años) y largo plazo) 15 años, estableciéndose condiciones que permitan el fortalecimiento del marco jurídico e institucional, asegurar un suministro confiable, seguro y de calidad, y que propicie la transición y sostenibilidad energética.

Los lineamientos de política energética se establecen como una estrategia de desarrollo del sector energético basada en:

- Objetivos del Marco Legal del sector energético
- Estrategia Nacional de Desarrollo 2010 - 2030
- Metas Presidenciales 2020 - 2024
- Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible
- Pacto Reforma del Sector Eléctrico 2021 - 2030
- Lineamientos de Política Energética al 2040

3.3.1. Ejes estratégicos

a. Fortalecimiento del marco jurídico e institucional

Las estrategias para fortalecer el marco fortalecer el marco jurídico buscan Establecer mecanismos para mantener los modelos regulatorios, tarifas y prácticas de negocio que garanticen la competitividad y legalidad de las actuaciones de los agentes; y la accesibilidad, calidad, continuidad y seguridad en la prestación.

De manera específica se busca regular las condiciones de mercado hacia la libre competencia, especialmente en el mercado eléctrico. Así como la promulgación de la Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía, de forma que la economía dominicana logre niveles de producción menos intensivos energéticamente.

En materia de combustibles, se busca la creación de la Ley de Combustibles para regular la adquisición, instalación, precios, usos, transporte y seguridad de toda la cadena de gestión. Al tiempo que también se optimice el proceso de promoción de la inversión para la exploración de hidrocarburos.

Por último, se busca compatibilizar el marco regulatorio de las concesiones de biocombustibles (Ley 57-07, Ley 37-17 y Ley 225-20).

b. Reformulación institucional

Con el fin de eliminar la duplicidad de funciones dentro de las instituciones del sector se proponen una serie de reformas, planteadas en el Pacto Reforma del Sector Eléctrico 2021 - 2030, como se aprecia a continuación:

- Asignar al Ministerio de Energía y Minas (MEM) la coordinación, dirección y administración de las políticas públicas de energía y de minas.
- Eliminar a partir del 2022 las contribuciones de las empresas del sector eléctrico de modo directo a la Superintendencia de Electricidad (SIE).
- Modificar la forma de designación de los miembros del Consejo de la Superintendencia de Electricidad
- Transformar el Fondo Patrimonial de las Empresas Reformadas (FONPER) en el "Fondo de Inversiones del Sector Eléctrico" (FISE).
- Reactivar el Consejo Nacional de Políticas Mineras, Petroleras y Energéticas.

c. Transición y sostenibilidad energética

Con el objetivo de garantizar la sostenibilidad del sector energético, se busca implementar un plan para la recuperación financiera y operativa del segmento de distribución de electricidad, al tiempo que se promueven las inversiones en el área de transmisión que fortalezcan la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

Según del director de la Agencia Internacional de Energía (AIE), el camino de la AIE hacia este futuro más brillante trae un aumento histórico en la inversión en energía limpia que crea millones de nuevos empleos y eleva el crecimiento económico global; llevar al mundo por ese camino requiere acciones políticas sólidas y creíbles por parte de los gobiernos, respaldadas por una cooperación internacional mucho mayor; no se puede lograr una transición de tal escala y velocidad sin el apoyo sostenido y la participación de los ciudadanos, cuyas vidas se verán afectadas de múltiples maneras.

Adicionalmente, se busca el establecimiento de iniciativas de desarrollo energético sostenible a partir de asistencia técnica, proyectos comunitarios y fomento a la producción energética en condiciones ambientalmente sostenibles.

Por otro lado, se busca incentivar a la innovación en temas de almacenamiento de energía eléctrica, así como el establecimiento de estrategias de movilidad sostenible. En este último punto, las Contribuciones Nacionales Determinadas establecen objetivos específicos abarcando planes de expansión del transporte

masivo, redes de ciclovías, ampliación del parque de vehículos eléctricos, así como a GNL y GLP, programas de inspecciones técnicas al parque vehicular, así como la introducción de marcos habilitantes para la modernización del parque vehicular.

En cuanto al fomento a las energías renovables, se busca mantener el enfoque de las tecnologías solar y eólica, plantas a pequeña escala de biomasa agrícola y forestal y de residuos sólidos urbanos, pequeñas centrales hidroeléctricas, así como plantas híbridas de generación que con templen esquemas términos y renovables.

De la mano de las actividades plasmadas en las Contribuciones Nacionales Determinadas, para la disminución de gases de efecto invernadero se hace necesario el establecimiento de programas de mitigación, así como la ejecución de un instrumento financiero para el mercado de bonos verdes.

d. Suministro confiable, seguro y de calidad

A partir de un análisis de la demanda de energía, establecer un modelo que garantice el acceso a servicios energéticos en condiciones de asequibilidad, fiabilidad y modernización.

En el aspecto de generación, se busca la expansión en función del crecimiento de la demanda de manera sostenible, a partir de estrategias de reconversión de unidades producción de electricidad, así como la ampliación del parque de generación en criterios de mínimo costo.

De la mano con la eventual aprobación de la Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de energía, los objetivos de política energética están encaminados a las actividades de estandarización y etiquetado para iluminación eficiente en áreas públicas y residenciales, equipos industriales, así como en el sector construcción. Todo esto de la mano de un sistema de monitoreo de la tasa de eficiencia energética, así como un esquema de incentivos a la inversión, sustitución de equipos, investigación y desarrollo.

Por último, se busca definir el potencial energético de la República Dominicana en otras formas de energía renovable, más allá del potencial solar y eólico.

DEMANDA ENERGÉTICA EN REPÚBLICA DOMINICANA

CAPÍTULO

4

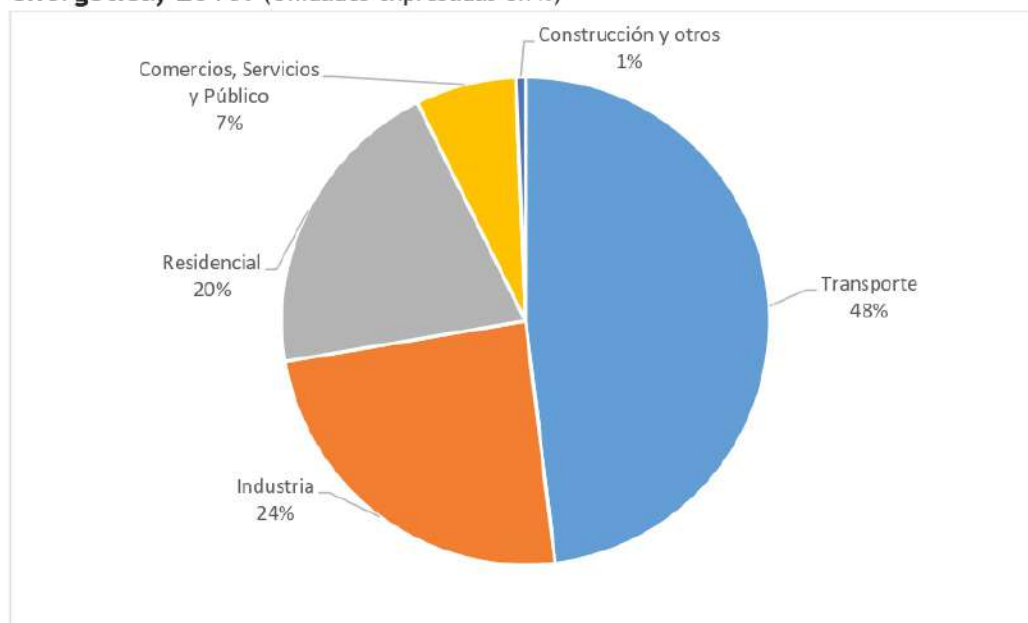




La demanda energética es un instrumento de medición del desarrollo económico de una nación. Para garantizar el bienestar social, es fundamental el acceso a fuentes energéticas para la satisfacción de necesidades humanas y la realización de actividades de producción. En esta sección, analizaremos como se estructura la demanda de energía, según las fuentes energéticas y los usos finales en los sectores de consumo.

Históricamente, los sectores de mayor peso en términos de demanda de energía han sido: transporte, industria manufactura y residencias. Específicamente a 2018, la demanda energética de la República Dominicana se ubicó en 6,929.0 ktep, destacándose la participación del sector transporte en primer lugar (48.00 %), seguido de la industria manufacturera (24.00 %), el sector residencial (20.00 %), el sector comercios, servicios y público (7.00 %) y construcción y otros (>1.00 %).

Gráfico 29. Participación por sectores de consumo final en la demanda energética, 2018. (Unidades expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

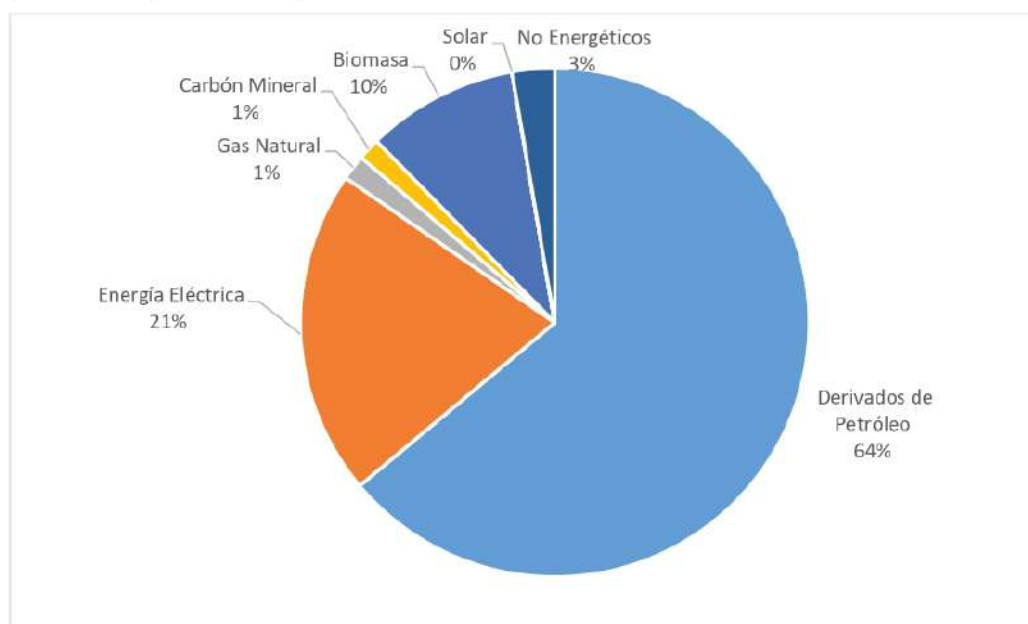
En consonancia por la participación por sectores, la demanda de derivados de petróleo³ ascendió en 2018 a 4,278 ktep, representando el 63.91 % del total, los principales usos de estas fuentes energéticas corresponden al sector

³ Considera la demanda de gas licuado de petróleo, gasolina de motor y de aviación, queroseno, avtur, diésel, fuel oil y coque de petróleo.

transporte e industrial, sobre todo en la generación de calor para procesos industriales. En segundo lugar, la utilización de energía eléctrica, transversal a todos los sectores analizados y cautiva de muchos usos energéticos, representó a 2018 el 20.72 % de la demanda de energía neta, unos 1,435.90 ktep o aproximadamente 16,700 GWh.

El uso de biomasa⁴, para cocción en el sector residencial y en comercios, servicios y público, así como generación de calor para procesos industriales se atribuyeron el 9.66 % de la demanda de energía. El restante 5.70 %, corresponde a la demanda de gas natural, carbón mineral, energía solar (para calentamiento de agua) y derivados de petróleo con usos no energéticos (lubricantes, cemento asfáltico y otros), los cuales analizaremos con mayor detalle en la sección 8.1.

Gráfico 30. Participación por fuente en la demanda energética, 2018.
(Unidades expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

4.1. Metodología de estimación de la demanda

Antes de pasar al análisis sectorial de la demanda de energía, hemos de establecer la metodología de relevamiento de información para las estimaciones por sectores. Desde 2019, y hasta mediados del 2020, se realizó la Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía en República Dominicana. Un esfuerzo conjunto entre el Ministerio de Energía y Minas y la

⁴ Incluye la demanda de leña, carbón vegetal, bagazo y otros residuos de biomasa.

Comisión Nacional de Energía, con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Energía y la asistencia técnica de la Fundación Bariloche.

Los cuestionarios de relevamiento fueron diseñados y revisados conjuntamente entre el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía y la Fundación Bariloche, para los sectores considerados. Cada sector fue caracterizado en función de los usos energéticos relevantes, muchos de los cuales son cautivos de energía eléctrica para su operación. Adicionalmente, en el caso del sector residencial, se consideraron aquellos casos que contaban con alguna actividad económica dentro del hogar y los consumos derivados de estos.

4.2. Análisis sectorial del consumo de energía final

4.2.1. Sector Residencial

El sector residencial contó con 21 módulos de relevamiento de información, estableciendo las diferencias de cada uno según la región del país donde se ubicaban (metropolitana, norte, este y sur); así como por el medio o zona donde se ubicaban (urbano o rural) y el nivel de ingreso socioeconómico (altos, medios y bajos).

El consumo total de energía neta del sector residencial de República Dominicana en 2018 fue de 1,340 miles de toneladas equivalentes de petróleo (en lo adelante ktep), aportados por cinco fuentes: gas licuado de petróleo (GL o GLP), electricidad (EE), leña (LE), carbón vegetal (CV), residuos de biomasa⁵ (RB) y solar⁶ (SO). Tres fuentes - GLP, electricidad y leña - concentran el 94.00 % del consumo neto residencial.

Según estimaciones de la ONE (ONE, 2014), la cantidad total de hogares en 2018 fue de 3,158,726. En consecuencia, el consumo de energía neta promedio por hogar resultó de 424 ktep/hogar-año.

Como puede verse en la tabla 4, la electricidad es la fuente que se utiliza en todos los usos residenciales. Mientras que, como es normal, los usos conservación de alimentos, refrigeración y ventilación de ambientes, bombeo de agua y otros artefactos son cautivos de la electricidad. Y en los denominados usos calóricos -cocción y calentamiento de agua- es donde se presenta una mayor competencia entre las fuentes.

⁵ En el sector residencial de República Dominicana estos residuos se componen de madera y cáscara de coco.

⁶ Al ser aún la energía solar para calentamiento de agua una fuente de muy baja difusión en el país, los resultados presentados para esta fuente pueden tener un mayor error debido a que el marco muestral utilizado fue la ENFT.

En cocción y calentamiento de agua las principales fuentes utilizadas con GLP y leña, como puede apreciarse en la tabla 5 con sus respectivos porcentajes de participación en cada uso.

La iluminación es un uso cautivo de la electricidad cuando los hogares tiene acceso a la red de electricidad. En el total residencial la electricidad representa el 82.40 % del consumo en iluminación en energía neta, el queroseno el 16.80 % y el GLP el 0.80 %. El consumo de queroseno es casi en su totalidad en los hogares que no tienen acceso a la red del servicio público de electricidad.

En actividad económica la principal fuente utilizada es la electricidad, para usos de iluminación, acondicionamiento de ambientes y refrigeración de alimentos y bebidas; y en menor medida GLP, para la preparación de comidas.

Tabla 4. Total residencial - Consumo de energía neta por fuentes y usos. (Cifras expresadas en toneladas equivalentes de petróleo - tep -)

Usos	GL	QE	LE	CV	RB	SO	EE	Total
Iluminación	395	8,197	-	-	-	-	40,239	48,832
Cocción	510,422	-	284,024	65,578	2,132	-	8,668	870,825
Calentamiento de agua	13,000	-	8,133	3,308	-	180	2,720	27,342
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	132,554	132,554
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	74,975	74,975
Bombeo de agua	-	-	-	-	-	-	6,788	6,788
Otros artefactos	-	-	-	-	-	-	158,167	158,167
Actividad económica	4,090	-	-	-	-	-	16,471	20,561
TOTAL	527,907	8,197	292,158	68,887	2,132	180	440,582	1,340,043

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Tabla 5. Total residencial - Distribución del consumo de energía neta según usos. (Cifras expresadas en %)

Usos	GL	QE	LE	CV	RB	SO	EE	Total
Iluminación	0.1	100.0	-	-	-	-	9.1	3.6
Cocción	96.7	-	97.2	95.2	100.0	-	2.0	65.0
Calentamiento de agua	2.5	-	2.8	4.8	-	100.0	0.6	2.0
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	30.1	9.9
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	17.0	5.6
Bombeo de agua	-	-	-	-	-	-	1.5	0.5
Otros artefactos	-	-	-	-	-	-	35.9	11.8
Actividad económica	0.8	-	-	-	-	-	3.7	1.5
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

El principal uso de la energía medido por el consumo de energía neta es cocción, que absorbe el 65.00 % del consumo neto total residencial. Le siguen otros

artefactos (11.80 %) y conservación de alimentos (9.90 %), luego los restantes usos.

En la tabla 5 se presentan las participaciones de los usos en el consumo neto de cada fuente. Se destaca la variedad de usos de la electricidad, donde los otros artefactos consumen el 35.90 %, conservación de alimentos el 30.1%, y refrigeración y ventilación de ambientes el 17.00 % de la electricidad residencial. Por su parte, GLP, leña y carbón vegetal se destinan casi totalmente a cocción: entre 95.00 % y 97.00 % de sus consumos netos.

Mientras que en la tabla 6 se presentan los rendimientos promedio de utilización de la energía por fuentes y usos en el sector residencial. Estos surgen como cociente entre las matrices de consumo de energía útil y de energía neta, y son el resultado de los consumos de cada artefacto relevado en la encuesta. El rendimiento de utilización promedio del consumo total residencial es del 37.40 %.

Tabla 6. Total residencial - Rendimientos según uso.
(Cifras expresadas en %)

Usos	GL	QE	LE	CV	RB	SO	EE	Total
Iluminación	3.0	2.0	-	-	-	-	11.2	9.6
Cocción	54.9	-	10.2	19.9	11.7	0.0	66.5	37.7
Calentamiento de agua	54.3	-	10.1	10.0	-	69.0	69.1	37.4
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	27.2	27.2
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	66.5	66.5
Bombeo de agua	-	-	-	-	-	-	25.4	25.4
Otros artefactos	-	-	-	-	-	-	38.0	38.0
Actividad económica	54.0	-	-	-	-	-	47.3	48.7
TOTAL	54.8	2.0	10.2	19.4	11.7	69.0	38.1	37.4

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

4.2.2. Sector industrial

Para el sector industrial se consideraron dos grandes categorías para la construcción de los módulos de levantamiento de información: tipo de actividad económica (ingenios azucareros, resto de industrias alimenticias y tabaco, textiles y cueros, papel e impresión, químicos y plásticos, minería -metálica y no metálicas-, zonas francas y resto de industrias) y tamaño del establecimiento (grande - de 300 empleados o más; mediano - entre 50 a 299; pequeños - de 3 a 49).

El consumo total de energía neta del sector industrial de República Dominicana en 2018 fue de 1,599.0 ktep, aportados por once (11) fuentes: gas natural (GN),

gas licuado de petróleo (GLP), gasolina (GS), diésel (DO), fuel oil⁷ (FO), carbón mineral (CM), coque de petróleo (CQ), leña (LE), residuos de biomasa (RB), solar⁸ (SO) y electricidad (EE).

Tres fuentes -electricidad, residuos de biomasa y coque de petróleo- concentran casi las tres cuartas partes del consumo neto de industria, correspondiendo el 37.90 % del consumo neto a la electricidad, el 17.00 % a residuos de biomasa (principalmente bagazo y la cáscara de arroz) y el 11.90 % al coque de petróleo. Es interesante destacar que el consumo de residuos de biomasa se reparte en solo dos subsectores (ingenios azucareros y resto alimenticias y tabaco) y el de coque de petróleo se concentra en su mayoría en no metálicos, como se analizará más adelante.

Como puede verse en la tabla 7, la electricidad es la única fuente que se utiliza en todos los usos en el sector industria, aunque su consumo en producción de vapor es un caso excepcional. Por otra parte, los usos iluminación, fuerza motriz, frío de proceso y refrigeración de ambientes son cautivos de la electricidad. En los denominados usos calóricos -vapor y calor directo- es donde se presenta una mayor competencia entre las fuentes. Por último, en transporte interno, además de la electricidad, se registran participaciones de diésel y GLP, y en una proporción significativamente menor de gasolina.

En vapor la principal fuente utilizada es residuos de biomasa (57.90 % del consumo neto en el uso) y en mucho menor medida el fuel oil (18.10 %) y leña (10.30 %). Como se verá más adelante, el principal residuo utilizado es el bagazo en los ingenios azucareros. Las restantes fuentes utilizadas para producir vapor son: gas natural (3.10 %), diésel (7.70 %), GLP (2.50 %); luego carbón mineral, coque y electricidad con porcentajes insignificantes como se muestra en la tabla 7.

En vapor la principal fuente utilizada es residuos de biomasa (57.90 % del consumo neto en el uso) y en mucho menor medida el fuel oil (18.10 %) y leña (10.30 %). Como se verá más adelante, el principal residuo utilizado es el bagazo en los ingenios azucareros. Las restantes fuentes utilizadas para producir vapor son: gas natural (3.10 %), diésel (7.70 %), GLP (2.50 %); luego carbón mineral, coque y electricidad con porcentajes insignificantes según se aprecia en la tabla 8.

⁷ El consumo de fuel oil corresponde a la suma del consumo de fuel oil #2 y fuel oil #6, siendo el 95.30 % fuel oil #6.

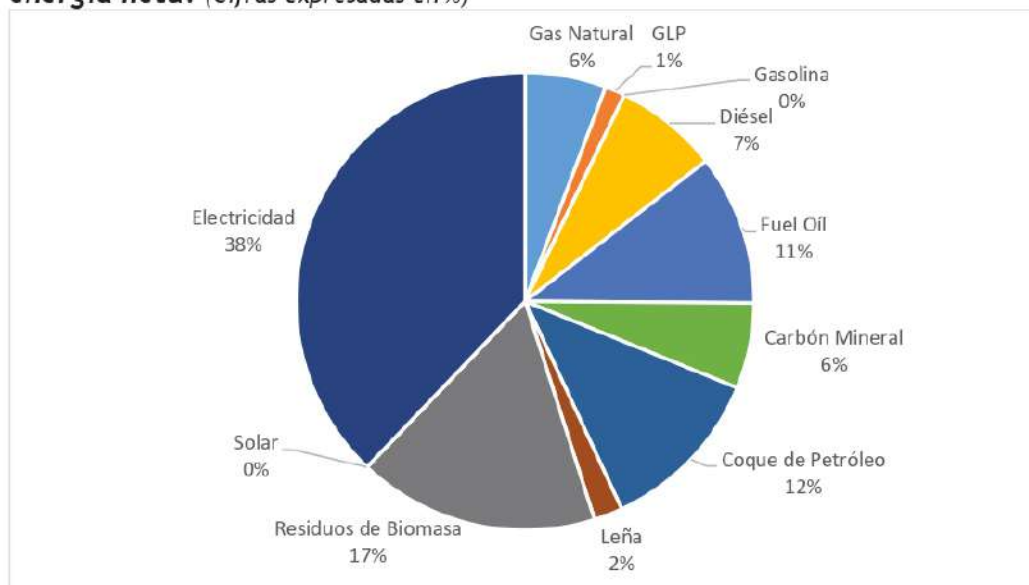
⁸ La energía solar relevada en el consumo final de la Industria corresponde exclusivamente al uso térmico, para calentamiento de agua. Por la metodología de los Balances Energéticos, el consumo de solar fotovoltaica en la industria se incluye en Autoproductores y si se incluye aquí el consumo de la correspondiente de la electricidad generada.

Tabla 7. Total industria - Consumo de energía neta por fuentes y usos.
(Cifras expresadas en toneladas equivalentes de petróleo)

Fuentes	Iluminación	Vapor	Calor directo	Fuerza motriz	Frío de proceso	Transporte interno	Ref. de ambientes	Total
Gas Natural	-	8,379	83,170	-	-	-	-	91,549
GLP	-	6,762	11,274	-	-	4,732	-	22,768
Gasolina	-	-	8	-	-	7	-	15
Diesel Oil	-	20,568	33,274	2,417	-	61,326	-	117,584
Fuel Oil	-	48,218	121,568	-	-	-	-	169,786
Carbón mineral	-	421	96,370	-	-	-	-	96,791
Coque de petróleo	-	84	190,218	-	-	-	-	190,302
Leña	-	27,403	5,129	-	-	-	-	32,532
Residuos de Biomasa	-	154,426	117,985	-	-	-	-	272,410
Solar	-	-	5	-	-	-	-	5
Electricidad	8,973	251	83,669	446,594	18,767	3,029	44,403	605,686
Total	8,973	266,511	742,668	449,011	18,767	69,094	44,403	1,599,428

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Gráfico 31. Total industria - Participación de las fuentes en el consumo de energía neta. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

En calor directo, las principales fuentes utilizadas son coque de petróleo (25.60 %), residuos de biomasa (15.90 %) y carbón mineral (13.00 %), como puede apreciarse en la siguiente tabla con sus respectivos porcentajes de participación en cada uso. Es de mencionar que coque y carbón mineral se utilizan principalmente en la industria cementera. Solar solo está presente en el uso calor directo.

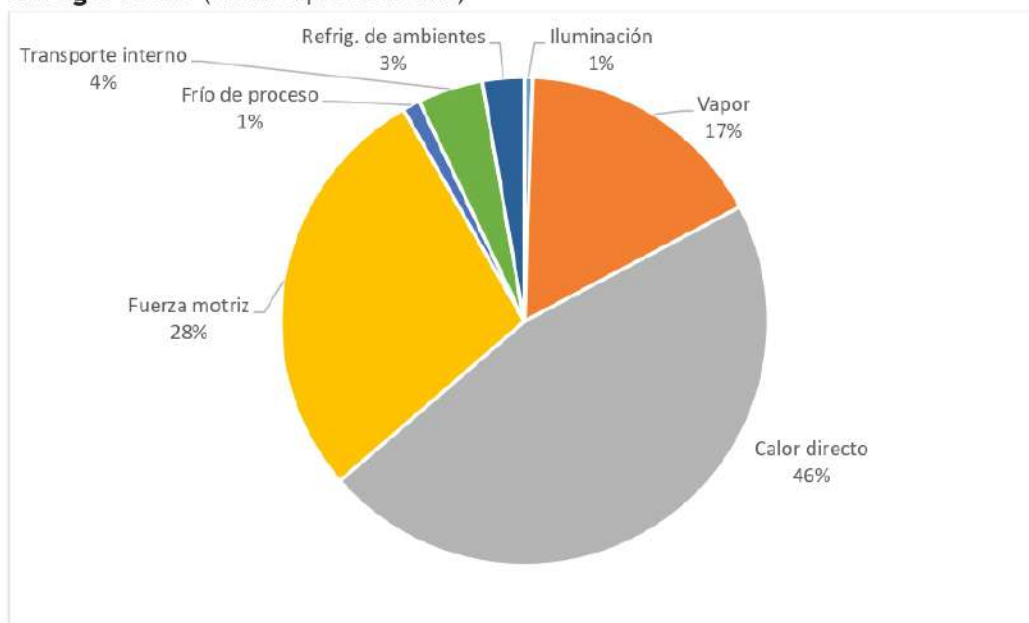
El principal uso de la energía medido por el consumo de energía neta es calor directo, que representa el 46.40 % del consumo neto total de industria. Le sigue fuerza motriz (28.10 %) y vapor (16.70 %); la participación de los restantes usos se muestra en el gráfico 32.

Tabla 8. Total industria - Participación de las fuentes en el consumo de energía neta. (Cifras expresadas en %)

Usos	GN	GL	GS	DO	FO	CM	CQ	LE	RB	SO	EE	Total
Iluminación											100.0	100.0
Vapor	3.1	2.5		7.7	18.1	0.2		10.3	57.9		0.1	100.0
Calor directo	11.2	1.5		4.5	16.4	13.0	25.6	0.7	15.9		11.3	100.0
Fuerza motriz				0.5							99.5	100.0
Frío de proceso											100.0	100.0
Transporte interno		6.8		88.8							4.4	100.0
Refrig. de ambientes											100.0	100.0
TOTAL	5.7	1.4		7.4	10.6	6.1	11.9	2.0	17.0	0.0	37.9	100.0

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Gráfico 32. Total Industria - Participación de los Usos en el Consumo de Energía Neta. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

En calor directo, las principales fuentes utilizadas son coque de petróleo (25.60 %), residuos de biomasa (15.90 %) y carbón mineral (13.00 %), como puede apreciarse en la siguiente tabla con sus respectivos porcentajes de participación en cada uso. Es de mencionar que coque y carbón mineral se utilizan principalmente en la industria cementera. Solar solo está presente en el uso calor directo.

El principal uso de la energía medido por el consumo de energía neta es calor directo, que representa el 46.40 % del consumo neto total de industria. Le sigue fuerza motriz (28.10 %) y vapor (16.70 %); la participación de los restantes usos se muestra en el gráfico siguiente.

Tabla 9 Total industrial - Participación de los usos en el consumo de energía
(Cifras expresadas en %)

Usos	GN	GL	GS	DO	FO	CM	CQ	LE	RB	SO	EE	Total
Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	0.6
Vapor	9.2	29.7	-	17.5	28.4	0.4	-	84.2	56.7	-	0.0	16.7
Calor directo	90.8	49.5	53.8	28.3	71.6	99.6	100.0	15.8	43.3	100.0	13.8	46.4
Fuerza motriz	-	-	-	2.1	-	-	-	-	-	-	73.7	28.1
Frio de proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.1	1.2
Transporte interno	-	20.8	46.2	52.2	-	-	-	-	-	-	0.5	4.3
Refrig. de ambientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.3	2.8
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/ FB, 2020)

En la tabla anterior se presentan las participaciones de los usos en el consumo neto de cada fuente y en el total. Se destaca la variedad de usos de la electricidad, donde fuerza motriz representa el 73.70 % de la electricidad de industria. Los residuos de biomasa se utilizan mayoritariamente en vapor y el resto en calor directo, mientras que el coque de petróleo se usa casi exclusivamente en calor directo, al igual que el carbón mineral.

En este punto se presentan los rendimientos de utilización promedio por fuentes y usos, por usos, por fuentes y el total. Dichos rendimientos promedio surgen como el cociente entre las matrices de consumo por fuentes y usos en energía útil y en energía neta.

Es de mencionar que los rendimientos adoptados para cada tipo de equipo o maquinaria son valores estándares, considerando rendimientos de tablas de fabricantes y de estudios técnicos; y teniendo en cuenta el parque medio de cada tipo de artefacto. O sea, dichos rendimientos no surgen de mediciones ni de estudios específicos de eficiencia energética realizados como parte del ejercicio de la encuesta, lo que está completamente fuera del alcance de la elaboración de un balance de energía útil. No obstante, se considera que los valores adoptados proporcionan una adecuada precisión a los fines del planeamiento energético integral, incluyendo el análisis de sustituciones entre fuentes y las estimaciones de los potenciales de ahorro por la aplicación de medidas de eficiencia energética.

Otra salvedad es que estos rendimientos no incluyen las pérdidas debido a las diferentes modalidades o formas de operación ni por un mal estado de mantenimiento del equipamiento. Son exclusivamente pérdidas técnicas debido

a la conversión de la energía según la fuente energética y la tecnología de los equipos y considerando una forma de operación y mantenimiento normales.

Conforma a lo anterior, se calcula que el rendimiento de utilización promedio del consumo de energía de la industria en República Dominicana es de 76.30 %.

Tabla 10. Total industria - Rendimientos de utilización.

(Cifras expresadas en %)

Usos	GN	GL	GS	DO	FO	CM	CQ	LE	RB	SO	EE	Total
Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.7	25.7
Vapor	90.5	80.7	-	73.5	77.9	87.0	87.0	91.4	82.7	-	71.1	82.2
Calor directo	70.5	72.1	70.1	69.8	60.8	75.0	74.9	73.0	74.9	40.0	77.6	72.1
Fuerza motriz	-	-	-	70.0	-	-	-	-	-	-	88.5	88.4
Frío de proceso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.9	71.9
Transporte interno	-	18.0	18.0	24.0	-	-	-	-	-	-	80.0	26.0
Refrig. de ambientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.5	76.5
TOTAL	72.3	63.4	46.0	46.5	65.6	75.1	75.0	88.5	79.3	40.0	84.6	76.3

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

El uso que posee mayor rendimiento es fuerza motriz, con el 88.40 % de promedio, debido al elevado rendimiento de los motores eléctricos utilizados en el accionamiento. Le siguen las calderas para la producción de vapor, con el 82.20 % de promedio. Es de mencionar que en este rendimiento no se incluyen las pérdidas en la distribución del vapor ni en los diversos equipos de uso final del vapor como calor para los procesos industriales.

4.2.3. Sector comercial, servicios y público

Al igual que en el sector industrial, para el conjunto comercios, servicios y sector público se consideraron dos grandes categorías para la construcción de los módulos de levantamiento de información: tipo de actividad económica (comercios, hoteles, restaurantes, hospitales, administración pública y defensa, agua y saneamiento, alumbrado público y otros servicios) y tamaño del establecimiento (grande - de 300 empleados o más; mediano - entre 50 a 299; pequeños - de 3 a 49).

El consumo total de energía neta del sector comercial, servicios y público (CSyP) de República Dominicana en 2018 fue de 442.1 ktep⁹, aportados por ocho fuentes: gas licuado de petróleo (GLP), gas natural (GN), gasolina (GS), diésel

⁹ Corresponde al BNEN 2018 v1.13, junio 2020

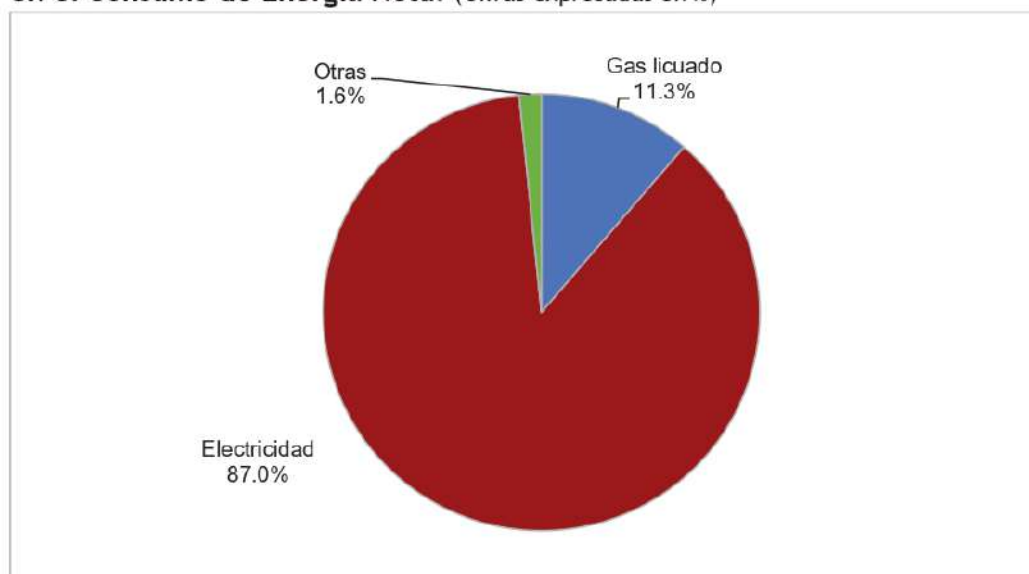
(DO), electricidad (EE), leña (LE), carbón vegetal (CV) y solar¹⁰ (SO). Dos fuentes -gas licuado de petróleo y electricidad- concentran el 98.00 % del consumo neto de CSyP, correspondiendo el 87.10 % del consumo neto a la electricidad y el 11.30 % al gas licuado de petróleo.

Tabla 11. Total comercial, servicios y público - Consumo de energía neta por fuentes y usos. (Cifras expresadas en toneladas equivalentes de petróleo - tep -)

Usos	GL	GN	GS	DO	LE	CV	SO	EE	Total
Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	48,424	48,424
Cocción	23,515	-	-	-	590	803	-	5,053	29,961
Calentamiento de agua	18,982	2,230	-	2,149	-	-	6	1,809	25,175
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	-	57,935	57,935
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	-	168,089	168,089
Bombeo de agua	-	-	-	91	-	-	-	47,923	48,013
Otros artefactos	7,577	43	773	490	-	-	-	55,468	64,352
TOTAL	50,074	2,273	773	2,730	590	803	6	384,701	441,949

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Gráfico 33. Total comercial, servicios y público - Participación de las Fuentes en el Consumo de Energía Neta. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Como puede verse en la tabla anterior, la electricidad es la única fuente que se utiliza en todos los usos en el sector CSyP. Por otra parte, como es normal en este sector, los usos iluminación, conservación de alimentos, refrigeración

¹⁰ Al ser aún la energía solar para calentamiento de agua una fuente de muy baja difusión en el país, los resultados presentados para esta fuente pueden tener un mayor error.

y ventilación de ambientes son cautivos de la electricidad. Y en los denominados usos calóricos -cocción y calentamiento de agua- es donde se presenta una mayor competencia entre las fuentes, pero con predominancia del gas licuado de petróleo. Por último, existen dos usos, bombeo de agua y otros artefactos, donde la electricidad es predominante, aunque también se registran participaciones menos significativas de otras fuentes (GLP, GS, DO y GN).

Tabla 12. Total comercial, servicios y público - Participación de las fuentes en el consumo de energía neta. (Cifras expresadas en %)

Usos	GL	GN	GS	DO	LE	CV	SO	EE	Total
Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	100.0	100.0
Cocción	78.5	-	-	-	2.0	2.7	-	16.9	100.0
Calentamiento de agua	75.4	8.9	-	8.5	-	-	-	7.2	100.0
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	-	100.0	100.0
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	-	100.0	100.0
Bombeo de agua	-	-	-	0.2	-	-	-	99.8	100.0
Otros artefactos	11.8	0.1	1.2	0.8	-	-	-	86.2	100.0
TOTAL	11.3	0.5	0.2	0.6	0.1	0.2	0.0	87.0	100.0

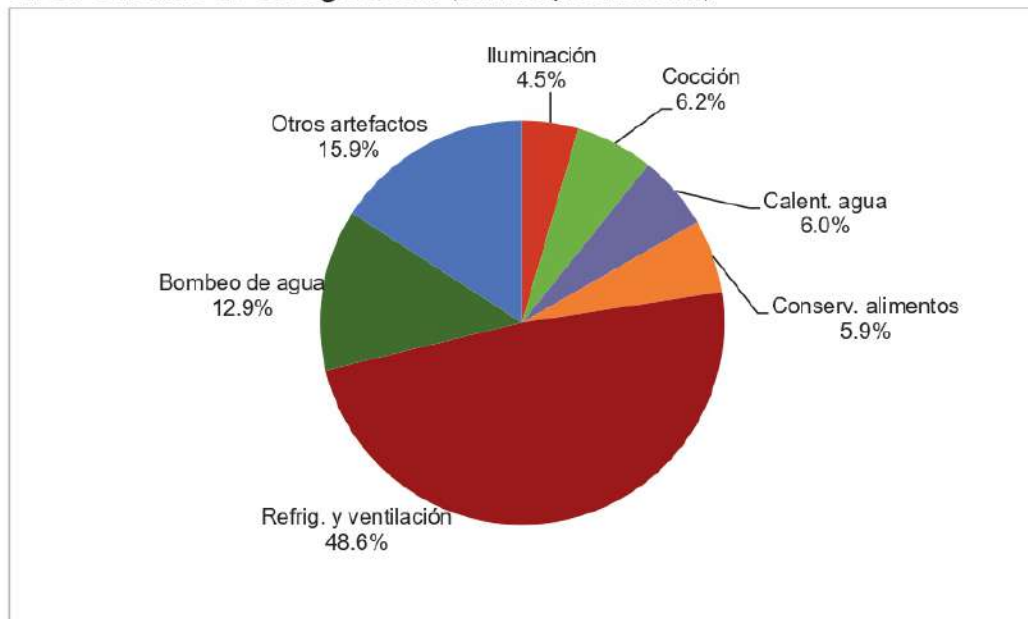
Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

En cocción y calentamiento de agua la principal fuente utilizada es el gas licuado de petróleo, como puede apreciarse en la siguiente tabla con sus respectivos porcentajes de participación en cada uso. Solar solo está presente en el uso calentamiento de agua, con una participación cercana al 0.02% del uso (subsector hospitales).

El principal uso de la energía medido por el consumo de energía neta es refrigeración y ventilación de ambientes, que representa el 38.10 % del consumo neto total de CSyP. Le sigue otros artefactos (14.60 %), conservación de alimentos (13.10 %), iluminación (11.00 %) y bombeo de agua (10.90 %); la participación de los restantes usos se muestra en el gráfico anterior.

En la tabla 13 se presentan las participaciones de los usos en el consumo neto de cada fuente. Se destaca la variedad de usos de la electricidad, donde refrigeración y ventilación de ambientes insume el 43.70 % de la electricidad de CSyP, conservación de alimentos el 15.10 % y otros artefactos el 14.40 %. El gas natural se utiliza casi exclusivamente en calentamiento de agua. El gas licuado de petróleo se utiliza mayoritariamente en cocción (47.00 %) y calentamiento de agua (37.90 %) y en menor medida en otros artefactos (15.10 %). Las biomásas se utilizan exclusivamente en cocción, solar en calentamiento de agua y la gasolina en otros artefactos. El diésel se emplea principalmente en calentamiento de agua y en menor medida en otros artefactos y bombeo.

Gráfico 34. Total comercial, servicios y público - Participación de los usos en el consumo de energía neta. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Tabla 13. Comercial, servicios y público - Distribución del consumo de energía neta. (Cifras expresadas en %)

Usos	GL	GN	GS	DO	LE	CV	SO	EE	Total
Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	12.6	11.0
Cocción	47.0	-	-	-	100.0	100.0	-	1.3	6.8
Calentamiento de agua	37.9	98.1	-	78.7	-	-	100.0	0.5	5.7
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	-	15.1	13.1
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	-	43.7	38.0
Bombeo de agua	-	-	-	3.3	-	-	-	12.5	10.9
Otros artefactos	15.1	1.9	100.0	18.0	-	-	-	14.4	14.6
TOTAL	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Tabla Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Los rendimientos por uso parten de tomar rendimientos estándar por tecnología a partir de catálogos de fabricantes, manuales y normas de etiquetado. En la siguiente tabla se presentan los rendimientos promedio de utilización por fuentes y usos. Los rendimientos más bajos por uso corresponden a dos usos cautivos de la electricidad, iluminación con el 25.00 % de rendimiento y conservación de alimentos con el 27.00 %. El resto de los rendimientos por uso se encuentran entre el 56.00 % (cocción) y el 77.80 % (refrigeración y ventilación de ambientes). Los rendimientos más bajos por uso y fuente corresponden a diésel para bombeo de agua y otros artefactos (17.00 % y 24.00 %), gasolina para otros artefactos (18.00 %) y leña y carbón vegetal para cocción (19.80 % y

26.10 % respectivamente). Los rendimientos más altos por uso y fuente corresponden a la electricidad para calentamiento de agua (80.40 %), electricidad para refrigeración y ventilación de ambientes (77.80 %), y gas natural y diésel para calentamiento de agua (75.00 %).

Tabla 14. Total comercial, servicios y público - Rendimientos de utilización.

(Cifras expresadas en %)

Usos	GL	GN	GS	DO	LE	CV	SO	EE	Total
Iluminación	-	-	-	-	-	-	-	25.0	25.0
Cocción	54.8	-	-	-	19.8	26.1	-	70.9	56.1
Calentamiento de agua	59.8	75.0	-	75.0	-	-	64.0	80.4	63.9
Conservación de alimentos	-	-	-	-	-	-	-	27.2	27.2
Refrig. y vent. de ambientes	-	-	-	-	-	-	-	77.9	77.9
Bombeo de agua	-	-	-	17.0	-	-	-	72.5	72.4
Otros artefactos	27.1	40.0	18.0	24.0	-	-	-	72.9	66.5
TOTAL	52.5	74.3	18.0	63.9	19.8	26.1	64.0	62.1	60.9

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

4.2.4. Sector transporte

El sector transporte es uno de los principales emisores de gases de efecto invernadero a nivel mundial. Actividades tales como el transporte de pasajeros o carga forman parte esencial de la dinámica de las sociedades. De igual forma, las mismas sociedades han incrementado su nivel de preocupación con respecto a la huella ecológica de las actividades de la humanidad, lo que ha impulsado una serie de iniciativas en aras de minimizar su impacto.

A 2018, la demanda de energía del sector transporte ascendió a 3,169.6 ktep, desagregados entre los diferentes medios, incluido el aéreo (doméstico e internacional).

A nivel energético el consumo en cargas livianas es la categoría que presenta los mayores consumos (24.70 %), seguido por automóviles con el 23.20 %, los aviones 18.50 % y las jeepetas con el 12.10 %. Al respecto del consumo del aéreo, cabe destacar el fuerte impacto de este modo sobre el total del consumo del sector transporte, a consecuencia del combustible utilizado en aviones que realizan vuelos internacionales y que se abastecen de avtur (561.20 ktep en 2018) en República Dominicana.

Por su parte, a nivel de fuentes energéticas, se aprecia que la más consumida es la gasolina con el 33.60 %, seguida por el diésel oil con el 31.70 %. En cuanto al consumo de cada combustible por tipo de vehículo, se aprecia que para la gasolina el mayor demandante son los automóviles, seguido por las jeepetas, en el caso del diésel oil, las cargas livianas seguido por los autobuses, en el

GLP, los automóviles y las cargas livianas, en GNV, los automóviles y jeepetas, en el caso de la electricidad el metro y teleférico de Santo Domingo y en el caso del avtur los aviones.

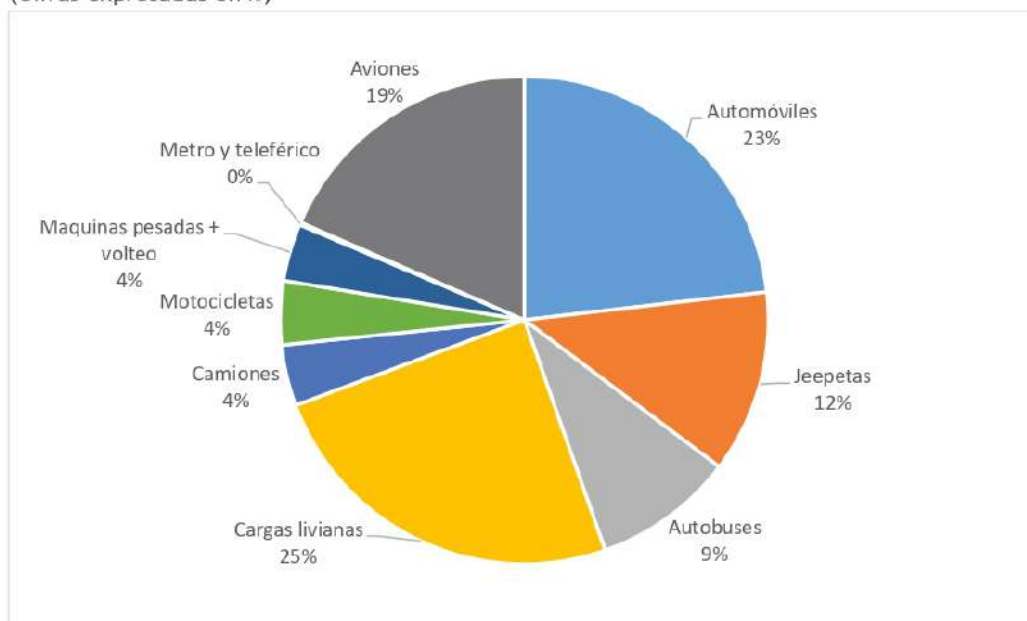
Tabla 15. Consumo Total Sector Transporte en términos de energía neta, 2018. (Cifras expresadas en ktep)

	Gasolina	Diesel	GLP	GNV	EE	AVTUR	TOTAL	%
Automóviles	432.62	36.79	248.10	16.78	0.01	-	734.31	23.2%
Jeepetas	229.81	63.66	89.71	0.59	-	-	383.77	12.1%
Autobuses	95.33	168.11	33.10	0.00	-	-	296.54	9.4%
Cargas livianas	166.80	494.20	121.48	0.00	-	-	782.48	24.7%
Camiones	0.62	126.77	0.66	0.00	-	-	128.04	4.0%
Motocicletas	134.06	0.00	0.00	0.00	-	-	134.06	4.2%
Maquinas pesadas + volteo	4.22	116.25	0.00	0.00	-	-	120.47	3.8%
Metro y teleférico	-	-	-	-	4.9	-	4.91	0.2%
Aviones	-	-	-	-	-	584.98	584.98	18.5%
	1,063.5	1,005.8	493.0	17.4	4.9	585.0	3,169.6	

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Gráfico 35. Total transporte - Participación de los medios de transporte.

(Cifras expresadas en %)



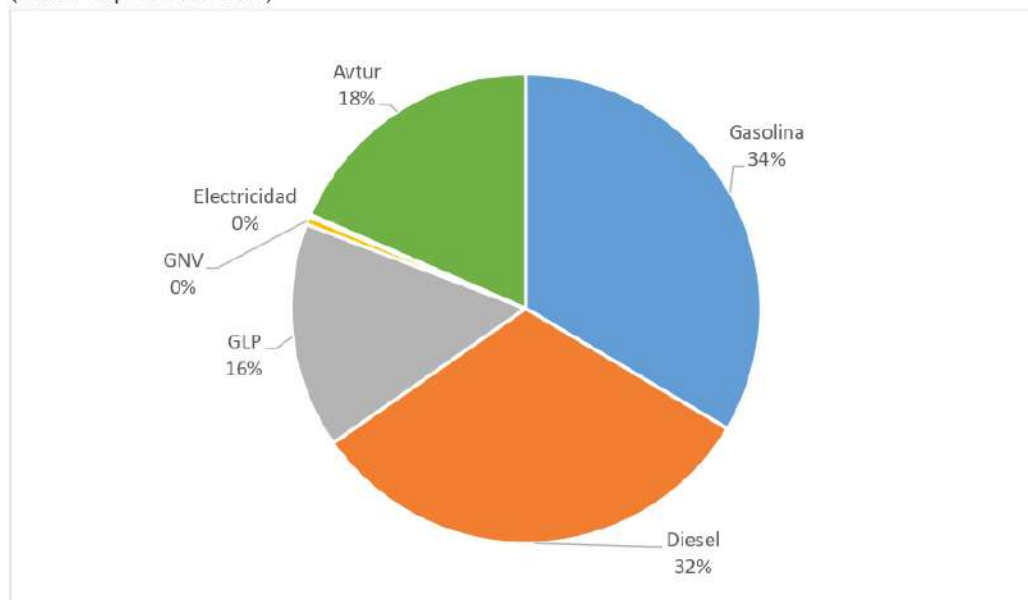
Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Respecto de estos dos últimos, cabe destacar que el metro ha venido presentando consumos crecientes de electricidad, en función de sus expansiones recientes. En el año 2018 el consumo de electricidad en el metro de Santo Domingo y teleférico se ubicó en 57.10 GWh, representando el 0.35 % de la demanda final de electricidad a nivel país. La primera estación de metro fue construida hace 10 años, e impacta positivamente dado que

aproximadamente 295,000 usuarios del Gran Santo Domingo lo utilizan diariamente y que representan alrededor de un 9.00 % de la totalidad de pasajeros que se movilizan en esa zona.

Gráfico 36. Total transporte - Participación de los combustibles

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Tabla 16. Consumo total por tipo de vehículo en cada combustible, 2018.

(Cifras expresadas en %)

	Gasolina	Diesel	GLP	GNV	EE	AVTUR
Automóviles	40.7%	3.7%	50.3%	96.6%	0.2%	-
Jeepetas	21.6%	6.3%	18.2%	3.4%	-	-
Autobuses	9.0%	16.7%	6.7%	0.0%	-	-
Cargas livianas	15.7%	49.1%	24.6%	0.0%	-	-
Camiones	0.1%	12.6%	0.1%	0.0%	-	-
Motocicletas	12.6%	0.0%	0.0%	0.0%	-	-
Maquinas pesadas + volteo	0.4%	11.6%	0.0%	0.0%	-	-
Metro y teleférico	-	-	-	-	99.8%	-
Aviones	-	-	-	-	-	100.0%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

a. Movilidad Eléctrica

La movilidad eléctrica es un concepto que busca sustituir los motores de combustión interna utilizados en el sector transporte por motores eléctricos y baterías que se alimenten principalmente de la red. Los esfuerzos iniciales han

estado enfocados en el segmento de vehículos livianos y transporte público y, de manera más tímida, en vehículos de carga.

A final de 2020, en términos globales, un total de 10 millones de vehículos eléctricos se encontraban en circulación en todo el mundo, culminando una década de rápido crecimiento, representando cerca del 1.00 % de la flota de automóviles. Los registros de autos eléctricos incrementaron en un 41.00 % en 2020, a pesar de la reducción en ventas globales de vehículos de un 16.00 %, producto de la pandemia de salud. Cerca de 3 millones de vehículos eléctricos fueron vendidos en 2020, representando el 4.60 % de las ventas de vehículos, y, por primera vez, Europa superó a la República Popular de China como el mayor mercado de vehículos eléctricos. Los registros de autobuses y camiones de este tipo también aumentaron en los principales mercados, alcanzando las 600 mil y 31 mil unidades, respectivamente. (Energy Information Administration)

En el contexto local, desde hace varios años la movilidad eléctrica ha estado presente en el transporte público, siendo su principal actor el Metro de Santo Domingo, el cual ha llegado a transportar más de 400 mil personas en un día laborable (Oficina para el Reordenamiento del Transporte), un promedio de 9 millones de usuarios por mes, con un consumo anual de energía inferior a los 60 GWh, a una tasa de 0.55 kWh por usuario.

Atendiendo a este impacto, es necesario seguir impulsando estrategias y políticas que permitan continuar expandiendo el sistema del metro a las demás regiones del país, bajo un modelo de gestión que le permita ser sostenible en el tiempo.

El segmento de vehículos livianos, específicamente automóviles, se compone en su mayoría, por vehículos de segunda mano importados por empresas que han incursionado en este nicho de mercado, aprovechando los incentivos que promueve la ley 103-13 de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional. Esta ley contempla una reducción en los impuestos de importación y de registro de primera placa de un 50.00 %. A pesar de esto, los principales concesionarios del país aún no han tomado la iniciativa de importar vehículos de este tipo.

Debido a que no existen informes oficiales de entidades como la Dirección General de Impuestos Internos (DGII) o la Dirección General de Aduanas (DGA) (Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre) respecto a la cantidad de vehículos eléctricos en el país, es necesario recurrir a las declaraciones de la prensa y otros actores.

Según la información más reciente, la evolución del parque de automóviles eléctricos ha sido la siguiente:

Tabla 17. Estimación vehículos eléctricos en República Dominicana.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Cantidad aproximada	Crecimiento relativo
2018	250	-
2019	740	196.00 %
2020	2000	170.00 %

Fuente: (Evergo, 2021)

Se evidencia un claro crecimiento del parque vehicular eléctrico al estar cerca de duplicar el tamaño del mercado en un período inferior a 3 años. Aspectos que han ayudado a esta relativamente alta aceptación de parte de un grupo de usuarios en el país es la corta distancia desde la capital del país a cualquier potencial punto de interés (± 300 km), tasas preferenciales de financiamiento y el sostenido crecimiento que ha tenido la infraestructura de carga, siendo este último una de las principales preocupaciones de los usuarios al momento de tomar la decisión de compra.

Con respecto a la infraestructura de carga, gracias a las iniciativas y alianzas del sector privado y público, este aspecto ha mostrado una notable mejoría, la tabla siguiente muestra la infraestructura de estaciones de cargas para vehículos eléctricos en el país:

Tabla 18. Infraestructura de carga

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Fecha	Cantidad Aproximada	Crecimiento Relativo
Mayo 2020	49	-
Mayo 2021	172	251.00 %

Fuente: (Evergo, 2021)

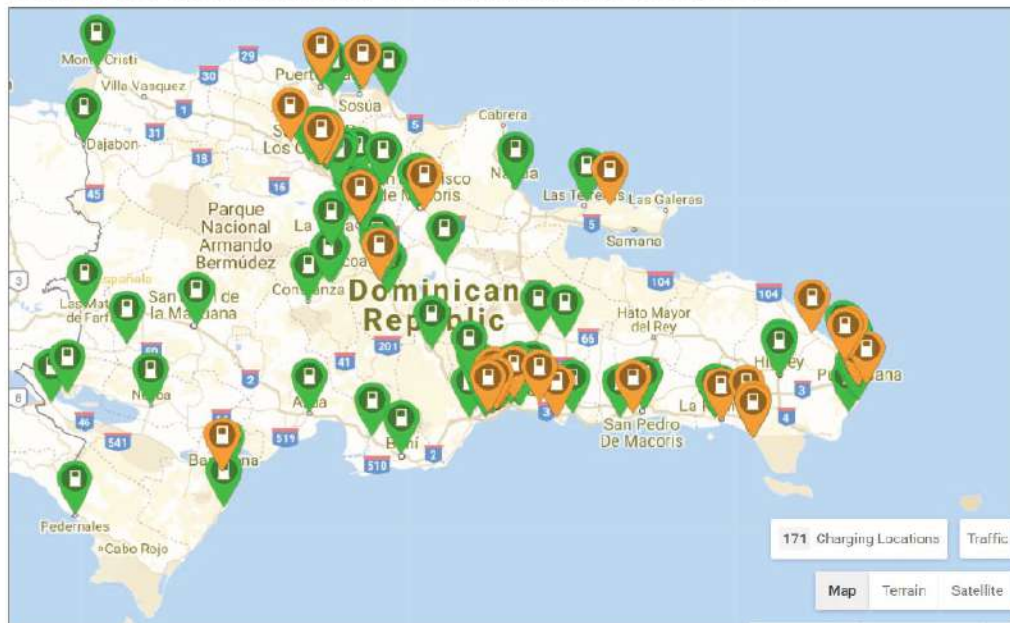
Según la herramienta PlugShare, consultada en mayo 2021, estos 172 cargadores se componen de 40 unidades tipo nivel 3 (CHAdEMO) y 132 unidades tipo nivel 2 (Conector J1772), considerando una potencia de 50 kW y 7 kW para cada nivel, respectivamente, representan una capacidad de demanda adicional de 2.9 MW.

La meta a corto plazo declarada por uno de los actores principales en este nicho es instalar un total de 500 estaciones de carga, si se considera una distribución de 25.00 % para cargadores nivel 3 y 75.00 % para cargadores nivel 2, la capacidad de demanda que podrían llegar a representar estos cargadores sería cercana a los 9 MW.

Esta capacidad adicional no representa un riesgo para la correcta operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) a nivel general, ni siquiera

para las redes de distribución debido al nivel de atomización que tienen las instalaciones, sin embargo, si indica que es necesario colocar especial atención en la inserción de este segmento del transporte debido a su rápido crecimiento.

Gráfico 37. Infraestructura de carga vehículos eléctricos.



Fuente: (Plugshare)

Es de especial interés evaluar la potencial electrificación masiva de las motocicletas y monopatines, debido a que este es el tipo de vehículo con mayor incremento absoluto, año tras año, y a la alta participación que tienen en la matriz de los vehículos de motor del país, la cual se aproxima a un 56 %. (Dirección General de Impuestos Internos, 2021). No obstante, el potencial impacto de esta electrificación es mínimo respecto al que causaría una alta inserción de autos, autobuses o vehículos de carga, debido a que las motocicletas no requieren de estructura especial para recargar su batería, y su motor eléctrico es considerablemente más pequeño que el de los demás vehículos.

La definición de las políticas energéticas debe abogar por incrementar el bienestar social de la mayoría de la población, uno de sus propósitos principales debe ser fomentar una mejora en la competitividad del país, de tal forma que la distribución de la riqueza y la capacidad adquisitiva sea un reflejo palpable en los diversos sectores de la población. Por lo cual es necesario enfocarse en iniciativas sostenibles que impacten a los habitantes.

“Para garantizar el bienestar social, es fundamental el acceso a fuentes energéticas para la satisfacción de necesidades humanas y la realización de actividades de producción”.

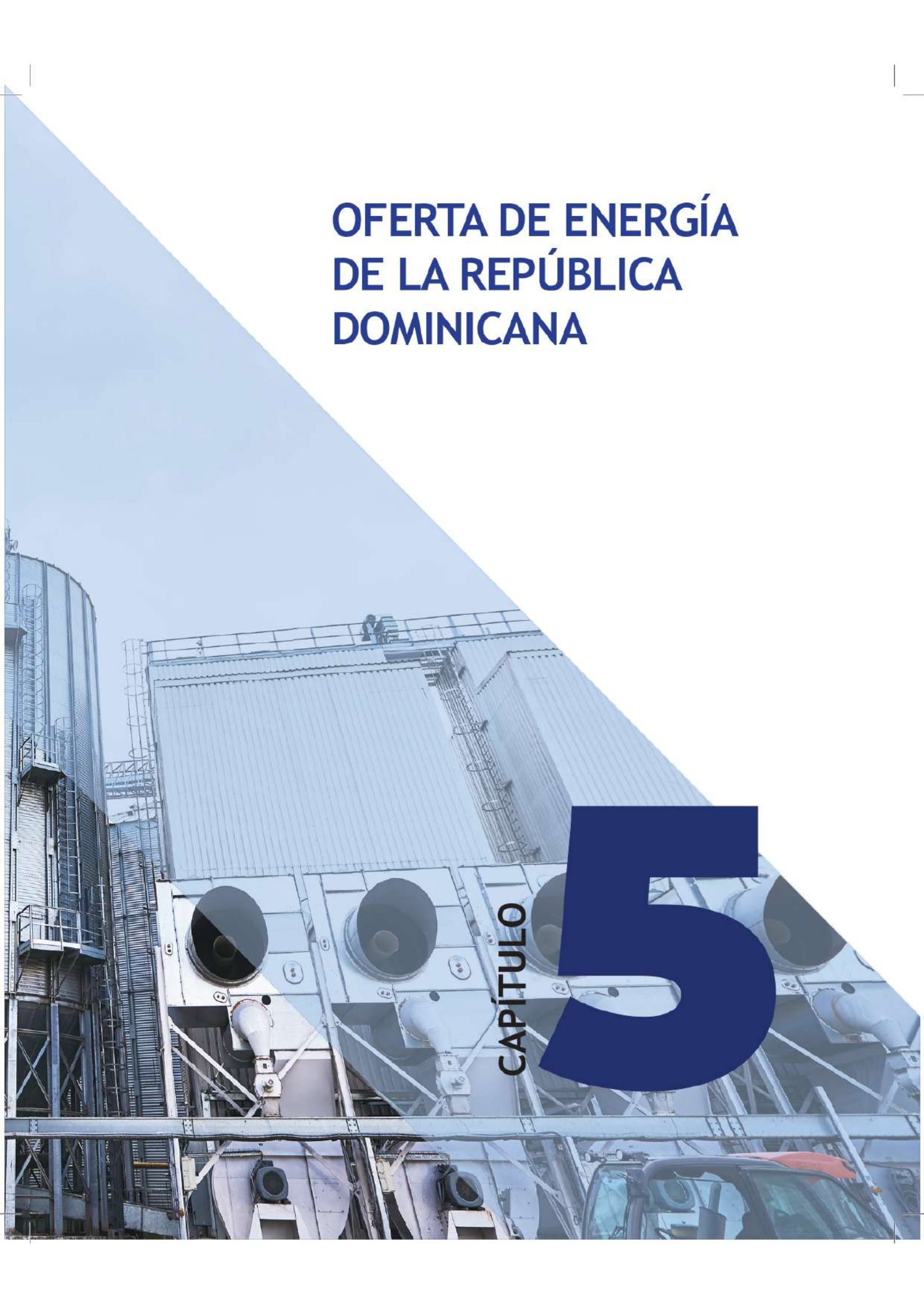




OFERTA DE ENERGÍA DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

CAPÍTULO

5



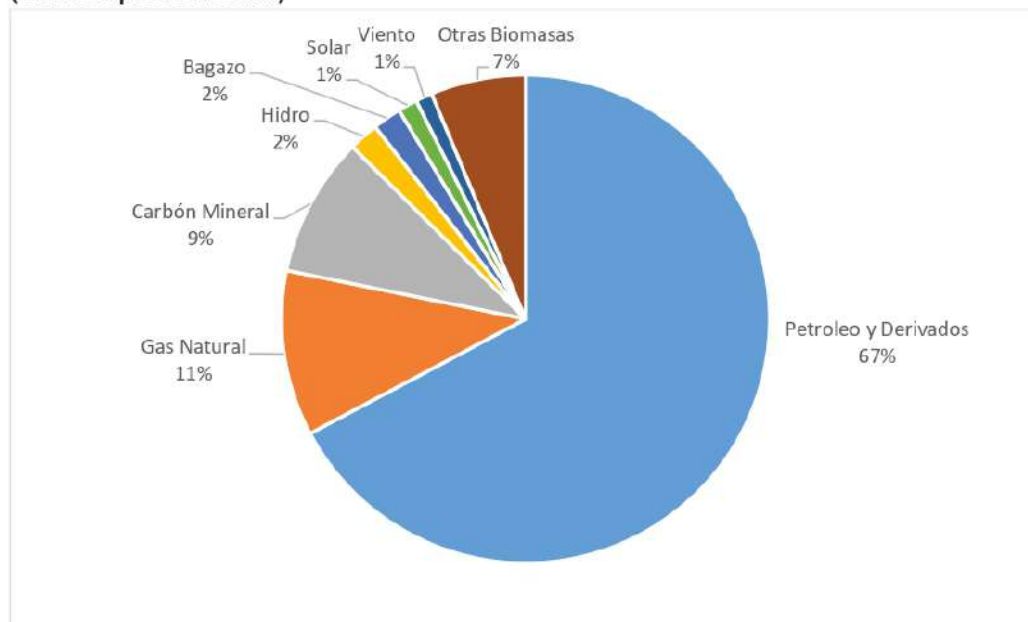
La oferta de energía es una respuesta estratégica de las economías para hacer frente al crecimiento de la demanda. Nos habla de la disponibilidad de recursos energéticos para transformación y consumo final. Y metodológicamente, es el resultado de la producción energética total, los intercambios comerciales netos, las variaciones de inventario, así como el descuento de los *bunkers* de transporte internacional, tanto marítimo como aéreo.

En esta sección analizaremos la oferta energética de la República Dominicana para los años comprendidos entre 2018 y 2020, haciendo especial énfasis en la disponibilidad de los recursos y los mercados asociados a los mismos. En este sentido, aun cuando contamos con una amplia gama de recursos renovables, hemos sido dependientes de la importación de hidrocarburos para satisfacer la mayoría de las actividades socioeconómicas del país.

A 2018, de acuerdo con los datos del Balance Nacional de Energía (CNE, 2020), la oferta energética de la República Dominicana se ubicaba en 9,719.58 ktep, resaltando la participación de hidrocarburos importados; mientras que menos del 15.00 % corresponde a energías renovables. Una vez ratificando nuestra vulnerabilidad ante los mercados internacionales de combustibles y la necesidad de crear marcos habilitantes que permitan una mayor penetración de energías renovables (convencionales y no convencionales).

Gráfico 38. Oferta energética según fuentes, 2018.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (MEMRD/CNE/BID/FB, 2020)

Aprovechemos ahora para profundizar en el análisis desde la procedencia de la oferta de hidrocarburos, luego la disponibilidad de fuentes de energía renovable para transformación; por último, analizaremos el subsector eléctrico

nacional, desde el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, hasta los sistemas aislados y autoprodutores locales.

5.1. Hidrocarburos

En su conjunto, la oferta de hidrocarburos respondió al 87.46 % en 2018, destacando la importación de carbón mineral, gas natural, petróleo y derivados, así como el procesamiento de crudo en la Refinería Dominicana de petróleo. Manteniendo una posición de especial vulnerabilidad a las fluctuaciones de los mercados internacionales.

A continuación, se analiza la dinámica de comportamiento de oferta de cada uno de los hidrocarburos que intervienen en la economía dominicana desde el abastecimiento hasta la transformación para el consumo intermedio (generación eléctrica) y el consumo final de los sectores socioeconómicos.

5.1.1. Petróleo y derivados

A pesar de las políticas de emisiones cero de carbono para 2050 y aun cuando algunas de las más grandes compañías petroleras del mundo han comenzado a invertir en tecnologías renovables, la industria del petróleo y el gas, a menudo es calificada como el sector más sucio dentro de la industria energética y ha sido objeto de un intenso escrutinio en los últimos años por su papel en la contaminación y emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, su importancia para el desarrollo económico sigue vigente y posiblemente seguirán siéndolo durante un largo tiempo.

La exploración petrolera *offshore* a nivel mundial se ha expandido en medio de la pandemia del Covid-19 y la caída de los precios por la baja demanda, de acuerdo con los datos de OPEP y la AIE. En enero de 2020, las exploraciones y perforaciones de pozos petroleros habían aumentado significativamente, de acuerdo con el informe publicado por OPEP. Este informe proyecta que la demanda de petróleo aumentará en un 6.50 % en este año.

Relativo a nuestro entorno geográfico; las aguas del Atlántico frente a Guyana se han convertido en una de las zonas de extracción petrolera más cotizadas del mundo. Ahora, los ejecutivos petroleros internacionales están volteando su atención hacia el país vecino, *Surinam*. *Exxon Mobil*, *Royal Dutch Shell*, *Total*, *Apache* y varias otras compañías están preparándose para iniciar operaciones frente a la costa de Surinam.

La empresa *Apache Dominican Republic Corporation LDC* –filial de la estadounidense *Apache Corporation*– fue la única compañía, de un total de 21, en precalificar y presentar ofertas para uno de los bloques gasíferos y petroleros

costa afuera ofrecidos en el marco de la Primera Ronda Petrolera que realizó la República Dominicana (2019) en Texas.

En el acto de subasta, realizado en la sede del Ministerio de Energía y Minas, la petrolera estadounidense hizo una oferta por 1,000 unidades de trabajo (a US\$5,000 cada una, según las condiciones fijadas en documentos previos), equivalentes a US\$5 millones por el bloque SP2 de la cuenca San Pedro de Macorís. La oferta mínima para exploraciones marítimas era de 800 unidades de trabajo, es decir, unos US\$4 millones.

El área estaba conformada por tres bloques situados en la cuenca de San Pedro de Macorís, en la plataforma marina. Apache podrá realizar exploraciones de hidrocarburos en el bloque SP2 en un primer período de cuatro años de contrato, prorrogables hasta 10 años.

La empresa realizará las inversiones en la fase de exploración a su propio costo y riesgo, y con total compromiso de operar de manera responsable en términos ambientales y sociales. En un tercer período garantizan la perforación de un pozo exploratorio, y de resultar exitoso el hallazgo de petróleo, la inversión en explotación alcanzaría unos 100 millones de dólares.

Gráfico 39 Cuencas con potencial para extracción de petróleo en República Dominicana.



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

El contrato de producción compartida con Apache garantiza un mínimo de participación del 40.00 % de los beneficios atribuibles durante toda la vida del proyecto, es decir, de la Renta Petrolera Total (RPT).

Autoridades del Ministerio de Energía y Minas señalaron que no hubo empresas precalificadas para los bloques terrestres en las cuencas de Cibao, Azua y

Enriquillo, por lo que el proceso de licitación en esas zonas fue declarado desierto.

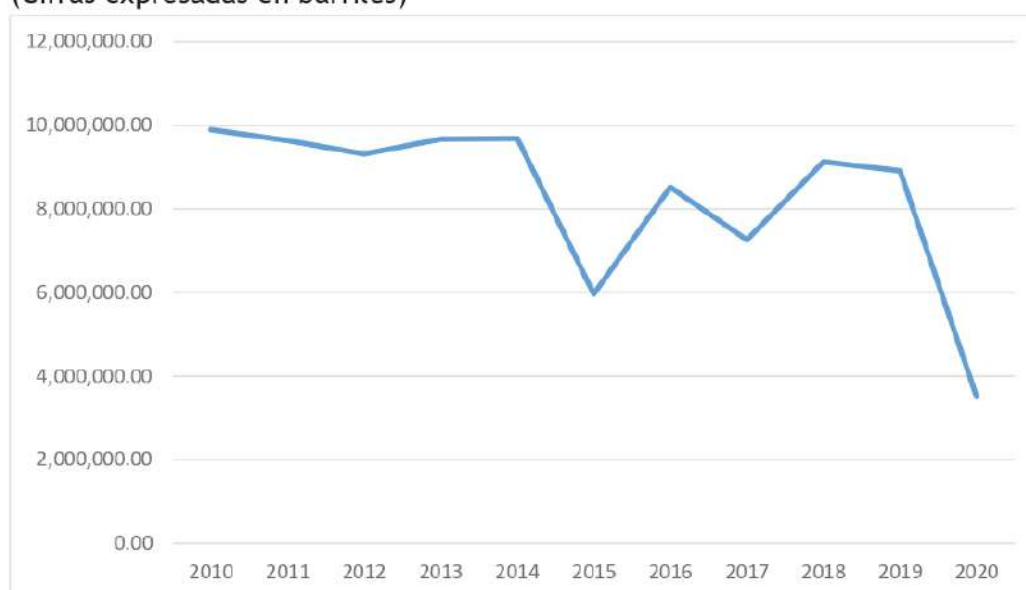
La República Dominicana no cuenta con un estudio que permita evaluar el volumen de petróleo que alojan las cuencas identificadas a lo largo del territorio nacional y dirigir las inversiones hacia aquellos con mejores condiciones en términos de volumen explotable y poder calorífico. No obstante, de acuerdo con profesionales del área, el petróleo nativo se considera explotable comercialmente a mediana y pequeña escala. Para lo cual hace falta la definición de un marco regulatorio que establezca roles, derechos y responsabilidades de las partes involucradas.

a. Importación de petróleo y derivados

De acuerdo con datos del Banco Central de la República Dominicana, a 2018, la importación de petróleo y de derivados represento el 67.25 % de la oferta total de energía, es decir unos 6,536.70 ktep en términos de unidades energéticas y unos 50,534,414.67 de barriles en unidades de volumen.

Las importaciones de petróleo durante el período 2010 - 2020, han observado un decrecimiento promedio anual acumulado de 1.15 %, durante el período 2010 - 2019. En 2020, producto de la reducción de la demanda durante la pandemia del COVID-19, se observó un decrecimiento de 60.57 % respecto al año 2019. Mientras para 2021, se observa una tendencia de crecimiento hasta posiblemente alcanzar un volumen similar al de 2019.

Gráfico 40. Importaciones de petróleo crudo, 2010 - 2020
(Cifras expresadas en barriles)



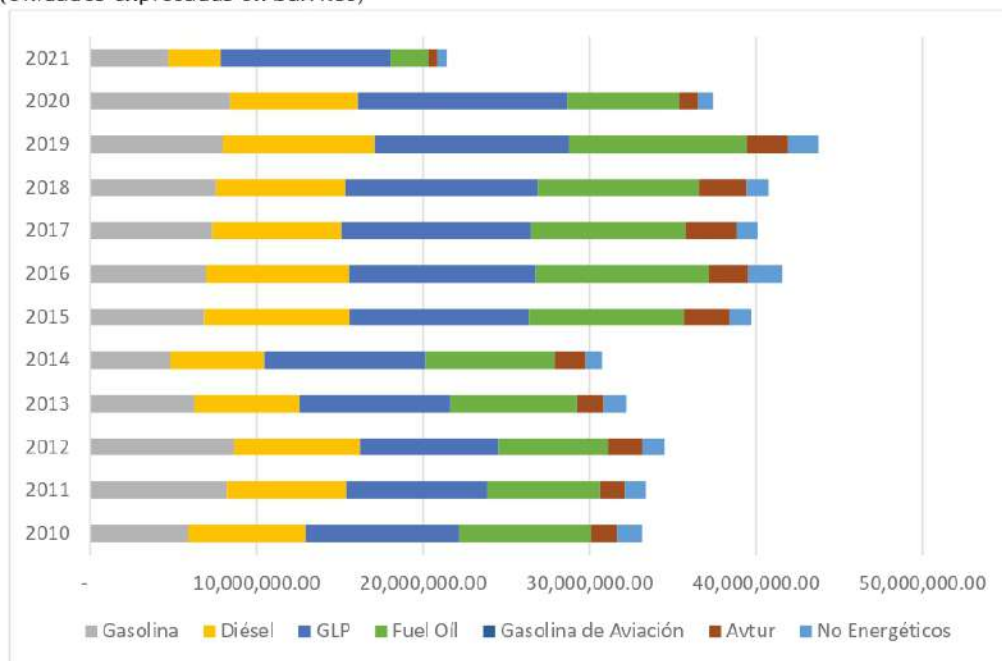
Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2021)

Históricamente los principales suplidores de petróleo de la República Dominicana han sido, Venezuela y México; no obstante, ante la inestabilidad política persistente en Venezuela, así como el incremento de la demanda post-COVID en México, la República Dominicana ha recurrido a fortalecer las relaciones comerciales con otros mercados, como Estados Unidos (50.00 %), Nigeria (49.00 %) y Bahamas (1.00 %).

Las importaciones de fuentes derivadas de crudo representaron el 81.21 % de la oferta de energía de estas fuentes a 2018. En términos de volumen esto representa unos 40,749,138.65 Barriles, y 5,267.89 ktep en términos energéticos. Al analizar la participación de actores, 28.60 % corresponde importaciones derivados de la Refinería Dominicana de Petróleo, mientras que el restante 71.40 % corresponde a importaciones de agentes de distribución final de combustibles para el mercado local.

Gráfico 41. Importación de derivados de petróleo, 2010 - 2021.

(Unidades expresadas en barriles)



Nota: 2021 considera el primer semestre del año.

Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2021)

El gas licuado de petróleo es la fuente de mayor participación respecto a los productos derivados de petróleo, con un 28.34 %. Durante el período 2010 - 2019, la tasa de crecimiento promedio anual acumulada fue de 2.68 %, tendencia esperada si tomamos en cuenta la creciente demanda de esta para cocción en hogares y desplazamiento de vehículos carreteros.

Adicionalmente, durante el 2020 las importaciones de GLP incrementaron un 7.30 % respecto al año anterior, como respuesta al aumento de la demanda de

los hogares durante la pandemia del COVID - 19. Se espera que al cierre de 2021 las importaciones de GLP observen un incremento considerable respecto a los niveles de registrados en 2018, 2019 y 2020.

Tabla 19. Importaciones de petróleo y derivados, 2010 - 2020.
(Cifras expresadas en Barriles)

Fuente Energética	2010	2015	2018	2019	2020
Petróleo	9,893,995.55	5,960,972.19	9,128,910.80	8,913,199.93	3,514,114.04
Gasolina	5,905,785.52	6,853,687.97	7,566,461.06	8,012,376.60	8,403,756.73
Gasoil	7,046,085.88	8,783,098.93	7,768,473.36	9,062,326.32	7,674,293.31
GLP	9,228,301.97	10,698,704.04	11,548,963.01	11,710,500.96	12,565,328.28
Fuel Oil	7,903,031.34	9,316,151.47	9,721,629.21	10,639,184.82	6,738,425.50
Gasolina de Aviación	14,194.11	5,813.02	4,157.62	5,656.10	6,513.69
Avtur	1,550,969.48	2,753,605.72	2,791,977.71	2,505,265.35	1,118,496.33
Otros no energéticos	1,498,132.92	1,335,528.34	1,347,476.67	1,820,508.14	949,918.04
Total	43,040,496.77	45,707,561.68	49,878,049.45	52,669,018.20	40,970,845.92

Fuente: (Banco Central de la República Dominicana, 2021)

A 2018, el Fuel Oil observaba una participación de 23.86 % respecto al resto de derivados importados, con una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 3.36 % durante el período 2010 - 2019, especialmente para su uso intermedio en la generación eléctrica. No obstante, ante el escenario de reconversión de plantas generadoras de electricidad, así como la disminución de la demanda, se ha observado un decrecimiento considerable en 2020, del orden del 36.66 %; mientras que durante el primer semestre de 2021 las importaciones apenas representan el 33.94 % de las importaciones a diciembre de 2020.

En el caso del diésel (o gasoil como también es conocido), ha sido el tercer derivado de petróleo de mayor importación, con una participación promedio de 20.42 % durante el período 2010 - 2019, registrando una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 2.84 % en el mismo espacio de tiempo. En cuanto a los efectos del COVID - 19 en las importaciones de gasoil se observó un decrecimiento de 15.32 % en 2020 respecto a 2019.

La gasolina de motor representó en promedio una quinta parte de las importaciones de derivados de petróleo durante el período 2010 - 2019, a una tasa de crecimiento promedio anual acumulada de 3.45 %, consistente con el incremento del parque vehicular de la República Dominicana.

Mientras la importación de Gasolina de Aviación experimentó un decrecimiento promedio anual acumulado de 9.72 %; el avtur (o jet a1), observó un crecimiento de 5.47 %. Esto así, en consonancia con el incremento de la eficiencia del consumo, así como con el decrecimiento del inventario de

aeronaves de hélices (que utilizan gasolina de aviación), y el crecimiento de aeronaves de turbinas nacionales e internacionales (que utilizan avtur).

Por último, las importaciones de otros no energéticos, como lubricantes, ceras, parafinas, cemento asfáltico y otros, han observado un crecimiento promedio de 2.19 % anual acumulada entre 2010 y 2019.

En ese sentido, Estados Unidos exhibe un predominio absoluto, en lo pertinente al origen de las importaciones de derivados, predominando con el 57.00 % en lo referente al fuel oil #6, 78.00 % en la gasolina premium, 79.00 % en la gasolina regular, 84.00 % en el gasoil premium, 92.00 % en el gasoil regular, 98.00 % en el GLP y el 100.00 % importado en el combustible de aviación (avtur). Finalmente, el país ha estado importado derivados desde los países bajos del tipo, gasolina premium 21 %, fuel oil 19 % y gasolina regular 17 %.

b. Refinación de petróleo

La refinación de petróleo es el proceso de destilar productos derivados con características específicas para satisfacer las necesidades del mercado en el que opera. En el caso dominicano, estos procesos los realiza la Refinería Dominicana de petróleo, S.A., (REFIDOMSA) en la actualidad. Anteriormente, hasta el año 2008, la empresa minera Falconbridge Dominicana (FALCONDO) también operaba su propia refinería a fin de destilar los insumos necesarios para sus procesos productivos.

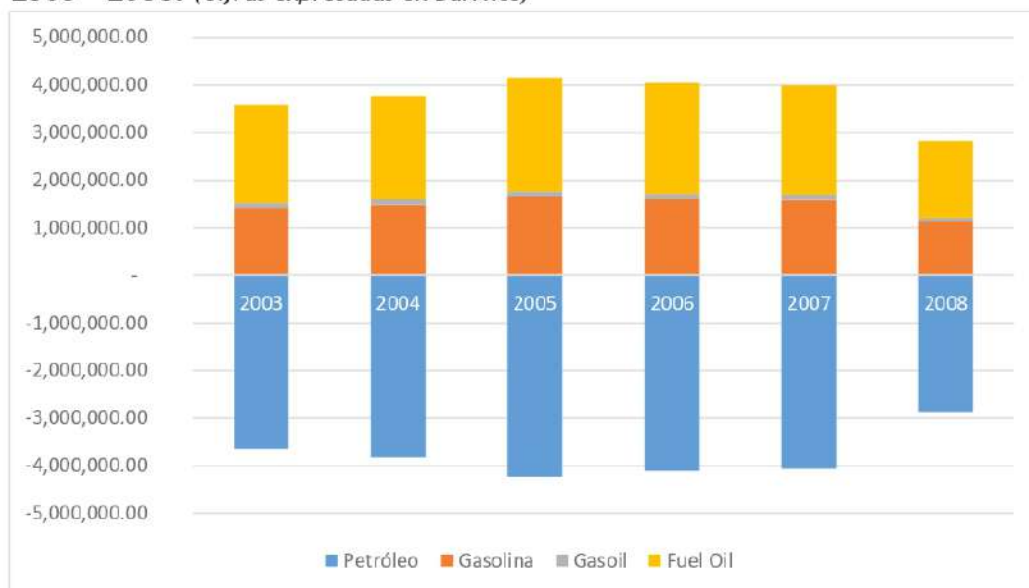
Falconbridge Dominicana, es una empresa minera establecida en la República Dominicana desde 1955 y dedicada a la exploración y explotación de ferroníquel desde el año 1968 e inaugurada oficialmente en 1972. Está ubicada en la Loma La Peguera, en la provincia Monseñor Nouel. En esta provincia se encuentra uno de los depósitos de níquel más grandes del mundo. En la actualidad, Falconbridge Dominicana S.A. (FALCONDO) es propiedad de Americano Nickel Ltd., después de dos interrupciones en sus operaciones, en los períodos 2008-2011 y 2013-2016, volvieron a operar en septiembre de 2016.

Hasta el cierre de operaciones en 2008, FALCONDO tenía una capacidad de refinación de 16 mil barriles por día, procesando una mezcla de crudos livianos y pesados, que varía de 60.00 % a 70.00 % de crudo pesado y de 30.00 % a 40.00 % de crudo liviano, de acuerdo con los requerimientos de dicha empresa. Los derivados que se obtienen de esta refinería son: 58.00 % de fuel oil y 42.00 % de nafta y diésel. El fuel oil se usa para alimentar la planta termoeléctrica y la nafta se utiliza para las plantas de reducción y preparación del ferroníquel y el diésel se usa para los equipos móviles y otros usos.

El abastecimiento de petróleo para refinación se realizaba a través de un oleoducto de 72 km y 8 pulgadas de diámetro, desde el puerto de Haina,

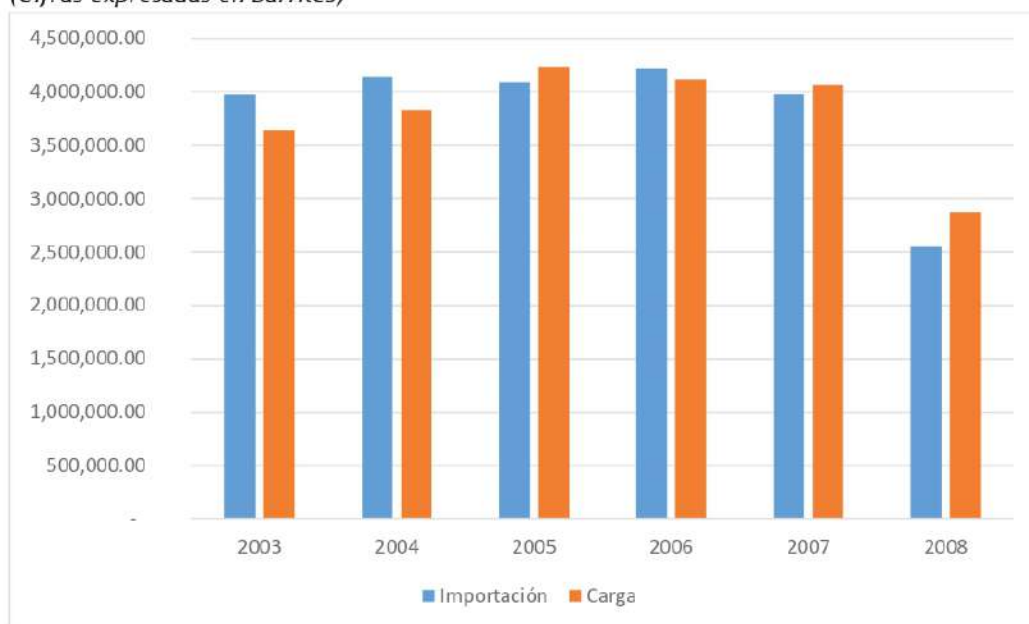
provincia de San Cristóbal, hasta el municipio de Bonaó, provincia Monseñor Noel. Adicionalmente, a 2,7 km al norte de las instalaciones del Puerto de Haina, cuenta con una estación de bombeo y tres tanques de almacenamiento. Estos son alimentados a través de un oleoducto soterrado de 24 pulgadas de diámetro.

Gráfico 42. Carga de petróleo y producción de derivados de FALCONDO, 2003 - 2008. (Cifras expresadas en Barriles)



Fuente: FALCONDO, 2009.

Gráfico 43. Importaciones y carga de crudo de FALCONDO, 2003 - 2008. (Cifras expresadas en Barriles)



Fuente: FALCONDO, 2009.

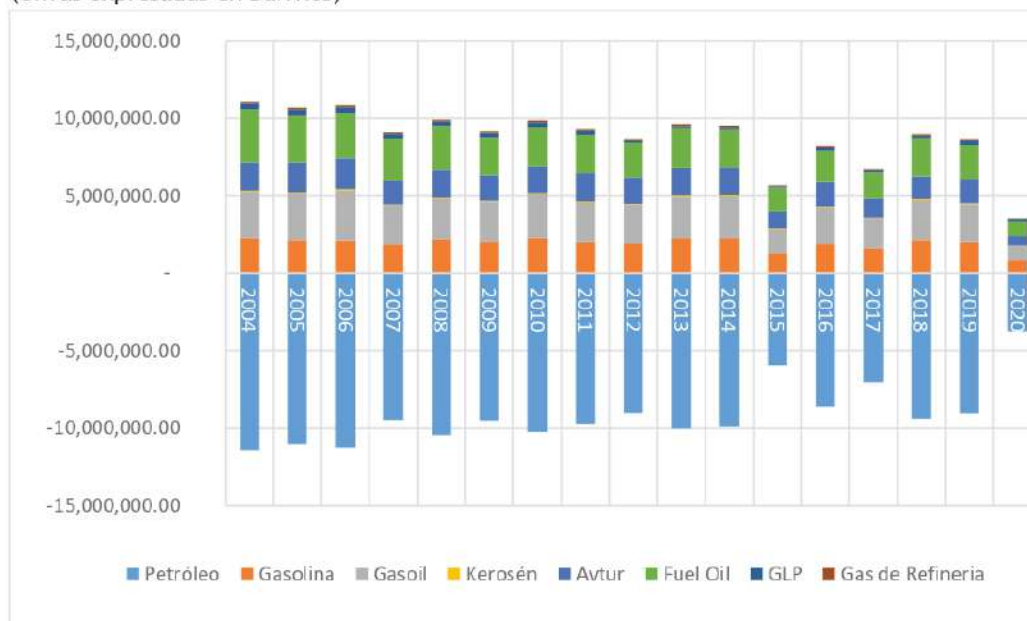
Durante el período de operaciones de la refinería de FALCONDO, las importaciones de crudo exhibían un comportamiento cuasi constante, al igual que los derivados obtenidos en proceso de refinación. Por lo que se puede ver el crecimiento medio anual de las importaciones de crudo, apenas crecieron un 0.10 %, en tanto que en los refinados solo hubo una variación media anual de un 2.89 %.

La Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA) inició sus operaciones comerciales en el año 1973, conformada por un conjunto de unidades capaces de separar crudos vírgenes y crudos reconstituidos, los cuales forman una mezcla en proporción volumétrica en una relación 60/40. El propósito de esta mezcla es obtener una alimentación que se ajuste a los procesos de refinación y produzca los derivados que demandan el mercado, GLP, gasolinas, kero-avtur, gasoil y fuel oíl.

Desde el último semestre del año 2003, Venezuela suspendió el envío de petróleo al país, por lo que la alimentación de REFIDOMSA, fue sustituida por una mezcla de crudo virgen y destilado (nafta pesada); México proporcionaba parte del crudo y la totalidad de la Nafta, mientras que Colombia suministraba el resto del Petróleo necesario. La proporción de esta mezcla varía según el programa de producción establecido y estaría en el rango siguiente: crudo Olmeca-Maya, Cusina-Vasconia 78-22 % y el resto nafta pesada. Con esta mezcla se procura preparar una alimentación parecida a la utilizada regularmente desde Venezuela, o sea, algo similar a un crudo reconstituido. Mediante Resolución número 112-10, en el 2010, el Congreso Nacional aprueba el Acuerdo de Asociación y compra-venta de acciones mediante el cual, el Estado dominicano vende a la empresa venezolana PDV-CARIBE, S.A., el 49.00 % del capital accionario de REFIDOMSA.

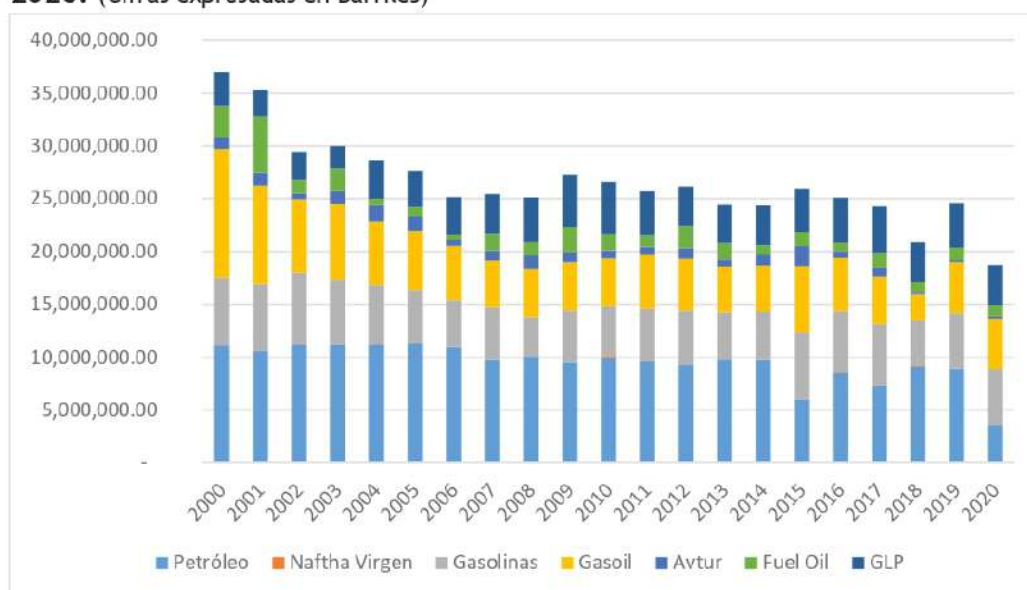
A partir del 2015, REFIDOMSA procesa exitosamente nuevas alternativas de crudo, iniciando la refinación de crudo americano y el crudo Bonny Ligth, proveniente de Nigeria; Y a su vez eliminando la dependencia de crudo mexicano y venezolano. En este sentido, se readecuó el horno F-101 para procesamiento de crudos alternativos, Light Louisiana Sweet y Mediano de favorable repercusión. Actualmente con las mejoras introducidas por REFIDOMSA, y el crudo de mayor rendimiento, solo necesita alimentar entre 25,000, a 27,000 Bbls/día, para producir la misma cantidad de productos que producía con 34,500 Bbls/día, aumentando en un 21.73 % la mejora en la eficiencia de su proceso integral. Esta estrategia contribuyó a disminuir la producción de combustibles de baja demanda en el mercado, específicamente el fuel oíl #6 y el jet a-1, según información de la propia REFIDOMSA. Adicionalmente, se diseñaron nuevas alternativas para el atraque de buques con mayor calado, garantizando un aumento considerable en la importación de productos terminados; significando esto ahorros en las primas de compras.

Gráfico 44. Carga de petróleo y producción de derivados, 2004 - 2020.
(Cifras expresadas en Barriles)



Fuente: REFIDOMSA, 2021.

Gráfico 45. Importaciones de petróleo y derivados de REFIDOMSA, 2000 - 2020. (Cifras expresadas en Barriles)

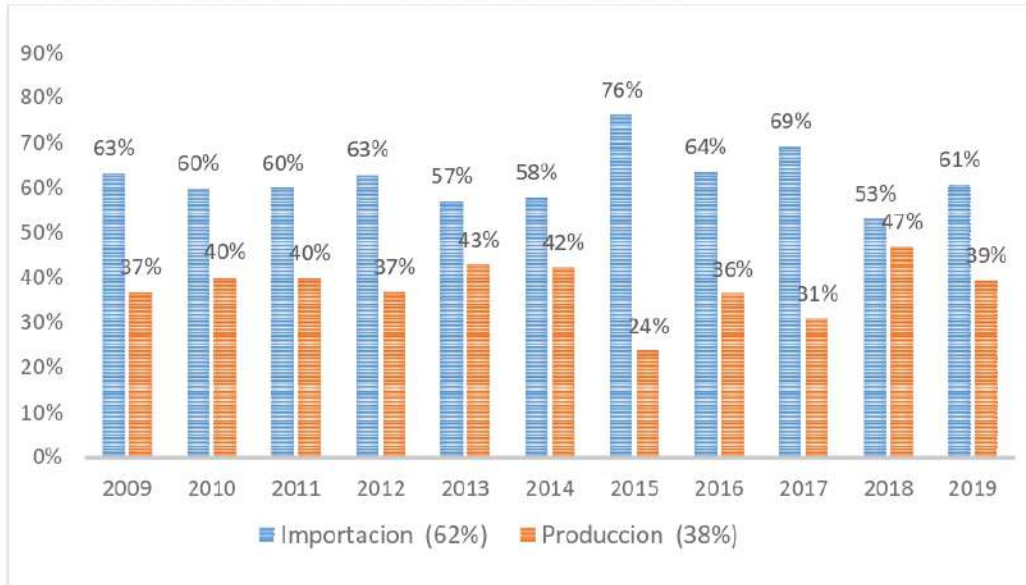


Fuente: REFIDOMSA, 2021.

El gráfico 45 muestra las importaciones de crudo y derivados petróleo realizadas por REFIDOMSA, en la que el petróleo crudo sobresale como rubro importado, seguido por las gasolinas, el gasoil y el GLP, estos últimos de gran demanda el sector transporte. En lo referente a la media acumulada, en el período 2009-2019, el petróleo crudo que viene a REFIDOMSA para su procesamiento, y como

tal presenta el mayor volumen de importación, con un 34.60 %, seguido por el gasoil con 17.80 %, el GLP, con 16.20 % y la gasolina premium con 14.20 %.

Gráfico 46. Importaciones de derivados de petróleo vs productos destilados por REFIDOMSA, 2009 - 2019. (Cifras expresadas en %)



Fuente: REFIDOMSA, 2021.

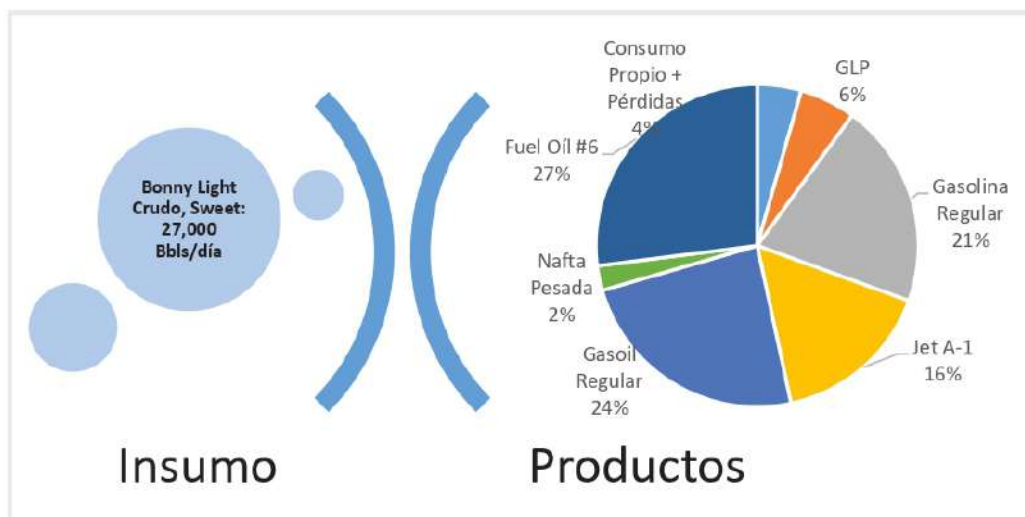
En el gráfico 46, se exhiben los niveles de producción versus las importaciones de derivados de petróleo. En cuanto al mercado nacional abastecido por REFIDOMSA, en términos de promedio entre el 2009 y el 2019, se registra que el 62.00 % corresponde a derivados importados, mientras que el restante 38.00 % corresponde al procesamiento de destilados de petróleo en la refinería. Se puede apreciar que el mayor procesamiento de crudo fue registrado en el 2018, con 47.00 % y en el 2013 con el 43.00 %. A partir del 2018 y 2019, esta empresa introdujo procesos de mejoras en sus operaciones, con la contratación de estudios y evaluaciones científicas.

El gráfico 47 presenta un diagrama simplificado del proceso de producción, mostrando los productos refinados, así como también las proporciones porcentuales de los mismos. Por lo antes dicho, de que la refinería no cuenta con la flexibilidad de producir porcentajes más alto de refinados, o sea es limitada la producción de combustibles blanco (gasolinas y gasoil). en la figura siguiente se puede ver, aun con las mejoras, la gran producción de producto regulares, como son el fuel oil #6 (26.99 %), gasoil regular (23.90 %) y gasolina regular (20.51 %).

El conjunto de pérdidas y consumo propio de REFIDOMSA representan un 4.43 % en el proceso de destilación, lo cual se considera elevado para una refinería de baja conversión. Otras refinerías de alta conversión tienen pérdidas promedio

de 5.00 % a 6.00 %; como era el caso de la refinería de Lujan de Cuyo, Argentina, la cual procesaba 111,000 barriles diarios de petróleo y que ha logrado reducir sus pérdidas a 1.50 % - 2.00 %.

Gráfico 47. Esquema de REFIDOMSA de un lote diario de producción.



Fuente: REFIDOMSA, 2021.

No obstante, una de las principales preocupaciones de la estrategia de negocios de REFIDOMSA ha sido la disminución del consumo de Fuel Oil como combustible de generación, así como la disminución del consumo de Jet A1¹¹. Por lo que se están evaluando configuraciones alternativas para incorporar unidades de proceso que reduzcan el volumen de producción del fuel oil e incrementar el octanaje de la nafta liviana.

Otra alternativa estudiada es la ampliación de la capacidad de producción de REFIDOMSA y/o construir una nueva refinería. Esta propuesta fue sugerida en el estudio: Evaluación Económica de Refinación en la República Dominicana, elaborado por esta CNE. En este sentido, la ampliación es una posibilidad prácticamente cerrada por la indisponibilidad del espacio perimetral en la ubicación actual.

Dentro de las posibilidades futuras, pueden señalarse las siguientes alternativas:

- ✓ En lo referente a los planes futuro inmediato, se tiene en carpeta la ampliación de la capacidad de almacenamiento del GLP, mediante la construcción de cuatro esferas con capacidad de 60 Kbbl, c/u.

¹¹ Debido a que el estándar internacional de octanaje para la aviación ha incrementado.

- ✓ Conveniencia de implementar un proyecto de reingeniería, que permita la modernización o mejora de unidades de REFIDOMSA, que le permitan producir menos F.O#6 y Jet A-1, e incrementar la oferta de productos blancos al mercado, disminuyendo así, la importación de derivados.
- ✓ Que la actual Refinería Dominicana de petróleo PDV, se convierta en una gran terminal de productos terminados, permitiendo así, aprovechar el descenso de los precios internacionales del barril de petróleo, eliminando el elevado costo de producción.
- ✓ Hacer los estudios pertinentes para conquistar las inversiones necesarias, que a través de un *Joint Inversion*, permita construir una refinería de alta conversión, en la zona norte del país, con mira a captar mercados extranjeros.

c. Almacenamiento

Uno de los aspectos más importantes para la seguridad energética corresponde al almacenamiento de combustibles, por tanto, se hace necesario conocer la capacidad y la ubicación para cada fuente almacenada. Durante el 2018, los depósitos de combustibles en la República Dominicana son propiedad de las empresas distribuidoras de combustibles, de las empresas generadoras de electricidad y de la Refinería Dominicana de Petróleo, con participaciones de 42.46 %, 30.87 % y 26.67 % respectivamente, como se puede apreciar en la tabla 20.

Tabla 20. Infraestructura de almacenamiento de combustible según tipo de actividad económica, 2018 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Actividad Económica	Capacidad Total (Bbl)	Participación (%)
Refinería	2,070,900.00	26.67 %
Distribuidoras de Combustibles	3,296,813.00	42.46 %
Generadoras de Electricidad	2,397,442.93	30.87 %
Total	7,765,155.93	100.00 %

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por REFIDOMSA, distribuidores de combustibles, generadores de electricidad, entre otras, 2021.

En cuanto a la distribución por zona geográfica, en 2018, la región este muestra la mayor capacidad de almacenamiento con un 37.24 % de participación, donde se ubica el 54.94 % de la capacidad de almacenamiento de las generadoras de electricidad y el 47.77 % de las distribuidoras de combustibles. La región sur ubica el 30.61 % de la infraestructura de almacenamiento, explicado por la presencia de las plantas de generación eléctrica, así como de la Refinería Dominicana de Petróleo.

Sin embargo, el mayor centro de consumo se encuentra en el Gran Santo Domingo. Lo cual se explica especialmente por factores demográficos y socioeconómicos: sede de gobierno, residencia del 38.23 % de los hogares dominicanos¹², aloja el 52.26 % de las industrias y 48.48 % de los comercios, en todas las ramas de la producción nacional.

Tabla 21. Infraestructura de almacenamiento según provincia, 2018.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Provincia	Capacidad Total (Bbl)	Participación (%)
Azua	202,757.86	2.61 %
Barahona	50,000.00	0.64 %
La Romana	272,342.57	3.51 %
La Vega	57,866.45	0.75 %
Monseñor Nouel	370,251.19	4.77 %
Montecristi	50,000.00	0.64 %
Pedernales	714.29	0.01 %
Puerto Plata	60,571.43	0.78 %
San Cristóbal	2,123,471.43	27.35 %
San Francisco de Macorís	121,507.21	1.56 %
San Pedro de Macorís	1,044,730.29	13.45 %
Santo Domingo	1,326,130.21	17.08 %
Otras provincias	2,084,813.00	26.85 %
Total	7,765,155.93	100.00 %

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por REFIDOMSA, distribuidores de combustibles, generadores de electricidad, entre otras, 2021

Es necesario disponer de una metodología para mantener el control permanente de los combustibles líquidos y gaseosos, a través de un inventario que permita cuantificar oportunamente la capacidad de almacenamiento que dispone el país de manera sistemática. La siguiente tabla destaca la capacidad de almacenamiento por tipo de combustible en el 2018. El GLP sigue siendo el combustible más vulnerable en relación con cualquier contingencia que no permita abastecer dicho almacenamiento, solo con 32 días para abastecer la demanda, resaltando que el almacenamiento de este combustible ha crecido

¹²De acuerdo con las proyecciones oficiales de la Oficina Nacional de Estadísticas: Número de hogares estimados, según tipo y tamaño, 2010-2025.

significativamente en cerca de un 166.00 % en los últimos años (ver Diagnóstico de Hidrocarburo (2008), pag111).

Tabla 22. Infraestructura de almacenamiento de combustible según tipo, 2018 (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Combustible	Capacidad Total (Bbl)	Participación (%)
GLP	1,015,506.00	13.08 %
Gasolina	903,607.00	11.64 %
Kerosene/Avtur	100,000.00	1.29 %
Gas Oil	2,960,042.50	38.12 %
Fuel Oil	1,975,800.43	25.44 %
Petróleo	810,200.00	10.43 %
Total	7,765,155.93	100.00 %

Fuente: Elaboración propia en base de datos suministrados por REFIDOMSA, distribuidores de combustible, generadores de electricidad, entre otras, 2021.

d. Distribución y comercialización de derivados de petróleo

En los últimos dos años (2018 y 2019), REFIDOMSA controla el 47.45 % del mercado de los derivados del petróleo en la República Dominicana y el 36.50 % de los hidrocarburos que consume el país. También esta empresa cuenta con la mayor infraestructura de almacenamiento de combustibles del país, señalado en la tabla 23. A 2019, la República Dominicana consume en promedio unos 140,000 Bbls/día, de derivados del petróleo.

Tabla 23. Importación y Refinación de derivados del petróleo.

Años	2018		2019	
	Bbls	Participación	Bbls	Participación
Importación + Refinación				
Otros importadores	27,591,896	55.10 %	26,072,799	50.00 %
Producción REFIDOMSA	10,526,823	21.00 %	10,286,491	19.70 %
Importación REFIDOMSA	11,949,449	23.90 %	15,836,511	30.30 %
Total	50,068,168	100.00 %	52,195,802	100.00 %

Fuente: Elaboración propia con datos de DGA, BCRD y REFIDOMSA.

Sin embargo, aun con este avance en la eficiencia, incrementando el volumen de producción de refinado en el mercado interno, este no satisface la demanda total. Este motivo explica la razón de las importaciones de productos terminados. En el 2018, REFIDOMSA solo logró producir el 21.00 % de la demanda nacional de derivados del petróleo, logrando importar en ese mismo año el 23.90 % de combustibles refinados, adueñándose del 44.90 % del mercado

interno, y el restante 55.10 %, fue suplido por otros agentes privados dentro del mercado de distribución, como se muestra en la tabla

La tabla 23 muestra la variación mensual de los precios de los combustibles de alcance nacional. En ella se resumen los precios en un espacio de siete días, acorde al sistema impositivo nacional que está básicamente determinado por dos aspectos fundamentales, como son la variación del precio internacional del barril de petróleo de referencia West Texas Intermediate (WTI), en la conformación FOB y el movimiento de la tasa de cambio en el mercado interno. En términos amplios, estos dos factores más los impuestos de la Ley 112-00 de Hidrocarburos, la Ley 495-06 AD-VALOREM y los márgenes de comercialización, determinan los precios en el mercado interno de los combustibles en el territorio dominicano.

Tabla 24. Precio promedio de los derivados de petróleo, según mes, 2018.
(Cifras expresadas en pesos dominicanos por galón -RD\$/Gl)

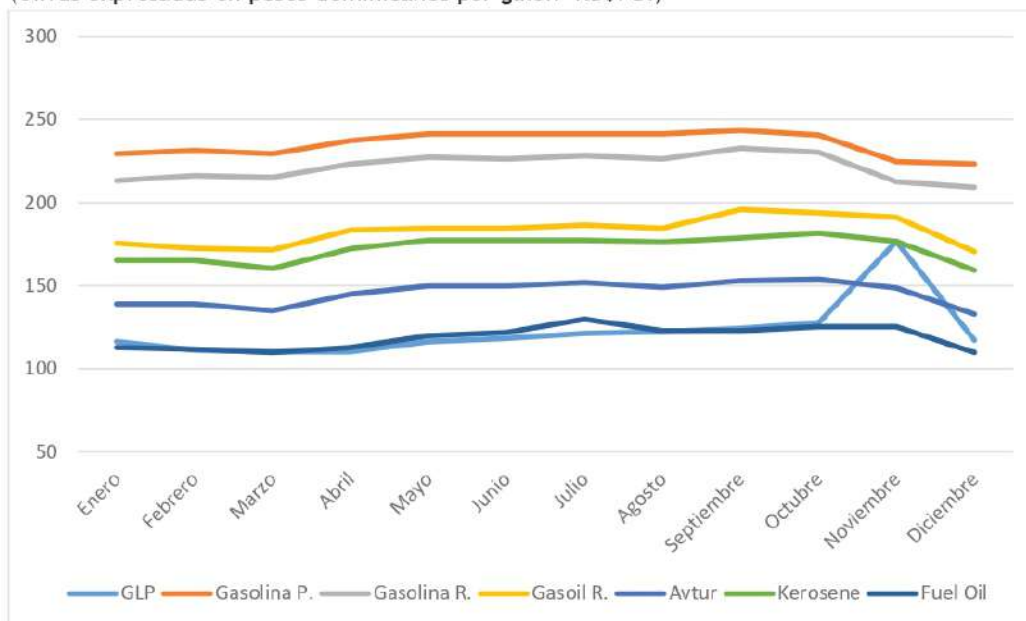
Tipo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GLP	116.3	111.3	110.3	110.3	116.3	118.3	121.3	122.3	124.3	127.6	176.6	117.3
Gasolina P.	229.3	231.3	229.3	237.3	241.3	241.3	241.3	241.3	243.4	240.6	224.6	223.3
Gasolina R.	213.2	216.2	215.2	223.2	227.2	226.2	228.2	226.2	232.7	230.2	212.6	209.2
Gasoil R.	175.5	172.5	171.5	183.5	184.5	184.5	186.5	184.5	195.8	193.8	191.2	170.5
Avtur	138.9	138.9	134.9	144.9	149.9	149.9	151.9	148.9	152.9	153.9	148.6	132.9
Kerosene	165.3	165.3	160.3	172.3	177.3	177.3	177.3	176.3	178.7	181.6	176.6	159.3
Fuel Oil	112.9	111.9	109.8	112.9	119.9	121.9	129.9	122.9	122.9	125.3	125.3	109.8

Fuente: Elaboración propia en base a resoluciones de precios de los combustibles de MICM, 2021.

En lo referente al gas licuado de petróleo (GLP), la parte impositiva está estructurada básicamente por la variación de los precios de paridad de importación (PPI). Considerando los promedios simples del precio Mont Belvieu, NON TET del martes de la semana anterior, publicado en OPIS (Oil Price Information Service). El cual ofrece precios y análisis en toda la cadena de combustible, en tiempo real y en todo el mundo. Y como complemento para fijar el precio final en las estaciones de expendios de GLP, están los impuestos de la Ley 495-06 AD-VALOREM, los márgenes de comercialización y la comisión de transporte.

La tabla 24 integra todos los elementos que intervienen en el precio final-mensual de los combustibles en el mercado interno. En ella se pueden ver las fluctuaciones más importantes y constantes a lo largo del período fiscal. Los combustibles que presentan mayor variación son los meses mayo-octubre, en las gasolinas y el gasoil, presentando desviaciones hasta de un 11.00 % y 10.00 %, respectivamente.

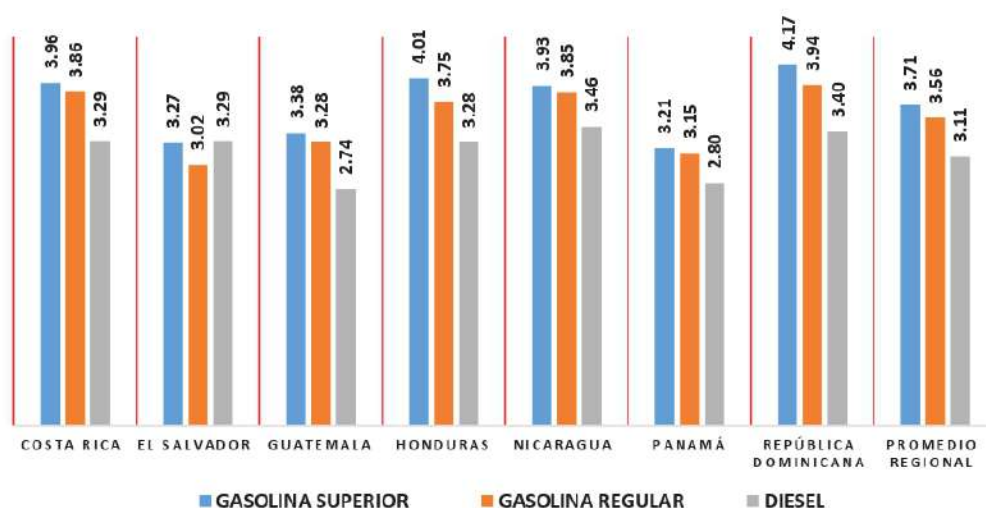
Gráfico 48. Precio promedio de los derivados de petróleo, según mes, 2018
(Cifras expresadas en pesos dominicanos por galón -RD\$/Gl)



Fuente: Elaboración propia en base a resoluciones de precios de los combustibles de MICM, 2021.

d.1. Comparación de precio de derivados del petróleo con Centroamérica

Gráfico 49. Precio de los combustibles de Centroamérica y RD, semana del 27 de febrero al 07 de marzo 2021. (Cifras expresadas en dólares americanos por galón -US\$/Gl-)



Fuente: Sistema de la Integración Centroamericana, 2021.

Los precios de los combustibles en Centroamérica y la República Dominicana, presentan una conformación distinta, algunos presentan equivalencia, del tipo promedio nacional y se refiere únicamente a la modalidad de servicio completo dado que en la región las estaciones de combustibles no tienen la opción del autoservicio, exceptuando El Salvador y Guatemala, que corresponde a la Modalidad de “Autoservicio”. Los precios de los hidrocarburos son regulados por los Estados, de forma semanal y mensual, en sentido general, a través de las instituciones correspondientes. Solo en Nicaragua y El Salvador, los precios no son regulador por el Estado.

En la República Dominicana los precios de los combustibles son regulados en todo el país, de conformidad con el Art. 8 de la Ley de Hidrocarburos No. 112-00 y a la Ley de Rectificación Tributaria, No. 495-06, que introduce el impuesto Ad-Valorem y los márgenes de comercialización. Los precios corresponden a la modalidad de servicio completo en todo el territorio dominicano y son publicados semanalmente por el Ministerio de Industria, Comercio y MiPymes.

Los precios más altos de todos los combustibles en la región SICA, corresponden a República Dominicana, situándose en 4.00 % por encima de Honduras, como segundo país, que más caro vende la gasolina premium. Y 5.30 % por encima de Costa Rica, en lo referente también a la gasolina Premium.

Tabla 25. Precio de los combustibles en la región SICA

(Cifras expresadas en dólares americanos por galón - US\$/Gl-)

País	Gasolina Superior	Gasolina Regular	Diésel
Costa Rica	3.96	3.86	3.29
El Salvador	3.27	3.02	3.29
Guatemala	3.38	3.28	2.74
Honduras	4.01	3.75	3.28
Nicaragua	3.93	3.85	3.46
Panamá	3.21	3.15	2.80
República Dominicana	4.17	3.94	3.40
Promedio Regional	3.71	3.56	3.11

Fuente: Sistema de la Integración Centroamericana, 2021.

En lo concerniente al precio promedio de los combustibles de la región de los países que conforman el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), la República Dominicana, excede en 12.4% por encima de esta media, en el caso de la Gasolina Premium, un 11% en lo relacionado a la gasolina regular, en tanto que en el Gasoil, la brecha solo se coloca en 9.3%. Aunque en algunos combustibles, la diferencia no es tan marcada, con los países Centroamericanos, debido a que es también una región de combustibles

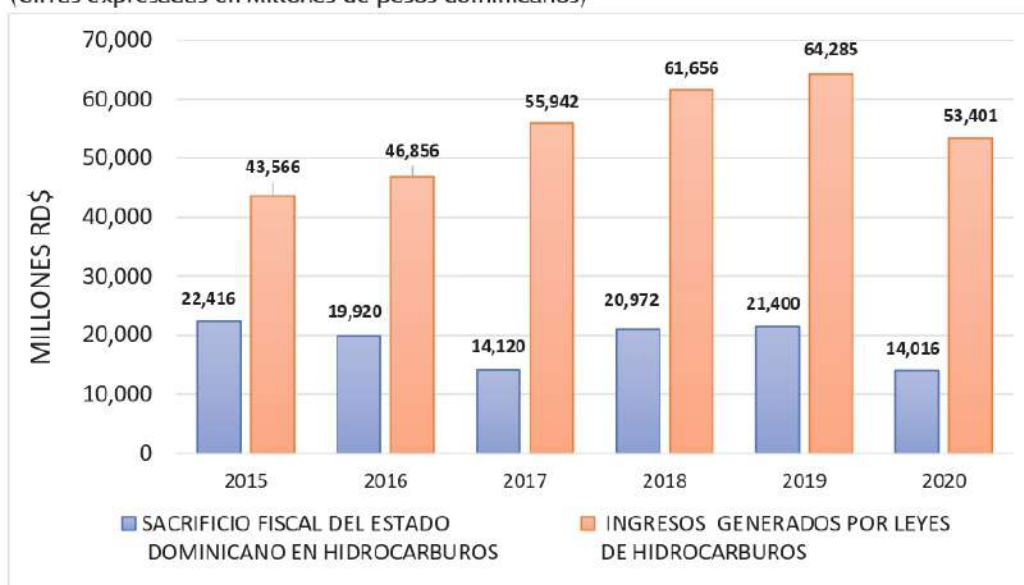
onerosos; pero cuando se realiza la misma comparación con Estados Unidos (3,11US\$/Gal) y Europa (2.62 US\$/Gal). La diferencia con la gasolina premium norteamericana se eleva a más de un 34.00 % y un 59.00 % en el caso de Europa, según la *Global Petrol Prices*, en la semana del 8 de marzo del 2021.

d.2. Los subsidios de los combustibles fósiles

En la gráfica 49, se refleja una comparación del sacrificio económico que el Estado dominicano realiza, otorgando subsidios a los combustibles y los ingresos percibidos mediante la recaudación por la Ley 112-00 de Hidrocarburos, la Ley 253-12 Sobre Fortalecimiento Institucional, la Ley 495-06, etc. Los subsidios representan hasta el 51.00 % de lo recaudado por las diversas legislaciones.

Gráfico 50. Ingresos generados vs sacrificio fiscal

(Cifras expresadas en Millones de pesos dominicanos)



Fuente: Ministerio de Hacienda, 2021.

La diferencia que presenta en la gráfica 50 a partir del 2016 es debido a que en ese año se eliminó el subsidio a los transportistas, que en el 2015 ascendió a RD\$ 51,487,829 y en el 2016 se redujo a RD\$ 35,718,348.

d.3. Estructura de precio al consumidor y márgenes de comercialización

Los precios de venta al público de los combustibles que rigen en el mercado de los consumidores finales, es responsabilidad del Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes. Estos precios, se establecen mediante una resolución semanal conforme a la Ley tributaria 112-00 y los márgenes de distribución y comercialización, por cada unidad de venta. A los montos propuestos se suman los denominados “precios de paridad”, que reflejan la evolución de los precios

internacionales de los combustibles que se computan sobre la base de un monto fijo por cada galón. Con objeto de comparar los elementos que determinan la estructura de precios para el consumidor final de los hidrocarburos, se detalla a continuación sus partes:

El precio de paridad de importación (PPI) con todos sus elementos desagregados, se ilustra en la tabla 26, donde se presenta además los combustibles para la generación eléctrica, en los cuales se observa un ejercicio con los conceptos que definen cada uno de los PPI. Estos elementos son el punto de partida para la fijación de precios internos establecidos de acuerdo con el tipo de cambio del mercado.

La tabla 26, comprende la estructura de impuestos y márgenes de comercialización establecida a lo largo de la cadena de abastecimiento. Todo el análisis está referido a la semana del sábado 10 al 16 de noviembre del 2018, por tipo de combustible, gasolina premium y regular, gasoil, avtur, kerosén y fuel oíl, así como los combustibles utilizados en la generación eléctrica. El Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes conforme a lo indicado en el Art. 8 de la Ley de Hidrocarburos No. 112-00 que establece un impuesto a los combustibles fósiles y derivados del petróleo, dispone mediante el presente aviso los precios oficiales de los combustibles que regirán a partir de la 00:00 hora del sábado del 10 al 16 de noviembre del 2018.

Definidos los elementos del precio de paridad, cabe destacar que los impuestos son montos establecidos por unidad de volumen ajustable por inflación trimestralmente. Esto para evitar pérdida de su valor real, a excepción de los combustibles para la generación eléctrica, que son consumidos por los generadores privados interconectados. De este modo, el máximo incremento que podrían aumentar los impuestos sería la tasa de inflación, lo que les permitiese a las autoridades realizar una indexación parcial. Su monto de recaudación va a variar con el consumo nacional de combustibles y con la tasa de inflación.

Tabla 26. Impuestos y Márgenes de Comercialización de los Combustibles.

(Cifras expresadas en pesos dominicanos por galón -RD\$/Gl-)

Tipo de Combustible	PPI*	Impuestos	
		Ley 112-00	Ley 495-06**
Gasolina Premium	137.12	71.85	21.94
Gasolina Regular	133.02	63.83	21.28
Gasoil Regular	120.3	28.06	19.25
Gasoil Regular EGP-C (Inter. Y No Interconectado)	121.48	28.06	19.44
Gasoil Regular EGP-T (Inter. Y No Interconectado)	121.48	28.06	19.44
Gasoil Optimo	130.06	34.53	20.81
Avtur	143.82	6.3	9.35
Kerosene	141.48	17.99	22.64
Fuel Oil	110.72	17.99	17.71
Fuel Oil EGP-C (Inter. Y No Interconectado)	108.84	17.99	17.41
Fuel Oil EGP-T (Inter. Y No Interconectado)	108.84	17.99	17.41
Fuel Oil 1% Azufre (FO6, 1%S)	126.55	17.99	20.25
Fuel Oil 1% Azufre (FO6, 1%S) EGP-C (Inter. Y No Interconectado)	124.66	17.99	19.95
Fuel Oil 1% Azufre (FO6, 1%S) EGP-T (Inter. Y No Interconectado)	124.66	17.99	19.95
Tipo de Combustible	PPI*	Impuestos	
		Ley 112-00	Ley 495-06**
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	96.79	0	15.49

*Precio de paridad de importación

**Ad valorem definido en la Reforma Fiscal: 16%; Avtur 6.5%.

Fuente: Ministerio de Industria, Comercio y MiPymes, 2021.

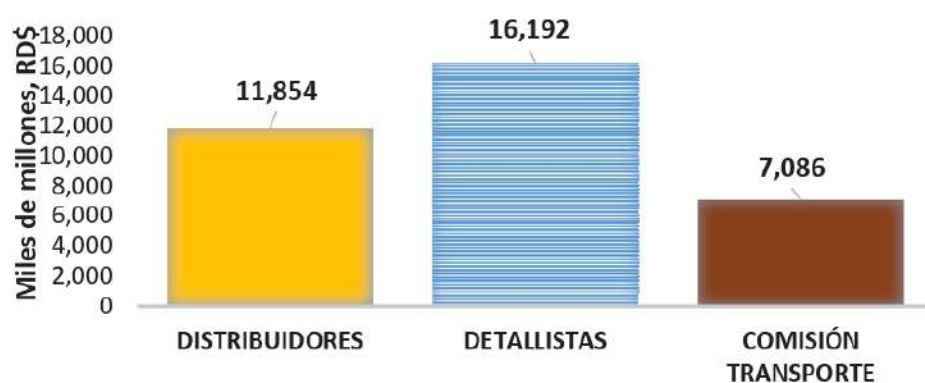
Márgenes de Comercialización			Precio oficial (RD\$/Gl)	Ajuste por Resol. No. 201-14	Precio Oficial a pagar por el público (RD\$/Gl.)	
Distribuidor	Detallista	Comisión Transporte				
14.42	22.49	5.68	273.50	(3.40)	270.10	
13.6	21.69	5.68	259.10	(3.60)	255.50	
11.87	17.94	5.68	203.10	(2.00)	201.10	
5.24	0	5.68	179.90	0.00	179.90	
5.24	0	0	174.22	0.00	174.22	
12	18.02	5.68	221.10	(2.10)	219.00	
15.53	0	5.68	180.68	0.00	180.68	
9.1	15.01	5.68	211.90	0.00	211.90	
1.54	0	5.68	153.64	0.00	153.64	
1.35	0	5.68	151.27	0.00	151.27	
1.35	0	0	145.59	0.00	145.59	
1.54	0	5.68	172.01	0.00	172.01	
1.35	0	5.68	169.63	0.00	169.63	
1.35	0	0	163.95	0.00	163.95	
Márgenes de Comercialización			Precio oficial (RD\$/Gl)	Ajuste por Resol. No. 201-14	Subsidio Bonogas	Precio Oficial
Distribuidor	Detallista	Comisión Transporte				
8.95	13.39	5.68	140.30	0.00	0.80	141.10

Siguiendo el esquema descrito en la tabla 26, se establecen los márgenes de distribución, los cuales consisten en un monto determinado por galón, que cuando los observamos son muy variables entre los productos y dependen del manejo de los precios por parte de las autoridades que regulan el sector. Actualmente, existen diferencias entre los márgenes de distribución que se asignan a los diversos productos. Así, por ejemplo, el margen para el distribuidor de la gasolina premium es de RD\$ 13.92/gal, y de gasolina regular tiene un margen de RD\$ 12.60/gal. Diferente al precio margen para el detallista, que presentan una diferencia abultada de la gasolina Premium de RD\$ 21.99/gal y la regular de RD\$ 20.19/gal.

En el caso particular de la actividad de transporte, las distribuidoras reciben también un margen fijo (RD\$/gal) para cubrir esta actividad, independiente de la distancia donde se suministra el combustible, por lo cual es igual para todo el país. Las autoridades que regulan el sector reparten en forma proporcional los volúmenes de combustibles por zona o región. Al igual que con los márgenes de distribución y venta al detalle, los transportistas requieren anualmente una indexación en la tarifa por inflación. Los transportistas exhiben grandes beneficios, ya que el gran consumo de los combustibles está concentrado en el Gran Santo Domingo.

Gráfico 51. Márgenes de comercialización de derivados, 2018.

(Cifras expresadas en miles de millones de pesos dominicanos)



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministerio de Industria, Comercio y MiPymes, 2021.

Las informaciones presentadas en la gráfica 48, muestran el gran negocio que representa comercializar combustible en la República Dominicana. Esto se puede ver a partir de las cifras obtenidas por la venta de los derivados del oro negro. Donde se aprecia el gran volumen manejado en la cadena del negocio (no necesariamente los beneficios netos), logrado por los distintos actores que manejan el mercado de los carburantes en el país. Haciendo una comparación con el análisis realizado por la Dirección de Hidrocarburos de esta CNE, en el

2004, en relación con los márgenes de comercialización y los presentado en la gráfica anterior. Adicionalmente, los distribuidores también participan de un porcentaje del negocio en las ventas al detalle, que suplen todo el mercado nacional.

El sistema impositivo actual de la República Dominicana está claramente definido, en cuatro niveles:

- 1) Combustibles con nivel de imposición alto: gasolinas automotor.
- 2) Combustibles con nivel de imposición medio: diésel y GLP no subsidiado.
- 3) Combustibles libre de impuestos: combustibles para generación eléctrica.
- 4) Combustible subsidiado focalizado, GLP Doméstico y gasolina regular y gasoil, transporte terrestre.

✓ Bonogás Hogar (BGH)

Consiste en una ayuda de RD\$ 228.00 mensuales adicionales a los hogares elegibles del SIUBEN en pobreza extrema, moderada y a hogares que están cercanos a la línea de corte del ICV-II, para la compra del gas licuado de petróleo (GLP) a fin de que puedan cocinar sus alimentos, sin que para ello medie obligación alguna.

✓ Bonogás Chofer (BCH)

Consiste en una ayuda de RD\$ 3,420.00 mensuales adicionales, a trabajadores del volante para la compra del gas licuado de petróleo (GLP), con la condición de que se mantengan trabajando a para que puedan brindar el servicio de transporte a los usuarios sin afectar los precios.

d.4. Ingresos generados por la Ley de Hidrocarburos

Los hidrocarburos no solo exhiben una gran incidencia en la balanza comercial en las importaciones del país, sino también como instrumento de recaudación impositiva que ingresan al Estado dominicano. La siguiente gráfica presenta los impuestos generados por los hidrocarburos de acuerdo con datos del Ministerio de Hacienda en 2021, a través de la Ley 112-00 de Hidrocarburos, recaudando más de MM RD\$ 216,196 en un período de seis años. La Ley 495-06, establece un impuesto selectivo de 16.00 % sobre el consumo interno de dichos combustibles fósiles y derivados del petróleo, alcanzaron en igual período un monto de MM RD\$100,529.

Además, se adicionan por las recaudaciones de la Ley 253-12, Fortalecimiento de la capacidad recaudatoria del Estado para la sostenibilidad fiscal y el Desarrollo Sostenible, ascendieron a la suma de MM RD\$ 8,651. Finalmente, el

arbitrio logrado por la Ley 557-05 que creó un impuesto selectivo del 13.00 % sobre el consumo interno de combustibles fósiles y derivados del petróleo, también recaudó en los seis años presentados en la gráfica 52, la suma de MM RD\$ 327.5

Gráfico 52. Impuestos generados por los hidrocarburos.

(Cifras expresadas en millones de pesos dominicanos -MMRD\$-)



Fuente: Ministerio de Hacienda, 2021.

Los años 2018 y 2019 han sido los de mayor aporte en materia de recaudación impositiva, logrando la suma de MM RD\$ 61,655.5 y MM RD\$ 64,285.4 respectivamente. Comparando el 2019, año de mayor ingreso recaudatorio, con el producto interno bruto de igual período, este representó el 1.30 % del PIB y el 7.00 % del presupuesto nacional del 2019. Acumulando en el lapso de los seis años, más de MM RD\$ 325,705.6.

5.1.2. Gas natural

El gran desarrollo del gas natural en la República Dominicana ha sido logrado en gran medida por el auspicio de la Comisión Nacional de Energía, la Empresa AES Dominicana, y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), quien financió el estudio “El Puente S.A., un Análisis de Prefactibilidad”: “El gas natural: ¿Una Oportunidad para la República Dominicana?”, donde se evaluaron las posibilidades de importación y desarrollo del gas natural, cuyos resultados se presentaron en julio-agosto del 2003.

El análisis de demanda de gas natural según el estudio se concentró en cinco subsectores del mercado nacional:

- ✓ Generación eléctrica
- ✓ Industria
- ✓ Comercio y Servicios
- ✓ Transporte
- ✓ Residencial

“Para los pronósticos de demanda, el estudio adoptó metodológicamente criterios conservativos o realistas para estimar el potencial de sustitución. El potencial de sustitución se estimó par el año 2010, dirigido a los siguientes estamentos de consumo, según la tabla 27.

Tabla 27. Pronóstico de demanda de gas natural.

(Cifras expresadas en millones de metros cúbicos - Mm³-)

Provincia	Industria	Generación Eléctrica	Residencial	Comercial y Servicios	Transporte	Total
Distrito Nacional	94	376	n/a	n/a	4	474
San Cristóbal	11	346	n/a	n/a	nd	357
San Pedro De Macorís	17	989	n/a	n/a	nd	1005
Boca Chica	0	397	n/a	n/a	nd	397
Región Sur	122	2107	n/a	n/a	4	2233
La Vega	3	0	n/a	n/a	nd	3
Monseñor Nouel	3	321	n/a	n/a	nd	324
Santiago	50	0	n/a	n/a	2	52
Puerto Plata	3	274	n/a	n/a	0	276
Región Norte	58	595	n/a	n/a	2	655
Total	180	2702	n/a	n/a	6	2888

Fuente: El Puente - CNE, 2001.

“Los resultados de este estudio avalaron la factibilidad de la importación y el desarrollo del mercado de gas natural en el mercado nacional, con unas conclusiones muy alentadoras: La posibilidad real de sustituir con excelentes resultados a los derivados del petróleo, por encima del 30.00 % en la generación eléctrica, al 2010”, que es además es un combustible más limpio y sobre todo que ha logrado ahorros significativos en la factura eléctrica. En el 2018, la participación del gas natural en la canasta de generación fue de 26.70 %, implicando esto un retraso de 3.30 % en relación, al planteamiento que hizo la consultora El Puente, para esta CNE en el 2010. También en el 2019, disminuyó en alrededor de un 23.50 %, debido al incremento de las renovables, que se incrementaron a un 6.50 %. Un elemento para destacar es que la infraestructura del gas natural es una de la más modernas del caribe.

Aunque el uso del gas natural data de tiempos más antiguos, comenzó a extraerse de yacimientos de forma sistemática en los EE. UU. en el siglo XIX, con el objetivo de canalizarlo hacia las ciudades. Inicialmente se usaba únicamente como combustible para iluminación. Tras la llegada de la

electricidad se comenzó a emplear para calefacción y para agua caliente sanitaria. Los primeros usos industriales del gas natural tuvieron lugar en la industria metalúrgica. Progresivamente la profundidad de extracción fue aumentando y se fue mejorando la capacidad de transporte hacia los puntos de consumo, especialmente gracias a los avances en técnicas de soldadura tras la Segunda Guerra Mundial.

Gráfico 53. Mapa de gasoductos por la consultoría “El Puente - CNE”



Fuente: Estudio El Puente-CNE, 2001.

a. Reserva de gas natural

Tabla 28. Reservas de gas natural según zona geográfica, 2019.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Zona geográfica	Trillones m ³	%
Oriente Medio	79	42.70 %
Europa y Eurasia	57	30.81 %
Asia Pacífico	16	8.65 %
África	14	7.57 %
Norte América	11	5.95 %
Sur y Centro América	8	4.32 %
Total	185	100 %

Fuente: Elaboración propia con datos de AIE y Banco Mundial, 2019.

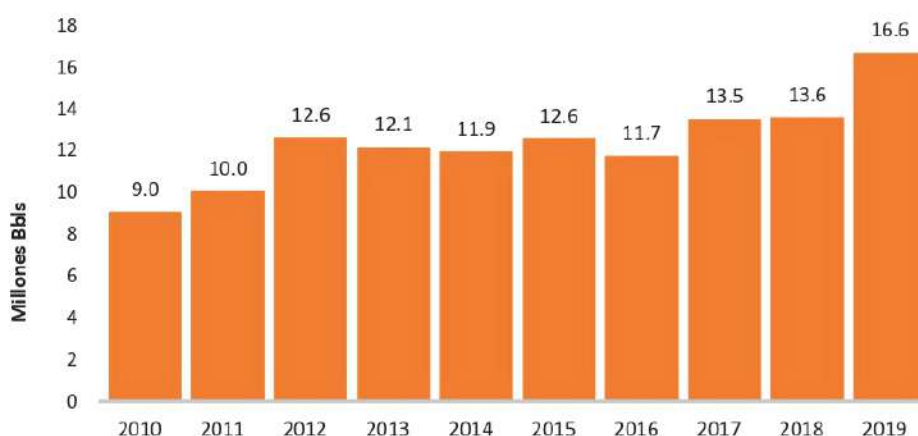
En la tabla 28 se recoge la distribución regional a nivel mundial de los 185 trillones de metros cúbicos de gas considerados reservas probadas a inicio 2019, donde se observa la concentración en Oriente Medio (42.70%) y la región de Europa y Eurasia (30.81%). Sin embargo, los países donde se encuentran las mayores cantidades de reservas probadas son Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán, Arabia Saudí y Estados Unidos.

b. Importación de gas natural

El crecimiento en la demanda de gas natural en el mercado interno ha experimentado un rápido y constante desarrollo marcando su espacio como energía alternativa frente a los combustibles convencionales, sobre todo en los sectores de mayor demanda de energía, como son: generación e Industria. La gráfica 55, muestra la evolución de las importaciones de gas natural en el período 2010-2019, advirtiendo un crecimiento de 42.00 %, en el período 2016-2019. El gas natural dio un salto cuantitativo de 21.00 % en las importaciones de todos los hidrocarburos, que ingresaron a la República Dominicana.

Gráfico 54. Importaciones de gas natural.

(Cifras expresadas en millones de barriles - MMBbbs-)



Fuente: Banco Central de la República Dominicana, 2021.

c. Comercialización de gas natural

El GNC (gas natural comprimido) para uso industrial, exhibe un desarrollo incipiente, con un crecimiento moderado; pero significativo. Después de la generación eléctrica, el sector de mayor potencial está focalizado en la industria, dominando el 9.00 % del mercado, cuya gran demanda está segmentada básicamente en GNC. El gas natural comprimido, es comercializado por la Empresa Línea Clave que, a su vez, se abastece de la terminal metanera

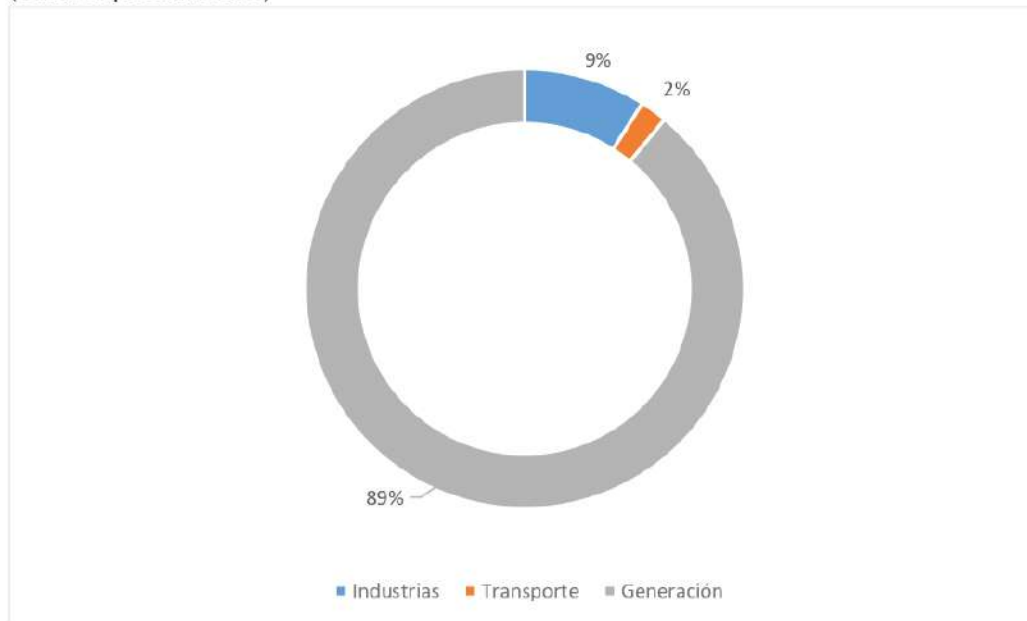
de AES, Andrés. Este combustible es comprimido en sus instalaciones, luego es transportado en camiones a las distintas empresas industriales.

d. Almacenamiento del gas natural

El almacenamiento del gas natural licuado (GNL) llega a la terminal de Andrés en Boca Chica, a la empresa AES Andrés, S.A, única entrada de gas natural en el país. Combustible alternativo a los derivados del petróleo.

Gráfico 55. Consumo Sectorial de gas natural, 2018.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional, 2020.

Las instalaciones de la terminal de AES Andrés en Boca Chica esta dimensionada en 160,000 m³ de GNL de capacidad, proyectada con visión de futuro, cuya capacidad sobrepasa el consumo sectorial. Actualmente el factor de utilización de la terminal de AES Andrés ronda el 56.50 %, en el 2018. La terminal metanera puede ser además ampliada. Se abastece con barcos metaneros procedente de Trinidad & Tobago, de 145,000 m³ de GNL, procedente de la empresa British Petroleum (BP). El esquema de suministro está programado según la siguiente metodología:

- ✓ El arribo de un barco metanero cada 2 meses. El ciclo marítimo es el siguiente: descarga 2 días; transporte marítimo 3 días.
- ✓ La terminal puede incrementar su utilización con mayor número de barcos. Se podría alcanzar con la misma terminal un ritmo de 2 barcos por mes, lo que permite un ritmo de consumo aproximadamente 320,000 m³ GNL/mes, equivalente a 192, 000,000 m³/mes de gas natural. Esta

terminal tiene capacidad de descargar 10,000 metros cúbicos de GNL por hora. La pequeña terminal de criogénico es la primera en ser instalada en la República Dominicana y América Latina; cuenta con una capacidad para llenar dos camiones simultáneos, a una tasa de carga de 68 m³/h.

La planta metanera de Boca Chica en la actualidad abastece los consumos propios de AES (en las centrales Andrés y Los Mina); y los comercializadores locales, quienes son responsables de distribuir el gas natural por todo el país.

e. Transporte de gas natural

La central metanera, está conectada mediante un muy corto gasoducto de 800 metros, mar afuera. Además, esta empresa cuenta con el gasoducto de mayor tamaño de la República Dominicana, que parte desde AES Andrés Boca Chica, hasta Los Mina, de 34 km de longitud y 12 pulgadas de diámetro, primero en su clase en República Dominicana.

También el país cuenta con otro gasoducto de menor tamaño, de 12 pulgada de diámetro y 3 km de longitud por debajo del lecho marino, que parte desde Los Mina, planta de generación DPP, Santo Domingo Este, hasta la planta Seaboard, Rio Ozama.

Recientemente AES, inició la operación de un gasoducto de 50 kilómetros y un diámetro de 20 pulgadas y presión 50 Bares, inaugurado en diciembre de 2019, que se extiende desde Andrés, Boca Chica hasta San Pedro de Macorís.

5.1.3. Carbón mineral

a. Importaciones de carbón mineral

El país cuenta con tres plantas de generación a base de carbón. Las plantas EGE Itabo y Barahona Carbón, con una producción importante de electricidad del orden de 6.60 % y de 1.40 %, respectivamente.

En tanto que la generadora Punta Catalina, inició las importaciones de carbón en el 2018, con 937 mil toneladas métricas y 560 mil toneladas métricas en el 2019, incrementando así, las transacciones de este mineral, en casi 1.5 millones de toneladas métricas, en ambos períodos. Con la entrada de esta generadora a base de carbón mineral, en el 2019, las importaciones se incrementaron a un 22.00 %.

b. Almacenamiento y transporte del carbón mineral

La Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S.A., propiedad: 50.00 % de AES, 49.70 % del Estado dominicano (FONPER) y 0.30 % antiguos empleados de la

CDE, con una capacidad instalada de generación de 260 MW en base a carbón mineral. Esta generadora cuenta con un puerto de materiales sólidos de 580 metros de longitud, y capacidad de 1,600 toneladas de carbón por hora. El muelle es del tipo “espigón mar adentro”, con 535 metros de longitud, donde se encuentra ubicado el sistema de transporte del combustible sólido, con capacidad para cargar y descargar productos a granel. Además, dispone de un sistema de amarre y atraque, compuesto por cuatro (4) buques para el atraque y dos (2) buques para el amarre. También dispone de un sistema de señalización para el atraque de las naves que consiste en dos torres en tierra con sus correspondientes lámparas, dos boyas equipadas con linternas para la demarcación de la zona dragada y luces de posicionamiento e indicación de obstáculo en uno de los duques de amarre.

Empresa Generadora, Barahona Carbón, EGE Haina: Con una potencia instalada de 52 MW, La planta tiene un patio de carbón con una capacidad de 50,000 toneladas. El carbón llega allí por un sistema de bandas transportadoras desde barcos que anclan en el puerto contiguo a las instalaciones de la planta. El carbón mineral se transporta hasta las calderas donde es quemado, iniciando con esto el proceso de transformación de la energía: Pasando de energía térmica contenida en el carbón a energía eléctrica.

La Central Termoeléctrica Punta Catalina: Está integrada por dos unidades de generación eléctrica de 376 MW brutos cada una, para un total de 752 MW bruto, ubicada en el distrito municipal de Catalina, Baní, Provincia Peravia, en República Dominicana. La Central genera energía a partir de la quema limpia de carbón mineral pulverizado, y adyacente a la planta, está incluida todas las instalaciones de apoyo, como son: La instalación de un muelle carbonero con una capacidad máxima de 80,000 toneladas, sistema de descarga y almacenamiento de carbón completamente cerrado, depósito de cenizas, almacén central para repuestos. Además, dispone de una planta de producción de agua, planta de tratamiento de aguas residuales y subestación eléctrica de 345 kV 138 kV, con sus correspondientes líneas de transmisión, para conectar la energía generada al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

5.2. Energías renovables

5.2.1. Hidroenergía

Los datos de potencial hidroeléctrico se remiten al Plan Nacional de Ordenamiento de los Recursos Hidráulicos (OEA-INDRHI 1994) en el informe técnico Situación de la Hidroelectricidad en la República Dominicana (1995). Este estudio se realizó en 54 cuencas hidrográficas para determinar el potencial lineal bruto (PLB), teniendo como base la información estadística de precipitaciones, área de drenaje de los diferentes ríos y los desniveles

topográficos a lo largo de sus cursos. El resumen de los resultados es el siguiente:

Tabla 29. Indicadores de Potencial Hidroeléctrico en República Dominicana, 1995. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Indicador	
Precipitación media anual	1,500 mm
Volumen medio escurrido	19,395 Hm ³
Caudal Medio total	615 m ³ /s
Rendimiento unitario medio	12.7 l/s-km ²
Potencial Lineal Bruto (PLB)	9,174 GWh/año

Fuente: (OEA-INDRHI, 1995)

La energía anual de 9,174 GWh equivale a un potencial para producción de energía hidroeléctrica de 2,095 MW, para un factor de planta de 50.00 %. El 90.00 % de este potencial (8,192 GWh/año, 1,870 MW) está concentrado en 10 cuencas, y el 10.00 % está disperso en los 44 restantes. Las cuencas con mayor interés energético son las de los ríos Nizao, Yuna, Yaque del Norte y Yaque del Sur.

a. Centrales hidroeléctricas conectadas al SENI

La República Dominicana cuenta con Centrales Hidroeléctricas operadas por la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), con capacidad instalada total de 623.28 MW produciendo 1,260 GWh/año, como se puede visualizar en la siguiente tabla:

Tabla 30. Centrales Hidroeléctricas Instaladas en República Dominicana

Central Hidroeléctrica	Ubicación	Potencia Nominal [MW]	Uso
Aguacate 1 y 2	San José de Ocoa	60	Energía Eléctrica
Aniana Vargas 1 y 2	Monseñor Nouel	0.6	Energía Eléctrica
Baguaque 1 y 2	Santiago	1.2	Energía Eléctrica
Rosa Julia de la Cruz	María Trinidad Sánchez	0.9	Energía Eléctrica
Brazo Derecho	Santiago	2.9	Energía Eléctrica -Riego
Domingo Rodríguez 1 y 2	San Juan	4	Energía Eléctrica
El Salto	La Vega	0.7	Energía Eléctrica
Hatillo	Sánchez Rodríguez	8	Energía Eléctrica -Riego
Hatillo 2	Sánchez Rodríguez	10.5	Energía Eléctrica
Jigüey 1 y 2	Peravia	98	Energía Eléctrica
Jimenoa	La Vega	8.82	Energía Eléctrica
Las Barias	Peravia	0.9	Energía Eléctrica - Riego

Central Hidroeléctrica	Ubicación	Potencia Nominal [MW]	Uso
Las Damas	Independencia	7.5	Energía Eléctrica
López Angostura	Santiago	18	Energía Eléctrica - Riego - Agua Potable
Los Anones	San José de Ocoa	0.11	Energía Eléctrica
Los Toros 1 y 2	Azua	9.8	Energía Eléctrica
Magueyal 1 y 2	Azua	3.02	Energía Eléctrica - Riego
Monción 1 y 2	Santiago Rodríguez	52	Energía Eléctrica - Riego - Agua Potable
Nizao-Najayo	San Cristóbal	0.33	Energía Eléctrica
Palomino 1 y 2	San Juan	81.6	Energía Eléctrica
Pinalito 1 y 2	Monseñor Nouel	50	Energía Eléctrica
Rincón	Monseñor Nouel	10.1	Energía Eléctrica - Riego - Agua Potable
Río Blanco 1 y 2	Monseñor Nouel	25	Energía Eléctrica - Riego - Agua Potable
Sabana Yegua	San Juan	12.8	Energía Eléctrica
Sabaneta	San Juan	6.3	Energía Eléctrica - Riego
Tavera 1 y 2	Santiago	96	Energía Eléctrica - Riego
Valdesia 1 y 2	Peravia	51	Energía Eléctrica - Riego - Agua Potable
Contra embalse monción 1 y 2	Santiago Rodríguez	3.2	Energía Eléctrica - Riego - Agua Potable
Total		623.28	

Fuente: (EGEHID, 2021)

b. Minicentrales hidroeléctricas comunitarias

La inversión social comunitaria puede ser viabilizada por medio de organizaciones cooperativas que sustentan su estructura y organización sobre principios de solidaridad y democracia que excluye el fin de lucro. Se basa en los principios de los pioneros de Rochedale que han sido adoptados mundialmente.

La ley otorga facilidades para que este tipo de organización acceda a los incentivos y promoción para poder desarrollar emprendimientos de energía renovable para satisfacer sus propias necesidades u obtener beneficios que puedan ser volcados a la comunidad.

Como ejemplo de la realidad que puede implementarse con estas herramientas, se encuentran las minicentrales hidroeléctricas comunitarias, que son financiadas por el Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), sin embargo, estos proyectos comunitarios, aunque pudiesen gozar de los incentivos de la LEY 57-07, fueron fomentadas por organismos internacionales a través de subsidios a la inversión.

En el país, el desarrollo de estos proyectos ha sido discrecional y ha estado a cargo de múltiples instituciones públicas y privadas. Hoy existen unos 2.8 MW instalados en centrales minicentrales hidroeléctricas conectados a la red principalmente por la Empresa Estatal de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), y unos 1,858.7 kW en micro hidroeléctricas, de los cuales el 25.00 % han sido desarrollados por la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS)¹³ y el 75.00 % por el Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del PNUD, donde más de 30,500 comunitarios han sido beneficiarios.

b. 1. Proyectos concesión definitiva

En la actualidad, la Comisión Nacional de Energía ha otorgado dos concesiones definitivas para 9 MW de minicentrales hidroeléctricas a ser conectadas al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

Tabla 31. Concesiones Definitivas para Mini hidroeléctricas

Resolución Núm.	Fecha Otorgada	Empresa	Nombre del Proyecto	Capacidad Concesionada
CNE-CD-0009-2012	13/8/2012	EVYP CARIBE, E.I.R.L.	Paso Bajito	4 MW
CNE-CD-0001-2014	4/3/2014	SHANTI INVESTMENT	Arroyo Bonito	5 MW
Total				9 MW

Fuente: (CNE, 2021)

Sin embargo, a pesar de que ambos proyectos ostentan una concesión definitiva por un período de 25 años, actualmente presentan atrasos en su ejecución ya que no han logrado la materialización del financiamiento requerido. Por tanto, no se puede precisar cuál sería la fecha para el inicio a su vez de los trabajos de construcción de las facilidades de la planta de generación y la entrada en operación comercial.

5.2.2. Bioenergía

a. Agroindustria azucarera

En lo concerniente al subsector bioenergía, este se encuentra en fase de desarrollo y hasta el momento solo se encuentra en funcionamiento el proyecto San Pedro Bioenergy (SPBE) desde el año 2017. Este proyecto se considera un modelo, porque además del incremento significativo en la eficiencia del ciclo de conversión termodinámica de la biomasa (bagazo y biomasa agroforestal) a energía eléctrica y térmica (en base a los parámetros de operación de la caldera: 84 bar de presión y 560 grados Celsius); está basado en un modelo de negocios innovador, consistente en un intercambio de la biomasa (bagazo) con el Ingenio Cristóbal Colón, a cambio de electricidad y vapor para sus procesos de producción azucarera. La cifra de potencia instalada de 30MW, juntamente

¹³ De acuerdo con el artículo 7, del decreto 342-20 de fecha 16 de agosto de 2020, queda eliminado el Directorio de la Unidad de Electrificación Urbana y Suburbana.

con la eficiencia de la instalación, permite que luego del consumo interno y el suministro de electricidad al ingenio, la planta disponga de excedentes de electricidad, los cuales inyecta al SENI. Una vez satisfechas las demandas internas y del ingenio, la planta inyecta excedentes de alrededor de 18-22 MWh, durante la zafra y 27-29 MWh durante la época de no zafra. Cabe destacar que dicho proyecto recibió todos los beneficios que otorga la Ley 57-07. SPBE será también la instalación pionera para implementar un protocolo de fiscalización del cumplimiento de los porcentajes de hibridación de la biomasa con fósiles desarrollado por la CNE en atención a lo establecido en ellos párrafos I y II del artículo 90 del Reglamento de la Ley 57-07.

En la agroindustria azucarera, el bagazo que queda como resultado de la molienda de la caña de azúcar, tradicionalmente se emplea en cogeneración (producción de energía mecánica/energía eléctrica y calor de proceso) en la misma industria.

Hasta la fecha, los ingenios han utilizado calderas de alta presión (19-25 bar) y turbinas de vapor de contrapresión para suplir sus necesidades energéticas para sus procesos productivos. Tales configuraciones han permitido lograr un punto de equilibrio entre las demandas de vapor y electricidad de la industria y el rendimiento de las calderas y el turbogenerador. Ocasionalmente algunas instalaciones generan excedentes que, con instalaciones adecuadas de interconexión, podrían inyectar al SENI. Un ejemplo de esta índole es el Ingenio Cristóbal Colón (ICC), que producto de la instalación de un turbogenerador más eficiente (7MW) en el 2012, generaba eventuales excedentes. Esta situación cambió producto de la entrada de la planta San Pedro Bioenergía, SRL, la cual, en adición a satisfacer la mayor parte de sus demandas eléctricas, suministra vapor de alta calidad al ingenio a cambio de bagazo para la generación electricidad. Como un caso excepcional tenemos al Consorcio Azucarero Central (Ingenio Barahona), el cual dispone de dos calderas: una de 17 y otra de 25 bares; las cuales operan a 590 grados Celsius, lo cual permite una generación promedio de 7 MWh y ocasionales excedentes de 1 MWh. Cabe destacar que dicha empresa está inmersa en la tramitación de una concesión definitiva a los fines de poder vender dichos excedentes al SENI.

Un escenario optimista con políticas y precios que incentiven incrementos en la productividad y producción de la industria azucarera local bien podría resultar en el uso de calderas más eficientes o la actualización de las existentes, específicamente en cuanto a la presión y temperatura de operación que fluctúen entre 42 a 64 bar y temperaturas de 400 a 480 grados Celsius. En ese caso, podríamos hablar de excedentes que fluctuarían entre 25 y 71.6 kWh por tonelada de caña (FAO, CEPAL, CGEE Y BNDES, 2008). De esta manera, para una producción de 5, 000,000 ton caña/año, la capacidad de cogeneración estaría entre 450 y 600 GWh/año y una potencia disponible en el orden de los 130MW, para una zafra de 190 días/año.

En la actualidad República Dominicana solo cuenta con cuatro ingenios: Central Romana, propiedad del Grupo Central Romana LTD; Cristóbal Colón, del Consorcio Azucarero de Empresas Industriales (CAEI); Barahona, del Estado, pero bajo un contrato de arrendamiento con el Consorcio Azucarero Central; y

Azucarera Porvenir, que también es del Estado y lo administra el Consejo Estatal del Azúcar (CEA).

b. Los desechos agropecuarios

En el Plan Energético Nacional, para evaluar el potencial de desechos agropecuarios como fuente alternativa de biomasa se han considerado tres desechos: tallos de plátano, cascarilla y follaje de arroz, y estiércol de porcinos y vacunos. El potencial de material se ha estimado sobre la base de estimaciones de producción de plátano y arroz, y de población porcina y vacuna, y empleando índices de material orgánico para cada desecho.

En el caso de los tallos de plátano, su producción anual fue estimada en 750,000 ton/año y localizada principalmente en el Cibao Central. para el caso de los desechos de la producción de arroz, se tienen dos fuentes de biomasa: la cascarilla de arroz y el follaje de las plantas como residuo agrícola de cosecha residuos agrícolas de los cultivos (RAC). La producción de arroz en los últimos años es de aproximadamente 13 millones de quintales. República Dominicana se considera un país autosuficiente con una disponibilidad de RAC resulta de 1, 950,000 toneladas anuales¹⁴. En cuanto a la cascarilla del arroz puede estimarse en un 22.00 % de la producción, lo que significa aproximadamente 130,000 toneladas anuales (Procesadora De Alimentos PRODAL). Ambos residuos del arroz podrían alimentar una generación de electricidad de aproximadamente 300 MW, considerando un poder calorífico de 2,300 kCal/kg, un rendimiento del 25.00 % para la central de generación y una disponibilidad anual del 70 %. El estiércol de animales es una fuente de material para la producción de biogás. Por biogás se entiende el gas producido en sistemas de digestión anaeróbica. Generalmente contiene de 55.00 % a 70.00 % de metano, 35.00 % a 15.00 % de dióxido de carbono, pequeñas cantidades de hidrogeno, nitrógeno y algunas trazas de ácido sulfhídrico. Su poder calorífico es de 600 BTU/ft³. En el PEN, el potencial de materia orgánica en el estiércol de cerdos y vacunos se estimó en 86,651 y 1.99 millones de kg/día, respectivamente, a partir de poblaciones de 514,400 cerdos y 1,456,700 vacunos empleando información del Censo Agropecuario de 1998.

c. Los desechos urbanos

La siguiente información resume los antecedentes recopilados en el “Proyecto de fortalecimiento de la capacidad institucional en el manejo de residuos sólidos a nivel nacional en la República Dominicana -FOCIMIRS”, ejecutado por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, bajo la dirección técnica de expertos japoneses de la empresa Nippon Koei Co., Ltd. Nippon Koei Latin America-Caribbean Co., Ltd, en el período enero 2014 - junio 2017; auspiciado por la Agencia de Cooperación Internacional del Japón [JICA].

¹⁴ Rango y referencia de autosuficiencia en RAC, según metodología.

En el año 2011, la generación total de la mancomunidad del Gran Santo Domingo era de 5,208 Ton/día. La generación domiciliaria promedio era de 0.97 kg/hab/día (rango de 0.89 - 1.11).

La generación no domiciliaria promedio era para hospitales 1.5 kg/cama/día; hoteles 3.1 kg/habitación/día; centros educativos 0.15 kg/estudiante/día; mercados y centros comerciales 1.3 kg/trabajador/día.

En el año 2015 se realizaron estudios de caracterización de residuos sólidos domiciliarios en Azua, Moca y Sánchez, con los siguientes resultados respectivamente: 0.59, 0.77 y 0.46 kg/hab/día; con un promedio de 0.61 Kg/hab/día.

También la Red Nacional de Apoyo Empresarial a la Protección Ambiental - ECORED ha realizado estudios de caracterización en Santo Domingo Este en 2013, San Pedro de Macorís y Samaná (2014), a través del FOMIN. Los resultados arrojaron los siguientes valores para la generación domiciliaria: 0.899, 0.809 y 0.723 Kg/hab/día, respectivamente.

En el año 2014 se determinó la generación per cápita municipal en los municipios de San Juan de Maguana, San Francisco de Macorís, Boca Chica y Cotuí, con los siguientes resultados: 0.775, 1.039, 1.123 y 0.890 Kg/hab/día, respectivamente.

Para el 2014, el municipio de Santiago generaba entre 850-900 ton/día y el vertedero de Rafey recibía 1,100 ton/día, provenientes de este municipio y otros aledaños. No obstante, para el 2015, la disposición diaria en el vertedero de Rafey, alcanzó 680.14 toneladas, según reportó la administración. Allí depositan otros municipios, además de Santiago, como Canca La Reyna, Canabacoa, Licey, Jacagua y San Victor (en ocasiones). Para el mismo año la generación municipal sería de 1.14 Kg/hab/día.

Para el 2014 se depositaron en el vertedero de Duquesa 1,237,199.77 toneladas (equivalentes a 3,390 toneladas/día), provenientes del Ayuntamiento del Distrito Nacional, Santo Domingo Este, Santo Domingo Norte, Santo Domingo Oeste, Los Alcarrizos, Pedro Brand y Pantoja. Para el 2015, se registraron 1,285,402.77 toneladas en Duquesa, procedentes de los mismos municipios. El promedio depositado para el 2015 fue de 3,521.65 toneladas/día. La Dirección de Residuos Sólidos y Asuntos Municipales del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales hizo un ejercicio de aproximación a la generación de residuos sólidos municipales a nivel nacional en 2015. Se consideró una generación per cápita promedio de 0.90 Kg/hab/día para todas las provincias del país, exceptuando el Distrito Nacional, la provincia de Santo Domingo, Santiago, La Altagracia, La Romana, San Pedro de Macorís, Samaná, y Puerto Plata, donde se tomaron valores mayores ponderados de acuerdo con las estadísticas disponibles. El cálculo final arrojó un valor de 11,134 ton/día. Con este valor el promedio municipal es de 1.11 kg/hab/día. No se incluye las cantidades generadas en los medianos y grandes hoteles ubicados en los polos turísticos del país. En ese sentido, la generación de los RSM y asimilables es mayor.

d. Proyectos de Bioenergía

d.1. Proyectos de Normativas

d.1.i. Procedimiento de fiscalización de la hibridación de la biomasa con combustibles auxiliares.

A los fines de hacer posible la fiscalización del cumplimiento de las proporciones de hibridación contempladas, en principio en el Párrafo I, del artículo 90 del Reglamento de la Ley 57-07 y luego modificadas por la Ley 115-15, de junio 2015; en lo referente a centrales eléctricas que operen con biomasa hibridada con combustibles fósiles, cuya generación eléctrica provenga a partir de la biomasa a razón de por lo menos un 50.00 %; la CNE contrató una consultoría para el desarrollo del protocolo o procedimiento, antes mencionado, para tales fines. Disponible desde junio del 2019, actualmente la CNE, a través de la Dirección Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía, está coordinando con la Gerencia de la empresa SPBE, el inicio de un ejercicio del procedimiento, dado de que esta es la única central que opera bajo este esquema.

d.1.ii. Normas y procedimientos para la ampliación de potencia de autoprodutores por encima de 1.5 MW

Con el apoyo de la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial(ONU DI), durante los días 25-26 de marzo/2021, la CNE asistió virtualmente a la presentación de la versión definitiva del producto de una consultoría bajo el título que antecede, cuyo objetivo es, principalmente, disponer de unos Términos de Referencia(TDR), que permitan que firmas especializadas realicen evaluaciones sobre la suficiencia del recurso biomásico residual complementario, para que los Auto productores de electricidad que opten por ampliar la potencia de sus instalaciones por encima de los 1.5 MW, puedan continuar disfrutando de los incentivos inherentes a dicha figura jurídica. En ejecución desde agosto/2020, la versión final presentada en la fecha antes citada está a la entera satisfacción de la CNE.

d.2 Plantas de generación térmica para producción de vapor

En cuanto a este tipo de tecnología, tenemos que la CNE, a través de los beneficios fiscales que otorga la Ley 57-07, ha apoyado la instalación de siete (7) calderas de biomasa, desde el año 2012. De ese total, solo la instalación correspondiente la central SPBE, genera energía eléctrica, y las seis (6) restantes, energía térmica (vapor y calor); la cual aplican a procesos industriales tales como Lavandería Industrial, Pasteurización de Leche, Climatización para un Hotel, lavado de botellas (Cervecería), moldeado de envases de cartón y precalentamiento combustible para la generación eléctrica. Cabe sin embargo destacar, que según la base de datos de DFAURE, existe un total de doce (12) instalaciones que operan con calderas de biomasa, según la tabla a continuación:

Tabla 32. Instalaciones térmicas para la producción de vapor

Nombre de la Empresa	Ubicación	Consumo de Biomasa Ton/hr	Potencia instalada calderas	Tipo de energía producida	Tipo de Biomasa
Gildan Dominicana	Guerra, Monte Plata	8	2 calderas de 1,600 HP	Energía Térmica	Racimos de palma africana, Pastos tropicales, Astillas de madera
Dos Ríos Enterprises (Zona Franca)	Mons. Nouel, Bonao	6	2 calderas de 1200 HP	Energía Térmica	Astilla de madera
Pasteurizadora Rica, S.A.	Santo Domingo	1.8	725 HP	Energía Térmica	Astillas de madera
Cervecería Nacional Dominicana (AMBEV)	Santo Domingo	N/D	800HP	Energía Térmica	Bagazo de cebada
Moldosa fabricación de moldes de cartón y papel)	La Victoria	N/D	369 HP	Energía Térmica	Astilla de madera
Plastifar	Km 13 $\frac{1}{2}$ Autopista Duarte	0.83	300 HP	Energía Térmica	Jícara de coco
Punta cana Laundry Services (Lavandería Industrial)	Punta Cana La Altagracia	1.8	725 HP	Energía Térmica	Biomasa forestal
Grupo Globalia (Hotel Hamaca)	Boca chica	N/D	4369HP	Energía Térmica	Pellets de biomasa
CEPM	Bávaro La Altagracia	0.8	369 HP	Energía Térmica	Astilla de madera
Zona Franca Navarrete (Fabrica de abrigos Export)*	Navarrete Santiago	2	1MW	Energía Térmica	Madera-Cascara de Arroz-Cascara de Café-Cascara de macadamia

1 - * Nota: En la tabla de arriba, salvo las tres empresas instaladas en zonas francas, todas las instalaciones recibieron los incentivos fiscales de la Ley 57-07.

Fuente: (CNE, 2020)

d.3 Instalaciones de energía eléctrica a partir del vapor proveniente de calderas de biomasa

Tabla 33. Instalaciones de producción de energía eléctrica a partir del vapor proveniente de Calderas de Biomasa

Nombre de la Empresa	Ubicación	Consumo de Biomasa Ton-h	Potencia instalada MW	Tipo Generación	Tipo de Biomasa
San Pedro Bio Energy S.R. L	San Pedro de Macorís	50-54 tons.	34 MW	Energía Eléctrica	Bagazo de caña
Alcoholes Finos **	San Pedro de Macorís	N/D	4 MW, Nota: siendo esta una instalación similar aún ingenio azucarero produce su propio vapor para su proceso interno bajo el concepto de cogeneración.	Energía Eléctrica y Térmica	Bagazo de caña

2- ** Nota: La Empresa Alcoholes Finos, fue desarrollada bajo el amparo de la Ley 8-90 de (ZF). Al igual que un ingenio azucarero, esta opera bajo el concepto de cogeneración.
Fuente: (CNE, 2020)

d.4. Instalaciones de biodigestores para generación eléctrica

Tabla 34. Instalaciones de aprovechamiento de Biogás para la producción de vapor.

No	Cliente	Ubicación	Tipo	Producción diaria de metano m3	Potencia térmica kWt	Producción Anual de vapor kWt
1	Incarna	El Pino, La Vega	Matadero	1200	100KWt	156,000
2	Serviave	El Pino, La Vega	Matadero de pollo	1200	100KWt	156,000
3	Unipollo	Manga Larga, La Vega	Matadero de pollo	1200	100KWt	156,000
4	COAVE	MOCA	Matadero	960	80KWt	124,800
TOTAL				4560	380	592,800

Fuente: (CNE, 2020)

Según nuestra base de datos, las instalaciones de aprovechamiento energético a partir de biogás se circunscriben a granjas porcinas, avícolas y mataderos de animales. En lo tocante a las instalaciones de Biodigestores la CNE, vía los incentivos fiscales de la Ley 57-07, ha apoyado la instalación de veinticinco (25) Sistemas de Biogás, de los cuales veintidós (22) se encuentran en funcionamiento. Según la tabla abajo incluido, tenemos que existen quince

(18) instalaciones eléctricas a partir de biogás totalizando dos mil novecientos ochenta y cinco kilovatios eléctricos (1,985 kWe) que operan bajo un esquema de autoconsumo; y cuatro (4) instalaciones dedicadas a la producción de vapor; con una potencia instalada que totaliza treientos cuarenta kilovatios (380 kW t) utilizados en mataderos de animales.

Tabla 35. Instalaciones de Biodigestores en funcionamiento para la producción de energía eléctrica.

No	Ciente	Tipo	Producción diaria de metano (M ³)	Potencia Eléctrica en kWe	Producción Anual de Electricidad kWh/Año
1	Biogenetik	Granja de Cerdos	252	21	163,296
2	Agrofem 1 (Palmarejo)	Granja de Cerdos	972	81	629,856
3	Agrofem 2 (El Canal)	Granja de Cerdos	972	81	629,856
4	Hacienda Buena Vista	Granja de Cerdos	480	40	311,040
5	Rancho Zafarraya	Granja de Cerdos	1068	89	692,064
6	Agropecuaria Bautista	Granja de Cerdos	1320	110	855,360
7	SAG	Gallinas ponedoras	3600	450	3,499,200
8	Hacienda Rivera	Granja de Cerdos	2916	330	2,566,080
9	Graja Porcina Hnos. Abreu	Granja de Cerdos	1800	150	1,166,400
10	Marcano 1 (Naranjal)	Granja de Cerdos	1320	110	855,360
11	Marcano 2 (Don Pedro)	Granja de Cerdos	600	50	388,800
12	Marcano 3 (Guayacanal)	Granja de Cerdos	960	80	622,080
13	Marcano 4 (Potrero Mao)	Granja de Cerdos	600	50	388,800
14	José Pichardo	Granja de Cerdos	300	25	194,400
15	Hacienda SH	Granja de Cerdos	1800	150	1,166,400
16	Antonio Sanchez	Granjas de Cerdos	300	25	194,400
17	Hacienda LB	Granjas de Cerdos	707	96	746,496
18	Jose Rafael Veras	Granjas de Cerdos	344	47	365,472
TOTAL			20,311	1985	15,435,360

Fuente: (CNE, 2020)

d.5. Gasificadores de biomasa

No obstante ser una tecnología en fase pre-comercial; existen cuatro (4) instalaciones de generación de electricidad y vapor a partir de la gasificación de la biomasa. De ese total, tres (3) generan electricidad y una tiene como uso final la energía térmica. A tal efecto, las dos (2) primeras instalaciones corresponden a factorías de arroz; las cuales obtienen el gas de síntesis a partir de la cascarilla de dicho cultivo. Ubicada en la sección La Bija, provincia Sánchez Ramírez, la empresa Procesadora de Alimentos (PRODAL), dispone de un reactor de gasificación de 1 MW y dos motores generadores a gas de síntesis de 400 KW cada uno, con una generación eléctrica que promedia unos 750 KWh. Asimismo, la empresa Briquetas Nacionales, S.A., ubicada en San Macorís, es otra factoría de arroz que cuenta con una cifra de potencia y generación eléctrica similar a la anterior. Las dos (2) instalaciones restantes, están ubicadas en el emplazamiento de la empresa Agrifeed. Dedicada a la fabricación de alimento para mascotas y animales, dicha empresa dispone de dos (2) gasificadores con potencia de 350 KW c/u; uno de los cuales genera electricidad y la otra energía térmica para el secado de la biomasa. Todas estas

empresas recibieron el apoyo de la CNE, mediante la exoneración de los impuestos aduanales y el ITBIS.

Tabla 36. Instalaciones de producción de energía eléctrica y térmica a partir de la Gasificación de la Biomasa

Nombre de la Empresa	Ubicación	Consumo y -o Biomasa Procesada Ton/H	Potencia Instalada en Gasificadores MW	Tipo de Biomasa	Potencia Eléctrica y Térmica MW
PRODAL	La Bija Sánchez Ramírez	0.8	1 MW	Energía Eléctrica	0.8MWe
Briquetas Nacionales S.R. L.	San Francisco de Macorís	0.85	1MW	Energía Eléctrica	0.8MWe
Agrifeed	Juan Alejandro Ibarra 145, Santo Domingo	N/D	0.35 MW	Energía Eléctrica	0.302MWe
Agrifeed	Juan Alejandro Ibarra 145, Santo Domingo	N/D	0.35 MW	Energía Térmica	N/D

Fuente: (CNE, 2020)

d.6. Proyectos con concesiones definitivas

Entre los proyectos que cuentan con concesiones definitivas, además de SPBE, con 30 MWe, tenemos dos (2) proyectos de valorización de Residuos Sólidos (RS). El primer proyecto es una Planta de Generación Eléctrica de ciclo combinado con una capacidad de 80 MWe, la cual incinerará en una caldera los RS provenientes del vertedero de Rafey de Santiago de los Caballeros. El otro ciclo termodinámico, consistirá en una turbina a gas natural, que además de generar electricidad, suministrará el calor residual de la turbina para el secado de los RS. Actualmente, se encuentra agotando una prórroga de veinticuatro (24) meses para el inicio de las obras, otorgada por resolución de fecha 30/03/2019.

Asimismo, existe otro proyecto con concesión definitiva el cual dispondrá de una potencia a instalar de 55 MWe, cuya Caldera procesará los RS provenientes del vertedero de San Pedro de Macorís. Asimismo, la otra parte del ciclo utilizará gas licuado de petróleo (GLP) para alimentar una turbina de gas, cuyo calor residual se aprovechará para reforzar los gases de combustión de los RS en una caldera de recuperación. Sobre esa base y con independencia del escenario contemplado en el estudio de biomasa (acápite 3), tendríamos una proyección de 130 MW a instalar a partir de los RS, lo cual arrojaría un total de 160 MW instalados a partir de Biomasa y RS, para los próximos cinco (5) años; proyección que podría aumentar con la promulgación del Reglamento de la recién aprobada Ley 225-20, Ley general de gestión general y co-procesamiento de residuos sólidos.

d.7. Barreras al desarrollo de bioenergía

d.7.i. Barreras técnicas

- Información insuficiente sobre los recursos de bioenergía: La carencia de datos confiables y precisos respecto de la disponibilidad de los recursos biomásicos (especialmente la biomasa residual), tanto en cantidad como en calidad, constituye una dificultad para la consideración de un desarrollo privado, con aumento del riesgo financiero y disminución de la rentabilidad de los proyectos.
- Bajo nivel de investigación y desarrollo en bioenergía: No son numerosas las instituciones con capacidad y recursos dedicados a la investigación y desarrollo de grupos humanos que puedan encarar el desarrollo de proyectos. A nivel estatal, en virtud de lo establecido en la Ley 139-01, la única entidad llamada a apoyar la investigación y desarrollo es el Ministerio Educación Superior, Ciencia y Tecnología (MESCyT); a través del fondo C y T.
- Bajo nivel de desarrollo de las tecnologías usadas en el medio rural: En el medio rural se utilizan las formas tradicionales de aprovechamiento de la bioenergía (uso no sostenible de leña), en tanto que las aplicaciones de generación de biogás o el uso eficiente de la leña se desconoce o implica aplicar recursos económicos de los que no se dispone.

d.7.ii. Barreras de mercado

- El carácter incipiente del mercado de la biomasa abre espacios a la incursión de actores informales que distorsionan la información y los precios. La ausencia de una normativa de calidad de la biomasa, que valore atributos vinculados a la calidad (densidad energética, poder calorífico) y penalice la humedad, contenido de cenizas no ha permitido la transición de la venta en toneladas (que incluye agua) a unidades energéticas, tales como btus y megajoules.

d.7.iii. Barreras económicas

- Precios de los energéticos que no reflejen sus costos: Se presentan circunstancias en distintas categorías de usuarios, o por períodos, en que la tarifa de la energía eléctrica no refleja los costos. Esto reduce notoriamente la rentabilidad de los proyectos de bioenergía y consecuentemente su factibilidad.
- Limitada capacidad económica de los usuarios rurales y pequeña industria: La mayor parte de la población rural y de la pequeña industria que utiliza o procesa recursos biomásicos, tiene recursos económicos limitados y dificultades para acceder a financiación.

- Costos de transacción de la generación de energía: En tanto que los costos de desarrollo de proyectos de bioenergía con posibilidades de comercializar energía eléctrica en el SENI resultan mayores que los de energías convencionales y presentan deseconomías de escala dada su moderada envergadura, no resultan sencillos los trámites de reconocimiento de valores transaccionales que sean remunerativos.
- Ausencia de suficientes incentivos fiscales para el fomento específico de la bioenergía: a pesar de que República Dominicana cuenta con la Ley 57-07, no se contemplan las particularidades de la bioenergía, en tanto sus beneficios múltiples que exceden el marco de la energía eléctrica.
- No se ha implementado la aplicación de un canon o prima que reconozca el costo de la gestión de la biomasa, especialmente si se compara con las contrapartes fotovoltaicas y eólicas, las cuales disponen de recursos gratuitos, como el sol y el viento.

d.7.iv. Barreras financieras

- Falta de facilidades crediticias y líneas de crédito para el financiamiento de los proyectos de bioenergía, tanto en las entidades financieras estatales (Banco Agrícola y Banco de Reservas), así como en las privadas. Brecha de conocimiento sobre este aspecto por parte de los oficiales y analistas de crédito de dichas entidades lo cual impide una evaluación adecuada de los riesgos de los proyectos sobre todo a media y pequeña escala (generación distribuida).

d.7.v. Barreras regulatorias e institucionales

- La preminencia de la política energética sobre la ambiental: La bioenergía proporciona beneficios ambientales que no están debidamente contemplados en la regulación, de modo que se complemente el sector puramente energético con el ambiental.
- Falta de una debida coordinación institucional: En la medida que los recursos bioenergéticos se encuentran vinculados a la actividad agropecuaria, forestal y sus procesos de industrialización, no siempre se contempla la coordinación de las medidas de promoción y control. Se debe desarrollar una visión integral de la generación de electricidad a partir de la biomasa, pues se trata de un encadenamiento del sector agropecuario, industrial (agroindustria) y servicios (venta de electricidad).
- Acceso a la red de transporte de energía: La incertidumbre sobre las facilidades para poder conectarse a la red de transporte o distribución, además de las perspectivas de capacidad o saturación, resulta en detrimento de la factibilidad de proyectos relevantes. En tanto que la generación en sistemas aislados corre el riesgo de quedar fuera de contexto al devenir una futura interconexión.

- Las reglas de despacho eléctrico: Salvo para proyectos de mayor escala, la transacción de energía, las formas de despacho y transacciones como generación distribuida se encuentran en proceso de revisión.

5.2.3. Energía Eólica

a. Proyectos de generación de electricidad a partir de tecnología eólica en operación comercial

Parque Eólico Los Cocos: Fue inaugurado en 2011 y se extiende desde Juancho, Pedernales, hasta Enriquillo, Barahona, en el suroeste de la isla. Se constituye como la primera central de generación de electricidad a partir de energía eólica instalada en la República Dominicana. En la actualidad tiene una capacidad instalada total de 77.2 MW, distribuido en una etapa de 25.2 MW, compuesta por 14 aerogeneradores Vestas V90 de 1.8 MW c/u y otra etapa de 52 MW, dispuesta por de 26 aerogeneradores modelos Gamesa (3 modelo G90 de 2MW y 23 modelo G97 de 2 MW). Desde su entrada en operación hasta el cierre del año 2020, la primera y segunda fase del parque Los Cocos, juntamente con el proyecto Parque Eólico Quilvio Cabrera¹⁵, han inyectado al SENI un total de 1,885.49 GWh de energía.

Parque Eólico Quilvio Cabrera: Fue inaugurado en 2011, junto al Parque Eólico Los Cocos. El mismo pertenece al Consorcio Energético Punta Cana-Macao (CEPM), la cual tiene un acuerdo de venta de energía y gestión del parque con la empresa generadora de electricidad Haina (EGEHaina). Está compuesto por 5 aerogeneradores, modelos Vestas V82 de 1.65 MW c/u para un total en capacidad instalada de 8.25 MW.

Parque Eólico Larimar I: Inaugurado en marzo de 2016, este parque eólico se encuentra ubicado en la provincia de Barahona, contiguo al Parque Eólico Los Cocos. Esta central generadora cuenta con 15 aerogeneradores Vestas V112H con una capacidad de generación de 3.3 MW cada uno, para una capacidad total instalada de 49.5 MW. Desde su puesta en operación hasta el cierre el año 2020, el Parque Eólico Larimar ha inyectado al SENI unos 877.02 GWh de energía eléctrica.

Parque Eólico Larimar II: Inaugurado en diciembre de 2018, este parque eólico se encuentra ubicado en la provincia de Barahona, contiguo a los Parques Eólicos Los Cocos y Larimar I. El mismo consta de 14 aerogeneradores Vestas V-117 con una capacidad de generación de 3.45 megavatios cada uno, para una capacidad total de 48.3 MW. Desde su entrada en operación hasta el cierre del 2020, el Parque eólico Larimar II ha inyectado al SENI unos 283.52 GWh de energía eléctrica.

¹⁵ Inyectan al SENI a través del mismo Sistema de Medición Comercial (SMC).

Parque Eólico Agua Clara: Ubicada en la provincia de Montecristi, esta central de generación de electricidad fue inaugurada en abril de 2019 y está compuesta por 25 generadores de 2 MW cada uno modelo Gamesa G114, que suman una capacidad instalada de 50 MW. Desde su entrada en operación hasta el cierre del 2020, el parque ha inyectado al SENI 274.15 GWh de energía eléctrica.

Parque Eólico Matafongo: Este parque eólico ocupa un área de cuatro millones de metros cuadrados en la provincia de Peravia donde se encuentran distribuidos 17 aerogeneradores modelo Gamesa G97 de 2.00 MW que adicionan una capacidad total de 34 MW. Fue inaugurado en junio de 2019. Desde su entrada en operación hasta el cierre del año 2020, la central ha inyectado al SENI 160.23 GWh de energía eléctrica.

Parque Eólico Guanillo: Inaugurado el 14 de junio de 2019. Se encuentra ubicado en la provincia de Montecristi y está compuesto por 25 aerogeneradores modelo Gamesa G114 de 2.1 MW c/u para alcanzar una capacidad conjunta de 50 MW. Desde su entrada en operación hasta el cierre del 2020, ha inyectado 272.36 GWh de energía eléctrica al SENI.

Parque Eólico Los Guzmancito: Inaugurado el 8 de diciembre de 2019, esta central de generación de electricidad a partir de energía eólica ubicada en la provincia de Puerto Plata consta de 16 aerogeneradores del modelo Vestas V136-3.45 MW, sin embargo, en su operación se encuentran limitadas a una potencia instantánea máxima de 3 MW, con lo que suman 48 MW de capacidad instalada total.

b. Proyectos de concesión definitiva

En la actualidad, existen trece proyectos eólicos con concesión definitiva, que en su capacidad concesionada total alcanzan los 673.25 MW. Es preciso resaltar que uno de estos proyectos se encuentra en un estado de Litis, por lo cual no ha sido incluido. Además, la capacidad instalada en este momento de proyectos de generación a partir de energía eólica es de 365.25 MW.

Tabla 37. Concesiones definitivas, proyectos eólicos

Resolución No.	Fecha Otorgada	Empresa	Nombre de Proyecto	Capacidad Concesionada (MW)	Capacidad Instalada (MW)
CNE-0001-2005	2/8/2005	Grupo Eólico Dominicano, CxA.	Proyecto Parque Eólico Matafongo	50.00	34.00
CNE-0004-2005	4/6/2007	Grupo Eólico Dominicano, CxA.	Proyecto Parque Eólico Los Granadillos	50.00	No Instalado
CNE-CD-0005-2007	8/6/2009	Poseídon Energías Renovables, CxA.	Proyecto Parque Eólico Los Guzmancito	100.00	48.00
CNE-CD-0060-2009	3/12/2009	Parques Eólicos del Caribe, SA.	Proyecto Parque Eólico Guanillo	50.00	50.00
CNE-CD-0005-2011	7/6/2011	Empresa Generadora de Electricidad Haina (EGEHaina)	Proyecto Parque Eólico Los Cocos I	50.00	25.20

Resolución No.	Fecha Otorgada	Empresa	Nombre de Proyecto	Capacidad Concesionada (MW)	Capacidad Instalada (MW)
CNE-CD-0005-2011	7/6/2011	Empresa Generadora de Electricidad (EGEHaina)	Proyecto Parque Eólico Los Cocos II	50.00	52.00
CNE-CD-0006-2011	9/6/2011	Jasper Caribbean Windpower, LLC.	Proyecto Parque Eólico Puerto Plata-Imbert	115.00	No Instalado
CNE-CD-0010-2011	17/2/2012	Consortio Energético Punta Cana - Macao (CEPM)	Proyecto Parque Eólico Quilvio Cabrera	8.25	8.25
CNE-CD-0004-2011	8/11/2012	Los Cuatro Vientos CxA	Proyecto Parque Eólico Los Cuatro Vientos-Candelón	50.00	No Instalado
CNE-CD-0010-2012	8/11/2012	Dominicana Renovables, SL.	Proyecto Parque Eólico La Isabela*	50.00	No Instalado
CNE-CD-0001-2016	5/4/2016	Empresa Generadora de Electricidad (EGEHaina)	Proyecto Parque Eólico Larimar I	50.00	49.50
CNE-CD-0003-2017	4/4/2017	IC Power DR Operations, SAS.	Proyecto Parque Eólico Agua Clara	50.00	50.00
CNE-CD-0002-2018	9/8/2018	Empresa Generadora de Electricidad (EGEHaina)	Proyecto Parque Eólico Larimar II	50.00	48.30
Total				723.25	365.25

*Proyecto en Litis.
Fuente: (CNE, 2020)

c. Curva de carga de centrales de generación a partir de energía eólica

c.1. Proyectos ubicados en la región norte¹⁶

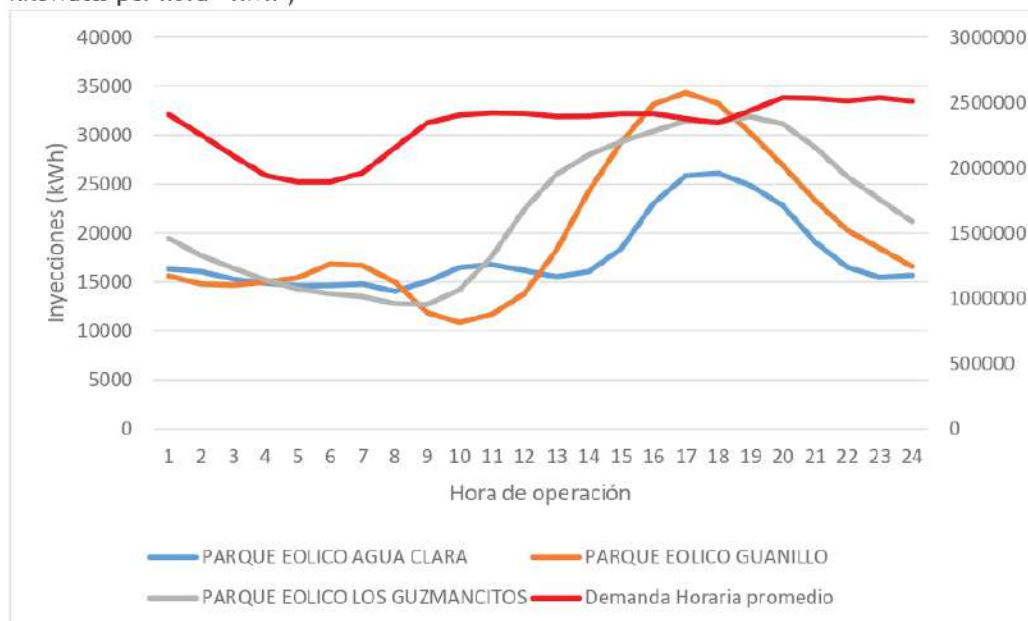
La gráfica 56 corresponde a un promedio anual de las inyecciones horarias de energía de los parques eólicos ubicados en la región Norte del País. Estas se comparan con la demanda horaria promedio abastecida proyectada para el año 2020. De este modo se pretende contrastar la generación de electricidad de estos parques eólicos con la demanda para esclarecer el aporte de estos al suministro de electricidad en el SENI.

Como se puede vislumbrar en la gráfica anterior, los parques eólicos ubicados en la zona norte en promedio presentan su mayor generación de electricidad entre los períodos 10-23, observándose particularmente su máxima generación entre los períodos 17 y 19, lo que se corresponde en algunos casos con el inicio de las horas de punta de demanda para el SENI. Esto significa que, aunque en menor medida, estos parques de forma individual ofrecen una cantidad de energía firme en promedio alrededor del 1.00 % de la demanda eléctrica en horas de punta, lo que puede sustentar el reconocimiento de su energía firme

¹⁶ Incluye las provincias de Santiago, Puerto Plata, Espaillat, La Vega, Monseñor Nouel, Sánchez Ramírez, Duarte, María Trinidad Sánchez, Salcedo, Samaná, Valverde, Dajabón, Monte Cristi y Santiago Rodríguez.

en la normativa vigente y su remuneración por concepto de este servicio en las transacciones económicas de potencia en el mercado eléctrico mayorista.

Gráfico 56. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio de las centrales de generación a partir de energía eólica, instaladas en la región Norte de la República Dominicana. (Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: Elaboración propia con datos del OC, CNE, 2021.

c.2. Proyectos ubicados en la región Enriquillo¹⁷

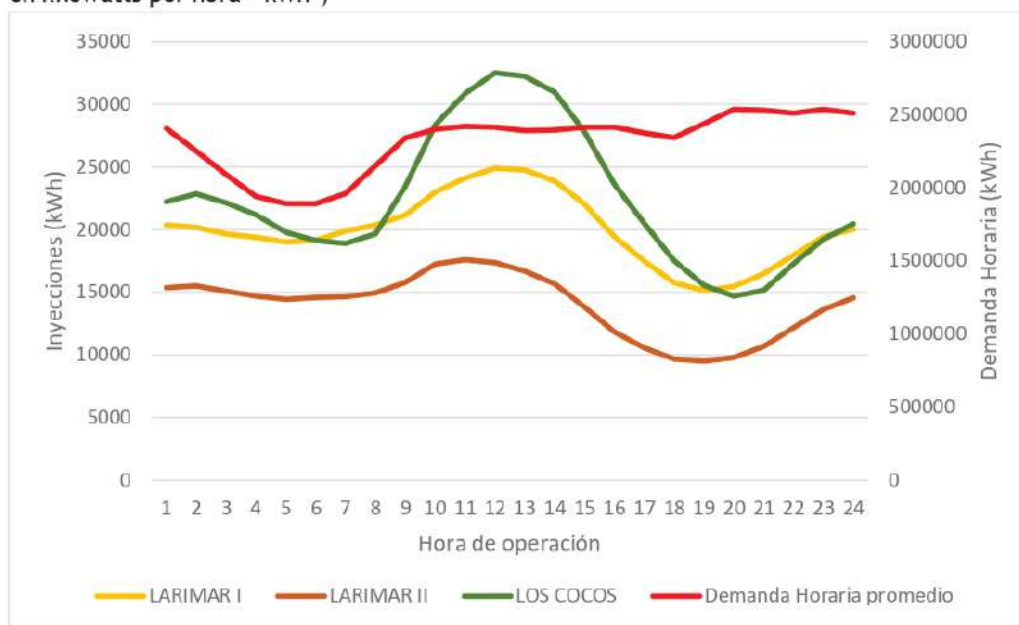
La gráfica 57 corresponde a un promedio anual de las inyecciones horarias de energía de los parques eólicos ubicados en la región Enriquillo. Estas se comparan con la demanda horaria promedio abastecida proyectada para el año 2020.

En el caso de las centrales eólicas ubicadas en la región Enriquillo del país, particularmente entre las provincias de Barahona y Pedernales, los parques eólicos en promedio presentan su mayor generación de electricidad entre los períodos 8-17, observándose particularmente su máxima generación entre los períodos 12 y 13. En ese sentido, se puede inferir que la generación de electricidad de estos parques se corresponde con la de las centrales de generación a partir de energía solar fotovoltaica instaladas en el territorio nacional. Supliendo estas generadoras alrededor del 1.00 % de la demanda de energía proyectada en el SENI por central en sus períodos de mayor producción energética, y añadiendo el 1.00 % de la generación proveniente de las centrales

¹⁷ Considera las provincias Barahona, Bahoruco, Independencia y Pedernales.

solares fotovoltaicas, en conjunto con su trato preferencial a la hora de programar y realizar el despacho, pueden representar una reducción significativa de la demanda residual o neta, suplida por las centrales convencionales y un aumento significativo de la misma una vez los períodos de mayor producción de estos parques hayan cesado.

Gráfico 57. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio de las centrales de generación a partir de energía eólica, instaladas en la región Enriquillo de la República Dominicana. (Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: Elaboración propia con datos del OC, CNE, 2021.

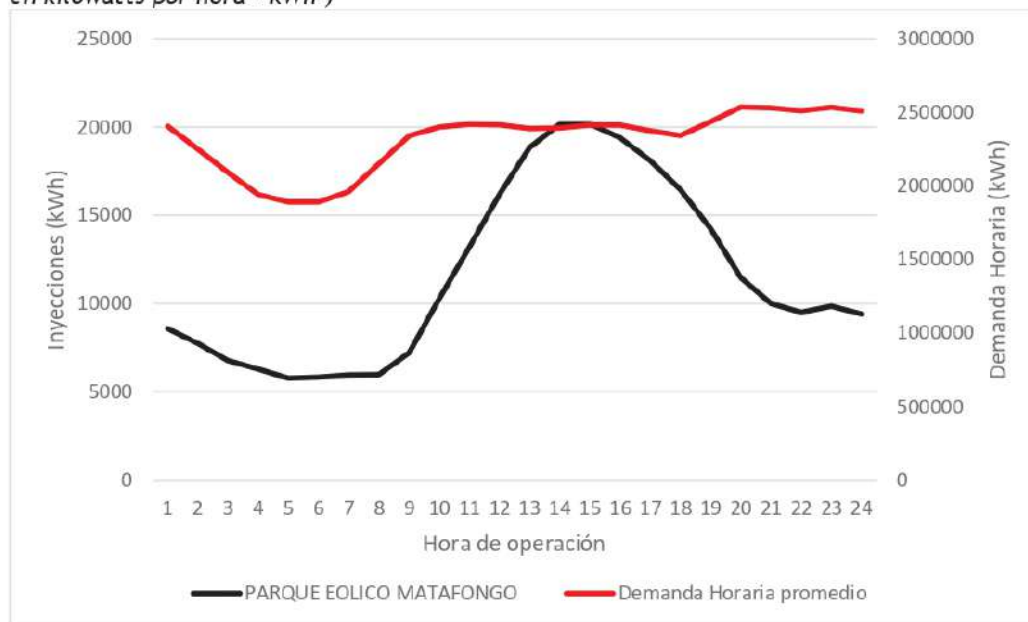
Lo anterior significa, que se podría agravar el fenómeno de la curva de pato¹⁸ al no planificar adecuadamente la proliferación de las centrales eólicas en esta área del país, lo que incrementaría significativamente los costos de operación del SENI al hacerse necesario el despacho de generación convencional de forma forzada para resolver dicha situación. Otras alternativas consisten en la instalación de sistemas de almacenamiento complementarios que permitan almacenar y posteriormente inyectar la energía proveniente de estas centrales en los horarios que se pueda maximizar su aprovechamiento por el SENI y la transición de la generación convencional a tecnologías termoeléctricas que posean una mayor flexibilidad al momento de tomar y reducir su gradiente de carga.

¹⁸ Hace referencia a la curva que se obtiene al modelar la generación eléctrica a gran escala en la cual se genera un desequilibrio entre la demanda máxima y la producción de energía renovable.

c.3. Proyectos de generación en la región Valdesia¹⁹

La gráfica 58 corresponde a un promedio anual de las inyecciones horarias de energía de los parques eólicos ubicados en la región Valdesia. Estas se comparan con la demanda horaria promedio abastecido proyectada para el año 2020.

Gráfico 58. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio de las centrales de generación a partir de energía eólica, instaladas en la región Valdesia de la República Dominicana. (Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: Elaboración propia con datos del OC, CNE, 2021.

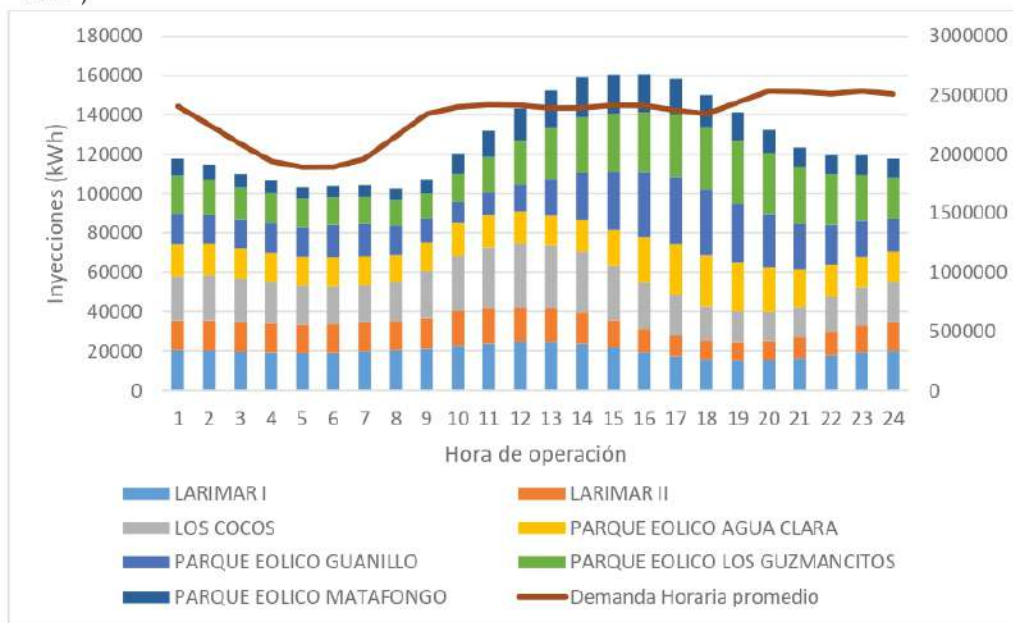
Respecto al parque eólico Matafongo, actualmente único ubicado en la región sur cercano en la provincia de Peravia, se puede destacar claramente que en promedio presenta su mayor generación de electricidad entre los períodos 10-21, observándose particularmente su máxima generación entre los períodos 14 y 16. De forma similar a los parques ubicados en la región norte del país, este asiste de forma, aunque de forma limitada, a la reducción del gradiente de cambio de la curva de carga que se presenta cuando la generación de los parques renovables eólicos de la región Enriquillo y solares merma, mediante el aporte individual de alrededor del 1.00 % de la demanda de electricidad en sus horas de máxima producción.

¹⁹ Consideraba las provincias de San Cristóbal, Azua, Peravia y San José de Ocoa.

c.4 Efecto de los proyectos de generación a partir de fuentes renovables no convencionales en la curva demanda del SENI

La gráfica 59 corresponde a un promedio anual de las inyecciones horarias de energía de los parques eólicos interconectados en el SENI. Estas se comparan con la demanda horaria promedio abastecida proyectada para el año 2020. Si se consideran solamente los parques eólicos interconectados al SENI, se puede observar en la gráfica anterior que desde el período 10 al 23 los mismos presentan una generación estable, aportando para la reducción del gradiente de energía creado por la disminución de la generación eléctrica de las centrales solares y, sobre todo, proveyendo energía firme en los horarios de punta. Una conclusión necesaria es que, en vista de los diversos perfiles de viento que se presentan en la República Dominicana, el desarrollo de proyectos de generación a partir de tecnología eólica en estas zonas y de forma equilibrada permitiría, de forma acumulada, el suministro de gran parte de la demanda de electricidad del SENI, a mínimo costo y manteniendo niveles altos de confiabilidad y estabilidad.

Gráfico 59. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio acumuladas de las centrales de generación a partir de energía eólica en la República Dominicana. (Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: Elaboración propia con datos del OC, CNE, 2021.

5.2.4. Energía Solar

a. Proyectos de Generación de Electricidad a partir de tecnología solar fotovoltaica en operación comercial

Parque Fotovoltaico Monte Plata Solar: Fue inaugurado el 29 de marzo de 2016. Se encuentra en la provincia de Monte Plata. Cuenta con 132 mil paneles solares instalados y 1,000 inversores fotovoltaicos de 30 kWn²⁰ cada uno, para alcanzar un total de 30 MWn, y se espera lograr una capacidad instalada consolidada de 60 MWn en una segunda fase. Desde su entrada en operación hasta el cierre del año 2020, la central ha inyectado al SENI un total de 218.03 GWh de energía.

Parque Fotovoltaico Montecristi Solar: Fue inaugurado en julio de 2018. Se encuentra en la provincia de Monte Cristi. Cuenta con una capacidad instalada de 58 MWp, a través de 215,000 módulos fotovoltaicos instalados en un área de 2 millones metros cuadrados. Además, posee 23 inversores de 2,500 kVA de potencia nominal que adicionan un total de 50 MWn interconectados al SENI. Desde la entrada en operación hasta el cierre del año 2020, la central Montecristi Solar ha inyectado al SENI alrededor de 228.91 GWh de electricidad.

Parque Fotovoltaico Aeropuerto Internacional del Cibao: Fue inaugurado en enero de 2019. Se encuentra en la provincia de Santiago. En la actualidad posee una capacidad instalada de 3 MWp²¹, lo cual le permite producir alrededor de un 80.00 % de la energía consumida por su terminal en sus operaciones regulares. Además, cuentan con un sistema de acumuladores estacionarios de larga duración, Marca Tesla Powerpack el cual sirve como “complemento” al proyecto fotovoltaico. El sistema de baterías tiene una capacidad de 406 kW en baterías de litio, diseñado para trabajar durante 4 horas, lo que significa una capacidad de almacenamiento total de 1,624 kWh, una estación modular central de inversor con una capacidad nominal máxima de 700 kVA, distribuida en 10 inversores.

Parque Fotovoltaico Mata de Palma: Fue inaugurada en enero de 2020. Se encuentra en la provincia de Santo Domingo de Guzmán. Cuenta con una capacidad instalada de 66.85 MWp, distribuida en 200,694 paneles solares (123,318 de 335 Wp y 77,376 de 330 Wp) emplazados sobre una superficie de 75 hectáreas. Su capacidad instalada nominal es de 50 MWn, distribuido en 11 inversores fotovoltaicos (10 de 5,000 kVA y 1 de 2,500 kVA). Desde su entrada en operación al final del año 2020 ha inyectado 100.44 GWh de energía al año

²⁰ Kilowatt nominal

²¹ Megawatts pico

Parque Fotovoltaico Solar Canoa: Fue inaugurado en enero de 2020. Se encuentra en la provincia de Barahona. La planta solar tiene una capacidad instalada de 32.8 MWp está compuesta 88,817 módulos de 370 Wp, ocupando una superficie de 325,109 metros cuadrados, conectados a 8 inversores de 3,510 kVA para alcanzar una potencia instalada de 25 MWn. Desde su entrada en operación hasta el cierre del 2020, ha inyectado al SENI unos 61.85 GWh de energía eléctrica.

Parque Fotovoltaico CEPM Solar: Fue inaugurado en 2020. Se encuentra en la provincia de Higüey y es parte de la zona de concesión del Sistema Aislado de distribución de CEPM. Está compuesto por 24,258 módulos fotovoltaicos (14,158 de 360 Wp y 10,100 de 365 Wp) que adicionan una capacidad total de 8.76 MWp junto con dos inversores solares, de 2.3 MVA y 3.5 MVA, para una capacidad instalada nominal de 7.2 MVA.

b. Proyectos solares con concesión definitiva

Tabla 38. Concesiones definitivas en el SENI, proyectos solares fotovoltaicos

Resolución No.	Fecha Otorgada	Empresa	Nombre de Proyecto	Capacidad Concesionada (MW)	Capacidad Instalada (MWp)
CNE-CD-0007-2011	10/6/2012	Electronic J.R.C., S.R.L FASE I	Proyecto Solar Monte Plata I	30.00	33.39
CNE-CD-0004-2012	9/5/2012	DSS Desarrollo Fotovoltaicos, SAS	Proyecto Fotovoltaico La Victoria	50.00	-
CNE-CD-0008-2012	26/7/2012	Montecristi Solar FV, S.A.S.	Planta Solar Fotovoltaica Montecristi	57.96	57.96
CNE-CD-0011-2012	9/11/2012	WCG Energy, LTD	Parque Fotovoltaico Mata de Palma	50.00	66.70
CNE-CD-0005-2013	15/10/2013	Phinie & CO. Development, S.R.L.	Parque Solar Fotovoltaico Los Negros	17.00	-
CNE-CD-0005-2016	18/5/2016	Koror Business, S.R.L.	Parque Solar El Soco	50.00	-
CNE-CD-0004-2017	18/4/2017	Aeropuerto Internacional Cibao, S.A.	Planta Solar Fotovoltaica AIC I y II	3.00	3
CNE-CD-0007-2017	30/8/2017	Emerald Solar Energy, S.R.L.	Proyecto Solar Canoa	25.00	32.86
CNE-AD-0019-2018	29/8/2018	Electronic J.R.C., S.R.L FASE II	Proyecto Solar Monte Plata II	30.00	33.39
CNE-CD-0003-2018	3/12/2018	Natural World Energy Corporation, NWECS, S.R.L.	Parque Solar Natural World Energy, Villarpando	100.00	-
CNE-CD-0001-2018	4/4/2018	Levitals Grupo Inversor, S.L.U.	Parque Generación Electro Solar	40.00	-
CNE-CD-0001-2020	24/3/2020	Parque Eólico Beata, S.R.L.	Parque Solar Bayahonda (Bayasol)	63.65	58.00
TOTAL				516.61	285.3

Fuente: (CNE, Archivos y documentación de la institución, 2020)

A la fecha son trece los proyectos beneficiados con una concesión definitiva para la explotación de obras de generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica con una capacidad concesionada equivalente a 523.81 MWp, de los cuales tenemos en la actualidad cuatro proyectos conectados al SENI con capacidad instalada de 190.91 MWp, uno conectado al sistema de distribución concesionado por EDENORTE de 3 MWp y en el sistema aislado CEPM, tenemos

instalado 8.8 MWp, considerando estos proyectos la capacidad total instalada por las empresas que cuentan con su concesión definitiva es de 202.71 MWp .

Tabla 39. Concesiones definitivas en Sistema Aislado, proyectos solares fotovoltaicos

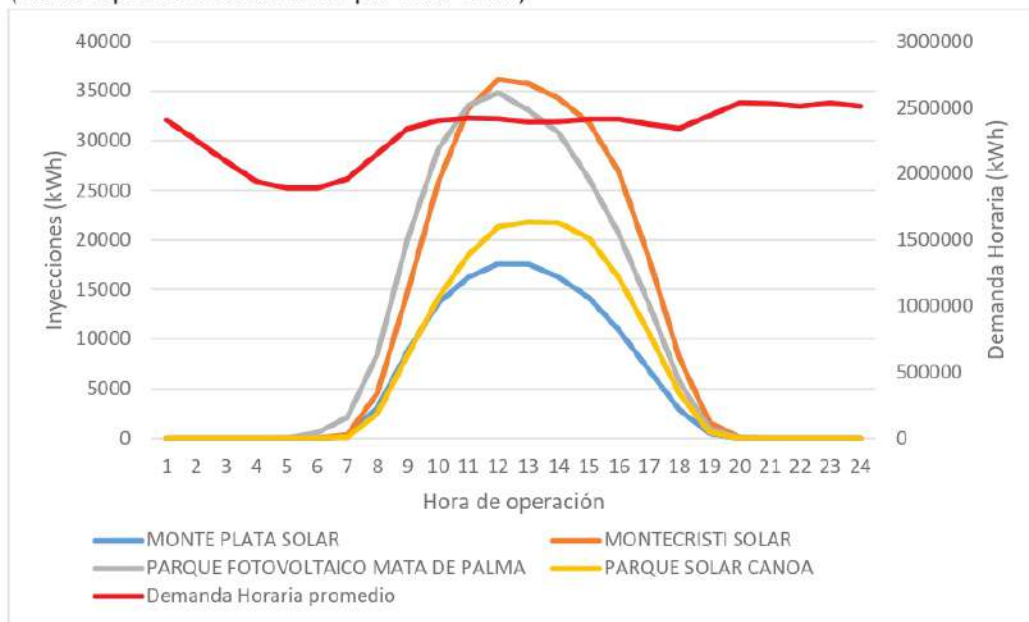
Resolución No.	Fecha Otorgada	Empresa	Nombre de Proyecto	Capacidad Concesionada (MW)	Capacidad Instalada (MWp)
CNE-CD-0005-2017	17/5/2017	Consortio Energético Punta Cana Macao	Parque Solar Fotovoltaico de 7.2 MW	7.20	8.80

Fuente: (CNE, Archivos y documentación de la institución, 2020)

c. Curva de Carga de centrales de generación a partir de energía solar

La gráfica 60 corresponde a un promedio anual de las inyecciones horarias de energía de los parques solares fotovoltaicos interconectados al SENI. Estas se comparan con la demanda horaria promedio abastecida proyectada para el año 2020.

Gráfico 60 Curva de carga de proyectos de generación conectados al SENI.
(Cifras expresadas en kilowatts por hora -kWh-)



Fuente: Elaboración propia con datos del OC, CNE, 2021.

Se puede notar que la generación de electricidad a partir de energía solar se extiende desde el período 8 hasta el 18, representando en su punto máximo, entre 0.5-1 % de la demanda horaria del SENI por parque solar fotovoltaico en sus momentos de generación máxima, entre los períodos 11 a 13. Cabe destacar la multiplicación de estos proyectos, sin la planificación adecuada, puede

contribuir a agravar el fenómeno de conocido como la curva de pato, que influye negativamente en el gradiente de toma de carga necesaria que se podría presentar en la operación del SENI, teniendo como resultado el aumento significativo de los costos de operación del sistema lo que contrarresta los beneficios económicos y ambientales resultantes de la incorporación de las energías renovables en el Sistema Eléctrico de Potencia.

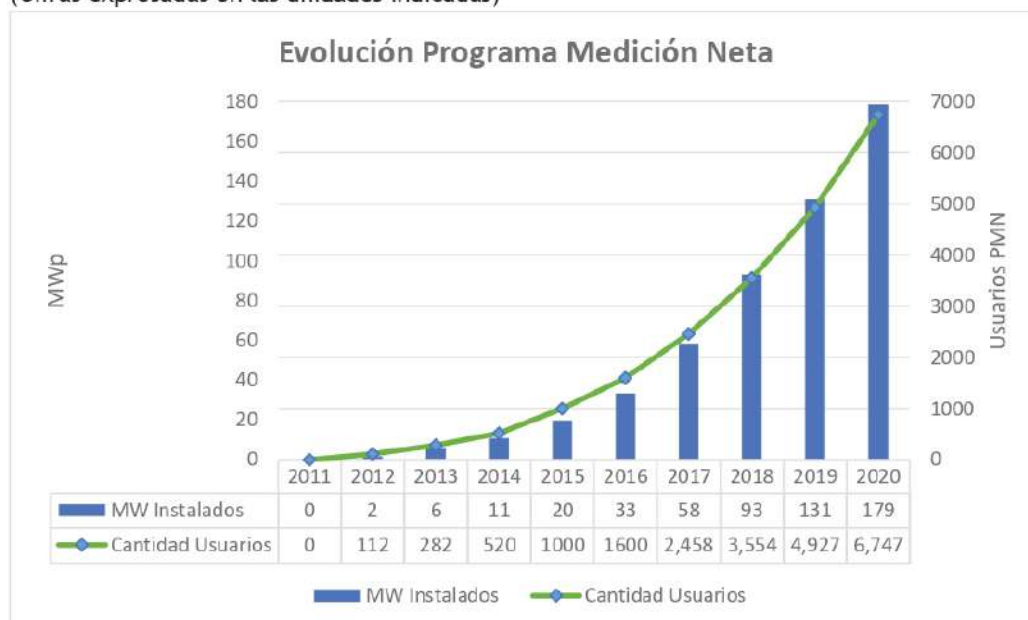
d. Programa de Medición Neta

El artículo 20 de la Ley No. 57-07 sobre incentivos al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, dispone en su párrafo inicial que las distribuidoras de electricidad tienen la obligación de comprarles sus excedentes a precios fijados por la Superintendencia de Electricidad, previo estudio y recomendación de la Comisión Nacional de Energía, a los usuarios regulados y no regulados que instalen sistemas de producción de electricidad a partir de fuentes renovables, con la posibilidad de generar excedentes que pueden ser enviados a las redes del SENI.

El Programa de Medición Neta (PMN) es un servicio provisto por las distribuidoras y sistemas aislados a clientes regulados con instalaciones de generación renovable interconectados a las redes de distribución. El servicio consiste en la instalación de un medidor bidireccional que permite el flujo de electricidad desde las instalaciones del cliente hacia la red y viceversa.

Gráfico 61. Evolución del Programa de Medición Neta.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2021)

El distribuidor, al final del período de facturación, cobrará el consumo neto del cliente y acreditará (en caso de exceso) la exportación de energía del cliente a su próxima factura. La potencia máxima para instalar no debe superar los 25 kW para clientes residenciales y 1 MW para los comerciales e industriales.

El PMN inició en julio del 2011 y a partir del 2012 ya contaba con 112 usuarios instalados en distintas empresas distribuidoras, con un total de 1.58 MW. En el siguiente gráfico se puede visualizar la evolución del PMN a partir del 2011 hasta la culminación del 2020. Para diciembre 2020, el programa cuenta con 6,747 clientes y una potencia instalada de 178.55 MW.

El PMN tuvo una evolución significativa durante el período 2018-2020, esto es debido a los incentivos proporcionados por la ley 57-07 con relación a la importación de equipos renovables, así como la significativa reducción de los precios de los módulos fotovoltaicos e inversores. Hasta la fecha, existen 11 empresas distribuidoras y sistemas aislados con clientes en el PMN.

Tabla 40. Cantidad de usuarios y capacidad instalada PMN.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Empresa Suministradora del Servicio	Cantidad de Clientes	Capacidad Instalada (kW)
Cap Cana Caribe	2	33
CEB	7	99
CEPM	136	2,201
Corp. Punta Cana	54	901
Costasur Dominicana	1	8
EDEESTE, S.A.	611	21,963
EDENORTE Dominicana, S.A.	3,919	98,647
EDESUR Dominicana, S.A.	1,945	54,298
El Limón	8	26
Luz y Fuerza	63	325
Puerto Plata Electricidad	1	50
Total general	6,747	178,552

Nota: Datos actualizados a enero 2021

Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2021)

En la tabla anterior, se puede ver la composición del PMN por empresas y clientes, siendo EDENORTE y EDESUR las empresas con mayor número de usuarios dentro del programa.

e. Instrumentos de promoción de las energías renovables y Regímenes especiales.

A menudo las políticas de promoción de generación con recursos renovables requieren, en un inicio, de mecanismos económicos que promuevan su competitividad. Con este fin se han ideado múltiples estrategias y procedimiento para apoyar el desarrollo de las energías renovables y sus

regímenes especiales en los países. Estos mecanismos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

Gráfico 62. Instrumentos para promover las energías renovables



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Por lo tanto, en la ley Núm. 57-07 y su reglamento de aplicación se incluyen los siguientes mecanismos de apoyo a proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables y se instruye un régimen especial del uso de biocombustibles para la mezcla de biocombustible

Transferencias financieras directas o sistema de primas.

Ley Núm. 57-07 Art. 18 y Reg. De aplicación Art. 17. Transferir al sistema, a través de las compañías distribuidoras de electricidad, su producción o excedentes de energía; percibiendo por ello el precio del mercado mayorista más los incentivos previstos en esta ley.

En lo que respecta a los biocombustibles, el Art. 22 se establecen y garantizan precios sujetos a ser mezclados con los combustibles fósiles de consumo local y regulados por el Ministerio de Industria y Comercio y MIPYMES.

Instrumentos regulatorios.

Reg. De aplicación Art. 17. Derecho de transferir la producción de la energía eléctrica a través de los distribuidores.

Reg. De aplicación Art. 118. Deberán ser tenidas en cuenta en el despacho para planificar la operación del régimen ordinario. Serán por tanto programadas.

Reg. De aplicación Art. 123, párrafo 1. Los generadores del régimen especial no están obligados a participar en la regulación de frecuencia.

En lo que respecta a los biocombustibles, el Art. 22 establece que venderán sus productos terminados a las empresas mayoristas para que realicen las mezclas con los combustibles fósiles y en su caso su aditivación y que se consideran empresas mayoristas quienes hacen las funciones de distribución.

Instrumentos comerciales

Ley Núm. 57-07 Art. 9. Excepción de Impuestos a la Importación de equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI así como para los equipamientos para la producción de biocombustibles para fines de mezcla. Además contempla la excepción del Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) a equipos y materiales .

Ley Núm. 57-07 Art. 14. Certificados y/o bonos por reducción de emisiones contaminantes pertenecerán a los propietarios de dichos proyectos para beneficio comercial de los mismos.

Política tributaria

Ley Núm. 57-07 Art. 11. Reducción en 5% del Impuestos al financiamiento externo por la DGII.

Ley Núm. 57-07 Art. 12. - establece un incentivo fiscal para todo interesado que incurra en la instalación de fuentes de energías renovables en la provisión de su “consumo energético privado” donde se les otorga hasta un 40% del costo de la inversión en equipos aprobados por la ley Núm. 57-07, como crédito único al impuesto sobre la renta en función de la tecnología de energías renovables asociada a cada proyecto.

Instrumentos crediticios

Ley Núm. 57-07 Art. 13. Incentivo a proyectos comunitarios podrán acceder a fondos de financiamientos a las tasas más bajas del mercado para proyectos de desarrollo.

f. Transacciones del mercado spot del MEM

El mercado spot o *al contado* consiste en la compraventa de energía al costo marginal de corto plazo, resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado. Este despacho económico es efectuado por una entidad de coordinación central, denominada Organismo Coordinador del SENI y ejecutado por el Centro de Control de Energía (CCE)., El costo marginal de corto plazo está determinado por el costo variable de despacho de la última unidad

generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda.

Igualmente, en las horas de punta, las cuales representan las horas de mayor demanda del sistema eléctrico, en adición al del costo marginal de la energía se calcula el denominado costo marginal de potencia de punta. Este costo, que también se denomina pago por capacidad, se establece en el reglamento de aplicación de la ley Núm. 125-01 como el costo de desarrollo, operación y mantenimiento de una turbina de gas de 50 MW a ciclo simple. Este costo marginal de la potencia es aplicado en la forma de un precio por la capacidad o potencia firme que cada central puede poner a disposición del sistema en las horas de punta, con una alta confiabilidad y seguridad.

Cabe señalar que, al margen del mercado de contratos, el mercado spot entrega señales de precio. De hecho, en caso de que los costos marginales de energía y potencia no puedan garantizar rentabilidad de los proyectos, los inversionistas pospondrán sus inversiones hasta que los precios del mercado de corto plazo puedan cubrir los costos medios de las alternativas de generación más competitivas al momento. Lo contrario ocurrirá si los costos marginales se hacen muy atractivos. En este sentido, los costos marginales o precios spot pueden considerarse como los precios competitivos económicos de corto plazo del mercado de generación.

En la actualidad, en el mercado eléctrico mayorista existen dos proyectos de generación a partir de fuentes renovables cuya energía es parcialmente transada de forma directa a través del mercado spot. Estos son el Parque Eólico Los Cocos, ubicado en la región sur, provincia Pedernales. El mismo está compuesto por el Parque Eólico los Cocos I con 25.2 MW, Parque Eólico Los Cocos II con 52 MW y Parque Eólico Quilvio Cabrera con 8.25 MW, lo que suma una potencia instalada de 85.45 MW.

Por otra parte, la central termoeléctrica San Pedro Bioenergy, único aprobado por el poder ejecutivo a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para ejercer la actividad de generación de electricidad a partir de la incineración de biomasa para la venta de energía eléctrica hacia el SENI. El mismo realizó su puesta en marcha en el año 2017, tiene instalada una caldera de 140 toneladas de vapor hora y un generador instalado de 30 MW.

Finalmente, debe considerarse en la promoción o incentivos que estas instalaciones de generación de electricidad a partir de biomasa y biocombustibles garantizan la disponibilidad de energía y potencia. Por tanto, su producción de energía, a fines de la ley Núm. 57-07 y su reglamento de aplicación, es considerada gestionable. De este modo, con el objetivo de

promocionar el uso de la biomasa y biocombustibles para la generación de electricidad, puede adaptarse la definición de la remuneración por Potencia Firme para reconocer económicamente la reducida potencia de estas instalaciones y simplificar, para este caso particular, el método de cálculo contemplado en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.²²

5.3. Eficiencia Energética

En la actualidad la República Dominicana cuenta con el anteproyecto de Ley de Eficiencia Energética y Uso Racional de energía, la cual tiene por objetivos de política energética están encaminados a las actividades de estandarización y etiquetado para iluminación eficiente en áreas públicas y residenciales, equipos industriales, así como en el sector construcción. Todo esto de la mano de un sistema de monitoreo de la tasa de eficiencia energética, así como un esquema de incentivos a la inversión, sustitución de equipos, investigación y desarrollo.

5.3.1. Auditorías Energéticas

La Comisión Nacional de Energía (CNE), ha realizado auditorías energéticas en instituciones públicas desde el año 2010, con el propósito de identificar las oportunidades de ahorro energético y de impulsar el uso eficiente y racional de la energía en el país. Además, las auditorías energéticas se realizan con el objetivo de conocer cómo se consume la energía eléctrica para recomendar acciones que ayuden a usar de forma eficiente esta energía y al mismo tiempo reducir el gasto por concepto de consumo de energía eléctrica.

Las auditorías energéticas son una excelente herramienta para determinar las oportunidades de ahorro de energía existentes en una edificación. El proceso mediante el cual se realizan las auditorías energéticas en la CNE se fundamenta en el levantamiento de informaciones sobre las cargas eléctricas de la institución, así como en mediciones generales y puntuales en los paneles eléctricos. Estas informaciones luego son analizadas en detalle en busca de oportunidades para que el consumo de electricidad se haga de la forma más eficiente y racional posible. Estas recomendaciones pueden estar orientadas al uso racional de la energía a través de los buenos hábitos de consumo, así como también a los cambios tecnológicos según la disponibilidad de la tecnología considerada más eficiente.

²² MULTICONSULT Y CIA. LTDA. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, 2020. Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”. Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”. Santo Domingo: MULTICONSULT Y CIA. LTDA. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, pp.15,18, 21-30.

Tabla 41. Instituciones gubernamentales auditadas, 2011-2020.

No.	Institución	Consumo actual (Energía)	Consumo futuro (Energía)
1	Ministerio de Salud Pública	1,948,037 kWh	1,356,157 kWh
2	DIGIPRES	636,218 kWh	487,520 kWh
3	Cámara de Diputados	2,839,458 kWh	1,778,306 kWh
4	CDEEE	1,754,039 kWh	1,326,786 kWh
5	MIFFAA	1,063,101 kWh	444,840 kWh
6	Arzobispado de Santo Domingo	135,672 kWh	119,312 kWh
7	SENASA	570,500 kWh	349,780 kWh
8	1ERA Brigada Ejército Nacional	570,555 kWh	272,183 kWh
9	Jardín Botánico	469,743 kWh	228,414 kWh
10	COLIMDO	149,194 kWh	48,583 kWh
11	MEPyD	1,052,232 kWh	758,585 kWh
12	FUNGLODE	2,035,422 kWh	1,447,419 kWh
13	CORAMOCA	108,164 kWh	75,934 kWh
14	Club Mauricio Báez	925,561 kWh	660,120 kWh
15	IDAC Complejo Aeropuerto	2,582,438 kWh	2,000,765 kWh
16	IDAC Sede Principal	183,053 kWh	112,297 kWh
17	CECCOM	162,924 kWh	106,032 kWh
18	EDESUR (Torre Serrano)	1,867,987 kWh	1,168,969 kWh
19	Asociación Dominicana de Rehabilitación (ADR)	972,113 kWh	696,147 kWh
20	Seminario Arquidiocesano Redemptoris Mater	191,160 kWh	16,500 kWh
21	Colegio Dominicano de Ingenieros Arquitectos y Agrimensores (CODIA)	267,536 kWh	49,167 kWh
22	Gran Teatro del Cibao	1,128,351 kWh	133,393 kWh
23	EDESUR (Oficina Comercial)	608,813 kWh	438,523 kWh
24	Instituto Nacional de Administración Pública (INAP)	204,330 kWh	148,453 kWh
25	INDOTEL - Piantini	450,288 kWh	331,933 kWh
26	INDOTEL - CCT	456,877 kWh	411,898 kWh
27	Ministerio de Agricultura	1,787,984 kWh	1,386,811 kWh
28	Sistema Nacional de Emergencias y Seguridad 911 - Zona Norte	1,986,869 kWh	1,747,170 kWh
29	Hospital Dr. Salvador B. Gautier	2,568,486 kWh	2,568,486 kWh
30	Dirección General de Presupuesto	673,249 kWh	673,249 kWh
31	Albergue Olímpico Dominicano (ALODOM)	874,268 kWh	507,555 kWh
32	Arzobispado de Santo Domingo	141,181.68kWh	120,886.53kWh
	TOTAL GUBERNAMENTALES	31,224,623 kWh	21,851,287 kWh
		CO₂	19,881 t
			13,913 t

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Ahorro Energético (Energía)	Ahorro Económico	Inversión	Retorno Simple (año)	Año de Entrega
591,880 kWh	RD\$ 2,406,511.00	RD\$ 1,987,421.00	0.83	2010
591,879 kWh	RD\$ 3,853,132.29	RD\$ 897,841.00	0.23	2010
1,061,152 kWh	RD\$ 6,908,106.00	RD\$ 9,077,345.00	1.31	2010
427,253 kWh	RD\$ 3,089,034.00	RD\$ 3,135,263.00	1.01	2011
618,261 kWh	RD\$ 4,470,029.00	RD\$ 24,237,097.00	5.42	2011
16,360 kWh	RD\$ 127,774.88	RD\$ 1,894,894.00	14.83	2012
220,720 kWh	RD\$ 1,723,823.20	RD\$ 4,216,522.00	2.45	2012
298,372 kWh	RD\$ 2,330,285.32	RD\$ 845,247.00	0.36	2012
241,329 kWh	RD\$ 1,884,779.49	RD\$ 4,657,507.41	2.47	2013
100,611 kWh	RD\$ 730,435.86	RD\$ 9,131,918.00	12.50	2013
293,647 kWh	RD\$ 4,761,162.30	RD\$ 14,773,453.00	3.10	2013
588,003 kWh	RD\$ 4,592,303.43	RD\$ 22,128,233.86	4.82	2013
32,230 kWh	RD\$ 371,611.90	RD\$ 1,188,253.00	3.20	2013
265,441 kWh	RD\$ 2,073,094.21	RD\$ 3,820,755.98	1.84	2013
581,673 kWh	RD\$ 5,363,053.00	RD\$ 6,574,344.00	1.23	2013
70,756 kWh	RD\$ 1,207,448.00	RD\$ 3,057,665.00	2.53	2013
56,892 kWh	RD\$ 444,328.00	RD\$ 727,565.00	1.64	2014
699,019 kWh	RD\$ 5,459,336.91	RD\$ 12,937,657.00	2.37	2015
275,966 kWh	RD\$ 2,003,512.00	RD\$ 9,283,077.00	4.63	2015
174,660 kWh	RD\$ 1,364,094.60	RD\$ 7,566,678.00	5.00	2015
218,369 kWh	RD\$ 1,705,459.00	RD\$ 10,334,593.00	6.06	2015
994,958 kWh	RD\$ 7,770,628.00	RD\$ 53,838,137.00	6.93	2015
170,289 kWh	RD\$ 1,329,958.34	RD\$ 193,710.00	0.15	2015
55,877 kWh	RD\$ 593,860.01	RD\$ 1,217,982.00	2.10	2016
118,355 kWh	RD\$ 1,271,986.02	RD\$ 1,316,196.00	1.03	2017
44,979 kWh	RD\$ 1,846,370.44	RD\$ 2,533,034.60	0.16	2017
401,172 kWh	RD\$ 3,133,156.90	RD\$ 7,378,323.60	2.35	2017
239,700 kWh	RD\$ 2,126,318.85	RD\$ 3,340,003.56	1.57	2018
0 kWh	RD\$ -	RD\$ -	0.00	2018
0 kWh	RD\$ 865,476.68	RD\$ 1,033,711.89	1.19	2018
366,713 kWh	RD\$ 2,864,028.17	RD\$ 7,599,188.59	2.65	2019
20,295.15kWh	RD\$ 158,505.12	RD\$ 419,494.20	2.65	2019
9,816,517 kWh	78,829,603 kWh	231,343,112 kWh	2.93	

6,250 t

a. Nivel de implementación de las medidas recomendadas en las Auditorías Energéticas

Luego del seguimiento a las auditorías energéticas realizadas por esta CNE a lo largo de estos años podemos llegar a las siguientes conclusiones:

1. Las instituciones no ejecutan las mejoras recomendadas, a menos que sea de carácter obligatorio. Esto se evidencia en el bajo nivel de cumplimiento de las medidas recomendadas en las auditorías energéticas. En promedio, las instituciones evaluadas han implementado un 28 % de las medidas recomendadas.
2. Las instituciones auditadas no disponen de recursos para implementar las medias resultantes de las auditorías energéticas.
3. Ante la falta de establecimiento de medidas sancionadoras por parte de las autoridades, hay poca (o ninguna) voluntad de las instituciones auditadas para implementar las medidas recomendadas.
4. La alta rotación de personal de las instituciones públicas no permite la continuidad a la ejecución de acciones relacionadas con la eficiencia energética.
5. Actualmente, tanto el Ministerio de Energías y Minas (MEMRD) como la CNE ofrecen el servicio de auditorías energéticas a instituciones públicas, por tanto, dos instituciones de naturaleza similar están ofreciendo el mismo servicio, lo que puede dar al público general la percepción de que existe una duplicidad de funciones.

5.4. Generación Eléctrica

5.4.1. Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

El subsector eléctrico de la República Dominicana fue reformado a finales del pasado siglo con el inicio de la transformación de un modelo de integración vertical, propiedad del Estado, con una mínima participación del sector privado a nivel de generación (IPPs), a un modelo horizontal de propiedad mixta con acceso a la libre competencia.

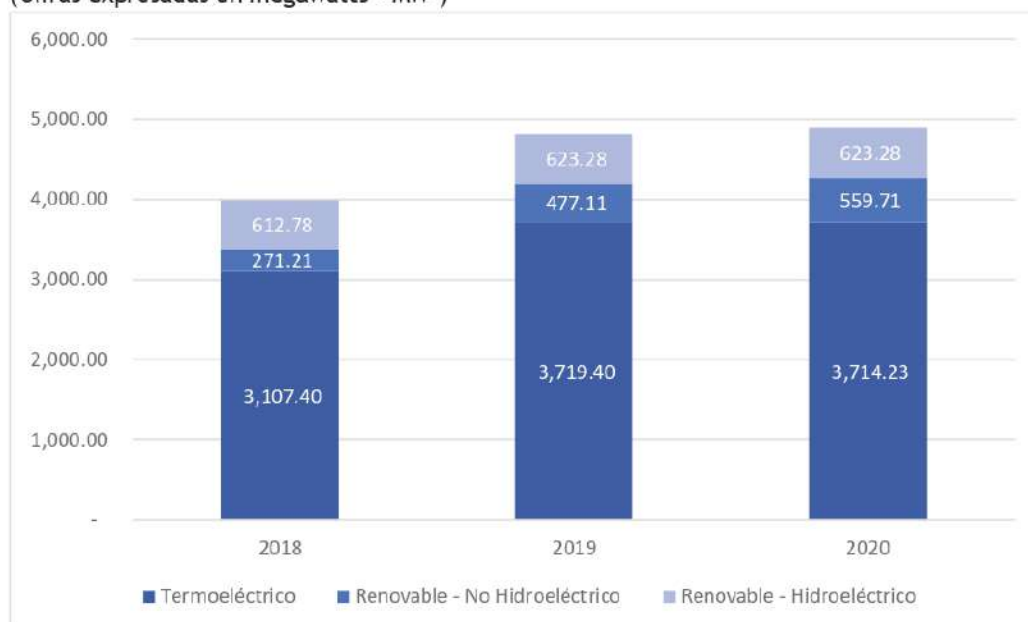
En el año 2001, con la aprobación de la Ley General de Electricidad número 125-01 se sientan las bases sobre las que descansa el actual mercado, se crearon las principales instituciones que rigen el sector, a excepción del Ministerio de Energía y Minas que nació con la Ley 100-13, doce años más adelante.

La evolución del sistema ha sido constante desde la fecha citada, con una notable aceleración en la generación de electricidad en los últimos diez años, impulsada por la integración de parques a base de fuentes primarias renovables

sustentadas en la Ley sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales número 57-07, promulgada en el 2007.

Gráfico 63. Evolución Capacidad Instalada en el SENI

(Cifras expresadas en megawatts - MW-)



Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2021)

En esta sección se evalúa el sistema eléctrico desde el punto de vista de su composición y operación; los datos son tomados para el período 2018-2020. Esta evaluación de los últimos tres años permite tener una idea sólida de la situación actual de las instalaciones.

a. Operaciones

a.1. Composición del subsector eléctrico

El subsector eléctrico está conformado por un marco normativo y regulatorio que rigen la operación de la infraestructura de obras eléctricas que lo integran. Físicamente, lo componen el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) y los diferentes Sistemas Aislados; está comprometido con brindar un servicio eléctrico en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio.

El SENI integra las actividades de generación, transmisión, distribución y la comercialización. La generación de electricidad se desarrolla en un mercado de libre competencia, mediante la obtención de un título jurídico habilitante, denominado Contrato de Concesión Definitiva.

La actividad de transmisión es un servicio público configurado como monopolio natural controlado por el Estado de acuerdo con lo indicado en el art. 41,

párrafo IV de la LGE a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Mientras. El segmento de distribución y comercialización se desarrollan como monopolios naturales en las zonas de concesiones autorizadas, siendo un monopolio estrictamente regulado, donde los clientes adquieren el servicio eléctrico a la tarifa fijada por la SIE.

En el sistema opera la libre competencia de compraventa de energía, potencia y servicios auxiliares a través del mercado eléctrico mayorista (MEM)²³.

El MEM se divide en mercado de contratos y mercado spot. El primero consiste en transacciones de compra y venta de energía y potencia en base a contratos de suministro libremente pactados; el segundo es el mercado de transacción de compra y venta de energía y potencia de corto plazo a costo marginal del sistema.

El mercado eléctrico minorista (MEMI), es el mercado instituido para la distribución y comercialización de energía eléctrica enfocado hacia los clientes regulados (clientes finales) y su relación con las empresas distribuidoras y/o comercializadoras.

La LGE define los Agentes de MEM como cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, auto productor y cogenerador que venda sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados, cuya operación sea supervisada por el Organismo Coordinador, o realice transacciones económicas en el mercado eléctrico mayorista.

Los Sistemas Aislados están amparados bajo la ley No.14-90 de incentivo al desarrollo eléctrico nacional, cuyos atributos y la regulación fueron transferidos a la LGE y su reglamento; operan las actividades de generación, transmisión y distribución-comercialización integradas de forma vertical; la licencia para el desarrollo de esta actividad es otorgada a través del título habilitante contrato de concesión definitiva para la explotación y la operación de un sistema aislado, que obliga al concesionario a brindar un servicio en condiciones de calidad, continuidad y eficiencia, siendo estas actividades reguladas por la SIE y la CNE.

a.2. Capacidad instalada y generación en el SENI

Al término del año 2020, el SENI tenía 4,897.22 MW de capacidad instalada (OC-SENI, 2021). La generación termoeléctrica continúa siendo la de mayor ponderación en la matriz, con un 75.84 % de la capacidad instalada actualmente. No obstante, es evidente el crecimiento de los proyectos

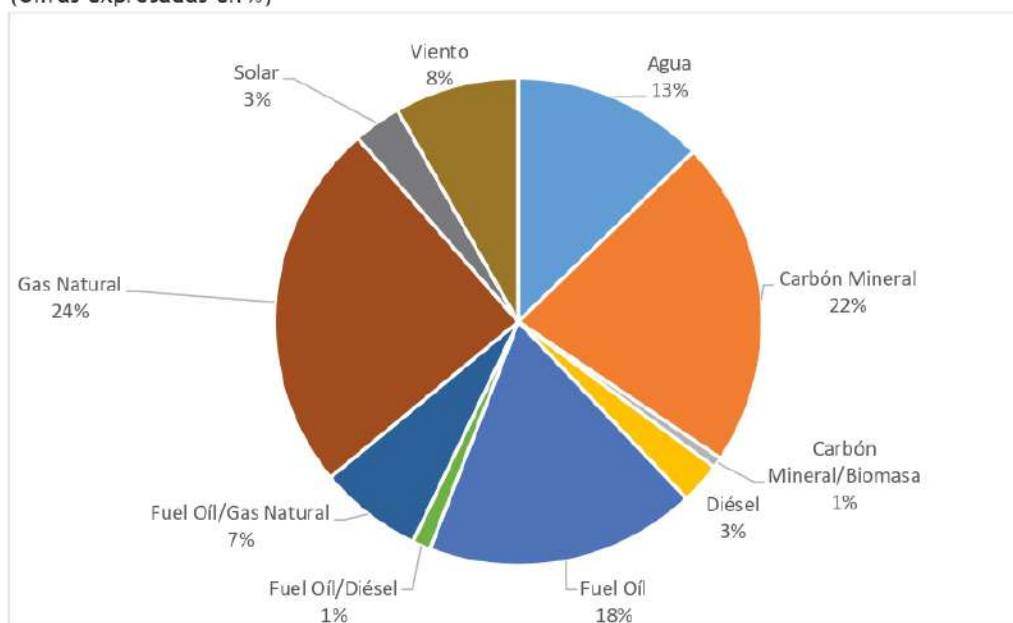
²³ MEM: Es el mercado en el que interactúan las empresas de generación, transmisión y distribución y comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot. Art. 2, RALGE.

renovables no convencionales, fundamentalmente solares y eólicos, en los últimos años.

Al evaluar el período 2018 - 2020, la mayor incorporación de nuevas centrales sucedió en el 2019 con un total de 1,069 MW, distribuidos de la siguiente forma: 752 MW térmicos a carbón, 187 MW en parques eólicos y 100 MW en centrales fotovoltaicas. Lo que representa un incremento de 21.00 % y 75.00 % de la capacidad instalada termoeléctrica y renovable, respectivamente.

Gráfico 64. Capacidad Instalada en el SENI según fuente energética.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Organismo Coordinador)

La capacidad instalada del SENI no presentó incremento durante el 2020; sin embargo, sí se completaron los procesos de conversión y adecuación de centrales para operar a gas natural, CESPМ y Quisqueya I & Quisqueya II, respectivamente. Esto provocó una redistribución de la clasificación de la capacidad instalada en función de la fuente de energía primaria.

A diciembre 2020, un total de 26 agentes generadores vendían sus inyecciones, ya sea vía contrato o en el mercado spot, componiendo la oferta de generación de electricidad del SENI. Solo una empresa posee activos de generación que incorporan proyectos renovables y no renovables, clasificada como "MIXTO". Para el caso de la generación térmica, en la mayoría de los casos, las empresas poseen centrales de generación que utilizan solo un tipo de combustible.

De los 26 agentes existentes, solo 8 poseen una participación igual o superior al 5.00 % aglomerando el 73.00 % de la capacidad instalada en el país.

Tabla 42. Composición oferta generación en el SENI al cierre 2020.

(Cifras expresadas en las unidades especificadas)

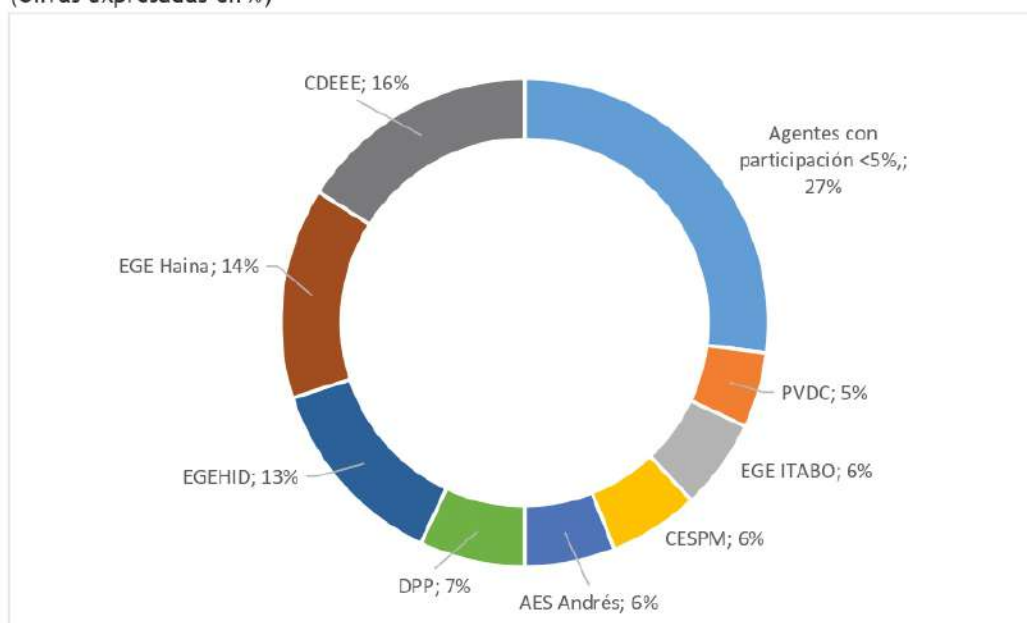
Agente Generador	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Participación
Electronic J.R.C. S.R.L.	Solar	30.00	0.61%
San Pedro Bio-Energy S.R.L.	Térmico Renovable	34.70	0.71%
Emerald Solar Energy, S.R.L.	Solar	32.60	0.67%
Grupo Eólico Dominicano	Viento	34.00	0.69%
Monte Rio	Térmico	14.60	0.30%
Complejo Metalúrgico Dominicano	Térmico	42.00	0.86%
Poseidón Energía Renovable, S.A.	Viento	50.00	1.02%
IC Power DR Operations	Viento	52.50	1.07%
Parques Eólicos Del Caribe, S.A.	Viento	52.50	1.07%
Blue Elephant Solar Energy	Solar	57.96	1.18%
Los Orígenes	Térmico	60.00	1.23%
WCG Energy, LTD	Solar	66.90	1.37%
Compañía Eléctrica De Puerto Plata	Térmico	76.86	1.57%
Lear Investments	Térmico	101.48	2.07%
Laesa	Térmico	110.53	2.26%
Seaboard Transcontinental Capital	Térmico	111.26	2.27%
Generadora San Felipe LP (GSF)	Térmico	185.00	3.78%
Generadora Palamara La Vega	Térmico	199.14	4.07%
Bersal	Térmico	25.20	0.51%
CEPM	Eólico	8.25	0.17%
Domicen	Térmico	25.60	0.52%
EGE-Itabo	Térmico	294.00	6.00%
Compañía Eléctrica De San Pedro De Macorís	Térmico	300.00	6.13%
Aes Andres Dr, S.A.	Térmico	319.00	6.51%
Dominican Power Partners	Térmico	359.25	7.34%
EGEHID	Hidro	623.28	12.73%
EGE-HAINA	Mixto	878.60	17.94%
CDEEE	Térmico	752.00	15.36%
Total		4,897.22	100 %

Fuente: (Organismo Coordinador)

Al considerar la capacidad conjunta que poseen la CDEEE y EGEHID se puede afirmar la posición de hegemonía que ejerce el Estado dominicano en el MEM siendo el responsable de cerca del 30.00 % de la capacidad instalada en el SENI. Lo anterior añadido al hecho de que la mayoría de los pequeños agentes que han desarrollado proyectos renovables en la última década poseen acuerdos de venta de la totalidad de su producción a la CDEEE, lo que otorga un grado adicional de flexibilidad al momento de impulsar cambios, debido a la capacidad de influir en la formación de precios del mercado.

Gráfico 65. Capacidad Instalada en el SENI según agente del MEM, 2020.

(Cifras expresadas en %)



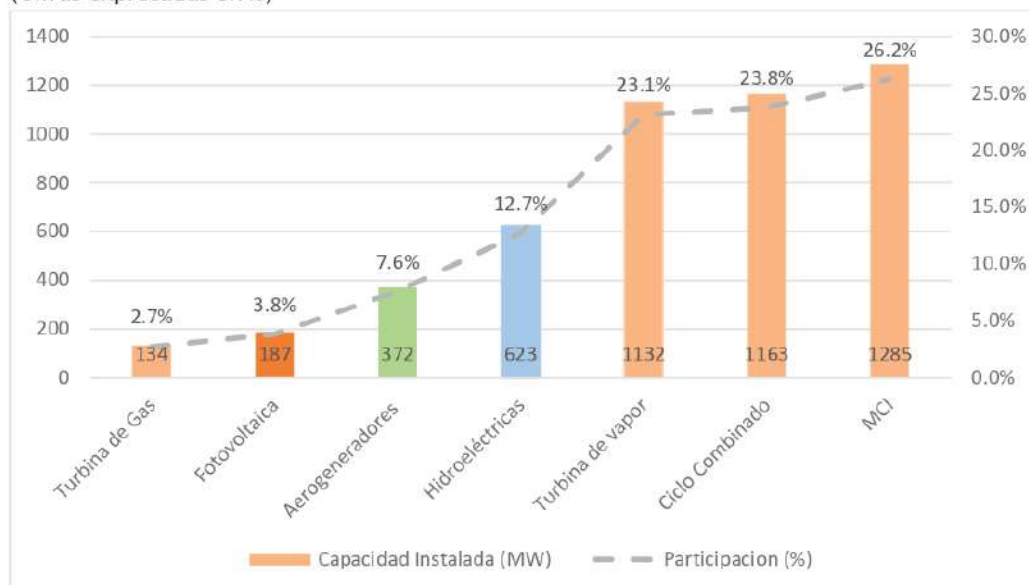
Fuente: (Organismo Coordinador)

La capacidad instalada total de motores de combustión interna asciende a 1286 MW o el 26.00 % de la capacidad total. Estos motores han prevalecido como los prestadores de servicios auxiliares en zonas con depresiones en el nivel de tensión o brindando el soporte de regulación de frecuencia en el SENI.

Del total de la capacidad instalada en el SENI solo el 25.00 % de la tecnología instalada permite generar energía con recursos propios, añadido al hecho de que los proyectos solares y eólicos poseen un bajo factor de capacidad, aun es necesario seguir impulsando la instalación de proyectos que permitan incrementar el grado de independencia energética en el ámbito de la electricidad. Al segregar la capacidad instalada del SENI de acuerdo con la tecnología de generación se obtiene la gráfica siguiente.

Gráfico 66. Capacidad Instalada en el SENI según tecnología.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Organismo Coordinador)

a.3. Transmisión

El Sistema de Transmisión Eléctrica es el medio físico que transporta la energía eléctrica producida desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo. La LGE lo define como “Conjunto de líneas y de subestaciones de alta tensión, que conectan las subestaciones de las centrales generadoras de electricidad con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y en los demás centros de consumo. El Centro de Control de Energía²⁴ forma parte del sistema de transmisión.

Los niveles de tensión nominales en el SENI para la actividad de transmisión son 345 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV, la normativa exige que la operación de las redes mantenga los niveles de tensión en un ± 5 %. La frecuencia de operación es 60 Hz.

a.3.i. Activos de la red de transmisión

El gráfico 67 muestra el mapa con el trazado de las distintas líneas de transmisión sobre el territorio nacional. Se presentan los diferentes niveles de tensión a los que opera el sistema. La línea a 230 kV no es operada por ETED y

²⁴El Centro de Control de Energía (CCE) es una dependencia de la ETED y es el Operador del Sistema, teniendo la función principal de operar en tiempo real el Sistema Interconectado, siguiendo la programación con criterios de seguridad y mínimo costo operativo, dictada por el Organismo Coordinador (OC) en toda la geografía Nacional.

por lo tanto es una excepción que se tratará en detalle más adelante. La evolución de los activos en el período 2018 - 2020 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 43. Evolución Activos de Transmisión 2018 - 2020.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

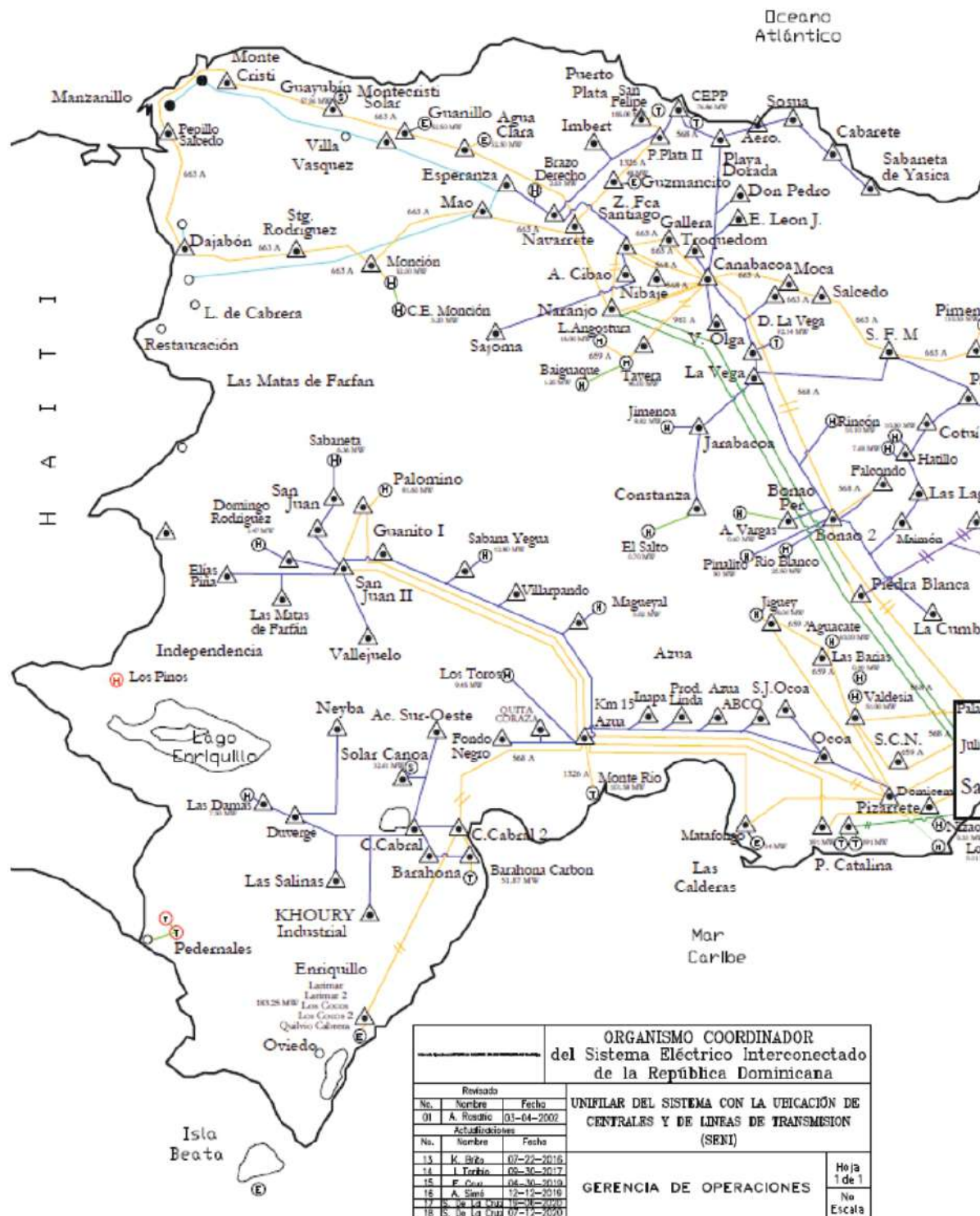
Periodo	2018		2019		2020	
Tensión (Kv)	Longitud De Líneas De Transmisión Instalada (km)	Capacidad De Transformación Instalada (MVA)	Longitud De Líneas De Transmisión Instalada (km)	Capacidad De Transformación Instalada (MVA)	Longitud De Líneas De Transmisión Instalada (km)	Capacidad De Transformación Instalada (MVA)
69	1,575		1,696		1,696	
138	3,162	2,903	3,141	2,415	3,141	2,415
230 ²⁵	275	500	275	500	275	250
345	350	2,100	350	2,100	350	2,100
Total	5,362	5,503	5,462	5,015	5,462	4,765

Fuente: (Organismo Coordinador, 2018, 2019 y 2020).

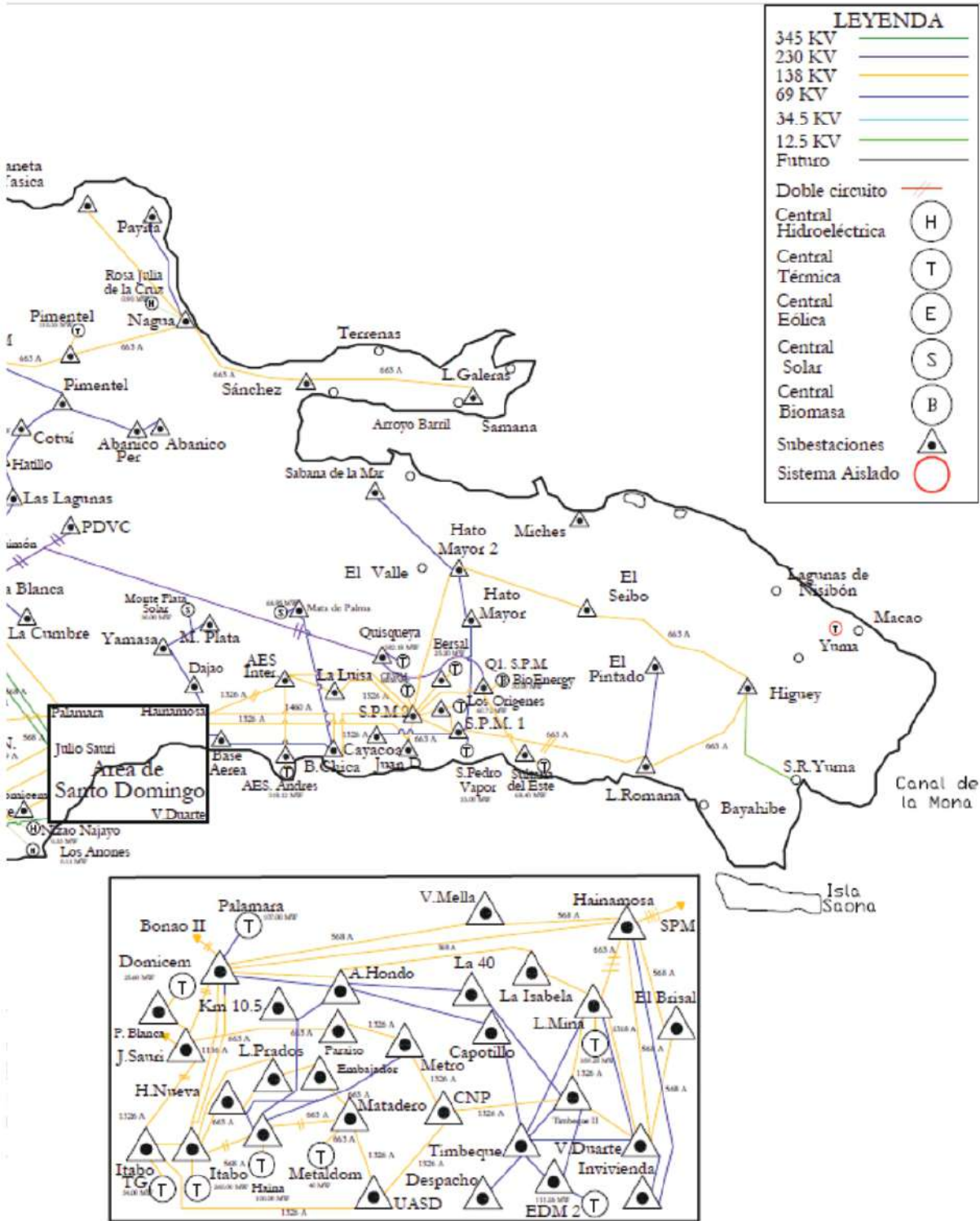
²⁵Es parte del sistema de transmisión, pero no pertenece a la ETED.



Gráfico 67 Mapa ubicación líneas de transmisión y centrales del SENI.



Fuente: (Organismo Coordinador)



a.3.ii. Subutilización de los activos de transmisión

En algunos casos, para resolver problemas operativos de las redes de transmisión se recurre a soluciones transitorias que subutilizan tramos de líneas. Un ejemplo de ello es tomar una línea que haya sido dimensionada para un nivel de tensión determinado y utilizarla con un nivel de tensión más bajo para resolver un problema puntual. En la siguiente tabla se muestran varios casos.

Tabla 44. Líneas de Transmisión Subutilizadas

Línea de Transmisión	Diseño Original	Operación Transitoria	
Julio Sauri - Pizarrete	138 kV, 39 km, 2 cond/fase 559.5 MCM-AAAC	69 kV Madre Vieja - Pizarrete	20 km
Julio Sauri - Naranjo	345 kV, 130 km, 3 cond/fase 559.5 MCM-AAAC	138 kV Julio Sauri - Piedra Blanca - Canabacoa	130 km
Hainamosa - Monte plata	138 kV, 61 km, 559.5 MCM-AAAC	69 kV Hainamosa - Dajao	61 km

Fuente: (Organismo Coordinador)

A la línea Hainamosa - Monte Plata se le ha agregado generación, esto complica el posible retorno de este circuito a su tensión de diseño.

Con respecto a la propiedad de las líneas de transmisión, el artículo No.11 de la Ley General de Electricidad 125-01, establece que las empresas privadas pueden instalar tramos de líneas que les permitan conectar sus unidades al sistema y que los mismos serán operados por la ETED, siendo incorporados como parte de sus activos mediante negociaciones con quienes los hayan construido.

a.3.iii. Particularidad del nivel de tensión 230 kV en el SENI

El caso de las líneas de transmisión “Mina PVDC - Piedra Blanca - Quisqueya” con un nivel tensión de 230 kV es *sui géneris*, en el sentido de que el subsistema no es operado ni está incluido en los activos de la ETED debido a que fue construida como parte integral del proyecto minero Pueblo Viejo Dominicana Corporation (PVDC) y establecida en el “*Contrato Especial de Arrendamiento de Derechos Mineros, suscrito entre el Estado Dominicano, el Banco Central de la República Dominicana, Rosario Dominicana, S. A. y Placer Dome Dominicana Corporation*” y su enmienda mediante la resolución No. 144-13 artículo segundo, numeral (a) del Contrato Especial de Arrendamiento de Derechos Mineros. (Congreso Nacional, 2013)²⁶.

²⁶ Gaceta No. 10732 del 4 de octubre de 2013

Estas líneas interconectan las subestaciones Piedra Blanca, 230/138 kV, PVDC 230/34.5 kV de la mina Pueblo Viejo ubicada en la provincia Sánchez Ramírez con la Central de Generación Quisqueya I, ubicada en la Provincia San Pedro de Macorís.

La referida central fue concebida con la finalidad exclusiva de garantizar el servicio energético para la operación de la mina de PVDC, la subestación Piedra Blanca se previó como un enlace con el SENI que le permitiera a la mina tener un respaldo en caso de alguna eventualidad con su propia generación; sin embargo, más tarde PVDC decidió vender sus excedentes de generación al SENI.

La subestación Bonao III 345/230/138 kV, en proceso de terminación, es el resultado de una alianza entre la ETED y PVDC, su puesta en servicio significará la eliminación de la subestación Piedra Blanca, retomando la línea Julio Sauri - Piedra Blanca - Canabacoa a la operación a 345 kV²⁷.

a.3.iv. Pérdidas de transmisión

La estimación de pérdidas de energía se establece como la diferencia de las inyecciones de generación y los retiros, las cuales se mantuvieron menor del 2% respecto a las inyecciones para los años 2018-2020, este valor se considera dentro los valores admisibles para un sistema de transmisión.

Tabla 45. Evolución Pérdidas Líneas de Transmisión.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

CONCEPTO	2018	2019	2020
Inyección (GWh)	15,701.68	17,411.50	17,663.25
Retiro (GWh)	15,415.37	17,081.15	17,353.76
Pérdidas (GWh)	286.31	330.35	309.49
% Pérdida	1.82%	1.90%	1.75%

Fuente: (Organismo Coordinador, 2018, 2019 y 2020)

a.3.v. Congestionamientos operativas de la red de transmisión 2018-2020

Durante la operación del sistema suceden congestiones operativas previsibles e imprevistas que tienen un impacto económico, provocan desacoples por restricciones de flujo de potencia y forman microsistemas con centrales que marcan un costo marginal aislado del sistema principal.

Estas restricciones son limitaciones en la capacidad para transferencia de potencia del sistema de transmisión entre las fuentes de generación y los

²⁷ Tomar en consideración que la subestación Piedra Blanca será eliminada, por lo que la línea que retorna a la operación a 345 kV será el enlace Naranjo - Bonao III - Julio Sauri, este se actualizará aún más con la entrada en operación de la subestación Guerra.

centros de demanda que, de no ser atendidas durante la operación, pondrían en riesgo la estabilidad del sistema.

Las causas más frecuentes y el correspondiente artículo del RALGE que las regulan, se listan a continuación:

- Niveles de tensión fuera de rango (Art. 149, RALGE)
- Limitaciones térmicas de las líneas de transmisión (Art. 156, RALGE)
- Desbalance entre generación y demanda (Art. 150, RALGE)

Estas restricciones son en gran medida previstas en las programaciones que realiza el OC, ya que dependen de las declaraciones y de los mantenimientos programados en el sistema, dejando un margen reducido a situaciones fortuitas durante la operación, como a inclemencias del clima.

Para mantener la seguridad y estabilidad durante la operación, y en cumplimiento de los artículos 149 y 151 del RALGE, las acciones técnicas más recurrentes fueron controlar flujo y tensión en los equipos de transmisión a través de cortes de suministro a circuitos de distribución, despacho de generación fuera de mérito o la permanencia de generación en línea forzada, esto significa un alto costo operativo.

En la siguiente tabla se registran los desacoples económicos por congestión más frecuentes en líneas del sistema, durante el período 2018 - 2020, expresados en horas.

Tabla 46. Histórico de Congestion Operativas de la Red de Transmisión por Zona. (Cifras expresadas en cantidades)

Línea de Transmisión	2018	2019	2020	Total	Zona
69 kV Estrella del Mar 2 - Timbeque 2			2	2	Central
69 kV Autotransformador Palamara			22	22	
138 kV Itabo-Haina			117	117	
138 kV Hainamosa - Palamara	86	22		108	
345 kV Palamara - Bonao - El Naranjo	3	300	16	319	Central - Norte
Los Origenes SPM 2 - SPM		5		5	Este
69 kV Puerto Plata II - Puerto Plata I	3			3	Norte
69 kV Puerto Plata - Playa Dorada		16		16	
69 kV SFM - Pimentel - La Vega	21			21	
69 kV Diesel - La Vega - Canabacoa	33	131	1	165	
69 kV Diesel La Vega - La Vega	55	164	15	234	
69 kV Bonao - ZF Dos Ríos			597	597	
138 kV Cruce Cabral - Kilómetro 15 de Azua		7	7	14	Sur
138 kV Palamara - Valdesia - Pizarrete	3	39		42	

Línea de Transmisión	2018	2019	2020	Total	Zona
69 kV Autotransformador Barahona	3			3	Sur
138 kV 15 de Azua - Pizarrete	45			45	
Total	252	684	777	1,713	

Fuente: (Organismo Coordinador)

En el 2020, destaca el valor extremo acumulado de 597 horas de desacople económico por congestión en el enlace 69 kV Bonao - ZF Dos Ríos, siendo las causas más recurrentes las siguientes:

1. Avería en el autotransformador principal de la subestación de Canabacoa 138/69 kV.
2. Mantenimiento programado línea 69 kV Canabacoa - Generadora La Vega.
3. Alta demanda en la zona de incidencia.

Las dos primeras causas son atribuibles al sistema de transmisión, la tercera a la acumulación del crecimiento vegetativo de la demanda. El registro de las horas de desacople se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 47. Horas de desacoples económicos por congestión

(Cifras expresadas en cantidad de horas)

Zona	2018	2019	2020
Central	86	22	141
Central-Norte	3	300	16
Este		5	
Norte	112	311	613
Sur	51	46	7
Total	252	684	777
Total			1,713
Promedio			571

Fuente: (Organismo Coordinador)

A continuación, se muestra el impacto económico de la energía no servida, expresada en MWh, por causas atribuibles al sistema de transmisión, valorizadas al precio medio de venta de energía de las empresas distribuidoras.

Tabla 48. Evolución del Costo de la Energía No Servida por Causas Vinculadas a Transmisión. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Causa atribuible a ETED	2018	2019	2020
Salida de transmisión	19,418.00	23,834.00	18,755.00
Sobrecarga - Transmisión	825.00	29,063.00	2,516.00
Baja tensión sistema	603.00	1,028.00	375.00
Total de energía no servida (MWh)	20,846.00	53,925.00	21,646.00
Precio medio de venta de energía (RD\$/kWh)	7.95	7.92	8.05
Empresas distribuidoras (RD\$/kWh)			
Energía no servida (RD\$)	165,725,700	427,086,000	174,250,300

Fuente: (Organismo Coordinador) & (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

En 2020 se evidencia una considerable reducción en el total de energía no servida debido a sobrecargas en elementos de transmisión con respecto al 2019.

El Comité Consultivo de Seguridad del SENI, creado mediante la resolución SIE-039-2013-MEM, tiene por propósito la revisión mensualmente de las restricciones operativas en todos los horizontes de la programación a corto, mediano, largo plazo y en tiempo real para realizar las evaluaciones y la presentación de propuestas consensuadas al consejo del OC-SENI, basadas en criterios de mínimo costo de operación y seguridad del SENI. Es oportuno señalar que este comité debe emitir las señales económicas orientadas a corregir las inconsistencias relativas al costo de la energía no servida.

a.3.vi. Peaje de transmisión

El peaje de transmisión es la remuneración que recibe la ETED por el uso de las redes de transmisión que realizan los agentes conectados. Su cálculo es realizado de acuerdo con el Art. 85 de la Ley 125-01, el cual plantea que *“la suma total recaudada por concepto de peaje de transmisión deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas”*.

Al comparar los ingresos provenientes del peaje anual de la ETED con respecto a los gastos operativos y administrativos, reflejan un saldo remanente positivo para el período de análisis:

Tabla 49. Ingresos por concepto de peaje y gastos operativos/administrativos de ETED

Año	Peaje anual indexado (US\$)	Tasa de cambio del dólar. Promedio anual mercado spot	Peaje anual indexado (MMRD\$)	Gastos y aplicaciones financieras (MMRD\$)	Remanente estimado (MMRD\$)
2018	111,469,875	49.52	5,519.44	5,189.73	329.71
2019	116,895,687	51.31	5,997.54	5,309.07	688.47
2020	122,085,034	56.58	6,907.36	3,860.23	3,047.13

Fuente: (Organismo Coordinador) (Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana) & (Banco Central de la República Dominicana)

El incremento observado en el remanente para el año 2020 se debe al limitado gasto vinculado al desarrollo de obras de transmisión por parte de la ETED para el año en cuestión, debido a la pandemia de salud.

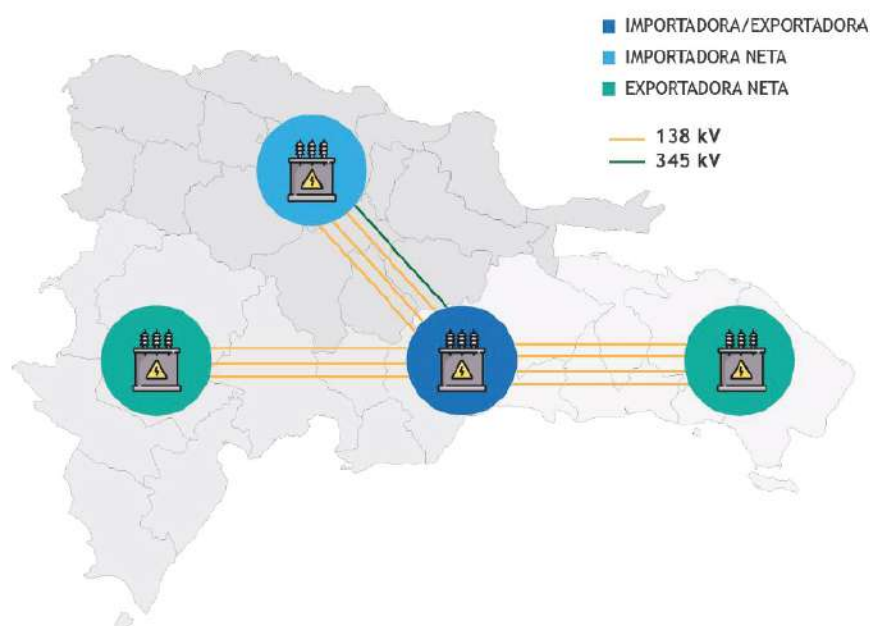
Debido a su condición privilegiada, en términos de seguridad de ingresos, se deben estructurar los mecanismos para que la no ejecución de los proyectos reconocidos en el peaje tenga consecuencias en las finanzas de la ETED.

a.3.vii. Impacto del plan de expansión de ETED 2018-2020

El abastecimiento de la demanda se divide en cuatro áreas eléctricas que se vinculan e intercambian energía. Estos enlaces experimentan restricciones que varían en función de los balances generación-demanda en el tiempo, verificándose importaciones o exportaciones interzonales de energía con bajos perfiles de tensión, limitaciones térmicas de los enlaces que pueden provocar inestabilidad en el sistema y el consecuente colapso.

Las inversiones para las ejecutorias del plan de expansión sustentadas por los ingresos del peaje de transmisión deben orientarse a la eliminación de las causales de estas restricciones para evitar los impactos económicos inherentes. La siguiente figura muestra las zonas que componen el SENI, las flechas indican la dirección regular del flujo entre ellas.

Gráfico 68. Áreas Eléctricas y Enlaces entre zonas.



Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con el informe Operación Isla del SENI, emitido por el OC en el 2020, los enlaces entre las áreas geográficas del sistema están definidos de la siguiente manera.

El área norte se enlaza al área central por medio de tres²⁸ circuitos de transmisión energizados a 138 kV y uno a 345 kV.

- Línea 138 kV Palamara - Bonaio II (dos circuitos)
- Línea 138 kV Palamara - Piedra Blanca²⁹
- Línea 345 kV Julio Sauri - El Naranjo

El área sur se enlaza al área central por medio de tres líneas de transmisión energizadas a 138 kV.

- Línea 138 kV Palamara - San Cristóbal Norte
- Línea 138 kV Palamara - Valdesia
- Línea 138 kV Julio Sauri-Palénque

El área este se enlaza al área central por medio de tres líneas de transmisión energizadas a 138 kV.

- Línea 138 kV AES interconexión - Hainamosa (dos circuitos)
- Línea 138 kV Boca Chica - Hainamosa
- Línea 138 kV Juan Dolio - Hainamosa

El comportamiento interzonal muestra que el área central es un espacio de transferencia en ambos sentidos, mientras que las áreas sur y este son exportadoras; el área norte es importadora desde el área central. Se evidencia la necesidad de enlazar directamente las áreas norte y sur.

Entre los proyectos propuestos del plan de expansión 2013-2020 de la ETED y los proyectos que entraron en operación en el período 2018-2020, según los registros del Organismo Coordinador, destacan:

Conexión de centrales de generación al SENI

Se conectaron las centrales eólicas Matafongo (Baní) y Guanillo (Monte Cristi) a las líneas de transmisión 138 kV existentes.

Zona Este

Para el cierre Anillo Este 138 kV, El Seibo - Hato Mayor - SPM II, se realizó el tramo “El Seibo-Hato Mayor”

²⁸ Cada circuito o terna se considera como una línea

²⁹ Este circuito es una de las ternas de la línea de transmisión a 345 kV Naranjo-Julio Sauri, de manera transitoria opera a 138 kV; con la incorporación al SENI de la subestación Bonaio III se retornará su operación a 345 kV.

Zona Sur

Se completó la expansión de la línea 138 kV 15 de Azua-San Juan de la Maguana-Cruce Cabral.

Zona Norte

Para el cierre Anillo Atlántico, PPL - Cabarete - Río San Juan - Nagua, solamente se realizó el tramo 138 kV Río San Juan - Nagua. En las resoluciones SIE-080-2017, SIE-177-2018 y SIE-122-2019, se definen los valores del peaje de transmisión para los años 2018, 2019 y 2020, respectivamente. Estas resoluciones son emitidas a final de cada año, e incluyen los nuevos elementos que se han de incorporar a la base de activos eléctricos de la ETED para ser remunerados a través del cálculo del peaje de transmisión. También se incluye en el análisis la resolución SIE-082-2020, que fija el peaje para el año 2021 e incluye los activos de transmisión que fueron puestos en servicio en 2020.

Existe una oportunidad en el futuro de orientar una mayor parte de los gastos en nuevos proyectos, de forma que incidan directamente en la mitigación de las causales que afectan los enlaces entre zonas con restricciones de flujo del SENI durante la operación.

A continuación, se expone una relación de los proyectos integrados a la base de activos por resolución y los proyectos ejecutados para contrastarlos con los enlaces interzonales y las líneas que conforman la seguridad operativa “N-1”, separados por áreas eléctricas. En la tabla 49 se puede apreciar que algunos proyectos ejecutados impactan de manera directa en aligerar el flujo de potencia a través de los enlaces detallados en la segunda columna, y muestra la oportunidad de enfocar mayores recursos económicos a los mismos, como ya fue mencionado.

Tabla 50. Relación Proyectos Ejecutados y Enlaces entre zonas

Área Eléctrica	Enlaces interzonales y enlaces participantes del criterio N-1 (FlowGates)	Proyectos a Incluir en la Base de Activos de ETED por Resoluciones SIE		
Central	LT 138 kV Hainamosa – Los Mina L1 LT 138 kV Hainamosa – Los Mina L2 LT 138 kV Hainamosa – Los Mina L3	LT-138 kV Julio Sauri - Paraiso		
	LT 138 kV Itabo – Herrera LT 138 kV Itabo - Los Prados LT 138 kV Matedero - Embajador			
	LT 138 kV Timbeque 2 - Villa Duarte LT 138 kV Timbeque 2 - Los Mina LT 138 kV Timbeque 2 - CNP			
	LT 138 kV Hainamosa - Palamara LT 138 kV Hainamosa - Villa Mella - Palamara LT 138 kV Los Mina - La Isabela - Palamara			
	LT 138 kV AES interconexión – Hainamosa L1 LT 138 kV AES interconexión – Hainamosa L2			
	Norte		LT 345 kV Julio Sauri – El Naranjo LT 138 kV Piedra Blanca – Canabacoa	LT 138 kV Río San Juan - Nagua 2 LT 69 kV Cementos Cibao - Canabacoa LT 69 kV Rincón - Fantino LT 138 kV Navarrete 2 - Agua Clara - Guanillo - Guayubfn - Monte Cristi
			LT 138 kV Palamara - Bona o L1 LT 138 kV Palamara - Bona o L2	
			LT 138 kV km 15 de Azua - Pizarrete L1 LT 138 kV km 15 de Azua - Pizarrete L2	
	Sur		LT 138 kV Valdesía - Palamara LT 138 kV Valdesía - San Cristóbal Norte LT 138 kV Palamara - San Cristóbal Norte	LT 138 kV 15 de Azua - San Juan II LT 138 kV Pizarrete - km 15 de Azua L3 LT 138 kV Pizarrete - Punta Catalina LT 345 kV Punta Catalina- Julio Sauri L1 y L2 LT 138 kV km 15 de Azua - Matafongo - Pizarrete LT 138 kV Duvergé - Jimaní LT 69 kV PS Canoa - Tap LT 69 kV Cruce Cabral/Micente Noble LT 69 kV Khoury Industrial - Tap LT 69 kV Salinas/Cruce Cabral LT 69 kV San Juan 2 - Vallejuelo
LT 138 kV Julio Sauri-Palenque				
LT 138 kV San Pedro 2 – San Pedro LT 138 kV Los Origenes – San Pedro				
Este	LT 138 kV SPM - La Romana L1 LT 138 kV SPM - La Romana L2 LT 138 kV Boca Chica – Hainamosa. LT 138 kV Juan Dolio - Hainamosa	LT 138 kV San Pedro 2 - Hato Mayor 2 LT 138 kV El Seibo - Hato Mayor 2 LT 138 kV San Pedro - Guerra LT 138 kV Entrada AES - Guerra LT 69 kV PS Mata de Palma - Tap LT 69 kV Gildan/Guerra		

Fuente: (Superintendencia de Electricidad) & (Organismo Coordinador).

Proyectos Ejecutados 2018-2020 ETED

LT 69 kV Textiles Titán - Tap LT 69 kV Timbeque 2/La Cuarenta
LT 69 kV Ojiva - Tap LT 69 kV Haina - Refidomsa
Tramo de enlace 138 kV operado a 69 kV Tap Acueducto Oriental – Tap Yamasá
LT 69 kV Parque Industrial Duarte - Tap LT 69 kV Palamara/Inca

LT 138 kV Julio Sauri - Parafso

LT 138 kV Navarrete 2 – Los Guzmancitos
LT 138 kV Los Guzmancitos – Puerto Plata 2
LT 69 kV Cementos Cibao - Cana bacoa
LT 138 kV Río San Juan – Nagua 2
LT 69 kV Rincón – Fantino
LT 138 kV Navarrete 2 - Agua Clara - Guanillo - Guayubín - Monte Cristi

69 kV → 138 kV Cruce Cabral 2 - km 15 de Azua L1
LT 138 kV km 15 de Azua – Punta Catalina
LT 138 kV Palenque - Punta Catalina
LT 345 kV Punta Catalina-Julio Sauri L1 y L2
LT 138 kV km 15 de Azua - Matafongo - Pizarrete
LT 69 kV PS Canoa - Tap LT 69 kV Cruce Cabral/Vicente Noble
LT 69 kV Khoury Industrial - Tap LT 69 kV Salinas/Cruce Cabral
LT 69 kV Quita Coraza - Tap LT 69 kV km 15 Azua/Fondo Negro
LT 138 kV km 15 de Azua – Palomino
LT 138 kV San Juan 2 – Palomino
LT 138 kV km 15 de Azua – San Juan 2
LT 69 kV San Juan 2 – Vallejuelo
LT 138 kV Los Cocos – Cruce Cabral 2 L2

LT 69 kV Mata de Palma - Tap LT 69 kV Boca Chica - ZF Gildan
LT 138 kV San Pedro de Macorís 2 – Hato Mayor 2
LT 69 kV Hato Mayor – Hato Mayor 2
LT 69 kV Hato Mayor 2 – Sabana de La Mar
LT 138 kV Hato Mayor 2 – El Seibo



“Los proyectos del plan de expansión de la ETED están orientados a solucionar las restricciones operativas y a ampliar la capacidad para la integración de nueva generación”

Los proyectos del plan de expansión de la ETED están orientados a solucionar las restricciones operativas y a ampliar la capacidad para la integración de nueva generación. En la actualidad existe una limitación para la integración de nuevas centrales de generación, debido a la insuficiente capacidad de transmisión en las zonas donde se pretenden desarrollar dichos proyectos.

a.4. Mercado eléctrico mayorista

El MEM es un mercado de tipo marginalista, de libre competencia en la generación, basado en declaraciones de costos de los agentes que componen la oferta, es decir, el precio del mercado en una hora determinada lo fija la unidad de mayor costo con capacidad de suministrar una unidad adicional de energía. Este precio del mercado o precio “spot” lo han de recibir todos los agentes que resulten despachados para abastecer la demanda de energía contemplada, lo anterior sujeto a las reglas del mercado³⁰. Es un incentivo para los que componen la oferta, ser más eficientes que la competencia y recibir ese diferencial, entre sus costos y el precio del mercado.

El costo marginal del sistema es una señal de suma importancia para todos los agentes involucrados en el mercado, para los entes planificadores y hacedores de políticas, así como también para potenciales inversionistas. Este valor, en conjunto con un conocimiento de cómo opera el mercado, permite evaluar la factibilidad de nuevas inversiones. Las inversiones en el sector eléctrico son de capital intensivo y con largos plazos de recuperación, por lo tanto, es necesario contar con los soportes adecuados al momento de tomar una decisión.

A través de este proceso de diagnóstico se ha mostrado la composición de la oferta de generación, el comportamiento de la demanda de electricidad y ahora se procede a mostrar el comportamiento del precio de los principales combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad en el país.

Todos los valores de combustible se expresan en US\$/MMBTu, considerando el poder calorífico superior de cada combustible.

La serie USGC HSFO se corresponde con *United States Gulf Coast High Sulfur Fuel Oil*, indicador que representa el comportamiento del fuel oil #6 con 3.00 % de azufre, combustible ampliamente utilizado en el SENI por las centrales compuestas por motores de combustión interna.

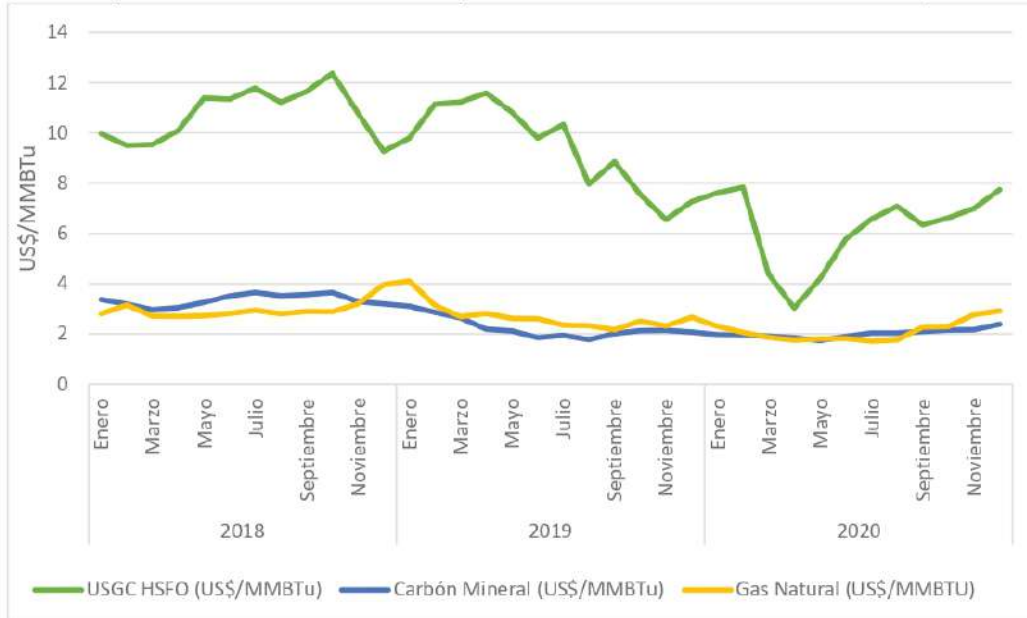
Se observa que, en términos de costos, el carbón mineral y el gas natural oscilan alrededor de los mismos valores, reflejando un valor promedio para el período analizado de 2.53 US\$/MMBTu y 2.60 US\$/MMBTu, respectivamente. En cambio,

³⁰ Artículos 248-262 del RALGE

el promedio para el USGC HSFO para el mismo período fue igual a 8.77 US\$/MMBTu.

Gráfico 69. Comportamiento de los combustibles, 2018 - 2020

(Cifras expresadas en dólares americanos por millones unidades térmicas británicas)



Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

a.4.i. Costos marginales de energía

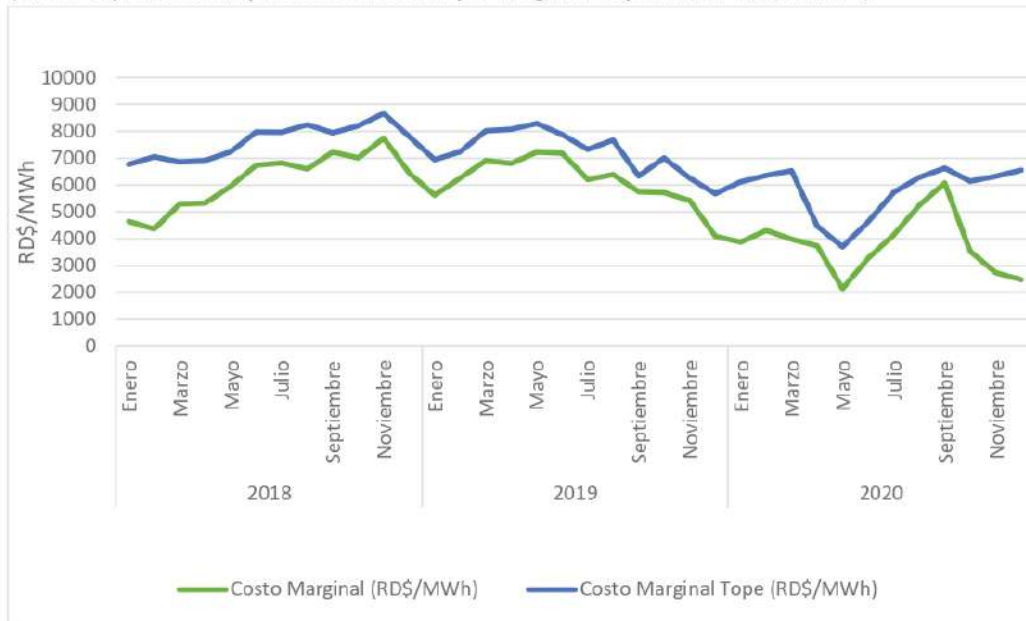
Como se puede observar en el gráfico 70, la demanda durante el período analizado presentó un crecimiento sostenido, sin embargo, el comportamiento de los costos marginales del SENI ha disminuido de manera constante. El costo marginal promedio en el 2018 fue igual a 6139 RD\$/MWh y en el 2020 descendió a 3790 RD\$/MWh, para una disminución del 38%, en un lapso de dos años.

Lo anterior sustentado en la operación sostenida, en carácter de prueba, de las unidades de Punta Catalina, el desplazamiento del fuel oil #2 como combustible marginal, mayor participación de centrales renovables y un mercado de combustibles con tendencia a la baja.

La curva verde representa el costo marginal promedio mensual del SENI, expresado en RD\$/MWh, mientras que la curva azul muestra el comportamiento del costo marginal tope, tal y como su nombre lo indica, este es el máximo valor de la energía que se reconoce en el MEM para fines de fijación de precio.

La fórmula para determinar el costo marginal tope contempla la indexación por USGC HSFO, la tasa de cambio y variación de CPI de un valor base definido por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Gráfico 70. Histórico Costos Marginales del SENI, 2018 - 2020.
(Cifras expresadas en pesos dominicanos por megawatts por hora - RD\$/MWh -)



Fuente: (Organismo Coordinador)

La existencia de límites al establecimiento de precios que deben surgir de la interacción exclusiva entre la oferta y la demanda genera distorsiones en el mercado. El costo tope, es un concepto que entra en conflicto con el accionar de un mercado liberalizado.

La SIE está facultada (Constitución de La República Dominicana) para emitir resoluciones que regulen el suministro de electricidad, en condiciones específicas de déficit de generación, aplicando medidas de racionamiento. En el artículo 251 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE) se establece que, en caso de que se produzca racionamiento por falta de *potencia* para abastecer la demanda, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía activa será igual al Costo de Desabastecimiento.

El artículo 252 del RALGE establece que, la SIE debe emitir, mediante resolución, el Costo de Desabastecimiento, el cual debe reflejar la pérdida económica o la disminución de la calidad de vida a raíz de no disponer de energía eléctrica.

Con este valor, de acuerdo con lo contemplado en la ley 125-01 y en el RALGE, se han de determinar las compensaciones que los usuarios regulados deben recibir por parte de las distribuidoras y que estas a su vez han de recibir por parte de los generadores para resarcir el impacto del desabastecimiento. Lo cual, en la práctica, no sucede. Mientras que si se aplica un límite al precio que el mercado pueda percibir por condiciones de operación.

Es importante resaltar que, el concepto de “Costo Marginal Tope” no está contemplado ni en la ley 125-01 ni en su reglamento, sin embargo, se ha asignado, de manera sistemática que el costo de desabastecimiento y el costo marginal tope, tengan el mismo valor. Lo cual busca sustentar la distorsión que crea el tope de precios en el mercado.

El marco normativo es claro estableciendo que, el costo de desabastecimiento busca reflejar la pérdida económica o de bienestar al no recibir el suministro de electricidad y que esto sucede en condiciones de racionamiento como consecuencia de un déficit de generación o falta de potencia para abastecer la demanda; tal y como se ha podido observar, existe un excedente superior a los 2000 MW al comparar la demanda máxima del SENI y la capacidad instalada de las centrales de generación.

Es evidente que en la actualidad el sistema cuenta con suficiente generación para abastecer la demanda, máxime con la entrada en operación definitiva de la central Punta Catalina y la reconversión a gas natural de las unidades de CESP y nueva puesta en servicio en octubre de 2020, no se puede obviar que parte del parque de generación tiene costos de operación muy elevados, justo las que componen la reserva fría.

Hubo un momento en la historia del SENI cuando realmente existía un déficit de generación y fue necesario tomar medidas en búsqueda de la sostenibilidad financiera del sector, pero esas circunstancias fueron superadas y, por consiguiente, las medidas implementadas en aquellas circunstancias, como el costo marginal tope, deben ser reevaluadas tomando en cuenta la realidad que impera en la actualidad

a.4.ii. Costo marginal de potencia de punta

Es el instrumento económico del mercado que busca retribuir la disponibilidad de los agentes generadores durante las horas de demanda máxima del sistema. Permite la recuperación de los costos fijos y de inversión de los generadores, los cuales no se contemplan en los costos variables que declaran los agentes con fines de ser despachados.

Esta retribución está atada al concepto de Costo Marginal de Potencia de Punta, el cual se define en el artículo 277 del RALGE de la siguiente forma:

“Se define el costo marginal de desarrollo de la Potencia de Punta del SENI igual al costo anual de inversión y al costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina de gas a ciclo abierto de 50 MW de potencia instalada...”

En dicho artículo se establece la fórmula que debe utilizarse para definir el Costo marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia (CMPPBR),

considerando el costo de la unidad, los cargos por concepto de transporte, seguro, costos de instalación e interconexión a la red e impuestos. De igual forma, se contemplan los consumos propios de la central, degradación por temperatura, costos fijos de operación y mantenimiento, un margen de reserva teórica y un factor de recuperación de capital mensual para un período de 240 meses.

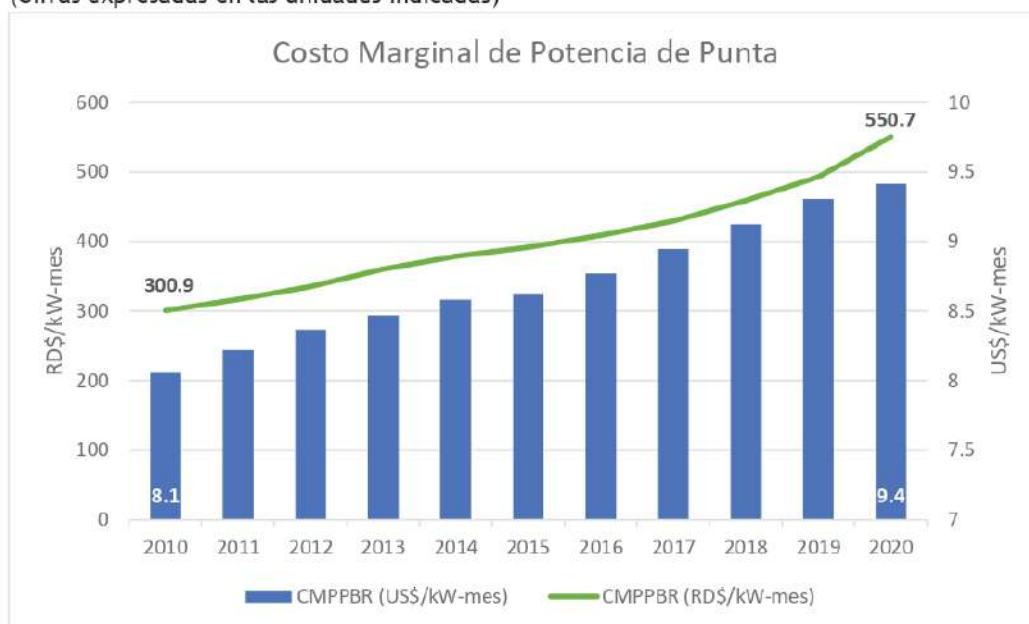
Dentro de las responsabilidades de la SIE se encuentra fijar mediante resolución, cada cuatro años, el CMPPBR, basándose en lo que establece el reglamento, específicamente en el artículo 277 del RALGE.

Al analizar las resoluciones SIE-38-2009, SIE-011-2013 y SIE-026-2017, las cuales establecen el CMPPBR para los períodos 2009-2013, 2013-2017 y 2017-2021³¹, respectivamente, se observa que simplemente se ha estado realizando una indexación, por variación del índice de precios al consumidor de los Estados Unidos, del valor correspondiente a diciembre del año anterior.

Se muestra la evolución del costo marginal de potencia de punta durante la última década, expresado en pesos (línea) y dólares (columnas):

Gráfico 71. Costo marginal de potencia de punta

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Esto indica que el CMPPBR en US\$ ha variado un 17% en 10 años, a una tasa promedio anual acumulada de 1.6% anual, muy similar al comportamiento que

³¹ El período de 4 años de vigencia del valor se contempla desde abril del año inicial a marzo del año final

refleja la variación por índice de precios al consumidor para el mismo periodo, es decir, en términos reales, se retribuye un costo similar al determinado hace más de 10 años.

La finalidad de esta señal económica es reflejar el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación, por tanto, el proceso debe reflejar la realidad del momento que experimente el mercado y, a la vez, servir de guía para lograr atraer inversiones que vayan de acorde con las metas estratégicas de la nación. De allí radica lo estipulado en el reglamento del periodo de 4 años para emitir el valor del costo marginal de potencia de punta, es un tiempo prudente para realizar las evaluaciones pertinentes y emitir una actualización de este, no limitarse a realizar una indexación por inflación.

Se procede a mostrar los costos vinculados al desarrollo, instalación y operación de diferentes tecnologías que permitirían abastecer la demanda en horas pico, esta información data de 2019 y es el resultado de una consultoría (Australian Energy Market Operator (AEMO), 2020) preparada para el operador del mercado de Australia:

Tabla 51. Costos de desarrollo y operación centrales térmicas.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Tecnología	Combustible	Costo Instalación (US\$/kW)	O&M Fijo (US\$/MW)	Costo Variable (US\$/MWh)
Turbina de gas	Gas natural	1,250.00	12,600.00	4.10
Motor Combustión Interna	Fuel oil	1,350.00	24,100.00	7.60
Ciclo Combinado	Gas natural	1,500.00	10,900.00	3.70

Fuente: (Australian Energy Market Operator (AEMO), 2020).

Se evidencia que las centrales que poseen costos de instalación más altos tienen menores costos de operación, tanto fijos como variables, lo que supone una compensación entre ambos rubros.

Resalta la turbina de gas por tener el menor costo de instalación y costos de operación y mantenimiento relativamente cercanos a los de un ciclo combinado. Bajo el supuesto de realizar una instalación de la misma capacidad y con el mismo nivel de producción, con cada una de las tecnologías mostradas, la turbina de gas resulta ser la más económica de las tres opciones.

La estimación del pago mensual requerido para cubrir los costos de inversión y los costos fijos de O&M para las centrales detalladas en la tabla anterior se detallan en la tabla 52. Estos resultados contemplan una tasa de descuento anual de 10%, un incremento en los costos fijos de 1.8% anualmente y una vida útil de 20 años. Se actualizan a valor presente los costos y se procede a calcular un pago mensual por cada kW instalado.

Tabla 52. Pago Mensual Requerido Costos de Inversión más Costos Fijos
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Tecnología	Combustible	Pago Mensual Requerido (US\$/kW-mes)
Turbina de gas	Gas natural	13.23
Motor Combustión Interna	Fuel oíl	15.26
Ciclo Combinado	Gas natural	15.64

Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2021)

Esta representación sencilla muestra que, actualmente, el valor que se reconoce como Costo Marginal de Potencia de Punta en el SENI, necesita ser actualizado de forma que retribuya adecuadamente los conceptos que contempla y busca incentivar el reglamento.

Con esta afirmación no se pretende indicar que el regulador debe enviar una señal económica que resulte en un incentivo perverso y atente contra la minimización de los costos del sistema, pero si es necesario evaluar, con la periodicidad que se indica en el artículo 277 del RALGE, si el CMPPBR va acorde con la realidad.

Al analizar cuáles fueron las unidades del SENI que marginaron durante la hora de demanda máxima de los últimos 6 años, se comprueba que:

Tabla 53. Centrales Marginales SENI, 2015 - 2020

Año	Fecha	Hora	Central Marginal	Tecnología	Combustible
2015	21-sep	21	CESPM	Ciclo Combinado	Fuel Oíl #2
2016	20-may	21	Haina TG	Turbina de Gas	Fuel Oíl #2
2017	26-may	23	San Felipe	Ciclo Combinado	Fuel Oíl #2
2018	4-jul	24	Inca km 22	Motor Combustión Interna	Fuel Oíl #6
2019	27-ago	21	Haina TG	Turbina de Gas	Fuel Oíl #2
2020	18-ago	21	Haina TG	Turbina de Gas	Fuel Oíl #2

Fuente: (Organismo Coordinador)

El combustible en las horas de demanda máxima continúa siendo el fuel oil y en el 50 % de los casos, la unidad marginal fue una turbina de gas, unidad considerada como una planta de emergencia, siendo la última a ser convocada a despacho.

A excepción de la central de Punta Catalina, las inversiones en nueva generación térmica han sido mínimas en los últimos años, es necesario cuestionarse si es posible que un valor desactualizado como pago de potencia firme y un precio techo a los costos marginales representen una distorsión tal que desincentiven la incorporación de nuevos agentes al mercado.

a.4.iii. Transacciones del mercado spot del MEM

El mercado spot o *al contado* consiste en la compraventa de energía al costo marginal de corto plazo resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado. Este despacho económico es efectuado por una entidad de coordinación central, denominada Centro de Control de Energía (CCE). Efectuado el despacho económico, el costo marginal de corto plazo horario está determinado por el costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda.

Igualmente, en las horas de punta, es decir, las horas de mayor demanda del sistema eléctrico, además del costo marginal de la energía, se calcula el denominado costo marginal de potencia de punta. Esta componente, que también se denomina pago por capacidad, se calcula aplicándose en República Dominicana en la forma del costo de desarrollo de una turbina de referencia que aporta capacidad adicional para abastecer las horas de demanda máxima del sistema. Este costo marginal de capacidad, o costo marginal de la potencia, es aplicado en la forma de un precio a la capacidad o potencia firme que cada central puede poner a disposición del sistema en las horas de punta, con una alta confiabilidad y seguridad.

El modelo de mercado eléctrico descentralizado tiende al equilibrio en el largo plazo, considerando un comportamiento racional y una baja concentración por parte de los agentes participantes en el mercado. De este modo, se posibilita el desarrollo de un mercado descentralizado y competitivo de generación de electricidad, donde en el largo plazo se alcance una expansión eficiente de la capacidad de generación mientras se reducen los costos de operación del sistema.

Cabe señalar que, al margen del mercado de contratos, el mercado spot entrega señales de precio. De hecho, en caso de que los costos marginales de energía y potencia no puedan garantizar rentabilidad de los proyectos, los inversionistas pospondrán sus inversiones hasta que los precios del mercado de corto plazo puedan cubrir los costos medios de las alternativas de generación más competitivas al momento. Lo contrario ocurrirá si los costos marginales se hacen muy atractivos. En este sentido, los costos marginales o precios spot pueden considerarse como los precios competitivos económicos de corto plazo del mercado de generación.

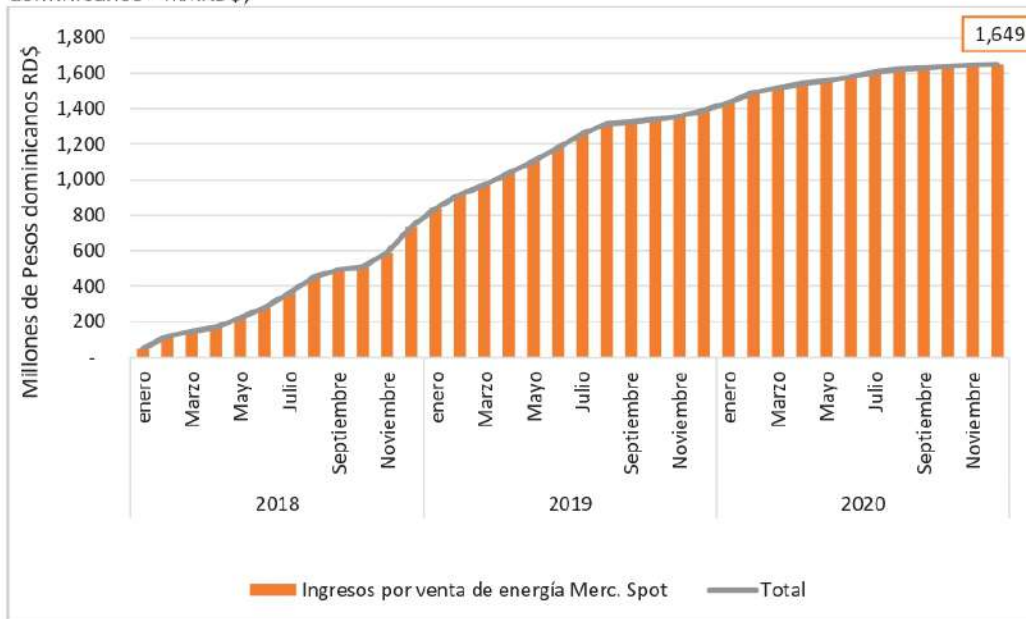
En la actualidad, en el mercado eléctrico mayorista existen dos proyectos de generación a partir de fuentes renovables cuya energía y potencia es, en su mayoría, transada directamente a través del mercado spot. Estos son el Parque

Eólico Los Cocos, ubicado en la región sur, provincia Pedernales. El mismo está compuesto por el Parque Eólico los Cocos I con 25.2 MW, Parque Eólico Los Cocos II con 52 MW y Parque Eólico Quilvio Cabrera con 8.25 MW, lo que suma una potencia instalada de 85.45 MW.

Por otra parte, la central termoeléctrica San Pedro Bioenergy, único aprobado por el poder ejecutivo a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para ejercer la actividad de generación de electricidad a partir de la incineración de biomasa para la venta de energía eléctrica hacia el SENI. El mismo realizó su puesta en marcha en el año 2017, tiene instalada una caldera de 140 toneladas de vapor hora y un generador instalado de 30 MW. A continuación, se presentan los gráficos con la valorización total estimada para las centrales Parque Eólico Los Cocos y San Pedro Bioenergy incluyendo los montos transados por los conceptos de venta de excedentes de energía y potencia en el mercado spot para el período de operación comprendido entre los años 2018-2020.

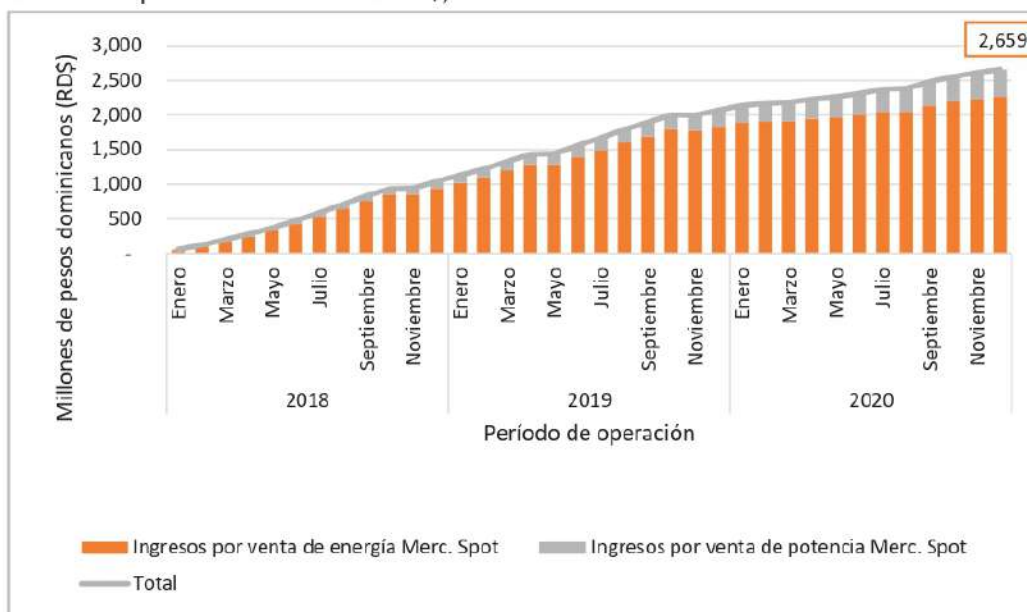
Cabe resaltar que respecto a los ingresos por concepto de venta de potencia en el mercado spot para el período comprendido entre los años 2019-2020, los ingresos considerados provienen de las transacciones económicas de potencia preliminares, aprobadas por el Organismo Coordinador.

Gráfico 72 Valorización de las inyecciones eléctricas excedentarias acumuladas el Parque Eólico Los Cocos. (Cifras expresadas en Millones de pesos dominicanos - MMRD\$)



Fuente: Elaboración propia con datos del Organismo coordinador, OC-SENI.

Gráfico 73. Valorización de las inyecciones eléctricas excedentarias acumuladas de la central térmica San Pedro Bioenergy. (Cifras expresadas en Millones de pesos dominicanos - MMRD\$)



Fuente: Elaboración propia con datos del Organismo coordinador, OC-SENI.

Por otra parte, debe considerarse en la promoción o incentivos, que estas instalaciones de generación de electricidad a partir de biomasa y biocombustibles garantizan la disponibilidad de energía y potencia. Por tanto, su producción de energía, a fines de la ley Núm. 57-07 y su reglamento de aplicación, es considerada gestionable. De este modo, con el objetivo de promocionar el uso de la biomasa y biocombustibles para la generación de electricidad, puede adaptarse la definición de la remuneración por potencia firme para reconocer económicamente la reducida potencia de estas instalaciones y simplificar, para este caso particular, el método de cálculo contemplado en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.³²

a.4.iv. Transacciones del mercado spot bajo el esquema de primas del MEM

Con el fin de dar estabilidad a las inversiones en energías renovables en la generación de electricidad, en el artículo 18 de la Ley No. 57-07, se establece una prima que complementa el costo marginal de energía que asegure una

³² MULTICONSULT Y CIA. LTDA. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, 2020. Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”. Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”. Santo Domingo: MULTICONSULT Y CIA. LTDA. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, pp.15,18, 21-30.

retribución anual de referencia, la cual ha de ser una prima móvil positiva o negativa.

Adicionalmente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene el mandato de establecer por resolución los reglamentos que complementen la Ley No. 57-07, para cada una de las actividades del régimen especial de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, en la cual se definirán las primas que en cada caso sean de aplicación, de manera periódica.

Así mismo, el artículo 18 de la Ley No. 57-07, también establece que los titulares de las instalaciones inscritas definitivamente en el registro de instalaciones de producción de régimen especial “(...) tendrán el derecho de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores al costo marginal del mercado de producción de energía eléctrica, complementado o promediado su caso por una prima o incentivo de compensación por las externalidades positivas y que el mercado no cubre o de garantía financiera a largo plazo, según la coyuntura del mercado de los fósiles y su determinación en los costos medio y marginales del mercado local (...)”.

A su vez, el artículo 18 de la Ley No. 57-07, establece que los reglamentos que complementen dicha ley definirán las primas que en cada caso sean de aplicación, de manera periódica, teniendo como objetivo la articulación de un marco regulatorio estable y duradero, que garantice la rentabilidad financiera a largo plazo de los proyectos según los estándares internacionales para cada tipo, y que garantice además la compensación por los beneficios ecológicos.

Para los fines del artículo 18 se entiende por prima; “Art.1- Compensación para garantizar la rentabilidad de la inversión en energía con fuentes renovables”. Sobre la base de lo que antecede, existen elementos imprescindibles que, amparados en la Ley No. 57-07 les permite a las instalaciones de producción de régimen especial avocarse a los derechos que tienen en sus relaciones de compra y venta de energía dentro del SENI, bajo el ejercicio de las actividades objeto de concesión en el MEM.

En ese sentido las instalaciones de producción de régimen especial se encuentran sujetas a la privacidad del regulador que, acogiéndose a las disposiciones de dicha ley, puede recomendar las retribuciones necesarias (máximas y mínimas) que garanticen la rentabilidad financiera a largo plazo de los proyectos para que sean reconocidas como una transacción de régimen especial en el mercado eléctrico mayorista (MEM).

a.4.v. Mecanismo de retribución de las instalaciones de generación acogidas al régimen especial del MEM: sistema de prima

Los titulares de las instalaciones inscritas definitivamente en el registro de instalaciones de producción de régimen especial, en la cual dispone de una garantía financiera a largo plazo en el mercado eléctrico mayorista (MEM) que, acogiéndose a las disposiciones de dicha ley, pueden optar por vender su

producción de energía *bajo el esquema de retribuciones máximas y mínimas, complementado o promediado su caso por una prima o incentivo de compensación.*

Cabe destacar que la prima móvil podrá ser positiva o negativa según sea el caso de aplicación dentro del plazo contratado, en la cual los ingresos garantizados no podrán ser superior al precio máximo contratado, ni inferior al precio mínimo establecido para cada año por lo que la prima deberá garantizar dicho incentivo de compensación.

La metodología de cálculo de retribución consiste en calcular la retribución necesaria a lo largo de la vida de un proyecto tipo (en términos de gastos de inversión, de operación, precio y acceso a los recursos renovables) para que éste obtenga las rentabilidades necesarias que hagan el proyecto viable.

Las primas serán calculadas como diferencia entre las retribuciones necesarias y el costo marginal de energía, en la barra correspondiente. Esta prima puede tener signo positivo y negativo según sea la fluctuación del costo marginal, debido a que la prima se ajusta para mantener la retribución anual actualizada para el año.

$$\text{Retribución Máxima}_t = \text{Costo Marginal}_t \pm \text{Prima}_t$$

Visto lo anterior, el mecanismo de prima o incentivo para compensación de las instalaciones de generación acogidas al régimen retributivo de producción en el régimen especial del mercado eléctrico mayorista deberá considerar:

Retribución máxima: para un plazo determinado en la cual se garantice la recuperación de la inversión, costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), y rentabilidad de la inversión;

Retribución mínima: para un plazo determinado en la cual se garantice costos de operación, mantenimiento y administración (COMA), y rentabilidad de la inversión.

Sin embargo, debido a la disyuntiva consistente en que, al separar las transacciones de energía correspondientes a la generación proveniente de proyectos de energías renovables de las transacciones económicas de energía del MEM, se afecta de forma significativa el peaje de transmisión, más específicamente, el derecho de uso de energía se ha aplazado de forma indefinida la instauración del mecanismo de primas en el MEM.

a.4.vi. Régimen especial para energía renovable no convencional en el SENI

La Comisión Nacional de Energía (CNE), como encargada de la gestión operativa de las políticas energéticas, y fomentar el desarrollo de nuevas formas de energía a partir de recursos renovables (según lo establecido en la Ley Núm. 57-07, sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus

regímenes especiales, y así como su reglamento de Aplicación), es el organismo que se encarga de recibir, revisar y entregar las concesiones provisionales y definitivas para la explotación de obras eléctricas aprobadas por el poder ejecutivo.

La Ley General de Electricidad No. 125-01 (LGE), en su artículo 4 prescribe como objetivo básico de dicha Ley; *“Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, a través del óptimo uso de los recursos disponibles”*, objetivo éste, que debe ser cumplido vía la actividad desarrollada por las instituciones del sector eléctrico, mediante el desarrollo de una política regulatoria coherente con el desempeño de la actividad económica.

De este modo, se realizó en noviembre de 2020 el *“Estudio del Régimen Económico de las Energías Renovables en la República Dominicana: Determinación de la Retribución anual de referencia (R) de las Energías Renovables bajo el Régimen Especial según la Ley Núm. 57-07”* basándose especialmente en el artículo 18 de la Ley Núm. 57-07, el cual llama a la CNE a recomendar a la SIE los precios para cada tipo de tecnología renovable, en la cual se presentan los precios a retribuir a las tecnologías renovables, manteniendo los incentivos adecuados a las inversiones, y que garanticen, además, la compensación por los beneficios ecológicos y económicos que el país espera de las energías renovables.

La metodología utilizada para el desarrollo del informe se centra en evaluación de costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, plazos de financiamiento, factores de producción regionales por tecnología renovable, plazos de contratos de energía, así como otros indicadores financieros que afectan la rentabilidad de los proyectos en el mediano y largo plazo.

Los resultados del modelo financiero arrojaron que mientras menor sea el factor de producción de energía, en las zonas de planificación incluidas, mayor es el precio que garantiza la rentabilidad de los proyectos de energía renovable. Sin embargo, para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía, se puede diseñar un esquema de contratación que contemple el uso de un precio máximo de referencia que garantice el retorno de las inversiones durante un período determinado, y un precio mínimo que refleje la reducción de los costos de compra de energía de los proyectos de energía renovable, a fin de que el país pueda percibir una compensación por los beneficios ecológicos y económicos a precios competitivos en el tiempo.

Además, en la siguiente edición del informe, titulada *“Estudio del Régimen Económico de las Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad de la República Dominicana: Determinación de la Retribución anual de referencia (R) de las Energías Renovables bajo el Régimen Especial según la Ley Núm. 57-07”* de enero de 2021, se evalúan las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad y el cálculo de los precios que mantengan los incentivos adecuados a las inversiones, y que garanticen, además, la compensación por los beneficios ecológicos y económicos que el país espera recibir de la generación de electricidad a partir de biomasa.

La metodología utilizada para el desarrollo del informe se centró en la realización de un benchmarking sobre la i) Tendencia de los costos de inversión en el mercado internacional, ii) costos de inversión en la República Dominicana, iii) Factores de producción anual por tecnología y zona iv) Costos de AO&M por tecnología v) Costos de suministro de la biomasa en R.D. vi) Período de Evaluación, así como otros indicadores financieros que afectan la rentabilidad de los proyectos en el mediano y largo plazo. Los resultados del modelo financiero arrojaron que la determinación de los costos de producción de energía de las centrales térmicas de biomasa es compleja, debido a la amplia variedad de tecnologías de conversión de biomasa en electricidad y a las diferentes maneras de realizar la hibridación con combustible fósiles y las características del tipo de biomasa a utilizarse en la producción de electricidad, por lo que se calcularon márgenes de energía fijos que garantizan la rentabilidad deseada, inversión, administración, operación y mantenimiento, los cuales deberán ser complementados con los costos variables combustibles de estos proyectos.

No obstante, el suministro seguro a largo plazo de biomasa de bajo costo y de origen sostenible es fundamental para la economía de las centrales eléctricas de biomasa, ya que determinan su factibilidad técnica y económica. Para los casos en el que las centrales térmicas de biomasa utilicen hibridación de combustibles fósiles, estarán sujetas a la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles los cuales varían en el tiempo según las condiciones de mercado internacional.

Los precios de las biomásas pueden exceder significativamente los costos en algunos mercados si los precios se establecen en relación con el costo de oportunidad de los combustibles competidores generando así la incertidumbre en los proyectos y, por tanto, en los costes de financiación. Cabe destacar que dependiendo del tipo de biomasa y de la decisión de poseedor en desprenderse por exigencias medioambientales, los costos de adquisición pueden ser cero en algunos casos.

Las centrales eléctricas de biomasa incurren en unos costos de biomasa que incluyen una preparación antes de que pueda usarse para alimentar la central de generación de electricidad, los cuales impacta los costes de la cadena de suministro. La cadena de suministro de la biomasa puede contener dependiendo del tipo, gastos en recolección, picado, carga, transporte, descarga, tasa de derechos de tala y costo de compra. Se destaca que los precios de compra de cualquier tipo de biomasa dependen en gran medida de los porcentajes de humedad que contenga, lo cual impacta de manera directa el poder calórico y su valor en el mercado.

El Poder Ejecutivo de la República Dominicana debe promover el acceso a financiamientos blandos con tasas de interés competitivas y períodos de pago superiores a los 10 años, con el fin de que el país pueda obtener precios más bajos en los contratos de compra de energía, y estos puedan minimizar los costes de compra de energía en el corto plazo.

Sin embargo, para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía en el corto plazo sin considerar financiamientos blandos, se pueden diseñar esquemas de contratación para diferentes períodos de recuperación de la inversión, en los cuales durante *un primer período el margen de energía máximo permita cubrir la garantía financiera de largo plazo de los proyectos y un segundo período un margen de energía mínimo que refleje el costo marginal de largo plazo siendo este su costo de oportunidad*, a fin de que el país pueda percibir una compensación por los beneficios ecológicos y económicos a precios competitivos en el tiempo.

Por lo tanto, para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía y proporcionar a los proyectos una garantía de rentabilidad financiera de largo plazo, se sugiere diseñar un esquema de contratación que contemple la determinación de un precio de energía de referencia único, al cual le sea complementado con el costo variable de producción (CVP), en caso de utilizar un combustible alternativo.

En ese sentido, se sugiere que los precios de energía se actualicen conforme las siguientes fórmulas de indexación:

$$PE = (PF_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{fósil}} + (PB_{m-1} * HR_{m-1}) * \%F_{\text{biomasa}} + ME - V;$$

Donde:

PF m-1: Significa el precio variable combustible fósil del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).

PB m-1: Significa el precio variable combustible de biomasa del mes anterior, en dólares por MMBTU (US\$/MMBTU).

HR m-1: Significa rendimiento térmico de la central del mes anterior (MMBTU/MWh).

%F fósil: Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con combustibles fósiles.

%F biomasa: Significa el porcentaje de fiscalización mensual por concepto de hibridación con biomasa.

PE: Significa precio de energía mensual, en dólares por MWh (US\$/MWh).

ME: Significa Margen de Energía Mensual que cubre la garantía financiera en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

V: Ingreso Mensual por concepto de cuota de volcado a partir de RSU, en dólares por MWh-Mes (US\$/MWh).

Cabe destacar que los precios de energía de referencia para las tecnologías de conversión de biomasa en electricidad a partir de residuos sólidos urbanos (RSU), se le deberán descontar el ingreso por cuota de volcado caso por caso, en términos del ingreso mensual a percibir por cada tonelada recibida, conforme la producción de energía mensual.

Es importante señalar que, para garantizar la rentabilidad financiera de largo plazo de los proyectos, se deben cubrir los costos variables combustibles (CVC) en función de los porcentajes de hibridación y las fluctuaciones de los combustibles en el mercado nacional e internacional. Además, los márgenes de

energía anteriormente presentados no incluyen los costos asociados de las líneas de transmisión para la interconexión al SENI, ya que el mercado tiene un mecanismo el cual prevé el reembolso de dichos costos por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) según Ley Núm. 125-01 y su reglamento de aplicación.

La República Dominicana deberá fortalecer el marco normativo que sirva de complemento a los diferentes mecanismos de promoción de las energías renovables, entre las cuales citamos a continuación como desafíos:

- Definir los objetivos de potencia instalada: El artículo 15 de la Ley No. 57-07, establece que los objetivos de potencia instalada para cada tecnología deberán ser determinados por Resolución por la CNE, quien velará por su cumplimiento.
- Establecer el mecanismo de compensación en el MEM para los proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables que opten por vender su producción de electricidad en el mercado spot y no a través del mercado de contratos, acatando el mandato del artículo 18 de la Ley No. 57-07.
- Publicar el reglamento de regulación de la actividad de auto producción renovable en el mercado eléctrico mayorista. El mismo se encuentra en proceso de revisión por parte de las instituciones reguladoras del MEM y el Organismo Coordinador (OC). Una vez culminada, la SIE emitirá el reglamento que rijan la figura de auto producción renovable en sus relaciones con los demás agentes del MEM y el OC.
- Evaluar la viabilidad y conveniencia de establecer el esquema de licitaciones para la compra de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. De este modo, se podría satisfacer la demanda de energía al tiempo que se perciben importantes beneficios socioeconómicos en la reducción del costo de operación y suministro del SENI.
- Con el objetivo de promocionar el uso de la biomasa y biocombustibles para la generación de electricidad, revisar y adaptar la definición de la remuneración por potencia firme para reconocer económicamente la reducida potencia de estas instalaciones y simplificar, para este caso particular, el método de cálculo contemplado en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.
- La promoción, por parte del Poder Ejecutivo de la República Dominicana, del acceso a financiamientos blandos con tasas de interés competitivas y períodos de pago superiores a los 10 años, con el fin de que el país pueda obtener precios más bajos en los contratos de compra de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, y estos puedan minimizar los costos de compra de energía en el corto plazo.

- Desarrollar un esquema de contratación alternativo para diferentes períodos de recuperación de la inversión, tomando en cuenta que para obtener precios de energía que puedan reflejar la reducción de los costos de compra de energía en el corto plazo sin considerar financiamientos blandos.

a.5. Segmento de distribución y comercialización

La LGE define en su artículo 2, a la empresa distribuidora como aquella beneficiaria de una concesión para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a clientes o usuarios de servicio eléctrico público dentro de su Zona de Concesión.

La zona de concesión es el área geográfica establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro de la cual la empresa concesionaria tiene el derecho de ser distribuidor exclusivo del suministro de la energía eléctrica demandada por los usuarios sometidos a regulación de precios.

Al principio, la composición accionaria de las empresas distribuidoras (EDE) era 50% de inversionistas privados y el 50% restante propiedad del Estado dominicano y de los antiguos empleados de la CDE, estos últimos con una mínima participación. Luego el Estado readquiere el total accionario que estaba en poder del sector privado y así se ha mantenido hasta estos días.

La sostenibilidad financiera de estas empresas dependía de la aplicación de la tarifa técnica, aquella tarifa que permitiera reflejar sus costos reales de abastecimiento y le reconociera un valor agregado de distribución. En una primera instancia la fecha de aplicación de esta tarifa estaba pautada para el 1ero de enero de 2003, pero no fue implementada, en cambio se creó mediante el decreto 302-03 el “Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica” (FETE) el cual buscaba, en términos simples, cubrir mediante transacciones directas del gobierno la diferencia que resultará entre la tarifa aplicada a los clientes y la tarifa indexada que realmente debían percibir.

Existen también dos empresas de distribución de capital privado con una reducida zona de concesión en la región noreste del país. Estas empresas son la “Compañía de luz y fuerza de las terrenas (LFLT)” operando comercialmente como sistema aislado hasta agosto de 2015 cuando se incorporó al SENI y “El progreso del Limón EPDL” operando comercialmente como sistema aislado hasta ser incorporada al SENI en abril del 2018.

En el siguiente gráfico se observan las zonas de concesión de las diferentes empresas distribuidoras que se encuentran interconectadas al SENI.

Gráfico 74. Zonas de concesión de las empresas distribuidoras



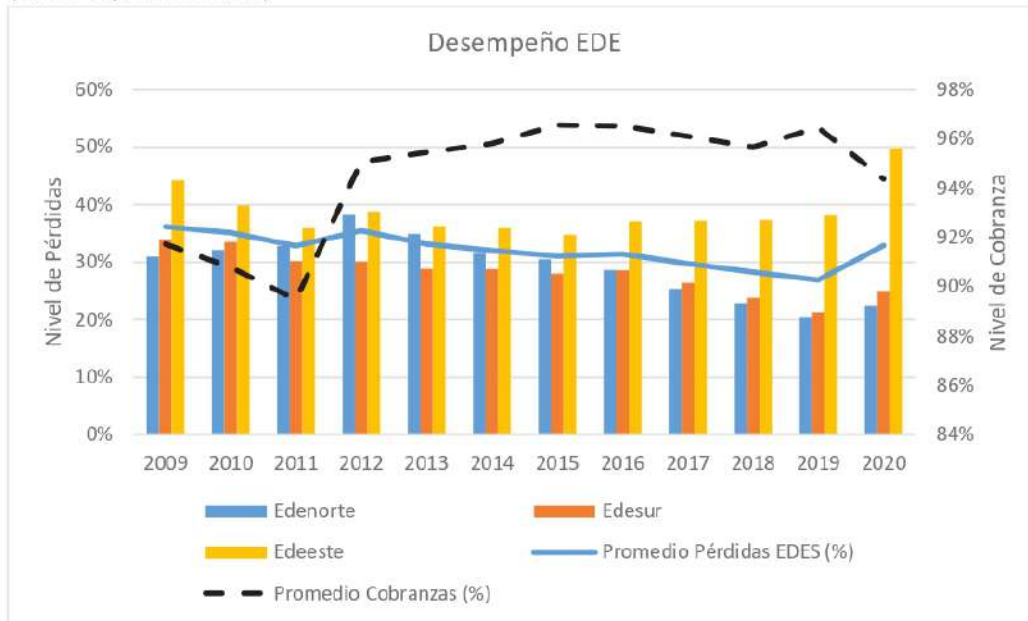
Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

a.5.i. Situación actual de las distribuidoras de electricidad

La insostenibilidad financiera de las EDE es el mayor reto a resolver que actualmente tiene el sistema eléctrico dominicano. Los problemas financieros provienen principalmente por las altas pérdidas de energía, que impiden a estas empresas recaudar los costos del servicio eléctrico desde su generación hasta la comercialización. También el flujo de caja de las EDE se ve afectado por unos niveles tarifarios que no representan los costos reales del servicio, teniendo el Estado que incurrir en aportes extraordinarios para cubrir el déficit financiero en que incurren las EDE.

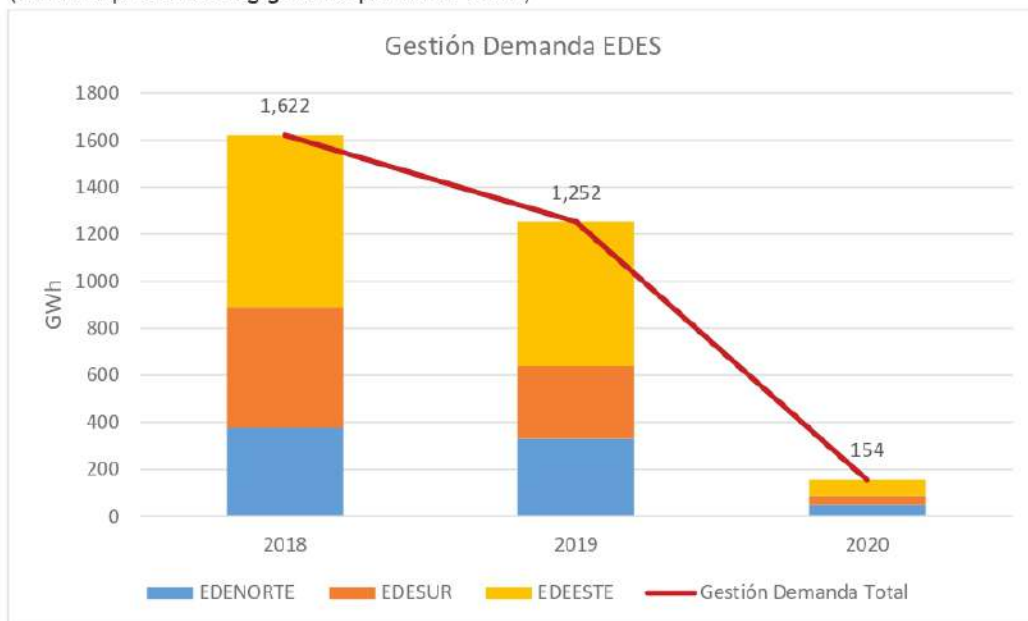
En el ámbito de la distribución, las pérdidas se dividen en técnicas y no técnicas; las primeras hacen referencia a aquella energía que se pierde en el proceso de transformación, transporte y medición, mientras que las no técnicas tienen que ver con la gestión administrativa, comercial y el hurto de energía, estas últimas tienen una mayor ponderación en el sistema eléctrico dominicano. En los últimos 10 años las EDE han desarrollado programas de rehabilitación de redes para disminuir los niveles de pérdidas, tanto técnicas como no técnicas. Esto le ha permitido presentar ligeras mejoras en cuanto a facturación y cobranza de energía se refiere.

Gráfico 75. Desempeño de las EDE
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

Gráfico 76. Evolución de la gestión de la demanda en las EDES
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -Gwh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

En el 2009 el promedio de pérdidas de las tres EDE era 36%, al cabo de 10 años este indicador ha descendido a 27%, para una reducción ligeramente inferior al 1% por año (gráfico 70). Para el mismo período, el nivel de cobranzas mejoró de un 92% en 2009 a un 96% en 2019.

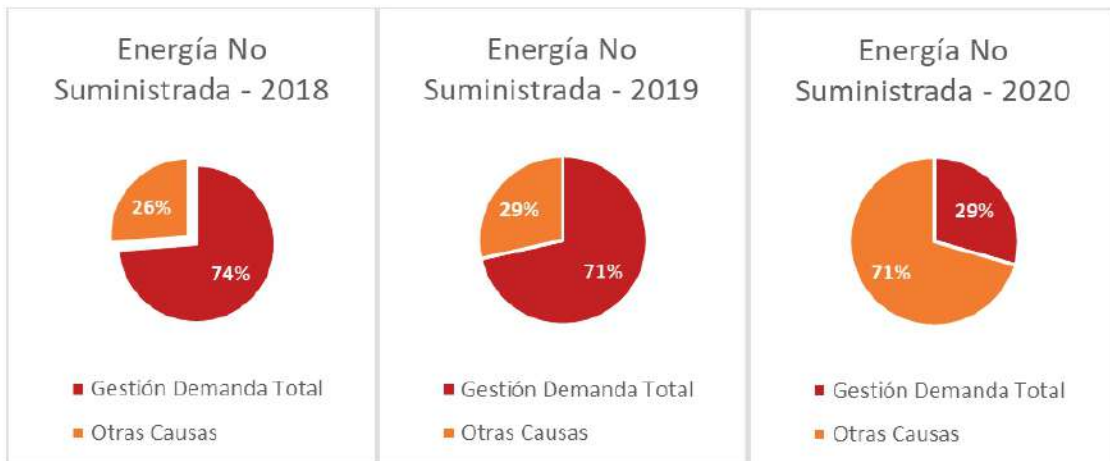
Visto lo anterior es posible concluir que la estrategia utilizada por las distribuidoras durante la última década para disminuir sus pérdidas ha sido insuficiente, pues ha tenido un impacto limitado, menor al 1% anual. A continuación, se detalla la participación en la gestión de la demanda de las diferentes distribuidoras en los últimos 3 años:

A pesar de que la gestión de la demanda no es la única razón para interrumpir el suministro a los usuarios, ha sido la de mayor relevancia en los últimos años.

Este comportamiento sufrió una interrupción en el año 2020, debido a la pandemia del COVID-19 y las medidas que fueron tomadas desde el gobierno, entre ellas garantizar el suministro eléctrico a toda la población con la menor tasa de interrupción posible.

Gráfico 77. Evolución energía no servida (ENS)

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Se observa como la proporción cambia por completo al comparar los años 2019 y 2020, aunado a la disminución de la gestión. Esta interrupción debe aprovecharse e implementarse como nueva normalidad la eliminación de la gestión de la demanda, aun después de que terminen las medidas de confinamiento que dicta el gobierno. Esta situación demuestra que existe suficiente capacidad para suministrar energía a la población y que la respuesta al dilema de las pérdidas no radica en abastecer menos energía sino en mejorar la gestión y la implementación de un régimen de consecuencias para el hurto.

a.5.ii. El esquema tarifario

La SIE es la entidad encargada de emitir la tarifa para todos los usuarios regulados del servicio público de electricidad, incluidos aquellos que se encuentren en sistemas aislados. Esta tarifa debe reflejar los costos reales de

suministro de las empresas distribuidoras más un valor agregado por concepto de costos de distribución. Estas tarifas deben ser indexadas de forma que reflejen el costo real en que deben incurrir estas empresas.

La no aplicación de la tarifa que refleje todos los costos a los usuarios regulados en el caso de las distribuidoras estatales genera una distorsión en el mercado, ya que el segmento regulado no percibe, en términos de costos, ninguno de los cambios o fluctuaciones en mercados internacionales ni la inserción de nuevas fuentes que se implementan en el mercado mayorista. Esta desconexión provoca una mayor resistencia de parte del usuario común debido a que no ve beneficios directos de los esfuerzos que realizan el sector privado y el Estado para mejorar el suministro de electricidad en el país.

Tabla 54. Pliego tarifario aplicado
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Tarifa	Concepto	Unidad	Tarifa Indexada	Tarifa Aplicada
BTS-1	Cargo Fijo por Rangos de Consumo			
	Consumo mensual de 0 hasta 100 kWh	RDS	42.47	37.95
	Consumo mensual de 101 en adelante	RDS	42.47	137.25
BTS-1	Cargos por Energía			
	Los primeros kWh entre 0 y 200	RDS/kWh	10.62	4.44
	Los siguientes kWh entre 201 y 300	RDS/kWh	10.62	6.97
	Los siguientes kWh entre 301 y 700	RDS/kWh	10.62	10.86
	Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RDS/kWh	10.62	11.10
BTS-2	Cargo Fijo	RDS	43.12	137.67
	Cargos por Energía			
BTS-2	Los primeros kWh entre 0 y 200	RDS/kWh	10.62	5.97
	Los siguientes kWh entre 201 y 300	RDS/kWh	10.62	8.62
	Los siguientes kWh entre 301 y 700	RDS/kWh	10.62	11.30
	Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RDS/kWh	10.62	11.49
BTD	Cargo Fijo	RDS	68.57	224.53
	Cargos por Energía	RDS/kWh	6.15	7.37
BTH	Cargo por Demanda Máxima de potencia	RDS/kW	1,926.63	993.99
	Cargo Fijo	RDS	68.57	224.53
	Cargos por Energía	RDS/kWh	6.15	7.26
	Cargo por Demanda Máxima de potencia HFP	RDS/kW	853.95	253.35
	Cargo por Demanda Máxima de potencia HP	RDS/kW	2,064.99	1,412.74
MTD-1	Cargo Fijo	RDS	80.29	224.53
	Cargos por Energía	RDS/kWh	5.51	7.81
MTD-2	Cargo por Demanda Máxima de potencia	RDS/kW	936.42	485.98
	Cargo Fijo	RDS	80.29	224.53
	Cargos por Energía	RDS/kWh	5.51	7.38
MTD-H	Cargo por Demanda Máxima de potencia	RDS/kW	936.42	340.39
	Cargo Fijo	RDS	80.29	224.53
	Cargos por Energía	RDS/kWh	5.51	7.26
	Cargo por Demanda Máxima de potencia HFP	RDS/kW	279.34	97.33
	Cargo por Demanda Máxima de potencia HP	RDS/kW	1,048.15	985.26

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

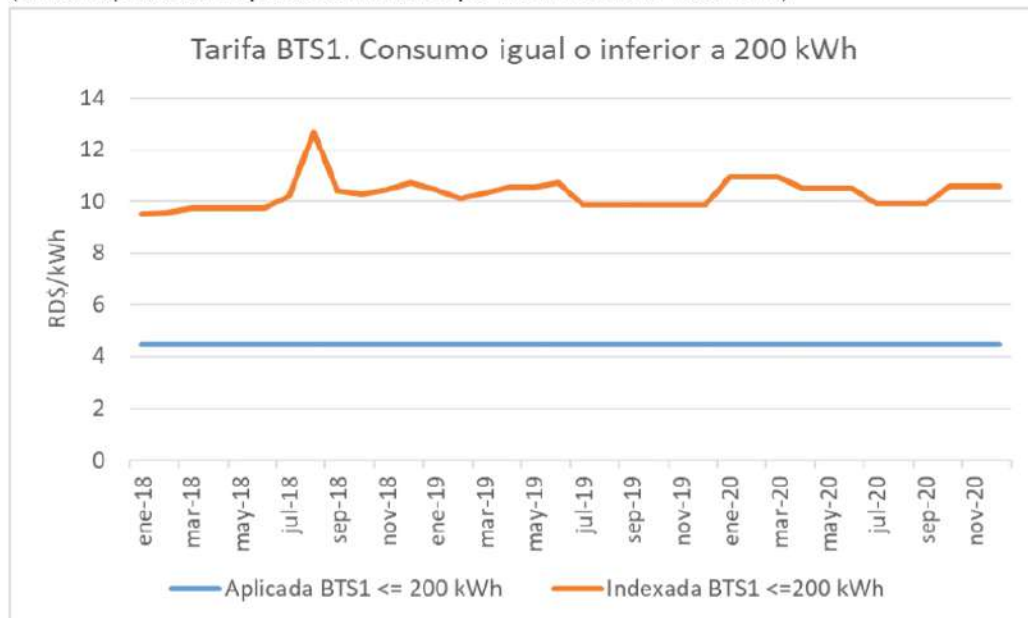
La última vez que se ajustó la tarifa³³ que efectivamente pagan los usuarios regulados fue en junio 2011, a través de la resolución SIE-140-2011, a partir de entonces los usuarios regulados están sujetos al esquema tarifario mostrado en la tabla anterior.

Se observa la diferencia entre la tarifa aplicada y la indexada, y como el nivel de subsidio va disminuyendo de acuerdo con el nivel de consumo del usuario. Por eso se le denomina subsidio cruzado, se incrementa el precio a un segmento para poder reducirlo a otro.

Una muestra de esto es la diferencia que existe entre la tarifa indexada y aplicada que perciben los usuarios BTS1 (residenciales) y los BTS2 (comercios), los cuales representan más del 60% del total de la energía que venden las distribuidoras:

Gráfico 78. Comportamiento tarifa indexada y aplicada, BTS1

(Cifras expresadas en pesos dominicanos por kilowatts hora - RD\$/kWh)



Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

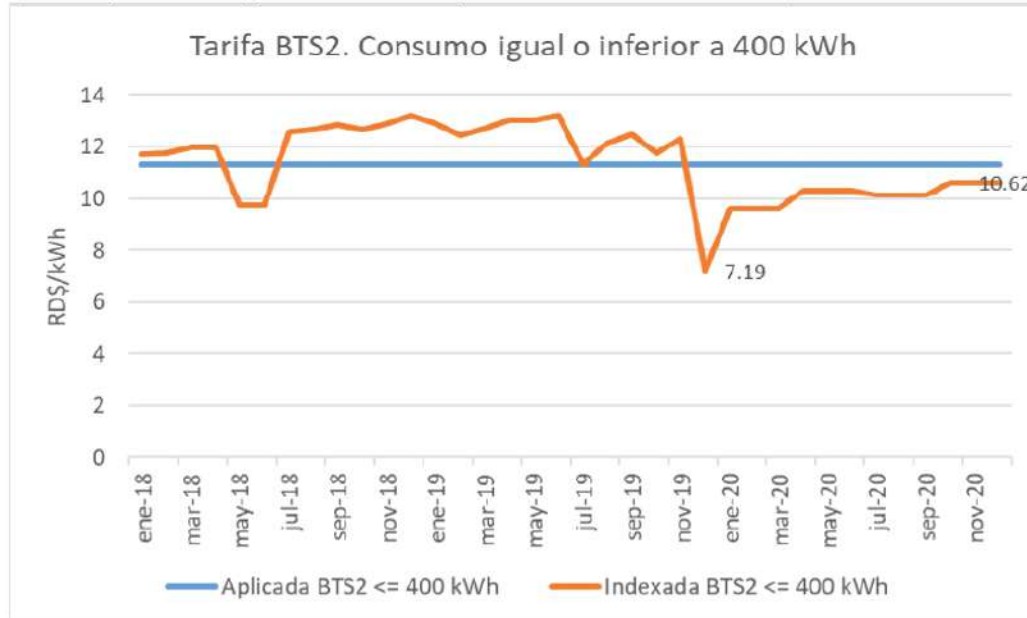
Para el período 2018 - 2020, la tarifa indexada del renglón BTS1 con consumos iguales o inferiores a 200 kWh, siempre fue superior a la aplicada, requiriendo fondos del FETE para compensar la diferencia. En cambio, para el mismo período, la tarifa indexada del renglón BTS2 con consumos iguales o inferiores a 400 kWh, se mantuvo por debajo de la aplicada durante todo el 2020, lo cual

³³ Al momento de redacción de este informe la tarifa aplicada a los usuarios regulados se ha mantenido invariable respecto a lo establecido en la resolución SIE-140-2011, sin embargo, la SIE tiene la potestad y atribuciones legales para emitir un ajuste a la misma mediante resolución. En caso de efectuarse, el impacto de este potencial ajuste serán considerados en la posterior actualización de este documento.

representa un excedente para las distribuidoras respecto a sus costos reales, y debe ser direccionado a reponer fondos del FETE.

Gráfico 79. Comportamiento tarifa indexada y aplicada, BTS2

(Cifras expresadas en pesos dominicanos por kilowatts hora - RD\$/kWh)



Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

Esto indica que debe realizarse un estudio exhaustivo respecto a la forma en cómo se implementan los subsidios, de tal manera que se incentive aquellos rubros económicos declarados de alto potencial e identificados en la estrategia de desarrollo. De igual forma, tomar como indicador el consumo en kWh para aplicar los subsidios es una práctica con muchas debilidades, debe vincularse el poder adquisitivo de los usuarios más que su nivel de demanda.

a.5.iii. Indicadores de desempeño

En esta sección se detallan algunos indicadores que permiten comprender en detalle cómo ha sido la gestión y desempeño de las EDE durante los últimos 3 años. Estos datos fueron extraídos del último informe de gestión del sector eléctrico que emitió la CDEEE en el año 2020, el cual es construido con las informaciones remitidas de las tres distribuidoras.

a.5.iii.1. Clientes facturados

A continuación, se observa un incremento cercano a los 580 mil clientes facturados al comparar el 2020 con el 2019, lo que representa un aumento del 30% en la cantidad de usuarios medidos. La distribuidora que menos ha incrementado su cartera de clientes facturados ha sido EDEESTE, con menos de 65 mil clientes adicionales en 3 años.

Tabla 55. Cantidad clientes distribuidoras SENI

Distribuidora	2018	2019	2020
EDENORTE	759,978	805,107	1,073,399
EDESUR	585,416	607,944	864,867
EDEESTE	617,188	625,543	681,375
TOTAL	1,962,583	2,038,593	2,619,641

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

a.5.iii.2. Clientes Bonoluz

El programa de “Bonoluz” es una medida implementada por el gobierno con el fin de auxiliar a familias de escasos recursos económicos con el pago del servicio eléctrico. El espíritu de esta ayuda social es subsidiar a las familias desposeídas con 100 kWh mensuales, valorados al precio de la energía del primer escalón de la tarifa BTS-1. Por este concepto estos usuarios actualmente están recibiendo un monto mensual de RD\$ 440.00 (Administradora de Subsidios Sociales). La tabla siguiente muestra los clientes beneficiados con este subsidio en las tres distribuidoras durante el período evaluado.

Tabla 56. Cantidad de Beneficiarios Bonoluz

Distribuidora	2018	2019	2020
EDENORTE	177,340	168,702	141,286
EDESUR	126,484	115,564	110,150
EDEESTE	167,728	146,790	103,149
TOTAL	471,552	431,056	354,584

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

Se observa una disminución gradual de la cantidad de clientes con acceso a este subsidio, lo cual refleja una depuración de este. La cantidad de beneficiarios por distribuidora al final del 2020 es similar, ninguna alcanzando los 150 mil beneficiarios.

De acuerdo con el portal de datos abiertos del gobierno y el Programa Progresando con Solidaridad (PROSOLI) (Portal de Datos Abiertos de la RD), el monto ascendente para el Bonoluz en el 2020 fue de MM RD\$ 1,939.00.

a.5.iii.3. Disponibilidad de los circuitos

La disponibilidad de los circuitos refleja la cantidad del tiempo que efectivamente los usuarios reciben el suministro de electricidad, este valor se ve afectado por las fallas, los mantenimientos programados y no programados y las interrupciones por limitaciones financieras o gestión de demanda, en la siguiente tabla se presenta las disponibilidades de los circuitos en el período evaluado.

Tabla 57. Disponibilidad de los circuitos

Distribuidora	2018	2019	2020
EDENORTE	86.4%	86.0%	97.6%
EDESUR	82.6%	84.1%	96.9%
EDEESTE	82.0%	83.1%	96.1%
PROMEDIO	83.6%	84.4%	96.9%

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

En términos promedios, el 2020 fue el año con mayor disponibilidad con un valor cercano al 97%, causado por las ya citadas medidas promulgadas por el poder ejecutivo.

En 2016 la SIE emitió el Reglamento de Calidad de Servicio Técnico para la Prestación del Servicio Público de Distribución de Electricidad a través de la resolución SIE-066-2016, en la que se planteó, entre otras cosas, que las EDE deben compensar a los usuarios finales por la energía no servida. Se incluyó un calendario de ejecución de esta, donde se establecieron varias etapas y plazos de aplicación. La última etapa, a partir de la que se compensará a los clientes, se previó para iniciar el primero de enero de 2021. A la fecha, no hay evidencia de la aplicación de esta resolución.

a.5.iii.4. Compra de energía

Las empresas distribuidoras, como agentes del mercado eléctrico mayorista, pueden adquirir la electricidad para sus clientes a través de contratos o a través del mercado spot.

De acuerdo con el artículo 110 de la ley general de electricidad No. 125-01, las ventas de electricidad en contratos de largo plazo, de una entidad generadora a una distribuidora se efectuarán a los precios resultantes de procedimientos competitivos de licitación pública. En el párrafo único del citado artículo se establece que la SIE velará porque las ventas de electricidad por contrato no superen el 80% de la demanda del SENI.

Luego del vencimiento de los acuerdos de Madrid a mediados del 2016, se realizó la licitación CDEEE-LPI-001-2016, la cual buscaba contratar un máximo de 900 MW a un plazo de 5 años.

Esta licitación solo logró adjudicar 471 MW, por lo tanto, se emitió una licitación abreviada en 2017, CDEEE-LPI-ABREVIADA-001-2017 con miras a poder contratar los 428 MW remanentes (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales).

En la licitación abreviada solo fueron adjudicados 40 MW, por lo tanto, solo se adjudicó el 43% del objetivo planteado. Todos los contratos formalizados a raíz de estos procesos de licitación culminan en abril del 2022.

Adicionalmente el Estado, a través de la CDEEE, tomó una serie de acciones con la finalidad de incrementar la energía contratada de las distribuidoras, entre estas resaltan los contratos directos con empresas desarrolladoras de proyectos renovables y el decreto especial 62-18, con el cual se autorizaba al entonces vicepresidente ejecutivo de la CDEEE a suscribir contratos de compra y venta de energía con aquellas empresas que estuvieran dispuestas a realizar el proceso de conversión de sus unidades de fuel oil para que operen con gas natural, luego estos contratos eran transferidos a las EDE vía la CDEEE.

La duración de estos contratos oscila en los 10 años para las centrales térmicas y hasta 20 años para los proyectos renovables. Lo cual va en discrepancia con lo establecido en el artículo 110 de la ley. En el aspecto de los contratos de corto plazo, las inyecciones de Punta Catalina fueron asignadas a las distribuidoras a razón de un tercio para cada una³⁴, esto ocurrió antes de que dicha central estuviera habilitada comercialmente.

Actualmente el Estado se encuentra en proceso de ejecución de una nueva licitación para generación en base a gas natural, la cual busca agregar 800 MW adicionales. Todo lo anterior indica que las distribuidoras se encuentran en un momento ideal para evaluar la factibilidad de implementar una tarifa técnica, debido al alto nivel de contratación que reflejan.

A continuación, se muestra, en términos de porcentaje, la electricidad que adquieren las distribuidoras a través del mercado spot y vía contratos.

Tabla 58. Composición de la energía comprada por las EDE.

(Cifras expresadas en %)

Distribuidora	2018		2019		2020	
	Spot	Contrato	Spot	Contrato	Spot	Contrato
EDENORTE	27 %	73 %	40 %	60 %	7 %	93 %
EDESUR	20 %	80 %	30 %	70 %	11 %	89 %
EDEESTE	11 %	89 %	15 %	85 %	29 %	71 %
Promedio	19 %	81 %	28 %	72 %	16 %	84 %

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

La distribuidora con menor exposición al mercado spot es EDENORTE, adquiriendo solo un 7 % de su energía en este mercado al término del 2020. En contraposición, se encuentra EDEESTE con compras en el spot de alrededor del 30%.

³⁴ Ver formularios: FM-CO-09-2020, FM-CO-19-2019 y FM-CO-21-2019

a.5.iii.5. Facturación y cobros

Como se había planteado, las pérdidas en el segmento de distribución han sido el talón de Aquiles del sector eléctrico. Esta situación genera una disrupción en el flujo de caja de todos los agentes, que provoca la frecuente intervención del Estado en forma de transferencia a las EDE para cubrir dicho déficit operacional.

A continuación, se muestra el porcentaje de energía facturada con respecto al total comprado a los generadores y el porcentaje que logra cobrarse de aquella energía facturada.

Tabla 59. Energía Facturada y Cobrada

(Cifras expresadas en %)

Distribuidora	2018		2019		2020	
	Facturada	Cobrada	Facturada	Cobrada	Facturada	Cobrada
EDENORTE	68%	96%	69%	98%	77%	97%
EDESUR	71%	98%	72%	96%	75%	96%
EDEESTE	64%	94%	65%	97%	50%	93%
PROMEDIO	68%	96%	69%	97%	67%	95%

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

En los últimos tres años las EDE, en promedio, han logrado cobrar como mínimo un 95% de la electricidad facturada. Sin embargo, existe un amplio margen de mejora en cuanto a la facturación de la energía, ya que ninguna de las distribuidoras ha logrado facturar el 80% de la energía que vende.

Es en este aspecto que deben enfocarse los esfuerzos y recursos gestionados para la rehabilitación de las redes. Antes de blindar las redes con elementos antifraude, se debe asegurar que las distribuidoras tengan los materiales necesarios para habilitar, de manera correcta, todos los suministros en su zona de concesión. Es conocida la práctica de conectar de manera provisional a los usuarios sin medidores por carencia de estos, lo cual debe erradicarse.

a.5.iii.6. Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica (FETE)

El FETE, de acuerdo con el decreto 302-03, posee como objetivo suavizar las fluctuaciones en la tarifa eléctrica por las variaciones en los precios de los hidrocarburos, el índice de precios al consumidor y la tasa de cambio. Es una especie de bolsa donde el Estado realiza inyecciones directas, en caso de déficit, para cubrir la diferencia entre la tarifa aplicada y la indexada, y en caso de que la tarifa indexada sea menor que la aplicada, este excedente también se dirige al fondo, creando una especie de colchón financiero para futuras ocasiones. A continuación, se muestra el comportamiento de este fondo para los últimos 3 años.

Tabla 60. Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica expresado en millones de dólares (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Distribuidora	2018	2019	2020
EDENORTE	174.70	204.90	182.50
EDESUR	130.90	148.10	79.80
EDEESTE	109.00	119.80	79.30
Total (MM US\$)	414.60	472.70	341.60
Total (MM RD\$)	20,526.00	24,246.00	19,309.00

Fuente: (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales)

Se aprecia una ligera reducción en el monto del FETE para el 2020, vinculado a la disminución de los precios de los combustibles en los mercados internacionales y al desplazamiento del *fuel oil* como combustible para generación de electricidad. Aun así, el monto que tuvo que destinar el gobierno para mantener la tarifa invariable en el 2020 fue cercano a los 20 mil millones de pesos.

Estas transferencias por concepto de FETE en conjunto con el déficit operacional de las distribuidoras que también es cubierto por el gobierno reflejan la precaria situación de las distribuidoras.

a.5.iii.7. Composición de la demanda del SENI

La demanda de electricidad del SENI la componen, fundamentalmente, 5 empresas de distribución y el segmento de los Usuarios No Regulados (UNR). Adicionalmente es necesario contemplar los puntos de retiro de centrales de generación y las pérdidas por transferencia de potencia.

Las distribuidoras poseen zonas de concesión definidas. Estas empresas son: EDESUR, EDENORTE, EDEESTE, Luz y Fuerza Las Terrenas (LFLT) y El Progreso del Limón (EPDL), estas dos últimas operaban como sistemas aislados en zonas turísticas del norte del país hasta que se interconectaron al SENI en el 2015.

Los usuarios no regulados (UNR) son entidades físicas o jurídicas que, al cumplir con una serie de condicionantes contenidas en la resolución SIE-040-2013, dentro de las que resalta tener una demanda máxima de potencia igual o superior a 1 MW, reciben una autorización para ejercer como tal. Esta autorización les permite realizar transacciones económicas en el MEM como compradores ya sea mediante contratos libres con otros agentes del mercado o a través del mercado ocasional o spot.

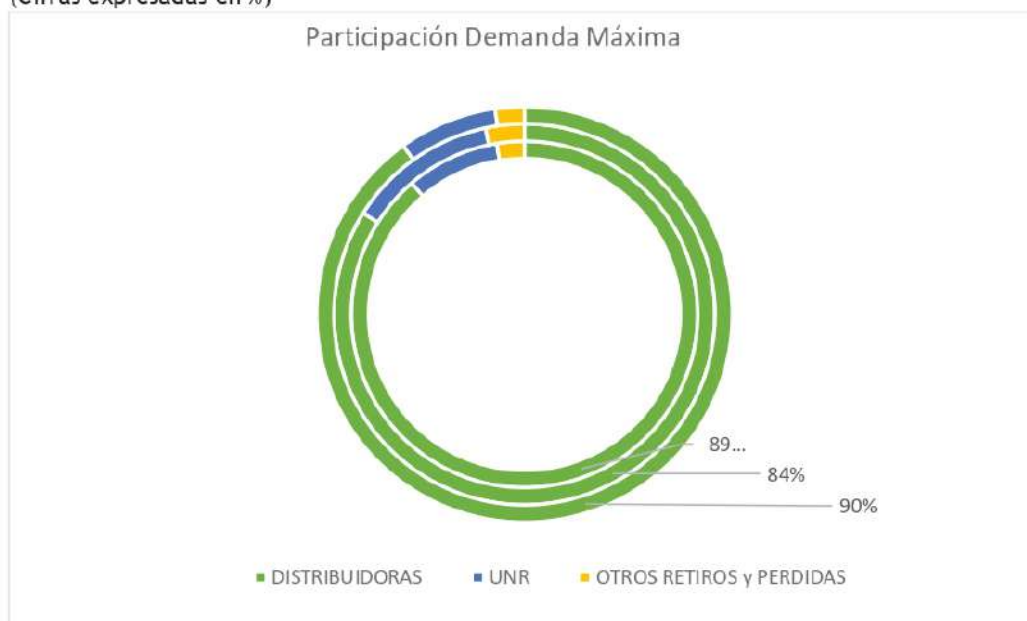
A final del 2020 existían 214 empresas que contaban con la autorización de UNR, de estas solo 96 transan en el MEM, es decir solo el 45%, mientras que el resto se encuentran con una relación comercial directa con las distribuidoras. Mientras mayor sea el número de UNR que participen de las transacciones del

MEM, ya sea vía contrato o mercado spot, el nivel de competencia por dicho segmento se incrementará, generando la oportunidad de obtener mejores condiciones comerciales.

El comportamiento de los elementos que componen la demanda se ve afectado por diferentes variables, algunas muy vinculadas al segmento económico al que pertenezcan y otras que dependen de su condición como usuario. Dentro de aquellas variables se encuentra la gestión de la demanda en horas de punta³⁵. Existe el incentivo económico de evitar cargos por concepto de reliquidación, es decir, los agentes que realizan retiros desde el SENI intentan no superar el valor de demanda que declaran cada año al Organismo Coordinador (OC), valor con el cual se realizan los cargos preliminares de potencia y derecho unitario de conexión.

Gráfico 80. Composición Demanda Máxima 2018 - 2020.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Para el caso específico del 2020, la demanda máxima real ocurrió el 18 de agosto a las 21 horas, alcanzando los 2576 MW, el cual representa el mayor valor registrado a la fecha en el SENI y un incremento del 5.7% al compararlo con el 2019. A pesar de lo anterior, el incremento porcentual de la demanda máxima fue inferior al observado en el período 2018 - 2019, el cual presentó un aumento de 9.8% al pasar de 2219 MW a 2437 MW. En el siguiente gráfico se detalla la composición de la demanda máxima, el cual se divide en tres anillos,

³⁵ Las horas de punta son definidas por el OC, tal y como lo establece el artículo 264 del RALGE. Actualmente está comprendido entre las 19 y 24 horas.

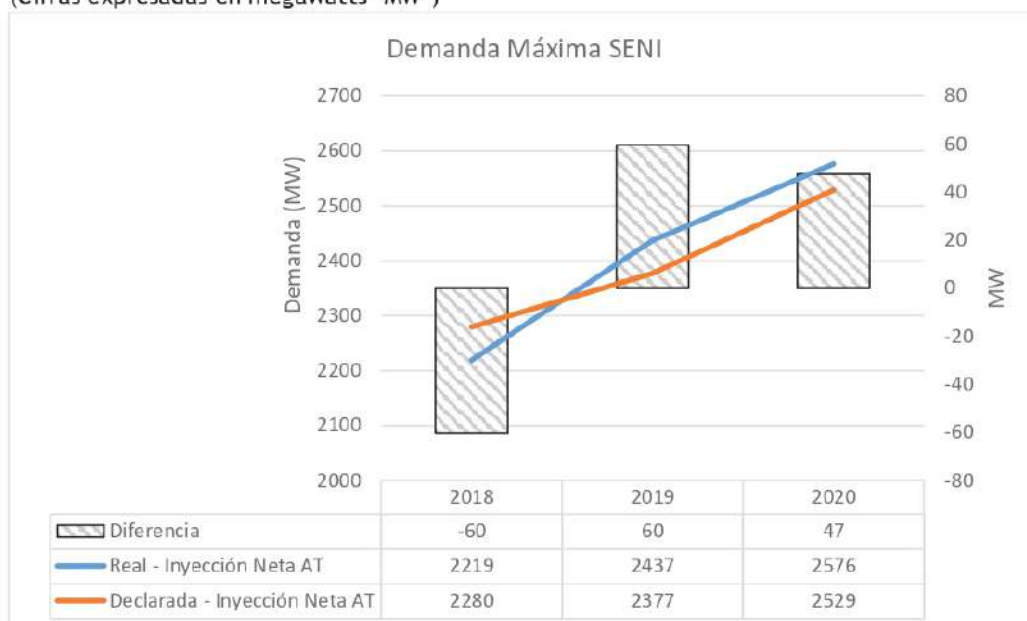
interior, central y exterior, los cuales representan los años 2018, 2019 y 2020, respectivamente.

Es evidente la participación predominante de las empresas distribuidoras, principalmente las EDE, teniendo una contribución a la demanda superior al 80% para todos los años del período analizado. El incremento en la participación en la demanda máxima del segmento de UNR durante el 2019 se debió, principalmente, a la empresa Falcondo, que aumentó sus operaciones durante dicho año aprovechando la tendencia de los precios del nickel en los mercados internacionales (Trading Economics).

Se muestra a continuación la evolución que ha tenido la demanda máxima real y la declarada durante los últimos 3 años, así como la diferencia en MW entre ambos valores.

Gráfico 81. Demanda Máxima SENI 2018 -2020

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: (Organismo Coordinador, 2020)

Las series se representan como el valor de inyección neta en alta tensión (AT), debido a que es en el lado de alta de todas las barras que se realizan las valorizaciones económicas para las transacciones.

La diferencia observada en el año 2020 de 47 MW entre la demanda máxima estimada y la real representa un valor superior a los MM RD\$ 660, por concepto de reliquidación de potencia, y de MM RD\$ 218 por concepto de reliquidación de las transferencias del derecho de conexión, ambos montos con intereses incluidos. Estos valores, cuyo monto unificado oscila los MM RD\$ 880, serán transados entre los agentes a través de notas de débito o de crédito,

dependiendo de la diferencia entre el valor de potencia declarado y el valor real retirado en la hora en que efectivamente ocurrió la demanda máxima.

Los principales deudores en estos procesos de reliquidación son aquellos agentes que componen la demanda, allí radica la importancia para ellos de tratar de, en primera instancia, realizar una declaración adecuada y luego tomar acciones para no superar la misma. Esto ha provocado, de manera implícita, que los agentes que componen la demanda y que deben declarar la misma, se comporten de una manera ligeramente diferente en las horas de punta.

La distorsión surge en el desacople que existe entre el mercado mayorista (EDE y UNR) y el mercado minorista (Usuarios Regulados³⁶), aunque este último mercado depende del primero, no percibe ningún tipo de señal económica para modificar su comportamiento y, por lo tanto, las EDE históricamente han recurrido al proceso de gestionar o limitar la demanda en horas de punta de manera más pronunciada.

Una de las consecuencias más notables de la pandemia del COVID-19 en el sector eléctrico dominicano fue la erradicación, casi en su totalidad, de la gestión de demanda por parte de las distribuidoras. Lo que generó una disrupción en la forma en cómo se abastecía la demanda a los usuarios regulados. Esto se verifica al comparar la demanda declarada de las distribuidoras durante los últimos años y la demanda real, solo en el 2020 las EDE superaron la demanda declarada. Lo anterior debido a las instrucciones impuestas desde el gobierno central con respecto a incrementar la continuidad del servicio a los usuarios.

Tabla 61. Demanda Declarada por segmentos

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)

Año	Distribuidoras		UNR	
	Demanda Declarada (MW)	Demanda Real (MW)	Demanda Declarada (MW)	Demanda Real (MW)
2018	2028	1969	205	194
2019	2078	2045	251	312
2020	2213	2321	265	197

Fuente: (Organismo Coordinador)

³⁶ Aunque hay tarifas reguladas que, si reflejan un costo de potencia distinto en horas de punta, la cantidad de usuarios es considerablemente menor que las BTS1 y BTS2, tarifas que tienen un precio monómico.

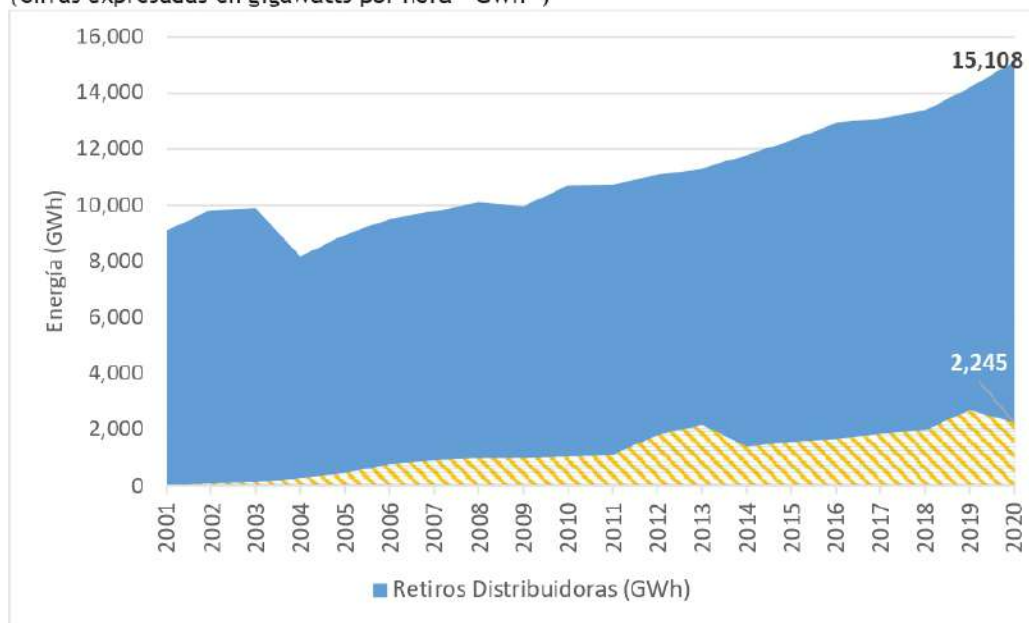
En otro tenor, la mayor contracción de la demanda en el 2020 sucedió en el segmento de los UNR, es decir, en un segmento predominantemente industrial y comercial. Aunque el grupo de grandes usuarios lo componen empresas de diversos rubros económicos, los de mayor consumo energético como las zonas francas y empresas vinculadas a la minería y la metalurgia, fueron los más afectados, por los efectos económicos y de restricción de personal que provocó el COVID-19.

El consumo de electricidad de la República Dominicana, específicamente en el SENI, siempre ha reflejado un crecimiento de carácter vegetativo, vinculado fundamentalmente, al crecimiento poblacional. Sin embargo, este crecimiento suele verse afectado por el comportamiento de la economía, un ejemplo de ello puede verse en los casos de crisis económicas, tales como las experimentadas en la primera década del nuevo milenio (2004 y 2009).

Al segregar el consumo de electricidad (GWh) entre las distribuidoras y los UNR, se puede evidenciar que este último segmento siempre ha mantenido una tendencia alcista, a pesar, incluso, de las crisis económicas previamente mencionadas, a diferencia de las distribuidoras que suelen reflejar de manera más directa e inmediata el efecto de las condiciones adversas.

Gráfico 82. Evolución del consumo de electricidad - SENI

(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh -)



Fuente: (Organismo Coordinador)

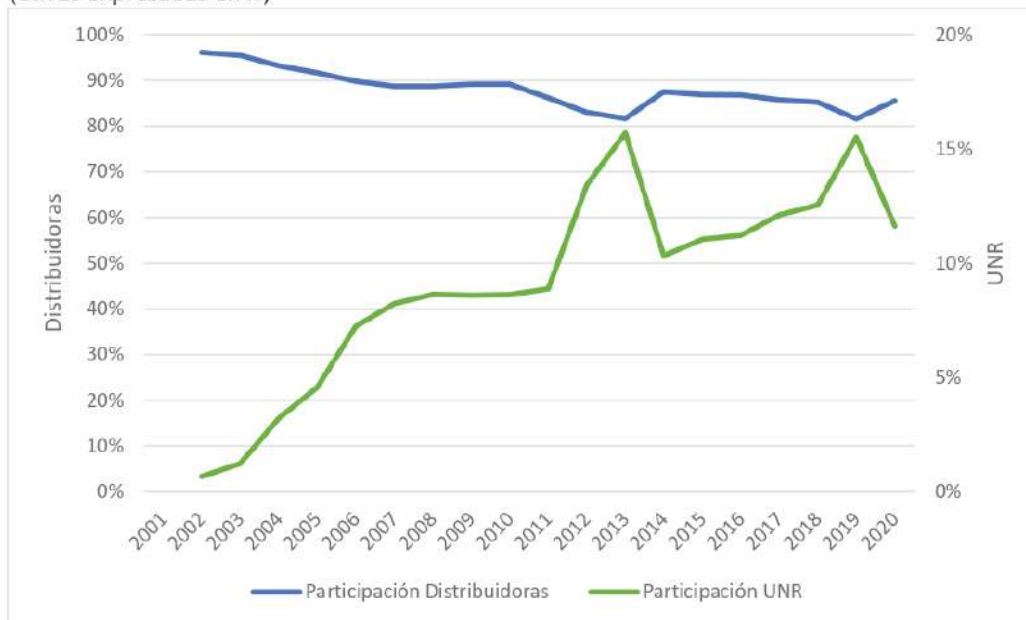
Para el caso específico del año 2020, y la pandemia del COVID-19, el comportamiento fue a la inversa, las distribuidoras incrementaron la disponibilidad de sus circuitos, eliminando la gestión de demanda, a raíz del

confinamiento de la sociedad, mientras que el sector empresarial se vio en la obligación de disminuir operaciones, con sus respectivas consecuencias.

Al representar la participación de la demanda del SENI en términos porcentuales con respecto a la generación total, se evidencia lo comentado anteriormente, de manera sostenida el segmento UNR ha ido incrementando su ponderación e importancia. Esto indica un mayor crecimiento, en términos porcentuales, del sector industrial con respecto al residencial.

Para el período 2000 - 2010, la participación distribuidora - UNR era 91% y 6%, respectivamente, mientras que para el período 2010-2020 esta participación fue de 85% y 12%, reflejando un crecimiento del 100% para el segmento de los grandes usuarios.

Gráfico 83. Participación Distribuidoras - UNR en la demanda
(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Añadido a este crecimiento, también se encuentra el hecho de que, con el pasar de los años, un mayor número de empresas han optado por utilizar su condición de UNR para transar en el MEM, ya sea por contrato con un agente o mediante el spot, lo que se traduce en un traslado de demanda, que antes se encontraba agregada con alguna de las distribuidoras. Los incrementos que se observan en los años 2012 - 2013 corresponden al inicio de operaciones de Barrick Gold, que en un principio retiraba la electricidad de sus operaciones desde el SENI. A partir del 2014 pasan a autoabastecerse a través de la central Quisqueya I, pasando luego a inyectar al SENI sus excedentes de generación. En el caso del 2019 el incremento se debe al aumento de la demanda por las operaciones de Falcondo, en consonancia con lo antes mencionado.

La demanda de electricidad del conjunto de distribuidoras para el 2020 fue igual a 15,108.00 GWh para un incremento del 6% respecto al 2019. En contraste, el segmento de UNR, reflejó una contracción de 24% al pasar de 2701 GWh en el 2019 a 2054 GWh en 2020.

Tabla 62. Generación Energía 2018 - 2020

(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh-)

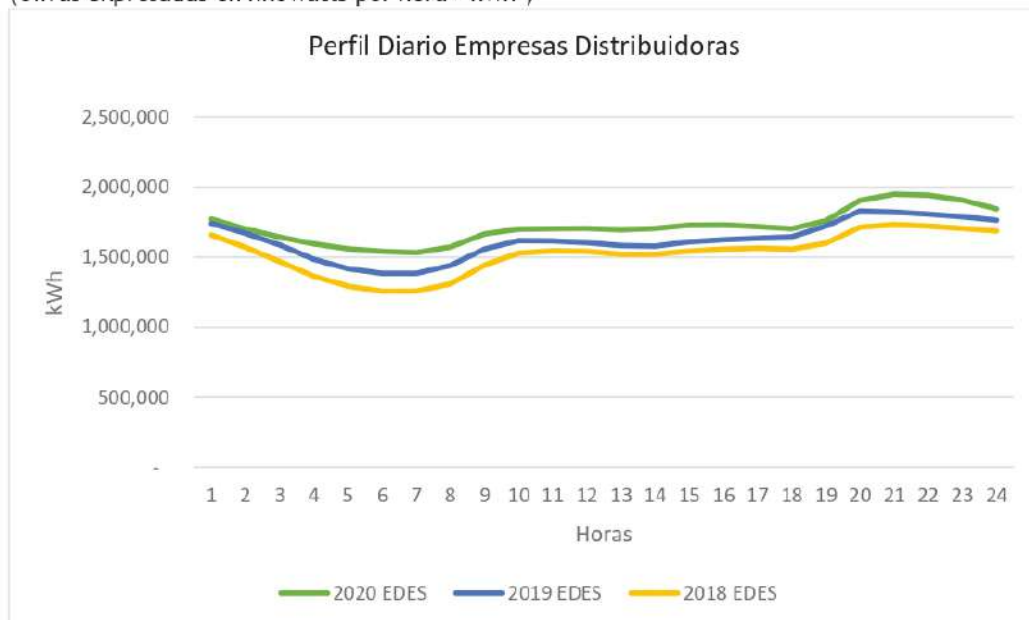
Año	Generación (GWh)	Retiros Distribuidoras (GWh)	Demanda UNR (GWh)	Retiros Generadores (GWh)	Pérdidas Totales (GWh)
2018	15,702.00	13,377.00	1,970.00	68.20	286.43
2019	17,409.00	14,202.00	2,701.00	181.59	324.00
2020	17,663.00	15,108.00	2,054.00	191.39	309.49

Fuente: (Organismo Coordinador)

El incremento que se observa en los retiros de los generadores a partir del 2018 se debe al aumento en los retiros por parte del autoproducer PVDC desde septiembre del 2018. A partir de la citada fecha, la referida empresa realiza una segmentación de su central Quisqueya I, la cual consta de 12 motores de combustión interna, disponiendo cuatro de sus unidades de manera exclusiva para el SENI, antes de septiembre 2018 Quisqueya I era utilizada únicamente para abastecer las operaciones de la mina.

Gráfico 84. Perfil Demanda Diaria EDES, 2018 -2020

(Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Con la finalidad de poder analizar de manera concisa el comportamiento de la demanda durante los últimos 3 años, se procedió a construir las curvas típicas diarias de las distribuidoras y del segmento de los UNR, gracias a esto es posible

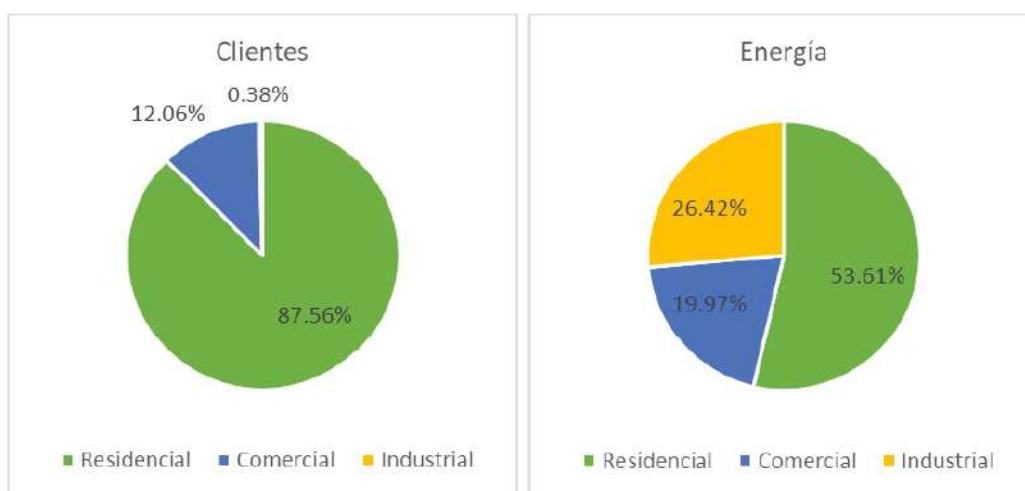
identificar las tendencias, modificaciones en el patrón de consumo, e incluso, la penetración de la generación distribuida. Las curvas típicas fueron construidas tomando los valores horarios de cada mes y calculando el promedio horario para todo el año.

La gráfica 84 contempla los perfiles de las empresas distribuidoras, incluidas LFLT y EPDL. La curva azul representa el comportamiento promedio de las empresas distribuidoras durante el 2020, se observa una demanda más plana con respecto al 2019 y 2018, con la excepción de las horas nocturnas, donde resalta un crecimiento más pronunciado de la demanda, vinculado a la disminución de la gestión de demanda, como se había indicado anteriormente.

Lo anterior permite verificar la relativamente baja ponderación que tiene el segmento industrial y de manufactura dentro de la curva de carga de las distribuidoras, ya que a pesar de las restricciones impuestas por el gobierno a raíz de la pandemia del COVID-19, que provocó una disrupción en las operaciones de las empresas, la curva de demanda no presentó modificaciones importantes que puedan vincularse al sector empresarial.

Gráfico 85. Composición de la cartera de clientes regulados de las EDES.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2021)

De acuerdo con la información disponible en la sección de datos abiertos de las distribuidoras³⁷, (EDENORTE) y (EDEESTE) agrupando las tarifas dependiendo del tipo de cliente regulado en residencial (BTS1), comercial (BTS2, BTH y BTD) e industrial (MTD1, MTD2 y MTH), se obtiene que la composición de la cartera de

³⁷ La data de EDESUR no estaba disponible.

clientes de las EDE, en términos de tipo de cliente y de volumen de energía demandada, es la siguiente:

En cuanto a la cantidad de clientes, menos del 1% pertenece a los que tienen tarifas de tipo industrial, sin embargo, representan cerca del 26.5% del volumen de energía total retirado por las distribuidoras. A pesar de esto, tal como fue resaltado anteriormente, es predominante la participación del sector residencial dentro de la demanda de las distribuidoras.

El segmento de los UNR que transa en el MEM, al término del año 2020, estaba compuesto por un total de 96 empresas³⁸, las cuales pertenecen a diferentes actividades comerciales, a saber:

Tabla 63. UNR por actividad comercial, 2020.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Actividad Comercial	Cantidad UNR MEM	Retiros (GWh)
Zona Franca	16	446
Minería	4	425
Cementos - Producción	7	421
Industrial	29	347
Alimentos	21	283
Servicios	19	132
Total	96	2,054

Fuente: (Organismo Coordinador)

Las empresas de mayor consumo energético pertenecientes al segmento UNR, son las que pertenecen al sector minería y las cementeras. En contraste, las que pertenecen al sector de servicios (hoteles, banca, telecomunicaciones, etc.) requieren una cantidad de electricidad mucho menor para sus procesos.

Al analizar el perfil de demanda diario promedio de los grandes usuarios, se puede verificar que el mayor nivel de consumo de electricidad sucede durante las horas diurnas, es decir, desde las 07:00 hasta aproximadamente las 19:00, un patrón que se mantiene para todos los años analizados. Se puede observar una ligera depresión en la demanda en las horas cercanas al medio día lo cual es un reflejo de dos factores:

- Disminución de la actividad empresarial por la hora de almuerzo
- Incremento de la producción de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo de las diferentes empresas.

Basados en la forma de la curva que representa a los grandes usuarios, se puede afirmar que este segmento de la demanda podría aprovechar, de manera directa, una mayor inserción de proyectos de tipo fotovoltaico en el

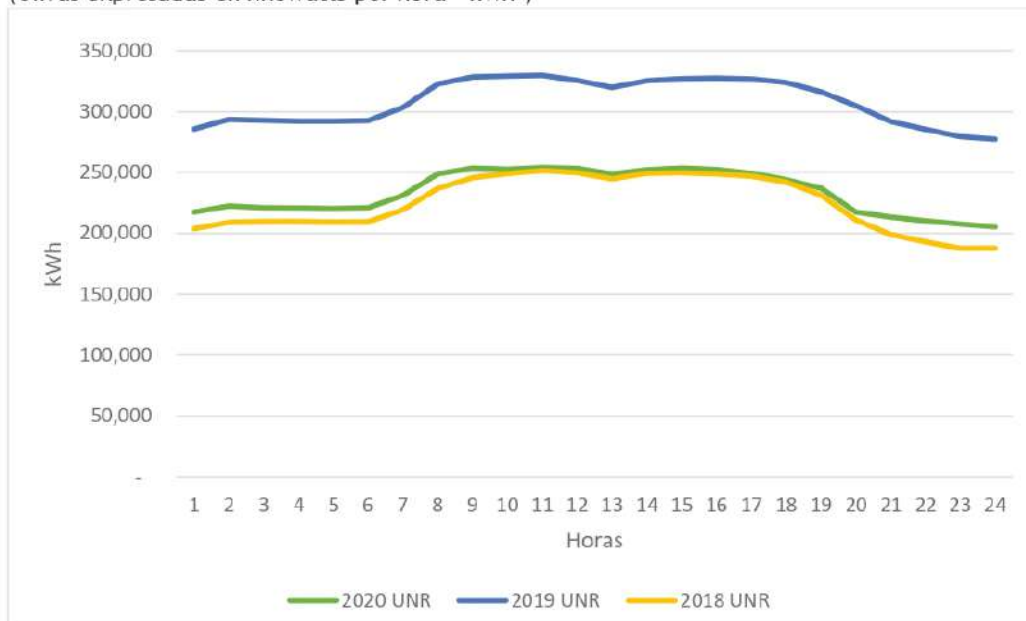
³⁸ Cantidad que transaba en el MEM a final del 2020, ya sea por contrato o vía el mercado Spot.

SENI. El delta de potencia promedio entre las horas diurnas y las nocturnas es de 30 MW.

Resalta la disminución en el consumo de electricidad del sector empresarial durante el 2020, tal y como ya se había citado. El perfil de demanda del 2020 presentó niveles muy similares a los observados en el 2018. La forma o patrón de la curva diaria de carga promedio anual, en esencia, se mantiene sin variaciones importantes.

Gráfico 86. Perfil Demanda Diaria UNR, 2018 -2020.

(Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Con la intención de analizar en mayor detalle el impacto en el consumo de electricidad de las medidas de aislamiento implementadas a raíz de la pandemia del COVID-19, se procede a mostrar los gráficos de curva diaria de carga para el mes de abril de cada año analizado.

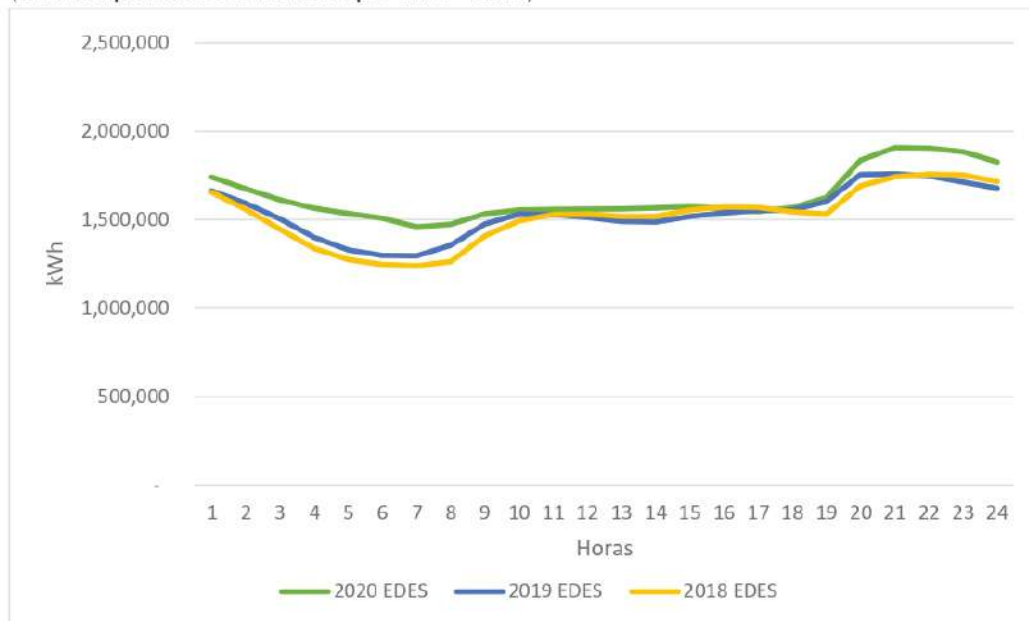
El primer estado de emergencia fue emitido en fecha 19 de marzo de 2020³⁹, por esto se decide utilizar como mes pivote abril, debido a la rigidez de las medidas y a ser el primer mes completo luego de proclamado el estado de excepción.

El comportamiento horario promedio observado durante el mes de abril para las distribuidoras, incluidas LFLT y EPDL, se muestra a continuación.

³⁹ Mediante el decreto presidencial 134-20.

Gráfico 87. Perfil Demanda Diaria EDES, Impacto del COVID-19.

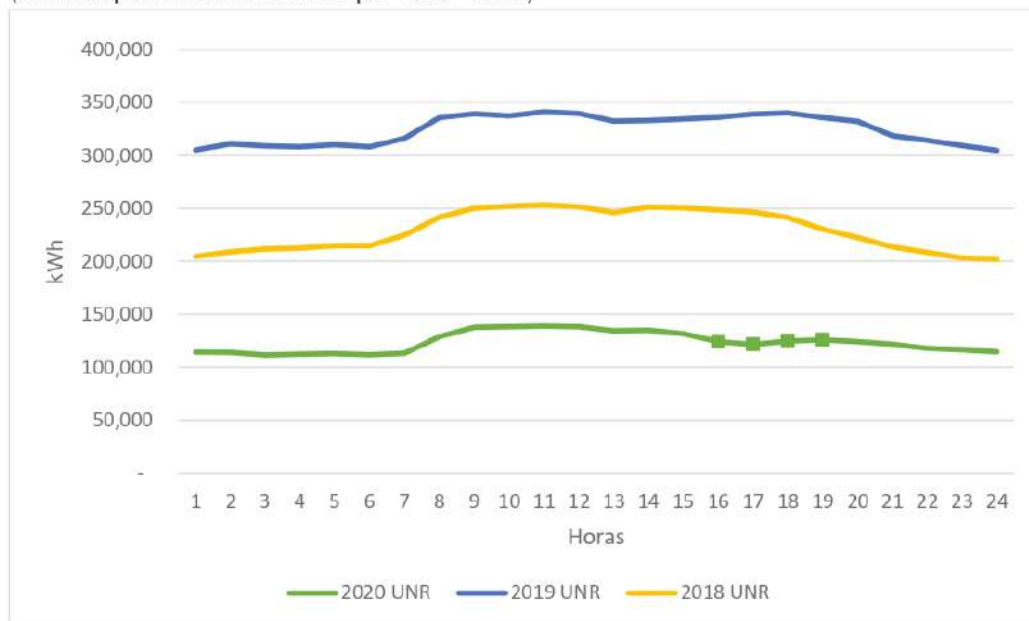
(Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Gráfico 88. Perfil Demanda Diaria UNR, Impacto del COVID-19.

(Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

Se observa un comportamiento que, a grandes rasgos, es coherente con el obtenido en el gráfico 86. Con respecto al perfil de demanda de los grandes usuarios durante el mes de abril del 2020, resalta la disminución del consumo en un 62% y 47%, al compararlos con el perfil de 2019 y 2018, respectivamente.

De igual forma se observa una modificación en el patrón de consumo, con una depresión a partir de las 14 - 15 horas, reflejando el cierre de operaciones de las empresas debido a las restricciones establecidas por el estado de emergencia.

a.5.iii.8. Situación actual de la actividad de auto producción bajo la Ley Núm. 57-07

Mediante la comunicación OC-2019-000515, de fecha 16/05/2019, el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC) solicitó conjuntamente a la Superintendencia de Electricidad (SIE) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), una aclaración sobre los “PUNTOS DE RETIRO CON INYECCIONES EN EL MEM”; en dicha comunicación el OC, señala entre otras cosas, lo siguiente:

“(...)” “La demanda eléctrica de un sistema es la intensidad de corriente, o potencia eléctrica, relativa a un intervalo de tiempo específico, que absorbe su carga para funcionar.

Durante el proceso de revisión de las lecturas consideradas en el proceso de las transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se ha evidenciado que existen Puntos de Retiro y Usuarios No Regulados (UNR) que presentan en varias horas inyecciones en el sistema...

Considerando que para el OC realizar la planificación y coordinación de la operación del SENI, a mínimo costo, y el cálculo de las transacciones económicas de energía y potencia, requiere contar con las informaciones y datos de pronósticos de los puntos de inyecciones y retiros, ...

Acorde a la normativa vigente, la Superintendencia de Electricidad (SIE) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) son las entidades que emiten los permisos, concesiones y títulos habilitantes y las condiciones (derechos y obligaciones) para la operación de los agentes del MEM. Conforme a que no se dispone de una reglamentación que regule este tipo de situación, cortésmente, se solicita verificar estos casos e indicar cuál debe ser su tratamiento en la programación y operación del SENI y las transacciones económicas referente a Energía y Potencia”. “(...)”

Por su parte, la Comisión Nacional de Energía (CNE) mediante la comunicación de fecha 20 de agosto del 2019, le responde a la Superintendencia de Electricidad (SIE) y al Organismo Coordinador (OC) aclarando la naturaleza jurídica de la figura de autoproducción eléctrica en régimen especial, las incidencias regulatorias en el mercado eléctrico mayorista y sus implicaciones en las transacciones económicas, lo que se puede observar en el siguiente extracto de la comunicación:

“(...)” “Sobre la base de lo que antecede, existen elementos imprescindibles que, amparados en la Ley Núm. 57-07, les concede de forma simultánea realizar las actividades de autoproducción a los usuarios regulados y no

regulados que instalen sistemas para aprovechar recursos renovables siempre y cuando ostenten la condición de “Auto productor de Energía Renovable” a través de los permisos y/o las preceptivas autorizaciones de la CNE según lo establecido en los Art. 97 y Art. 98 del reglamento de aplicación de la Ley No.57-07 y el artículo 7 del RALGE Núm. 125-01.

Cabe destacar que esta condición de simultaneidad permite que el Auto productor de Energía Renovable pueda realizar la venta de los excedentes de energía en el SENI, siempre que esté vinculado a un Punto de Conexión de la Empresa Distribuidora, la cual está facultada para comprar como vender dichos excedentes en el SENI según lo establece el Art. 20 de la Ley Núm. 57-07 en calidad de Agente Responsable del Punto de Conexión, mediante los siguientes mecanismos:

(i) *Usuarios Regulados con sistemas de instalaciones fotovoltaicas (u otras fuentes de energías renovables) para autoproducción.*

a) *Potencia instalada hasta 1.0 MW los cuales podrán conectarse a las redes Distribución y/o Transmisión a través del programa de medición neta con la empresa distribuidora, según lo establecido en el Art.4 del reglamento de medición neta. En tales casos, la Empresa Distribuidora deberá contemplar las inyecciones de excedentes de energía que pudieran efectuarse en dicho punto, para la coordinación de la operación del SENI según la Ley No. 125-01.*

b) *Potencia instalada inferior a 1.5 MW y que no desean acogerse al Programa de Medición Neta, podrán conectarse a las redes Distribución y/o Transmisión con la posibilidad de generar excedentes que puedan ser enviados al SENI, mediante un acuerdo bilateral con la empresa distribuidora. En tales casos, la Empresa Distribuidora deberá contemplar las inyecciones de excedentes de energía que pudieran efectuarse en dicho punto, para la coordinación de la operación del SENI según la Ley No. 125-01. Dichos Usuarios No Regulados deberán estar registrados por la CNE bajo el Régimen Especial de producción de electricidad, en caso contrario deberán solicitar la correspondiente concesión al Poder Ejecutivo vía la CNE, previa recomendación de la SIE, para los efectos de lo dispuesto por los artículos 10 y 38 de la Ley 125-01.*

c) *Potencia instalada igual o mayor a 1.5 MW podrán conectarse a las redes Distribución y/o Transmisión con la posibilidad de generar excedentes que puedan ser enviados al SENI, para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), según lo establecido en el Art.100 del reglamento aplicación de la Ley No.57-07. En tales casos, deberán solicitar la correspondiente concesión al Poder Ejecutivo vía la CNE, previa recomendación de la SIE, para los efectos de lo dispuesto por los artículos 10 y 38 de la Ley 125-01.*

(ii) *Usuarios No Regulados con sistemas de instalaciones fotovoltaicas (u otras fuentes de energías renovables) para autoproducción.*

a) *Potencia instalada inferior a 1.5 MW los cuales podrán conectarse a las redes Distribución y/o Transmisión con la posibilidad de generar excedentes que puedan ser enviados al SENI, únicamente mediante un acuerdo bilateral con la empresa distribuidora. En tales casos, la Empresa Distribuidora deberá contemplar las inyecciones de excedentes de energía que pudieran efectuarse en dicho punto, para la coordinación de la operación del SENI según la Ley No. 125-01. Dichos Usuarios No Regulados deberán estar registrados por la CNE bajo el Régimen Especial de producción eléctrica, en caso contrario deberán solicitar la correspondiente concesión al Poder Ejecutivo vía la CNE, previa recomendación de la SIE, para los efectos de lo dispuesto por los artículos 10 y 38 de la Ley 125-01.*

b) *Potencia instalada igual o mayor a 1.5 MW podrán conectarse a las redes Distribución y/o Transmisión con la posibilidad de generar excedentes que puedan ser enviados al SENI, para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), según lo establecido en el Art.100 del reglamento aplicación de la Ley No.57-07. En tales casos, deberán solicitar la correspondiente concesión al Poder Ejecutivo vía la CNE, previa recomendación de la SIE, para los efectos de lo dispuesto por los artículos 10 y 38 de la Ley 125-01". “(...)"*

Al amparo de lo expresado, la Superintendencia de Electricidad (SIE) instruye al Organismo Coordinador (OC) a proceder de la manera siguiente:

(a) Establecer como Agente MEM responsable de un punto de conexión en el SENI, con arreglo a lo previsto en el artículo 288 RALGE, al titular de la respectiva licencia (caso de UNR) o título habilitante (Concesión Definitiva); reiteramos que en ningún caso un Agente MEM generador puede asumir la representación, para fines de transacciones económicas, de un Agente MEM cogenerador, auto productor o UNR, independientemente de quién sea el propietario de las instalaciones de generación, o de quien las haya construido o instalado el SMC en el punto de conexión;

(b) Remitir en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles a partir de la recepción de la presente comunicación, las siguientes informaciones (i) USUARIOS REGULADOS y USUARIOS NO REGULADOS (UNR) con inyecciones al SENI verificadas a través de SMC; (ii) Agente MEM responsable en el punto de conexión de dichas instalaciones con el SENI, y título habilitante que fundamenta la operación/explotación de la actividad de autoproducción (concesión definitiva, certificación CNE); (iii) Capacidad declarada de tales usuarios, si hubiere sido realizada tal declaración.

Una vez que la Superintendencia ejecute el procedimiento para regularizar las situaciones de UR/UNR con inyecciones, notificará al OC conforme al literal “a” de la presente comunicación para que adopte las medidas que correspondan según el caso.

A continuación, se presentan las inyecciones de energía de los UNR desde enero 2018 hasta diciembre 2020.

Tabla 64. Inyecciones totales de energía por parte de los UNR correspondiente al período 2018 -2020, clasificados por regiones. (Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)

Región	Total (kWh)
Este	(375,303)
Metropolitana	(3,257,576)
Norte	(8,646,037)
Sur	(1,764,762)
Total general	(14,043,680)

Fuente: Elaboración Propia de la CNE.

Tabla 65. Inyecciones de energía por parte de los UNRs correspondiente al período 2018 -2020, clasificados por puntos de retiros.

(Cifras expresadas en kilowatts por hora - kWh-)

Punto de Retiro	Código CIU	Actividad Económica	Total (kWh)
EDEESTE	633321	Actividades de aeropuerto y de control del tráfico aéreo	-92,049
EDEESTE	701091	Operadoras de zonas francas	-30,776
EDENORTE	633321	Actividades de aeropuerto y de control del tráfico aéreo	-51
EDENORTE	151345	Fabricación de alimentos de frutos y pastas	-1,178,008
EDENORTE	659931	Actividades de las sociedades holding	-802,813
EDENORTE	512274	Venta al por mayor de condimentos y especias	-122,600
EDENORTE	153110	Molienda de trigo	-6,293
EDENORTE	523410	Venta al por menor de artículos de ferretería	-512,739
EDENORTE	n/d	Centrales de generación eléctrica	-1,857
EDENORTE	701091	Operadoras de zonas francas	-293,654
EDENORTE	n/d	n/d	-1,707
EDESUR	151310	preparación de conservas de frutas, hortalizas y legumbres	-82,034
EDESUR	151345	fabricación de alimentos de frutos y pastas	-594,163
EDESUR	154201	elaboración de azúcar	-349,677
EDESUR	155301	elaboración de cerveza, bebidas malteadas y de malta	-578
EDESUR	514310	venta al por mayor de aberturas (incl. puertas, ventanas, cortinas de enrollar de pvc, madera, aluminio, puertas corredizas, frentes de placards, etc.)	-9,094
EDESUR	523410	venta al por menor de artículos de ferretería	-3,499
EDESUR	633321	actividades de aeropuerto y de control del tráfico aéreo	-532,125
EDESUR	n/d	n/d	-42,402
UNR	11111	cultivo de arroz	-2,235,374
UNR	11521	productos agrícolas en general	-232,679
UNR	151191	fabricación de aceites y grasas de origen animal comestible	-167,534
UNR	155301	elaboración de cerveza, bebidas malteadas y de malta	-198,525
UNR	232002	fabricación de materiales de construcción de sustancias vegetales aglomerados con cemento, yeso u otros minerales	-9
UNR	241304	fabricación de fenólicas y resinas epoxi y poliuretanos	-76
UNR	252010	fabricación de envases plásticos	-1,207,040
UNR	269410	elaboración de cemento	-150,272
UNR	269594	fabricación de materiales de construcción de sustancias vegetales aglomerados con cemento, yeso u otros minerales	-93,217

Punto de Retiro	Código CIU	Actividad Económica	Total (kWh)
UNR	271009	fabricación en industrias básicas de productos de hierro y acero n.c.p.	-1,354,553
UNR	289910	fabricación de envases metálicos	-1,852,261
UNR	511915	venta de combustibles, minerales, metales y productos químicos industriales, incluidos los fertilizantes	-191,875
UNR	521120	venta al por menor en supermercados con predominio de productos alimentarios y bebidas	-8,910
UNR	551222	servicios de alojamiento en hoteles, hosterías y residenciales similares, excepto por hora, que incluyen servicio de restaurante al público	-2
UNR	633321	actividades de aeropuerto y de control del tráfico aéreo	-66,800
UNR	635001	servicios de gestión y logística para el transporte de mercaderías (incl. las actividades de los agentes aduaneros)	-1,525,924
UNR	659931	actividades de las sociedades holding	-129
UNR	701091	operadoras de zonas francas	-58,457
UNR	809901	enseñanza para adultos y servicios de enseñanza n.c.p. (incl. instrucción impartida mediante prog. de radio, tv, correspondencia y	-43,539
UNR	923301	servicios de jardines botánicos, zoológicos y de parques nacionales	-3
			-14,043,298

Fuente: Elaboración propia en base a datos de las empresas distribuidoras, 2021.

En la actualidad, se tiene una propuesta avanzada para la regulación de la actividad de auto producción renovable en el mercado eléctrico mayorista. La misma se encuentra en proceso de revisión por parte de las instituciones reguladoras del MEM y el Organismo Coordinador (OC). Una vez culminada la SIE emitirá el reglamento que rija la figura de auto producción renovable en sus relaciones con los demás agentes del MEM y el OC.

a.5.iii.9. Abastecimiento de la demanda del SENI

República Dominicana es un importador neto de recursos energéticos, lo cual la hace dependiente de los precios en los mercados internacionales y su compleja dinámica geopolítica. Toda estrategia política que promueva disminuir esta dependencia, siempre que se dimensione de manera eficiente, ha de reeditar beneficios en el largo plazo.

Históricamente el abastecimiento de la demanda de electricidad en el SENI ha sido en base a combustibles fósiles, en un porcentaje muy cercano al 90%. Hasta el año 2011 la única producción de electricidad de fuentes renovables provenía de la generación hidráulica, la cual es de carácter limitado en el país. Poco a poco esta situación ha ido cambiando gracias a la incorporación de proyectos de generación renovables.

En el 2020, por primera vez en el SENI, la producción de electricidad a través del viento superó los 1000 GWh, para reflejar un incremento del 47% respecto el 2019. En términos de participación de abastecimiento de la demanda, el viento y el agua tuvieron ponderaciones similares.

Tabla 66. Producción Electricidad por Fuente Primaria.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

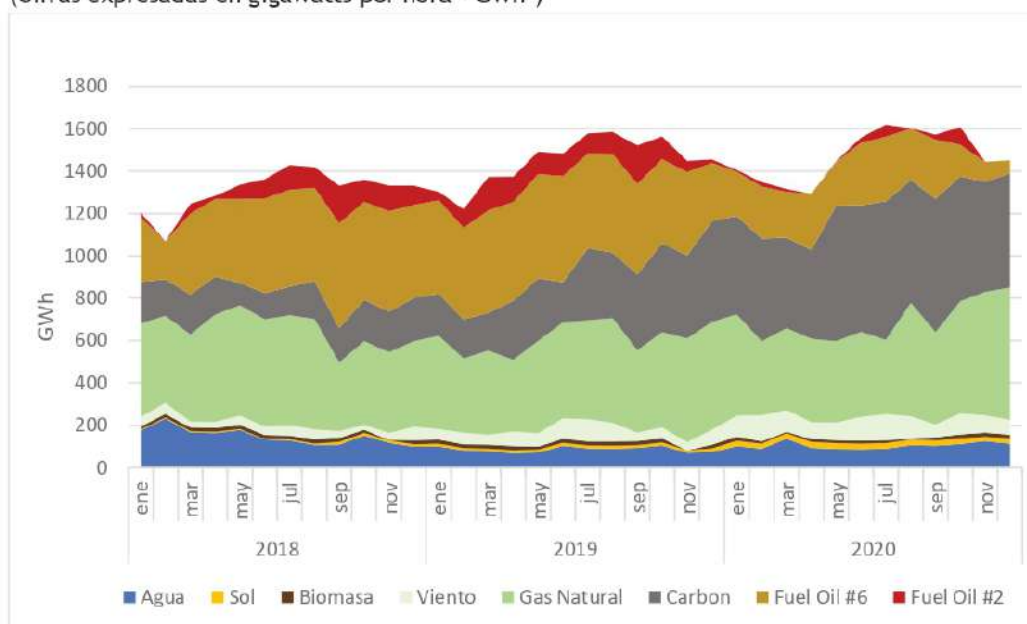
Fuente Primaria	Producción (GWh)			Participación		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
Gas natural	5,344	5,213	5,454	34%	30%	31%
Carbón	2,034	3,624	6,551	13%	21%	37%
Fuel oil #2	948	1,178	237	6%	7%	1%
Fuel oil #6	4,850	5,217	2,566	31%	30%	15%
Agua	1,761	1,025	1,245	11%	6%	7%
Viento	481	772	1,139	3%	4%	6%
Biomasa	202	207	168	1%	1%	1%
Sol	82	160	305	1%	1%	2%
Total	15,702	17,394	17,663	100%	100%	100%

Fuente: (Organismo Coordinador)

Mientras que la producción fotovoltaica reflejó un aumento de 91% al pasar de 160 GWh en 2019 a 305 GWh en el 2020. Estos importantes cambios en la producción en base al viento y al sol se deben a que un gran número de proyectos eólicos y fotovoltaicos ingresaron al SENI a finales del 2019. El gráfico 82 muestra el desplazamiento de las diferentes fuentes primarias.

Gráfico 89. Producción de energía por fuente primaria

(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

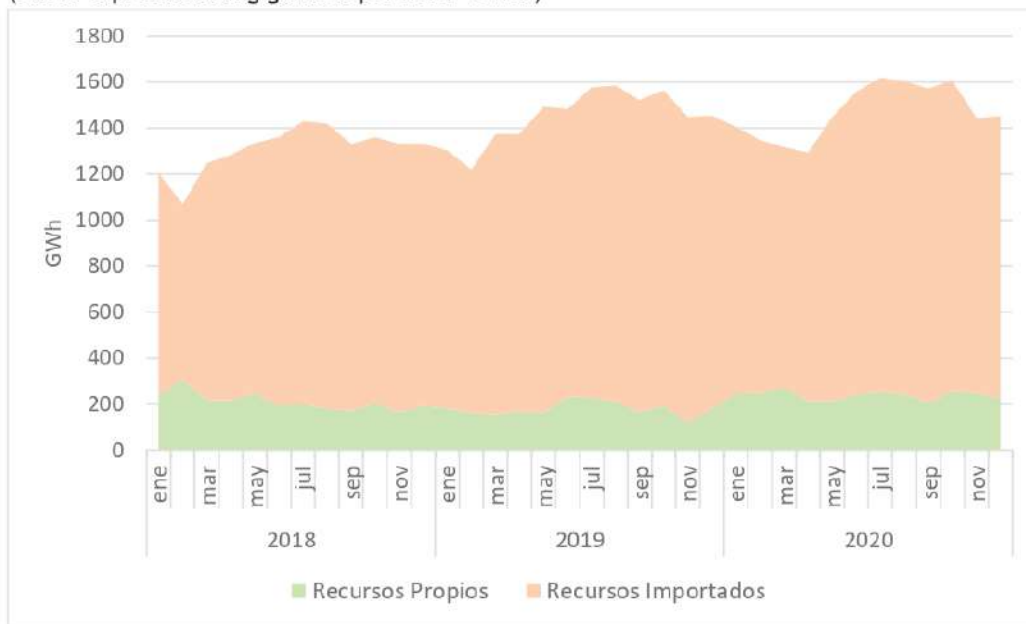
En el transcurso de los años 2018 a 2019 se puede apreciar la disminución paulatina del combustible fuel oil #2 hasta llegar a finales de 2020 donde virtualmente desaparece su participación gracias a la conversión de las unidades de CESPM a gas natural, se puede afirmar que la participación de este

combustible estará limitada a situaciones de emergencia donde se enfrenten condiciones de desabastecimiento.

De igual forma, tal como se evidencia en el referido gráfico, *el fuel oil #6* ha perdido participación frente a los incrementos en el uso del carbón y el gas natural. Esto debido a la incorporación plena de las unidades de Punta Catalina y a la conversión a gas natural de las unidades de Quisqueya I, II y CESP. Tal y como se había previsto, la participación de los combustibles de mayor costo ha sido reducida ante estos cambios.

Gráfico 90. Balance Producción Electricidad.

(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh-)



Fuente: (Organismo Coordinador)

En aspectos de seguridad energética, específicamente del abastecimiento de electricidad, es necesario verificar qué porcentaje de esta se produce a través de recursos propios. Para el caso de la República Dominicana esto se limitaría a la generación a través de las fuentes renovables.

Del total generado a finales de 2020, solo el 16% fue a través de recursos propios, lo que refleja el nivel de exposición que posee el país en términos energéticos. Aún queda por explotar un amplio potencial de recursos eólicos y de irradiación solar, que han de permitir que por lo menos el 25% de la energía que se consume en el país no requiera de importaciones de combustibles fósiles de acuerdo con la meta planteada en el artículo 21 de la ley 57-07.

Se procede a analizar la participación en el abastecimiento de la demanda, en base a la producción de electricidad de los diferentes agentes del MEM durante el período 2018-2020:

Tabla 67. Producción Electricidad por Agente del SENI

(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh -)

Agente	2018		2019		2020	
	Producción (Gwh)	%	Producción (Gwh)	%	Producción (Gwh)	%
Aes Andrés	1941.7	12.4%	1935.6	11.1%	1424.3	8.1%
CDEEE	819.6	5.2%	2387.0	13.7%	5122.5	29.0%
DPP	2522.7	16.1%	2394.0	13.8%	2116.8	12.0%
EGEHID	1761.3	11.2%	1025.1	5.9%	1244.6	7.0%
GPLV	1092.2	7.0%	1104.9	6.4%	480.8	2.7%
EGE HAINA	2464.7	15.7%	2944.1	16.9%	2361.1	13.4%
ITABO	1746.6	11.1%	1824.1	10.5%	1591.8	9.0%
LAESA	576.9	3.7%	582.6	3.3%	520.8	2.9%
METALDOM	162.3	1.0%	144.0	0.8%	86.0	0.5%
MONTE RIO	82.8	0.5%	117.7	0.7%	41.6	0.2%
SEABOARD	879.4	5.6%	883.0	5.1%	678.0	3.8%
PVDC	289.1	1.8%	451.4	2.6%	382.2	2.2%
Los Origenes	318.9	2.0%	303.3	1.7%	236.8	1.3%
ELECTRONIC JRC	49.0	0.3%	50.5	0.3%	47.9	0.3%
LEAR	443.4	2.8%	432.7	2.5%	266.8	1.5%
SPBE	201.7	1.3%	206.5	1.2%	167.7	0.9%
Montecristi Solar	32.6	0.2%	103.1	0.6%	101.0	0.6%
Agua Clara	0.0	0.0%	98.9	0.6%	157.9	0.9%
PECASA	0.0	0.0%	93.6	0.5%	178.8	1.0%
GED	0.0	0.0%	57.0	0.3%	103.2	0.6%
EMERALD	0.0	0.0%	2.2	0.0%	59.7	0.3%
WCG	0.0	0.0%	3.9	0.0%	96.6	0.5%
Poseidón	0.0	0.0%	5.5	0.0%	196.7	1.1%
San Felipe	83.0	0.5%	56.1	0.3%	0.0	0.0%
CEPP	233.8	1.5%	187.6	1.1%	0.0	0.0%
TOTAL	15701.7	100%	17394.1	100%	17663.3	100%

Fuente: (Organismo Coordinador)

Al término del año 2020, los 3 agentes con mayor participación en el abastecimiento de la demanda fueron CDEEE, EGE Haina y DPP, con 29.0%, 13.4% y 12.0%, respectivamente, acumulando entre ellos el 54.4% del total abastecido.

La CDEEE es considerado como un agente del MEM mientras administre contratos de compra de energía con los productores independientes de energía (IPPs) (Ley 125-01). Hasta marzo 2019 sus inyecciones provenían esencialmente desde las unidades de CESP. A partir de la citada fecha, Punta Catalina inicia sus inyecciones de prueba al SENI, incrementando la participación de CDEEE, esta vez mediante una central estatal y no como IPP. Al contemplar como estatal las inyecciones de EGEHID y CDEEE se observa una participación de un 36% para el 2020, mientras que en el 2018 era de tan solo un 16.3%. A expensas de este incremento en la participación de la CDEEE, los agentes con las unidades con mayores costos de operación vieron disminuir su participación en el

abastecimiento de la demanda, resaltan los casos de CEPP y San Felipe que no realizaron inyecciones en el 2020.

Se observa una pronunciada disminución en la producción de la central AES Andrés en el 2020, vinculada a mantenimientos que involucraban la turbina de vapor, quedando esta central operando solo con su turbina de gas.

Luego de obtener las cuotas de participación de los diferentes agentes, se procede a mostrar la concentración del mercado, en términos de producción (ventas) de electricidad, a través del índice de Herfindahl-Hirshman (IHH).

El índice de Herfindahl-Hirshman es ampliamente utilizado con el fin de calcular y/o medir el grado de concentración de un determinado mercado o una determinada industria, su aplicación se basa en conocer las cuotas de mercado de las firmas y así generar un indicador, el cual permite apreciar el atributo ya mencionado (Ruiz-Paredes, y otros, 2017).

EL IHH se calcula elevando al cuadrado las cuotas de participación de los diferentes participantes de un mercado y luego sumando las mismas. Este índice puede tomar valores entre cero hasta 10,000. Mientras la concentración del mercado incrementa, el indicador también crecerá, reflejando una tendencia al monopolio, mientras que un IHH muy bajo (cerca de 0) refleja un mercado en competencia perfecta. El departamento de justicia de los Estados Unidos considera un mercado competitivo si su IHH es menor a 1500, para valores entre 1500 a 2500 es moderadamente concentrado y si es igual o supera los 2500 se considera altamente concentrado (Investopedia).

Para el caso del SENI, se procedió a calcular el IHH considerando todos los agentes del mercado como firmas individuales (columnas verdes) y también agrupando los agentes por sus vínculos comerciales conocidos (columnas azules), este último es el caso de AES Andrés - DPP y las centrales responsabilidad del Estado.

La incorporación de punta catalina al sistema, como generación estatal, provoca el incremento del IHH observado en el 2020.

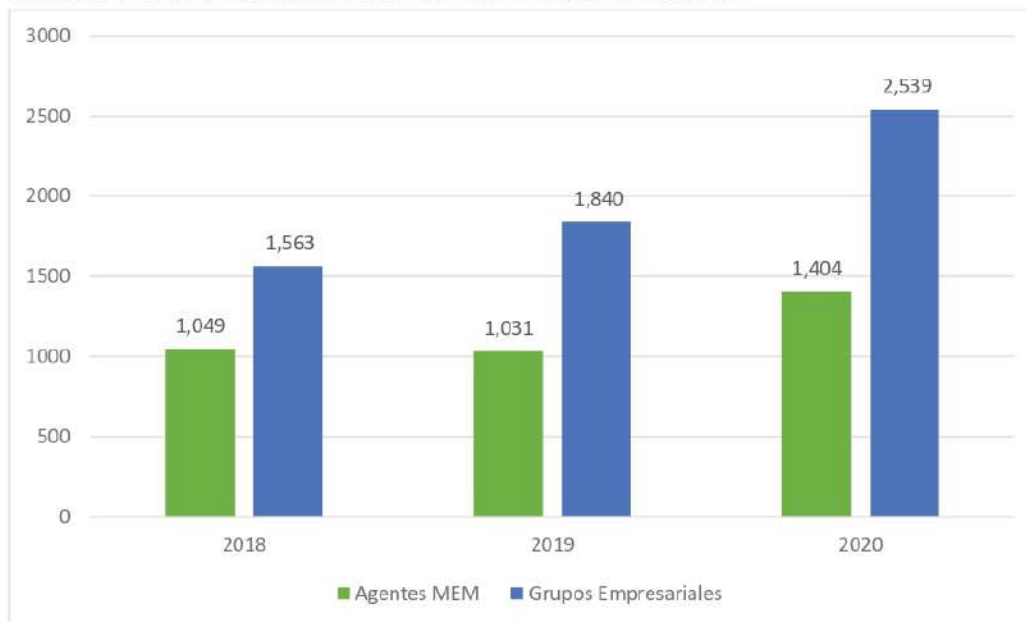
Es evidente el impacto que tienen las vinculaciones comerciales, y allí radica la importancia de que, desde los entes reguladores se abogue por disminuir la asimetría de información para poder dar seguimiento de manera más fidedigna a este tipo de indicadores.

Es necesario destacar que la composición de los agentes del mercado podría variar significativamente cuando se implementen los cambios contenidos en el decreto 342-20, el cual declara de alto interés la liquidación de la CDEEE. El

propósito de dicha iniciativa es transferir las atribuciones de la CDEEE al Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo con lo estipulado en la ley 100-13.

De igual forma se busca traspasar los contratos de compra y venta de energía donde la CDEEE figura como compradora - vendedora. De esta forma, la práctica de triangulación de contratos mediante la cual CDEEE asumía compromisos con los generadores y luego traspasaba estos contratos a las distribuidoras será descontinuada.

Gráfico 91. Estimación Índice de Herfindahl-Hirshman



Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2021)

4.1.1. Sistemas aislados

Amparados bajo el marco de la ley 14-90 sobre incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional, de fecha 24 de enero de 1990, se desarrollaron los “Sistemas Aislados” para brindar el servicio eléctrico a zonas alejadas del SENI con alto potencial de desarrollo económico.

Con la finalidad de quedar exentas de impuestos a los combustibles ante el Ministerio de Hacienda, estos sistemas son clasificados por el Ministerio de Industria y Comercio (MICM) como: “*Empresas Generadoras de Electricidad Privada en Sistemas Aislados*” (EGP-Sistemas Aislados), están a la vez concesionadas por el poder Ejecutivo a través de la CNE para ofrecer toda la cadena de valor, desde la generación, distribución y comercialización. Actualmente están sujetas a ser reguladas por la Ley General de Electricidad 125-01 (LGE) y su Reglamento de Aplicación (RALGE 125-01) que establecen en sus artículos:

Artículo 24 de la LGE: Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad: “elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación de las empresas de distribución”

Artículo 31, literal ee del RALGE, “Establecer el régimen tarifario específico para cada uno de los Sistemas Aislados”

En la práctica, la observancia y aplicación de estas regulaciones, específicamente los artículos 24 de la LGE y 31 del RALGE es obviada en la mayoría de los casos y corresponde a la Superintendencia De Electricidad (SIE) velar por su ejecución.

En el país existen siete (7) Sistemas Aislados de los cuales cinco (5) están integrados bajo la Asociación Dominicana de Sistemas Eléctricos Aislados (ADOSEA) que sirven de manera eficiente y continua a más de sesenta y dos mil clientes, principalmente del sector turístico ubicados en la región este del país, en las provincias: La Altagracia, La Romana y el Seibo. Estos son:

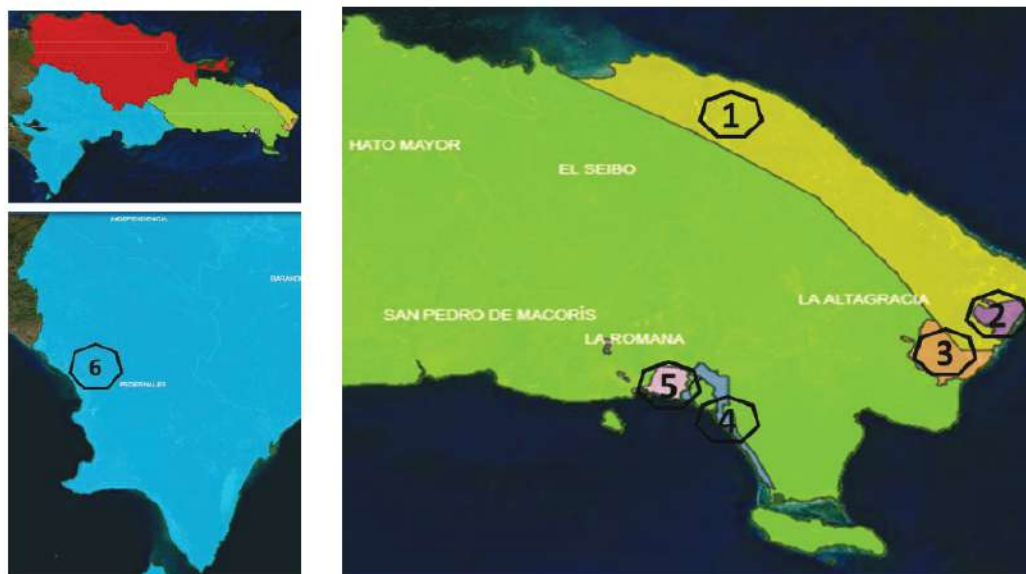
1. Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), provincia La Altagracia
2. Compañía Eléctrica de Bayahibe (CEB), provincia La Altagracia
3. Corporación Turística de Servicios Punta Cana (CTSPC), provincia La Altagracia
4. Compañía CAP-CANA Caribe S.A. (CAP-CANA), provincia La Altagracia
5. Compañía Costasur Dominicana, S.A., provincia La Romana
6. EGEHAINA / EDESUR, provincia Pedernales.
7. Alto Bandera (CDEEE), Valle Nuevo, La Vega.

En la región sur, provincia Pedernales, aislados del SENI, EGEHAINA y EDESUR sirven la generación y distribución, respectivamente, a un sector residencial rural. Se considera también el sistema aislado, Alto Bandera ubicado en Valle Nuevo, provincia La Vega para abastecer ininterrumpidamente antenas de telecomunicaciones.

La producción eléctrica es principalmente a partir de fuentes térmicas como fuel oil, diésel y el gas natural con motores de combustión interna y turbinas de vapor que suman una capacidad instalada de 353.16 MW.

La generación a partir de fuentes renovables en estos sistemas se ha desarrollado a través del Programa de Medición Neta (PMN) y son considerados como Autoprodutores.

Gráfico 92. Sistemas Eléctricos Aislados de República Dominicana.



Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2021)

a. Evolución de la demanda período 2018-2020

De acuerdo con los datos reportados por las empresas concesionarias, el consumo total de electricidad para el 2020 fue de 848.96 GWh con una reducción de 439.40 GWh respecto al 2019, debido, fundamentalmente, a la baja ocupación de los hoteles a causa de la pandemia.

Tabla 68. Consumo de electricidad en los sistemas aislados 2018 - 2020.
(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh-)

Orden	SSAA	2018 (GWh)	2019 (GWh)	2020 (GWh)
1	CEPM	803.9	905.7	525.5
2	CTSPC	46.5	51.8	38.6
3	CAPCANA	54.6	57.7	54.7
4	CEB	78.2	92.7	51.6
5	COSTASUR	170.9	166.1	163.26
6	Pedernales (EGEHAINA)	13.2	14.2	15.0
7	*Alto Bandera	0.3	0.3	0.3
Total (GWh)		1,167.6	1,288.5	848.9

Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2021)

El consumo de electricidad en los sistemas aislados del año 2020 presenta una contracción del 34% con respecto al año 2019.

b. Demanda por tipo de sector

El consumo de energía por sector para el año 2020, registró una reducción en los sectores residencial y comercial respecto al período 2019, probablemente debido a la baja ocupación turística durante los meses de aislamiento por la citada pandemia. Sin embargo, se registró un leve incremento en los sectores industrial y público, según se muestra en la tabla 69.

Tabla 69. Demanda por Sector en los Sistemas Aislados 2018 - 2020.

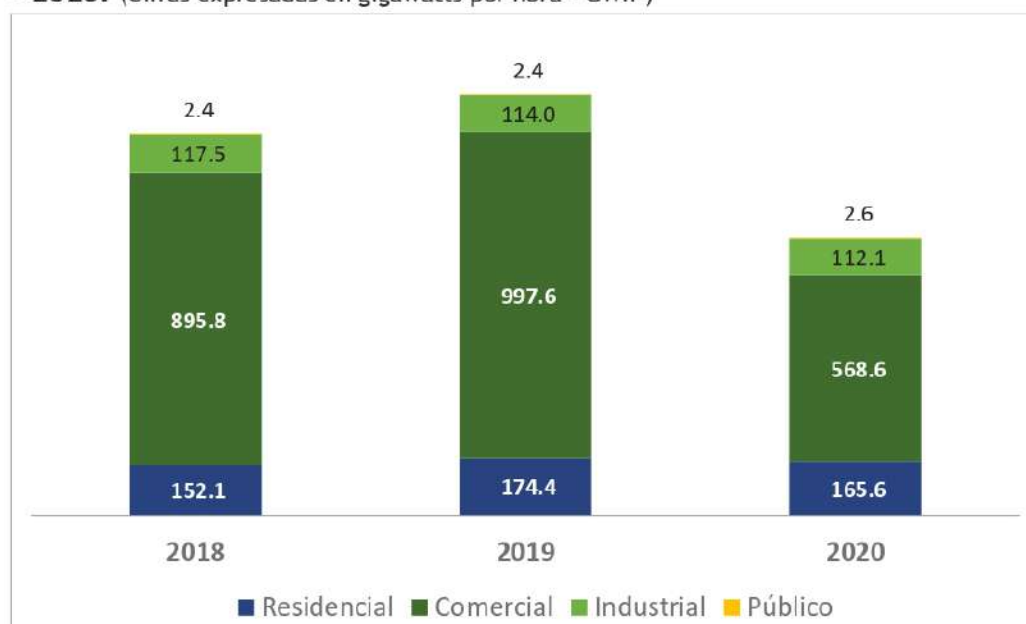
(Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh-)

Sector	2018 (GWh)	2019 (GWh)	2020 (GWh)
Residencial	152.1	174.4	165.6
Comercial	895.8	997.6	568.6
Industrial	117.5	114.0	112.1
Público	2.4	2.4	2.6
Total (GWh)	1,167.8	1288.4	848.9

Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2021)

La evolución del consumo en los sistemas aislados, segregado por sector, se presenta en la figura siguiente:

Gráfico 93. Evolución Consumo por sectores en los Sistemas Aislados, 2018 - 2020. (Cifras expresadas en gigawatts por hora - GWh-)



Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2020)

4.1.2. Autoprodutores

La ley general de electricidad No. 125-01 define Autoprodutores como: “entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de

electricidad, independientemente de su proceso productivo que, eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o de energía eléctrica”. La finalidad es contar con un abastecimiento de energía eléctrica suficiente, confiable y constante para procesos productivos de alta intensidad, como la minería, o para compensar problemas de inestabilidad del servicio.

Industriales, comercios y hogares de ingreso alto se autoabastecen de generación eléctrica e inyectan sus excedentes a la red. Actualmente existen autoprodutores conectados al SENI a través de las redes de alta y media tensión, como los clientes del Programa Medición Neta.

De acuerdo con el Sistema de Información Energética Nacional (SIEN) de la CNE, la potencia instalada de los autoprodutores al término del 2018 era de 1295 MW. Esta capacidad equivale al 33% de la capacidad instalada del SENI en el 2018.

Tabla 70. Capacidad instalada autoprodutores 2018.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Tipo de autoprodutor	2018	
	Potencia Instalada (MW)	Participación
Residencial Urbano	162.57	12.6%
Residencial Rural	9.00	0.7%
Restaurantes	79.57	6.1%
Hoteles	161.35	12.5%
Industrias	546.59	42.2%
Falconbridge	0.00	0.0%
Refidomsa	4.30	0.3%
PVDC (BARRICK - QUISQUEYA I)	225.30	17.4%
Autoprodutores ⁴⁰	9.90	0.8%
Medición Neta	93.00	7.2%
Micro hidroeléctricas	1.53	0.1%
Biodigestores	1.97	0.2%
Total (MW)	1295.09	100%

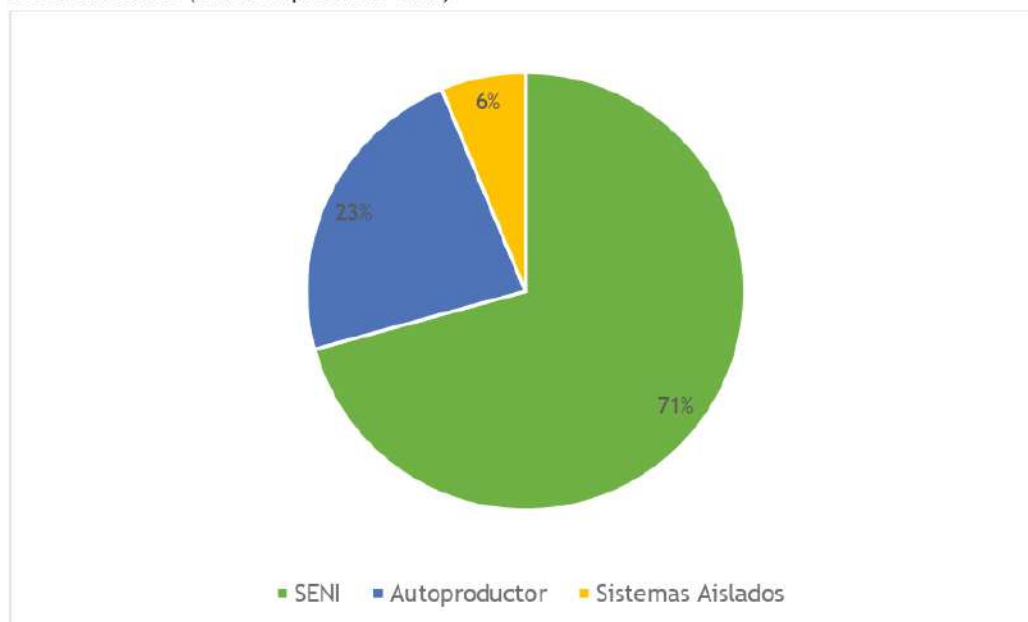
Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2020) Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2020)

El sector industrial tiene la mayor participación en cuanto a capacidad de autoproducción con un 42%, debido a lo esencial que es para el desempeño económico de este segmento la continuidad del suministro. Una señal clara de la necesidad de mejorar la calidad del suministro a los usuarios es ver como los segmentos productivos de nuestro país deben dedicar cuantiosos recursos para tener generación propia. Al considerar la capacidad instalada en el 2018 del

⁴⁰ Hace referencia a los autoprodutores solares que no están en el Programa de Medición Neta.

SENI, la de los sistemas aislados y de los autoprodutores, se obtiene un total de 5,629 MW, segregados de la siguiente forma:

Gráfico 94. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica en República Dominicana. (Cifras expresadas en %)



Fuente: (Sistema de Información Energética Nacional, 2020)

5.3.4. Puntos que destacar

Aspectos normativos

- Es necesaria la actualización del marco normativo en general. Actualizar todo el marco normativo, en una posible revisión de la LGE se pueden integrar otras leyes del sector energético y contemplar aspectos que eliminen ciertas distorsiones existentes.
- Ausencia de un régimen de consecuencias por el incumplimiento de la normativa.
- Se debe establecer una política tarifaria que permita recuperar los costos reales de abastecimiento de las distribuidoras y vincular el desempeño de estas a una serie de indicadores que beneficien al usuario en caso de incumplimiento. Durante el período de transición para la aplicación de la tarifa técnica, se debe transparentar el FETE.
- La planificación del subsector eléctrico debe imperar en el desarrollo de este.

- Gestionar la información vinculada a la tarifa, el FETE, déficit operacional de las distribuidoras, indicadores de desempeño del sector, deuda a los generadores, falencias en la cadena de pago, debe ser de carácter público y estar compilada y administrada por la SIE. Actualmente toda esta data se encuentra atomizada y con claras diferencias entre fuentes, lo cual genera distorsiones.
- La SIE debe velar por lo que se establece en el párrafo único del artículo 110 de la ley general de electricidad acerca del balance anual de energía y potencia transada en el spot sea como mínimo un 20% del total.

Segmento generación

- Se han logrado avances en cuanto a la diversificación de la matriz energética, con una participación relativamente equilibrada entre el carbón y el gas natural, es necesario resguardar este balance y seguir apostando a la generación de electricidad mediante recursos propios. Al cierre de 2020 solo el 16% de la electricidad inyectada al SENI fue mediante recursos propios (solar, viento e hidráulico).
- El concepto de costo marginal tope debe ser dotado de un sustento legal y definir la forma y periodicidad de su actualización, o evaluar su eliminación definitiva.
- La SIE debe emitir, de manera sistemática y con los sustentos adecuados, el valor del costo de desabastecimiento y crear los lineamientos para que se aplique lo establecido en los artículos 93 y 101 de la ley general de electricidad No.125-01.
- Se debe crear un mercado de servicios auxiliares para brindar los servicios de regulación de frecuencia, soporte de reactivos, arranque en negro, etc. de forma que haga sentido económico para aquellas unidades que vayan perdiendo competitividad permanecer habilitadas comercialmente. Para continuar disminuyendo la dependencia de recursos externos, en el ámbito de la generación de electricidad, la capacidad instalada de proyectos solares y eólicos debe seguir incrementando, con un mercado de servicios auxiliares esto se puede seguir desarrollando sin lacerar la operación del sistema.
- Los organismos rectores deben tener acceso a la composición accionaria de las diferentes empresas que se encuentran en el mercado de generación, debido a ser el único segmento en pura competencia, es de elevada importancia conocer las vinculaciones que pudiesen existir entre los diferentes actores.

Segmento transmisión

- La empresa de transmisión es el único agente del mercado sin ningún tipo de régimen de consecuencias ante incumplimientos. Sin importar su desempeño, tiene sus ingresos asegurados mediante el peaje de transmisión. Se deben desarrollar los lineamientos adecuados para que el ente transmisor sea más proactivo, enfocado en la eficiencia y que incorpore el sentido de urgencia en la ejecución de sus proyectos.
- Las horas de restricciones presenciadas en los diferentes enlaces deben servir de guía para el desarrollo del plan de expansión de transmisión. Es imperante implementar mejores prácticas de mantenimiento orientadas a eliminar las causales de las congestiones y las pérdidas en las redes de transmisión.
- La demora en la ejecución de los planes de expansión representa un desincentivo a la inversión privada, adicionalmente al estrés operacional que provocan en el sistema eléctrico.

Segmento distribución

- La estrategia de gestionar la demanda como método para disminuir las pérdidas no ha presentado resultados que inciten a continuar con esta práctica. Una reducción en las pérdidas inferior al 1% anual y una gestión de demanda que supera los 1000 GWh/año, son argumentos suficientes para discontinuar esta práctica.
- Las distribuidoras de electricidad son empresas y, por lo tanto, su operatividad debe estar orientada a ser autosuficientes. La cantidad de recursos que debe transferir el Estado para cubrir su déficit operativo debe revisarse e implementar un desmonte gradual del mismo.
- Existe una falta de difusión respecto a la cantidad de recursos dedicados a subsidiar la tarifa y cuales usuarios son los más beneficiados, lo cual debe ser difundido y transparentado a la población. Esto constituye un paso esencial para mostrar a la población el esfuerzo que conlleva tener el régimen tarifario actual y la necesidad de la implementación de una tarifa técnica.
- A la fecha, aun no se ha implementado la serie de normas técnicas de calidad de servicio a las que se hace referencia en el párrafo II del artículo 93 de la Ley General De Electricidad.

- No existe información homogénea que permita verificar la cantidad de clientes que posee cada distribuidora de acuerdo con la tarifa que poseen.
- La condición comercial de los usuarios no regulados (UNR) que se encuentran directamente con las distribuidoras puede generar distorsiones en el mercado ya que no se sabe con exactitud el tratamiento que las distribuidoras dan a los mismos. La sensibilidad de esto radica en el hecho de que las distribuidoras realizan licitaciones públicas para obtener precios competitivos que puedan ser transferidos a sus clientes, debido a que la tarifa actual de los usuarios regulados es fijada por la SIE, esto da cabida a que estos precios competitivos puedan ser transferidos a los UNR, generando la posibilidad de que un ente distribuidor pueda ofrecer precios más competitivos que un generador.

Sistemas aislados

- Los pliegos tarifarios de algunos de estos sistemas no están siendo definidos por la Superintendencia, lo cual va en contradicción con lo establecido en el literal ee del artículo 31 del RALGE.

Movilidad eléctrica

- No existe un ente estatal que publique información de manera sistemática respecto al crecimiento de las importaciones de vehículos eléctricos. Ya sea la Dirección General de Aduanas (DGA) o la Dirección General de Impuestos Internos (DGII) deben asumir este rol, lo cual representara un insumo de gran importancia para los planificadores y trazadores de políticas del subsector eléctrico.
- El mayor impacto de una alta inserción de vehículos eléctricos podría reflejarse en los altos requerimientos de potencia a las redes eléctricas de distribución, más que en consumo de energía.
- Se debe planificar de manera cohesionada las señales que se otorgan para fomentar el crecimiento de este segmento. Priorizando el transporte masivo por encima del individual.
- El sistema del metro ha generado un impacto trascendental en las comunidades donde tiene incidencia, movilizando un gran número de personas a una tasa de consumo eléctrico cercana a los 0.55 kWh por pasajero. Esto debe seguir explotándose a la par con el desarrollo de proyectos de fuentes renovables que no requieran importación de energéticos.

Recomendaciones

- En lo adelante, debe imperar una visión conjunta sobre la planificación del sector, enviando una señal clara a los agentes del mercado y los futuros inversionistas
- Fortalecer a la SIE y la CNE en materia de regulación, políticas y planificación
- Se propone actualizar la normativa, de forma que el otorgamiento de nuevas concesiones para generación de electricidad sea mediante licitaciones, en función de las necesidades del Estado.
- Se propone una modificación de la normativa que regule el suministro de electricidad para la movilidad eléctrica.
- Revisar el modelo tarifario para los usuarios dentro del Programa de Medición Neta de modo que el negocio sea favorable para todos los actores.
- Contemplar dentro de la actualización de la normativa acciones que permitan afrontar las nuevas tendencias tecnológicas, incluidos sistemas de almacenamiento
- Aprobar la Ley de Ordenamiento Territorial que defina las zonas que pueden ser utilizadas para fines de generación de electricidad.
- Se debe establecer una política tarifaria que permita recuperar los costos de operación del mercado y brindar la rentabilidad necesaria al distribuido.

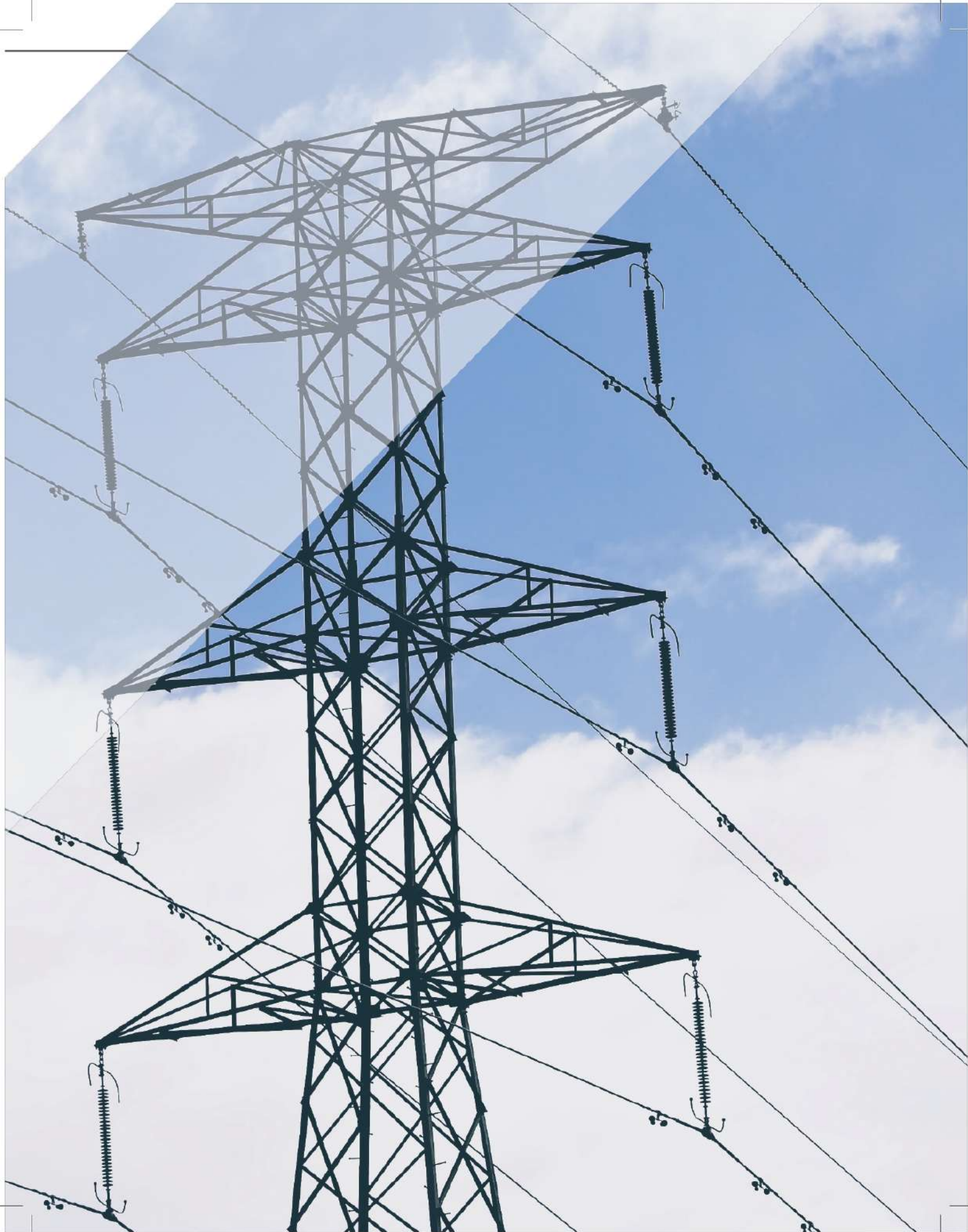
“En lo adelante, debe imperar una visión conjunta sobre la planificación del sector, enviando una señal clara a los agentes del mercado y los futuros inversionistas”



PROSPECTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

CAPÍTULO

6



En esta sección se presentan los resultados de la actualización de la Prospectiva Energética tomando como año base al 2018, utilizando para estos fines el modelo LEAP y en base a la evolución de las variables explicativas y parámetros que determinan los requerimientos, realizándose las proyecciones de la demanda final y oferta de energía al año 2036 y años intermedios, para dichos escenarios.

6.1. Resultados de la prospectiva de la demanda de energía

6.1.1. Demanda por sectores socioeconómicos - En energía neta

Según los resultados obtenidos, al 2036 la demanda de energía neta crecerá a una tasa (a.a.) de 2.58 % en el escenario tendencial, al pasar de 7,039.52 ktep en 2018 a 11,138.67 ktep en 2036; en el alternativo crecería a una tasa (a.a.) de 2.92 %, alcanzando los 11,821.67 ktep.

En términos relativos los sectores que registran mayor crecimiento son industrial, restos de sectores y no energéticos, los cuales incrementan su demanda a una tasa de crecimiento promedio (a.a.) de 3.59 %, 3.43 y 3.60 % respectivamente en el escenario tendencial, y en 5.13 %, 4.01 % y 4.03 % en el alternativo.

En términos absolutos, los requerimientos de energía aumentarían en 4,099.15 ktep y 4,782.15 ktep entre 2018 y 2036 en los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente. Desde el punto de vista sectorial, industrial y transporte experimentarían el mayor crecimiento, al incrementar su demanda en 1,421 y 1,324 ktep respectivamente en el tendencial, y 2,338 y 1,092 ktep en el alternativo.

En cuanto a la participación porcentual al 2036, la demanda para los escenarios tendencial y alternativo muestra la siguiente distribución: en el primero se proyecta que transporte tendrá el 40.34 % del total y en el segundo el 36.05 %; industrial, 27.12 % y 33.31 %; residencial, 18.40 % y 16.12 %; los sectores comercio, servicio y público, resto sectores, no energético y consumos propios representan en su conjunto el 14.14 % y 14.52 %.

La demanda total en el año 2036 representaría un incremento del orden de 1.58, y 1.68 veces la demanda del año base, según escenario tendencial y alternativo, respectivamente. por otra parte, la demanda industrial y transporte se incrementarían 1.89 y 1.42, en el escenario tendencial; mientras,

el escenario alternativo registra crecimientos para ambos sectores de 2.46 y 1.34, entre 2018 y 2036.

Tabla 71. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Sectores	2018	2024	2030	2036
Residencial	1,340.04	1,481.25	1,758.32	2,050.06
Comercio, Servicios y Público	442.08	496.13	598.36	704.83
Industrial	1,599.43	1,968.89	2,448.43	3,020.27
Transporte	3,169.56	3,546.57	4,052.85	4,493.74
Consumos Propios	41.18	48.35	61.88	75.51
Resto de Sectores	336.82	399.49	516.42	636.37
No Energéticos	110.41	124.90	139.81	157.90
Total	7,039.52	8,065.59	9,576.08	11,138.67

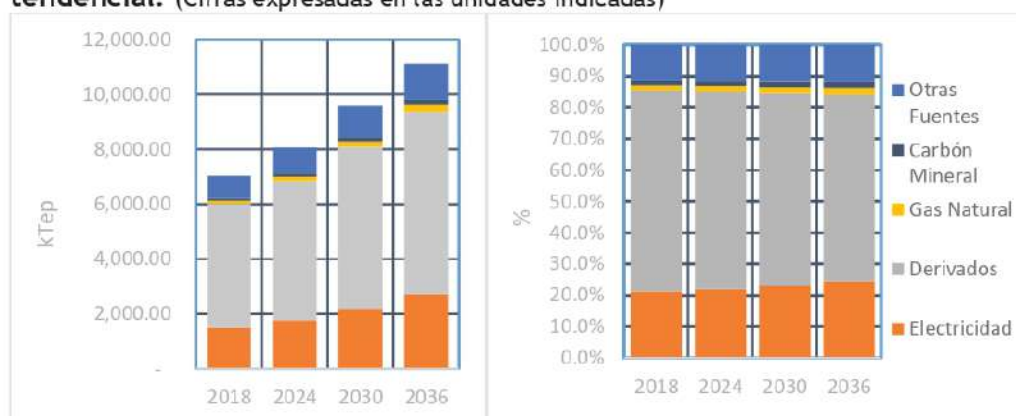
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 72. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario alternativo (ktep). (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Sectores	2018	2024	2030	2036
Residencial	1,340.04	1,419.45	1,651.00	1,906.16
Comercio, Servicios y Público	442.08	520.78	651.59	784.52
Industrial	1,599.43	2,140.67	2,905.39	3,937.47
Transporte	3,169.56	3,471.57	3,908.21	4,261.85
Consumos Propios	41.18	49.66	65.89	83.53
Resto de Sectores	336.82	406.71	540.41	685.98
No Energéticos	110.41	123.28	139.81	162.17
Total	7,039.52	8,132.13	9,862.30	11,821.67

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 95. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 96. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

6.1.2. Demanda por sectores socioeconómicos - En energía útil

Según los resultados del estudio la demanda de energía útil al 2036 crecería a una tasa a. a. de 3.29 % en el escenario tendencial, al pasar de 3,071.45 ktep en 2018 a 5,501.27 ktep en 2036; en el alternativo crecería a una tasa anual acumulada será de 4.30 %, alcanzando los 6,548.70 ktep.

En el escenario tendencial los sectores que registran mayor crecimiento son industrial y resto de los sectores con tasas de 3.81 % y 3.62 % respectivamente. En el alternativo, el sector industrial y resto de los sectores alcanzarían bajo los supuestos planteados un crecimiento de 5.42 % (a.a.), mientras que el segundo alcanzaría 4.36 % (a.a.).

Tabla 73. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Sectores	2018	2024	2030	2036
Residencial	500.88	579.33	715.31	864.96
Comercio, Servicios y Público	269.24	304.16	363.92	425.11
Industrial	1,219.66	1,519.81	1,914.57	2,390.51
Transporte	733.66	836.70	991.50	1,163.10
Consumos Propios	11.19	13.29	17.20	21.22
Resto de Sectores	336.82	399.49	516.42	636.37
Total	3,071.45	3,652.78	4,518.93	5,501.27

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 74. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

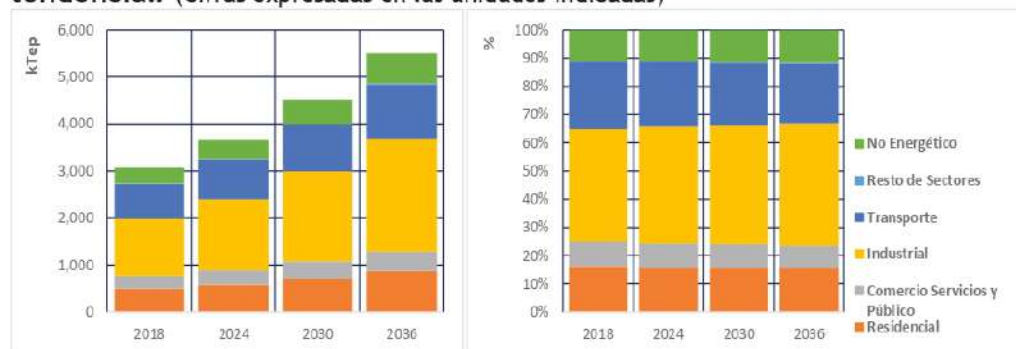
Sectores	2018	2024	2030	2036
Residencial	500.88	587.49	740.32	915.22
Comercio, Servicios y Público	269.24	328.78	419.34	515.61
Industrial	1,219.66	1,661.87	2,292.76	3,153.31
Transporte	733.66	843.14	1,033.59	1,254.47
Consumos Propios	11.19	13.78	18.65	24.12
Resto de Sectores	336.82	406.71	540.41	685.98
Total	3,071.45	3,841.76	5,045.07	6,548.70

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En términos absolutos, la demanda experimentará un aumento que va desde 2,429.81 ktep a 3,477.25 ktep entre 2018 y 2036 en los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente. Los sectores industrial y transporte arrojan el mayor crecimiento, al incrementar su demanda en 1,1701 ktep y 429 ktep en el tendencial, 1,934 ktep y 521 en el alternativo, en el mismo orden.

La participación porcentual al 2036 para los escenarios tendencial y alternativo muestra la siguiente distribución: el sector industrial significará en el primero de ellos 43.45 % y para el segundo 48.15 %; transporte, 21.14 % y 19.16 %; residencial, 15.72 % y 13.98 %; comercios, servicio y público, resto sectores y consumos no energéticos, en su conjunto el 19.68 % y 18.72 %.

Gráfico 97. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Por último, la demanda total de energía útil al año 2036 registra un incremento equivalente a 1.79 y 2.13 veces con relación al 2018, tendencial y alternativo, respectivamente, además, los sectores que mayor incremento experimentaron en su demanda serían el industrial y el resto de los sectores con aumentos de 1.96 % y 1.90 %, respectivamente para el escenario tendencial; mientras que en el alternativo se registran crecimientos para ambos sectores de 2.59 % y 2.16 %, entre 2018 y 2036.

Gráfico 98. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario alternativo (ktep)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

6.1.3. Demanda por fuentes energéticas en energía neta

Tabla 75. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuentes	2018	2024	2030	2036
Alcohol Etilico	-	0.00	0.01	0.01
Avtur	584.98	669.69	834.98	991.63
Bagazo	117.38	140.15	175.95	209.80
Biodiesel	0	23.37	35.35	38.24
Biogás	0	0.27	0.66	1.21
Bitumen	76.56	90.81	117.39	144.65
Carbón Mineral	96.79	121.59	152.75	191.81
Carbón Vegetal	69.69	75.73	88.80	102.05
Coque de Petróleo	190.3	224.17	263.71	309.74
Diésel	1126.35	1,225.34	1,346.14	1,462.84
Electricidad	1495.59	1,770.21	2,198.08	2,733.09
Fuel Oil	204.9	242.03	286.57	338.91
Gas de Refinería	13.36	13.99	14.04	14.09
Gas Natural	111.2	147.58	195.30	256.36
Gasolinas	1243.04	1,401.21	1,605.72	1,784.99
Gas Licuado de Petróleo	1108.31	1,250.58	1,466.61	1,630.70
Leña	325.28	333.04	369.93	403.48
Lubricantes	42.8	50.77	65.63	80.87
Otros No Energético de Petróleo	67.44	79.99	103.40	127.42
Querosene	8.2	8.42	9.30	10.02
Residuos de Biomasa	157.16	195.60	243.61	303.23
Solar	0.19	1.05	2.16	3.52
Total	7039.52	8,065.59	9,576.09	11,138.67

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al analizar los requerimientos por fuentes en términos de energía neta registra tendencias positivas para energéticos como el gas natural, la energía solar (calor) y carbón mineral, los cuales respectivamente presentan tasas promedio de crecimiento anual acumulado de 4.75 %, 17.57 % y 3.87 % en el escenario tendencial.

Tabla 76. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuentes	2018	2024	2030	2036
Alcohol Etílico	-	1.50	58.88	100.25
Avtur	584.98	672.76	850.62	1,026.43
Bagazo	117.38	142.11	182.81	230.62
Biodiesel	0	16.26	32.90	46.69
Biogás	0	1.47	3.93	7.85
Bitumen	76.56	92.45	122.84	155.93
Carbón Mineral	96.79	139.53	199.99	284.99
Carbón Vegetal	69.69	72.12	81.91	92.00
Coque de Petróleo	190.3	222.81	256.04	286.79
Diésel	1126.35	1,166.24	1,241.07	1,287.67
Electricidad	1495.59	1,885.03	2,534.39	3,411.25
Fuel Oil	204.9	241.55	287.38	342.75
Gas de Refinería	13.36	12.59	11.58	10.57
Gas Natural	111.2	179.66	282.75	425.76
Gasolinas	1243.04	1,383.65	1,477.28	1,532.44
Gas Licuado de Petróleo	1108.31	1,242.72	1,424.28	1,559.12
Leña	325.28	290.53	296.51	307.74
Lubricantes	42.8	51.69	68.68	87.18
Otros No Energético de Petróleo	67.44	81.44	108.21	137.36
Querosene	8.2	8.56	9.67	10.68
Residuos de Biomasa	157.16	225.15	315.51	437.79
Solar	0.19	2.31	15.08	39.80
Total	7039.52	8,132.13	9,862.30	11,821.67

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Por su parte, la demanda de energía eléctrica presentaría un crecimiento de 3.41 %, al pasar de 1,495.59 ktep en 2018, a 2,733.09 ktep en 2036, escenario tendencial. Mientras, los derivados del petróleo, en su gran mayoría, mantienen tendencias de crecimiento con tasas promedio anual acumulada un poco más reducidas. Este grupo lo encabeza el bitumen o cemento asfáltico, lubricantes y otros no energéticos, los cuales crecen a una tasa de 3.60% (crecimiento en función de crecimiento económico); avtur, 2.98 %, fuel oil, 2.84 %; coque de petróleo, 2.74% y el resto a tasas inferiores, como se podrá apreciar en las tablas incluidas más abajo en el documento.

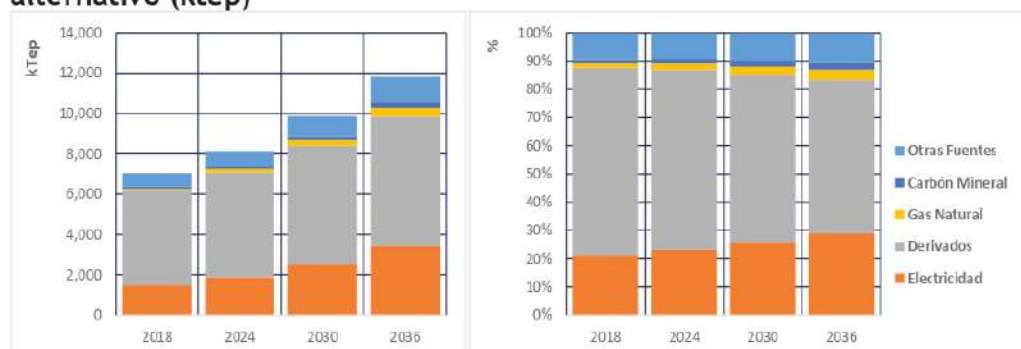
En el escenario alternativo, la demanda de gas natural crecería a una tasa de 7.74 % acumulada anual., la energía solar (34.53 %), carbón mineral (6.18 %), bitumen o cemento asfáltico, lubricantes y otros no energéticos (4.03 %); residuos de biomásas (5.86 %), bagazo (3.82 %), energía eléctrica (4.69 %) y el resto de las fuentes a tasas inferiores.

Gráfico 99. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario tendencial (ktep)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 100. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario alternativo (ktep)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En ambos escenarios los derivados del petróleo⁴¹ se mantienen con la mayor participación en la demanda de energía. En el tendencial, al 2036 estos tendrían una participación del 61.91 % de toda la energía que se consumiría a nivel nacional. Mientras que, en el alternativo, presentarían una pequeña disminución de su participación alcanzado el 54.45 %. Por otra parte, la de energía eléctrica alcanza el 24.54 % de la demanda en el escenario tendencial y 28.86 % en el alternativo.

A lo largo del período de estudio se espera una reducción de la participación de los derivados de petróleo, los cuales reducen su participación en 4.38 % y 11.84

⁴¹ Derivados de petróleo: avtur (jet a1), bitumen o cemento asfáltico, coque de petróleo, fuel oil, gas de refinería, diésel (gasoil), gasolinas, gas licuado de petróleo, lubricantes, otros no energéticos y querosene.

%, en base al 66.29 % que represento en 2018; electricidad incrementa participación en 3.29 % y 7.61% (en base consideraciones de penetración de vehículos eléctricos e incrementos de usos eléctricos). El resto de las fuentes incrementan sus participaciones en ambos escenarios, en mayor medida en el alternativo.

6.1.4. Demanda sectorial en energía neta

a. Sector residencial

La demanda de energía neta para el sector residencial presenta una tasa de crecimiento promedio anual acumulada (a. a.) de 2.39 % en el período 2018 - 2036 en el escenario tendencial, para el escenario alternativo se espera un incremento de 1.98 % a. a. La demanda de este sector se compone de siete (7) fuentes, a saber: electricidad, querosene, solar (calor), leña, carbón vegetal, gas licuado de petróleo y residuos de biomasa. De estas, las fuentes de mayor crecimiento en el escenario tendencial serían la solar, gas licuado de petróleo y la energía eléctrica, las cuales experimentan incrementos, a tasa promedio (a.a.), de 12.88 %, 2.90 % y 2.66 %, respectivamente.

Tabla 77. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector residencial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuentes	2018	2024	2030	2036
Electricidad	440.58	497.16	598.54	707.06
Querosene	8.2	8.42	9.30	10.02
Solar	0.18	0.49	0.96	1.60
Leña	292.16	294.33	321.33	345.11
Carbón Vegetal	68.89	74.92	87.78	100.90
GLP	527.91	603.71	737.92	882.62
Residuo de Biomasa	2.13	2.21	2.49	2.75
Total	1340.05	1,481.25	1,758.32	2,050.06

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 78. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector residencial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuentes	2018	2024	2030	2036
Electricidad	440.58	491.38	591.18	701.54
Querosene	8.2	8.56	9.67	10.68
Solar	0.18	0.59	1.48	3.21
Leña	292.16	250.49	243.91	239.67
Carbón Vegetal	68.89	71.18	80.57	90.30
GLP	527.91	595.08	721.76	858.08
Residuo de Biomasa	2.13	2.17	2.42	2.66
Total	1340.05	1,419.45	1,651.00	1,906.16

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Para el escenario alternativo estas mismas fuentes reflejarían los mayores crecimientos del sector, la energía solar incrementaría a una tasa promedio a. a. de 17.36 %, el gas licuado de petróleo a 2.74 %, mientras que la electricidad a 2.62 %. En este escenario la leña continua su tendencia a decrecer hasta el final del período a una tasa promedio a. a. de 1.09 %, al tiempo que el querosene también tiende incrementar su crecimiento hasta el final de período a una tasa promedio a. a. de 1.48 %.

En ambos escenarios el gas licuado de petróleo, por su alta participación en la cocción, es el energético de mayor participación al 2036, representando en el escenario tendencial el 43.05 % de la demanda del sector y el 45.02 % en el alternativo. No obstante, a esto, la electricidad también ocupa un lugar relevante en los requerimientos energéticos de los hogares dominicanos, ya que a lo largo del período se mantendrá por encima del 30.00 % en ambos escenarios.

Participación de la electricidad se incrementa en 1.61 % y 3.93 %, al pasar de 32.88 % en 2018 a 34.49 % y 36.80 % de acuerdo el escenario tendencial y alternativo, respectivamente. Otras fuentes que, en ambos escenarios, ganan participación son el gas licuado de petróleo y la energía solar (calor). en contraposición, querosene, leña, carbón vegetal y residuos de biomasa pierden peso en el consumo neto residencial.

Tabla 79. Demanda de energía neta por usos energéticas en el sector residencial - escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Usos	2018	2024	2030	2036
Iluminación	48.83	52.69	61.13	69.67
Cocción	870.82	956.24	1131.12	1314.85
Calentamiento de Agua	27.34	29.49	34.22	39.07
Conservación de Alimentos	132.55	151.65	185.28	221.62
Refrigeración y Vent. de Ambientes	74.97	84.18	100.10	116.86
Bombeo de Agua	6.79	7.77	9.46	11.28
Otros Usos Artefactos	158.17	176.56	210.54	246.23
Actividad Económica	20.56	22.67	26.48	30.49
Total (Residencial)	1340.04	1481.25	1758.32	2050.06

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al desagregar la demanda de energía residencial por zona geográfica, observamos, concomitante con el proceso de urbanización una concentración a nivel urbano cada vez más amplia y sobre todo más acentuada en el escenario alternativo, el cual incluye políticas de eficiencia más agresivas.

Tabla 80. Demanda de energía neta por usos energéticas en el sector residencial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Usos	2018	2024	2030	2036
Iluminación	48.83	49.44	55.01	60.87
Cocción	870.82	904.47	1041.14	1194.23
Calentamiento de Agua	27.34	29.01	33.58	38.41
Conservación de Alimentos	132.55	148.65	179.54	213.07
Refrigeración y Vent. de Ambientes	74.97	83.89	100.13	117.63
Bombeo de Agua	6.79	7.64	9.21	10.93
Otros Usos Artefactos	158.17	174.10	206.60	241.42
Actividad Económica	20.56	22.25	25.78	29.60
Total (Residencial)	1340.04	1419.45	1651.00	1906.16

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 81. Demanda de energía neta por sectorial en el sector residencial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Urbano	978.92	1130.12	1390.90	1674.47
Rural	361.13	351.13	367.42	375.58
Total	1340.04	1481.25	1758.32	2050.06

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 82. Demanda de energía neta por sectorial en el sector residencial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Urbano	978.92	1088.61	1315.88	1569.55
Rural	361.13	330.84	335.12	336.61
Total	1340.04	1419.45	1651.00	1906.16

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

b. Sector comercio, servicios y administración pública.

Al hablar de la demanda por fuentes de energía neta de los sectores comercial, servicios y público se observan requerimientos de ocho (8) fuentes: electricidad, gasoil, solar, leña, carbón vegetal, gas natural, gas licuado de petróleo y gasolinas. En ambos escenarios se registran comportamientos similares en las tendencias de los requerimientos por fuentes, aunque con diferencias en las tasas de crecimiento.

La energía eléctrica y gas licuado representan prácticamente la demanda de este sector y el primero, en ambos escenarios incrementa su ponderación, en mayor medida en el segundo. Evolucionando de 98.38 % en 2018 a 98.08 % y

97.08 % (disminuyendo participación colectiva por el incremento de energía solar).

Para el escenario tendencial, en términos relativos, las fuentes de mayor crecimiento serán la energía solar, la leña y el gas natural, presentando tasas promedio a. a. de 37.45 %, 4.99 % y 3.64 %, respectivamente. No obstante, en términos absolutos, la electricidad y el GLP son las que presentan mayor incremento en su demanda, al incrementar al 2036 en 234.72 y 21.65 ktep, respectivamente.

Tabla 83. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en los sectores comercial, servicios y público - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	384.83	433.06	523.57	619.55
Gasoil	2.73	2.93	3.24	3.51
Solar	0.01	0.55	1.19	1.92
Leña	0.59	0.80	1.12	1.42
Carbón Vegetal	0.80	0.80	1.02	1.15
Gas Natural	2.27	2.89	3.57	4.33
GLP	50.07	54.22	63.60	71.72
Gasolinas	0.77	0.88	1.05	1.23
Biodiesel	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	442.08	496.13	598.36	704.83

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 84. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en los sectores comercial, servicios y público - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	384.83	456.97	577.57	702.56
Gasoil	2.73	3.05	3.39	3.63
Solar	0.01	1.72	3.78	6.14
Leña	0.59	0.58	0.63	0.64
Carbón Vegetal	0.80	0.93	1.34	1.70
Gas Natural	2.27	4.25	6.56	9.37
GLP	50.07	52.35	57.17	59.06
Gasolinas	0.77	0.93	1.16	1.41
Biodiesel	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	442.08	520.78	651.59	784.52

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En lo que respecta al escenario alternativo, las fuentes con mayor tasa de crecimiento serán la energía solar, gas natural y carbón vegetal, presentando tasas promedio de 46.64 %, 8.19 % y 4.26 %, respectivamente. Sin embargo, en términos absolutos, la electricidad, el GLP y el gas natural son las que presentan

mayor incremento en su demanda. Mostrando a las 2036 diferencias positivas de 317.73, 8.99 y 7.10 ktep, respectivamente.

En cuanto a las participaciones de los energéticos en la demanda de energía neta en estos sectores se aprecia la relevancia de la electricidad, la cual tiene una participación a lo largo del período de análisis mínima de 87.05 %. Otra fuente de gran relevancia para este sector es el gas licuado de petróleo, aunque su peso disminuye en ambos escenarios, al pasar de 11.33 % en 2018 a representar en 2036 el 10.18 % y 7.53 %, según escenarios tendencial y alternativo.

Tabla 85. Demanda de energía neta por ramas del sector comercio, servicios y público - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Comercios	84.65	92.88	114.07	134.12
Hoteles	131.69	139.96	150.68	164.22
Restaurantes	22.75	23.44	30.68	35.17
Hospitales	17.57	20.91	26.34	29.46
Administración Pública y Defensa	23.42	25.80	30.11	33.59
Agua y Saneamiento	28.26	31.99	35.70	39.92
Otros Servicios	113.25	133.21	165.46	201.52
Alumbrado Público	20.49	27.95	45.31	66.81
Total	442.08	496.13	598.36	704.83

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 86. Demanda de energía neta por ramas del sector comercio, servicios y público - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Comercios	84.65	94.47	126.47	155.51
Hoteles	131.69	158.24	179.65	201.74
Restaurantes	22.75	23.89	31.14	36.44
Hospitales	17.57	21.10	26.76	30.06
Administración Pública y Defensa	23.42	26.21	31.07	35.21
Agua y Saneamiento	28.26	33.13	38.20	44.01
Otros Servicios	113.25	137.56	177.16	221.82
Alumbrado Público	20.49	26.18	41.14	59.71
Total	442.08	520.78	651.59	784.52

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al analizar las proyecciones de demanda del grupo de sectores conformado por los comercios, empresas de servicios y la administración pública, se espera que los hoteles representen el 29.79 % del consumo energético neto, otros servicios (25.62 %), comercio (19.15 %), agua y saneamiento (6.39 %), administración pública y defensa (5.30 %), restaurantes (5.15 %), alumbrado público (4.64 %) y

hospitales (3.97 %). Al final del período, como se apreciará en las tablas más abajo, los Hospitales, Otros Servicios y Alumbrado Público incrementan su participación en conjunto 8.02 % y resto disminuye en dicho porcentaje. En el alternativo solo otros servicios y alumbrado público incrementan su peso, el resto disminuye en 5.63 %.

c. Comercios

La demanda a nivel de los comercios, en base a los supuestos planteados en los escenarios socioeconómicos y energéticos, se incrementa en 2.59 % y 3.44 %, al pasar de 84.65 ktep a 134.12 y 155.51 ktep, escenario tendencial y alternativo, respectivamente. Siendo el principal uso es conservación de alimentos con 38.07 % al 2018 de la demanda neta de esta rama, disminuyendo a 33.69 % y 35.07 % y la electricidad por mucho la principal fuente (92.18 % 2018 e incrementa a 92.35 % y 95.06 %).

Tabla 87. Demanda de energía neta por usos energéticos - Comercios - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	7.90	8.85	11.09	13.30
Cocción	2.19	2.41	2.96	3.48
Calentamiento de Agua	0.07	0.07	0.09	0.10
Conservación de Alimentos	32.23	34.01	40.10	45.18
Ventil. y Acond. Ambientes	19.84	22.44	28.39	34.37
Bombeo de Agua	4.43	4.98	6.26	7.54
Otros Artefactos	17.99	20.12	25.17	30.15
Total	84.65	92.88	114.07	134.12

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 88. Demanda de energía neta por fuentes - Comercios - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	78.03	85.67	105.28	123.86
Gasoil	0.49	0.52	0.62	0.71
Solar	-	0.00	0.00	0.01
GLP	6.13	6.69	8.17	9.55
Biodiesel	-	-	-	-
Total	84.65	92.88	114.07	134.12

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

El uso ventilación y acondicionamiento de ambientes incrementara su participación, al pasar de 23.44 % en 2018 a 25.62 % y 26.06 %. en términos relativos, el uso que más crece, a una tasa de 3.10 % y 4.05 %, escenarios tendencial y alternativo, respectivamente; bombeo de agua es el segundo, al

incrementarse en 3.00 % y 3.95 %. El resto de los usos (iluminación, cocción, calentamiento de agua, conservación de alimentos y otros artefactos) a tasas inferiores.

Tabla 89. Demanda de energía neta por usos energéticos comercios - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	7.90	8.65	11.34	13.63
Cocción	2.19	2.44	3.25	3.98
Calentamiento de Agua	0.07	0.07	0.10	0.12
Conservación de Alimentos	32.23	34.97	45.55	54.54
Ventil. y Acond. Ambientes	19.84	23.04	31.94	40.53
Bombeo de Agua	4.43	5.11	7.05	8.90
Otros Artefactos	17.99	20.18	27.23	33.82
Total	84.65	94.47	126.47	155.51

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 90. Demanda de energía neta por fuentes - Comercios - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	78.03	88.05	119.08	147.83
Gasoil	0.49	0.52	0.66	0.78
Solar	-	0.00	0.01	0.02
GLP	6.13	5.90	6.72	6.89
Biodiesel	-	-	-	-
Total	84.65	94.47	126.47	155.51

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c.1. Hoteles

Tabla 91. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hoteles - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	3.69	3.84	4.00	4.17
Cocción	6.74	7.24	7.78	8.35
Calentamiento de Agua	20.86	23.36	26.10	29.11
Conservación de Alimentos	10.27	7.74	6.27	5.30
Ventil. y Acond. Ambientes	69.38	76.56	84.56	93.48
Bombeo de Agua	8.36	8.95	9.59	10.28
Otros Artefactos	12.39	12.25	12.38	13.53
Total	131.69	139.96	150.68	164.22

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

La demanda de los hoteles se incrementará al 2036 a una tasa acumulada anual de 1.23 % en escenario tendencial y 2.40 % en el escenario alternativo. Evolucionando de 131.69 ktep en 2018 a 164.22 y 201.74 ktep,

respectivamente. Siendo el principal uso de esta rama de actividad la ventilación - acondicionamiento de ambientes (52.69 % de los usos energéticos) y la electricidad su principal fuente con 78.26 % de la demanda por fuentes energéticas.

En ambos escenarios, las participaciones de los usos iluminación, cocción, conservación de alimentos, bombeo de agua y otros artefactos retrocede en términos porcentuales y calentamiento de agua y ventilación - acondicionamiento de ambientes ganan participación relativa por la disminución del primer grupo.

Tabla 92. Demanda de energía neta por fuentes - Hoteles - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	103.06	108.03	115.13	124.67
Gasoil	1.88	2.00	2.13	2.27
Solar	-	0.46	0.98	1.55
Leña	0.26	0.48	0.71	0.97
Carbón Vegetal	0.04	0.03	0.02	0.02
Gas Natural	2.27	2.89	3.57	4.33
GLP	24.04	25.92	27.99	30.25
Gasolinas	0.14	0.15	0.16	0.17
Biodiesel	-	-	-	-
Total	131.69	139.96	150.68	164.22

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 93. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hoteles - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	3.69	4.09	4.26	4.41
Cocción	6.74	6.92	6.57	6.03
Calentamiento de Agua	20.86	26.19	30.61	35.03
Conservación de Alimentos	10.27	10.16	10.10	10.27
Ventil. y Acond. Ambientes	69.38	86.23	100.50	115.41
Bombeo de Agua	8.36	10.06	11.37	12.66
Otros Artefactos	12.39	14.59	16.24	17.94
Total	131.69	158.24	179.65	201.74

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Una fuente y usos para resaltar en esta rama son el gas licuado de petróleo, para los usos de cocción y calentamiento de agua (en los cuales participa el primero). Este gas represento el 18.26 % de la demanda por fuentes energéticas en el año base y estos usos el 20.95 % de la demanda por usos de los hoteles. Sin embargo, en el escenario alternativo la participación de esta fuente

disminuye hasta un 12.34 % (sustituida por gas natural, electricidad y energía solar).

Tabla 94. Demanda de energía neta por fuentes - Hoteles - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	103.06	123.99	141.14	158.99
Gasoil	1.88	2.20	2.42	2.63
Solar	-	1.54	3.35	5.40
Leña	0.26	0.26	0.25	0.23
Carbón Vegetal	0.04	0.02	0.02	0.01
Gas Natural	2.27	4.25	6.56	9.37
GLP	24.04	25.80	25.71	24.89
Gasolinas	0.14	0.17	0.20	0.22
Biodiesel	-	-	-	-
Total	131.69	158.24	179.65	201.74

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c.2. Restaurantes

La demanda de los restaurantes, en bases a las consideraciones planteadas en los escenarios socioeconómicos y energéticos, crece en el período de estudio a una tasa promedio anual de 2.45 % y 2.65 %, según escenario tendencial y alternativo, respectivamente, pasando de 22.75 ktep en 2018 a 35.17 y 36.44 ktep.

Al 2018, los principales usos en esta rama son: cocción (58.65 %), conservación de alimentos (16.85 %), ventilación y acondicionamiento de ambientes (11.66 %) y el resto de los usos en conjunto (12.85 %), según aprecia en las tablas incluidas a continuación. Las principales fuentes son: gas licuado de petróleo (50.19 % y electricidad (45.00 %). En ambos escenarios aumenta la participación de la electricidad y disminuye el gas natural, pero de forma más significativa en el escenario alternativo.

Participación porcentual de los usos permanece relativamente constante en el escenario tendencial (Conservación de alimentos disminuye un 0.69 % y 0.90 %), mientras que el alternativo, conservación de alimentos incrementa su participación porcentual en un 1.36 %, ventilación y acondicionamiento de ambientes gana 0.96 % y cocción disminuyen 1.54 % (el resto aumenta o disminuye entre rango de valores mínimos y máximos).

Cabe resaltar que la energía solar (calor) penetra, al no estar considerada en el año base, en el uso de calentamiento de agua (agua caliente sanitaria) hasta alcanzar al 2036 entre el 0.12 % y 0.18 % de la energía de los restaurantes,

según respectivos escenarios; carbón vegetal disminuye en el primero e incrementa ligeramente su participación en el segundo escenario.

Tabla 95. Demanda de energía neta por usos energéticos - Restaurantes - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.74	0.76	0.98	1.11
Cocción	13.34	13.82	18.19	20.94
Calentamiento de Agua	0.21	0.22	0.29	0.34
Conservación de Alimentos	3.83	3.89	5.03	5.68
Ventil. y Acond. Ambientes	2.65	2.76	3.65	4.22
Bombeo de Agua	0.54	0.56	0.75	0.87
Otros Artefactos	1.43	1.42	1.80	2.00
Total	22.75	23.44	30.68	35.17

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 96. Demanda de energía neta por fuentes - Restaurantes - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	10.24	10.61	13.98	16.13
Solar	-	0.01	0.02	0.04
Leña	0.33	0.33	0.41	0.45
Carbón Vegetal	0.76	0.77	1.00	1.13
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	11.42	11.72	15.27	17.42
Total	22.75	23.44	30.68	35.17

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 97. Demanda de energía neta por usos energéticos - Restaurantes - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.74	0.73	0.89	0.98
Cocción	13.34	13.89	17.95	20.81
Calentamiento de Agua	0.21	0.22	0.29	0.34
Conservación de Alimentos	3.83	4.14	5.53	6.63
Ventil. y Acond. Ambientes	2.65	2.86	3.83	4.60
Bombeo de Agua	0.54	0.58	0.76	0.90
Otros Artefactos	1.43	1.47	1.89	2.17
Total	22.75	23.89	31.14	36.44

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 98. Demanda de energía neta por fuentes - Restaurantes - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	10.24	11.14	15.04	18.21
Solar	-	0.01	0.04	0.06
Leña	0.33	0.32	0.38	0.41
Carbón Vegetal	0.76	0.91	1.32	1.69
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	11.42	11.50	14.37	16.07
Total	22.75	23.89	31.14	36.44

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c.3. Hospitales

La demanda de los hospitales registra un crecimiento del orden de 2.91 % y 3.03 %, evolucionando de 17.57 ktep en 2018 a 29.46 y 30.06 ktep, según resultados de escenario tendencial y alternativo. Siendo los usos de ventilación - acondicionamiento de ambientes (45.98 %) y otros artefactos (25.07) los de mayor ponderación y la electricidad, por lejos, la principal fuente (92.73 %) e incrementando hasta 92.88 % y 94.40 %.

A nivel de los usos, en el escenario tendencial, la estructura porcentual permanece relativamente constante (ligeros incrementos y aumentos no superan +/- 1%), en cambio, en el alternativo el peso de la iluminación, por medidas de eficiencia y crecimiento de otros usos, disminuye 1.11 %; ventilación y acondicionamiento de ambientes aumenta su peso en 3.48 % y el resto experimenta variaciones entre estos valores en el escenario alternativo, resaltando que la demanda de gas licuado de petróleo, sobre todo para cocción, disminuyen su participación al 2036 en 1.18 %, disminuyendo de 5.68 % en 2018 a 4.49 % de la demanda por fuente de esta rama.

Tabla 99. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hospitales - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.11	1.28	1.57	1.71
Cocción	0.88	1.06	1.34	1.50
Calentamiento de Agua	1.66	1.99	2.52	2.82
Conservación de Alimentos	0.70	0.76	0.87	0.95
Ventil. y Acond. Ambientes	8.08	9.69	12.30	13.82
Bombeo de Agua	0.73	0.87	1.09	1.22
Otros Artefactos	4.40	5.26	6.65	7.45
Total	17.57	20.91	26.34	29.46

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 100. Demanda de energía neta por fuentes - Hospitales - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	16.29	19.40	24.45	27.37
Gasoil	0.27	0.31	0.37	0.39
Solar	0.01	0.01	0.02	0.03
GLP	1.00	1.19	1.50	1.68
Gasolinas	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	17.57	20.91	26.34	29.46

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 101. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hospitales - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.11	1.24	1.48	1.57
Cocción	0.88	1.02	1.25	1.34
Calentamiento de Agua	1.66	1.95	2.42	2.66
Conservación de Alimentos	0.70	0.78	0.91	0.95
Ventil. y Acond. Ambientes	8.08	9.96	12.94	14.87
Bombeo de Agua	0.73	0.85	1.05	1.14
Otros Artefactos	4.40	5.30	6.72	7.54
Total	17.57	21.10	26.76	30.06

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 102. Demanda de energía neta por fuentes - Hospitales - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	16.29	19.69	25.12	28.38
Gasoil	0.27	0.26	0.25	0.20
Solar	0.01	0.04	0.09	0.14
GLP	1.00	1.11	1.30	1.35
Gasolinas	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	17.57	21.10	26.76	30.06

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c.4. Administración pública y defensa

La demanda de energía de administración pública y defensa, la cual al año base registro 23.42 ktep, se incrementaría al 2036 hasta alcanzar 33.59 y 35.21 ktep (equivalente a una tasa de crecimiento anual acumulada de 2.02 % y 2.29 %), según los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente. Siendo al año base los principales usos ventilación - acondicionamiento de ambiente y otros artefactos, en conjunto representaron el 72.81 % de la demanda.

Tabla 103. Demanda de energía neta por usos energéticos - Administración pública y defensa - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.70	1.83	2.08	2.27
Cocción	0.59	0.64	0.74	0.82
Calentamiento de Agua	0.14	0.16	0.18	0.20
Conservación de Alimentos	2.09	2.28	2.64	2.92
Ventil. y Acond. Ambientes	13.34	14.74	17.26	19.32
Bombeo de Agua	1.85	2.05	2.40	2.68
Otros Artefactos	3.72	4.11	4.81	5.38
Total	23.42	25.80	30.11	33.59

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 104. Demanda de energía neta por fuentes - Administración pública y defensa - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	23.12	25.47	29.74	33.19
Solar	-	0.00	0.01	0.01
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	0.28	0.30	0.34	0.36
Gasolinas	0.02	0.02	0.03	0.03
Total	23.42	25.80	30.11	33.59

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 105. Demanda de energía neta por usos energéticos - Administración pública y defensa - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.70	1.74	1.90	1.98
Cocción	0.59	0.65	0.76	0.85
Calentamiento de Agua	0.14	0.15	0.18	0.19
Conservación de Alimentos	2.09	2.22	2.49	2.69
Ventil. y Acond. Ambientes	13.34	15.13	18.15	20.79
Bombeo de Agua	1.85	2.04	2.38	2.65
Otros Artefactos	3.72	4.28	5.22	6.07
Total	23.42	26.21	31.07	35.21

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

La electricidad domina prácticamente toda la demanda de esta rama de actividad, siendo al 2018 el 98.73 % de la demanda e incrementara ligeramente su participación en ambos. En el escenario tendencial (0.10%) y bajo el alternativo (0.36%), sin sustituir por completo todas las otras fuentes.

Resaltando ligera penetración de energía solar, la cual no supera bajo ningún escenario el 0.07%; permanece una ligera participación de gasolinas y gas licuado de petróleo, sobre todo usos de cocción, calentamiento de agua y otros artefactos.

Tabla 106. Demanda de energía neta por fuentes - Administración pública y defensa - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	23.12	25.90	30.74	34.88
Solar	-	0.01	0.02	0.02
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	0.28	0.29	0.30	0.30
Gasolinas	0.02	0.02	0.01	0.00
Total	23.42	26.21	31.07	35.21

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c.5. Agua y Saneamiento

La demanda de agua y saneamiento (incluida la demanda de los acueductos), cuya única fuente es la electricidad, cuyo registro muestra un consumo de 28.26 ktep en 2018 evolucionaria hasta alcanzar al 2036 entre 39.92 ktep en el tendencial y 44.01 ktep en el alternativo. En tal sentido, experimentando tasas de crecimiento anual acumuladas de 1.94 % y 2.49 %, respectivamente.

El principal uso es el bombeo de agua, el cual represento al 2018 el 96.34 % de la demanda de esta rama, luego le siguen: iluminación (1.34 %), ventilación y acondicionamiento de ambientes (1.17 %), otros artefactos (0.73 %), conservación de alimentos (0.39 %) y cocción (0.02 %). En ambos escenarios la estructura porcentual permaneciendo relativamente, el uso de bombeo aumenta su participación en 0.15 % en el tendencial y 0.53 % en el alternativo.

Tabla 107. Demanda de energía neta por usos energéticos - Agua y saneamiento - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.38	0.42	0.46	0.51
Cocción	0.01	0.01	0.01	0.01
Conservación de Alimentos	0.11	0.11	0.11	0.13
Ventil. y Acond. Ambientes	0.33	0.37	0.42	0.47
Bombeo de Agua	27.22	30.84	34.44	38.52
Otros Artefactos	0.21	0.23	0.26	0.29
Total	28.26	31.99	35.70	39.92

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 108. Demanda de energía neta por fuentes - Agua y saneamiento - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	28.26	31.99	35.70	39.92
Total	28.26	31.99	35.70	39.92

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 109. Demanda de energía neta por usos energéticos - Agua y saneamiento - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.38	0.41	0.44	0.47
Cocción	0.01	0.01	0.01	0.01
Conservación de Alimentos	0.11	0.12	0.13	0.14
Ventil. y Acond. Ambientes	0.33	0.37	0.42	0.47
Bombeo de Agua	27.22	31.99	36.95	42.64
Otros Artefactos	0.21	0.23	0.26	0.29
Total	28.26	33.13	38.20	44.01

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 110. Demanda de Energía Neta por Fuentes - Agua y Saneamiento - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	28.26	33.13	38.20	44.01
Total	28.26	33.13	38.20	44.01

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c.6. Otros Servicios

La demanda de Otros Servicios registro un consumo de 113.25 ktep en 2018 se incrementaría hasta alcanzar al 2036 entre 201.52 ktep en el Tendencial y 221.82 ktep en el alternativo. Equivalente a un crecimiento anual acumulado de 3.25 % y 3.81%, respectivamente.

Tabla 111. Demanda de energía neta por fuentes - Otros servicios - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	105.34	123.94	153.98	187.60
Gasoil	0.09	0.10	0.12	0.15
Solar	-	0.06	0.15	0.28
GLP	7.21	8.40	10.33	12.47
Gasolinas	0.62	0.71	0.87	1.04
Total	113.25	133.21	165.46	201.52

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 112 Demanda de energía neta por usos energéticos - Otros servicios - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	12.40	14.44	17.77	21.43
Cocción	6.21	7.31	9.08	11.06
Calentamiento de Agua	2.24	2.67	3.35	4.13
Conservación de Alimentos	8.70	10.04	12.24	14.65
Ventil. y Acond. Ambientes	54.60	64.44	80.30	98.11
Bombeo de Agua	4.88	5.76	7.17	8.75
Otros Artefactos	24.21	28.55	35.55	43.40
Total	113.25	133.21	165.46	201.52

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 113. Demanda de energía neta por usos energéticos - Otros servicios - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	12.40	13.61	15.88	18.04
Cocción	6.21	7.04	8.46	9.90
Calentamiento de Agua	2.24	2.62	3.23	3.86
Conservación de Alimentos	8.70	9.66	11.38	13.04
Ventil. y Acond. Ambientes	54.60	68.91	91.81	118.50
Bombeo de Agua	4.88	5.60	6.81	8.07
Otros Artefactos	24.21	30.12	39.59	50.41
Total	113.25	137.56	177.16	221.82

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 114. Demanda de energía neta por fuentes - Otros servicios - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	105.34	128.87	167.09	210.55
Gasoil	0.09	0.07	0.05	0.03
Solar	-	0.12	0.29	0.50
GLP	7.21	7.75	8.77	9.57
Gasolinas	0.62	0.74	0.95	1.18
Total	113.25	137.56	177.16	221.82

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al 2018, el uso energético de mayor ponderación ha sido ventilación y acondicionamiento de ambiente (48.21 %), luego le siguen: otros artefactos (21.38 %), iluminación (10.95 %), conservación de alimentos (7.69 %), cocción (5.49 %), bombeo de agua (4.31 %) y calentamiento de agua (1.98 %). En el escenario tendencial los usos permanecen relativamente constante (ventilación y acondicionamiento ambientes incrementa en 0.48 % su participación y conservación disminuye en 0.42 %) y en el escenario alternativo el uso de ventilación - acondicionamiento ambientes y otros artefactos aumentan 5.21 %

y 1.35 %, por el contrario, iluminación, conservación de alimentos y cocción disminuyen en 2.82 %, 1.81 y 1.02 %, respectivamente.

c.7. Alumbrado público

El único uso es la iluminación y la energía eléctrica la única fuente. La demanda eléctrica para el alumbrado público se incrementará, en base a las consideraciones, en 6.79 % y 6.12 %, al pasar de 20.4942 ktep en 2018 hasta alcanzar 66.81 y 59.71 ktep en 2036.

Tabla 115. Demanda de energía neta por usos energéticos - Alumbrado público - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	20.49	27.95	45.31	66.81
Total	20.49	27.95	45.31	66.81

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 116 Demanda de energía neta por usos energéticos - Alumbrado público - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	20.49	26.18	41.14	59.71
Total	20.49	26.18	41.14	59.71

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d. Sector industrial

La demanda de energía neta para el sector industrial presenta una tasa de crecimiento promedio anual acumulada (a. a.) de 3.59 % en el período 2018 - 2036 en el escenario tendencial, para el escenario alternativo se estima que crezca a una tasa promedio de 5.13 % (a. a.) La demanda de este sector se compone de quince (15) fuentes, a saber: alcohol etílico, bagazo, biodiesel, biogás, carbón mineral, coque de petróleo, electricidad, fuel oil, gas natural, diésel, gasolinas, gas licuado de petróleo, leña, residuos de biomásas y solar (calor). De estas, en términos relativos, las fuentes de mayor crecimiento en el escenario tendencial serían el gas natural, la carbón mineral y Electricidad, las cuales experimentan incrementos, a tasa promedio a. a., de 4.58 %, 3.87 % y 3.80 %, respectivamente.

Para el escenario alternativo el solar será la fuente de mayor crecimiento en términos relativos en el período de estudio, registrando una tasa promedio a. a. de 62.92 %. El gas natural muestra la segunda tasa de crecimiento con 7.06 % y luego el carbón mineral (6.18 %). Las restantes fuentes crecen a tasas

42 Equivalente 238.35 GWh en 2018; 777.07 GWh - Escenario Tendencial y 694.41 GWh - Escenario Alternativo al 2036.

menores, como podrá apreciar en la tabla siguiente, o disminuyen como el caso de las gasolinas.

Tabla 117. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector industrial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	605.69	754.26	948.69	1,184.64
Gasoil	117.58	144.18	176.96	217.10
Biogás	-	0.27	0.66	1.21
Alcohol Etílico	-	0.00	0.01	0.01
Solar	0.00	0.01	0.01	0.01
Coque de Petróleo	190.30	224.17	263.71	309.74
Carbón Mineral	96.79	121.59	152.75	191.81
Leña	32.53	37.91	47.48	56.95
Bagazo	117.38	140.15	175.95	209.80
Gas Natural	91.55	119.95	157.30	204.94
GLP	22.77	27.71	34.05	41.58
Gasolinas	0.02	0.02	0.02	0.02
Fuel Óil	169.79	205.27	249.68	301.88
Residuos de Biomasa	155.03	193.39	241.12	300.48
Biodiesel	-	0.02	0.06	0.10
Total	1,599.43	1,968.89	2,448.43	3,020.27

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 118. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector industrial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	605.69	842.70	1,184.53	1,659.40
Gasoil	117.58	151.90	196.51	254.30
Biogás	-	1.47	3.93	7.85
Alcohol Etílico	-	0.00	0.01	0.01
Solar	0.00	0.00	9.81	30.44
Coque de Petróleo	190.30	222.81	256.04	286.79
Carbón Mineral	96.79	139.53	199.99	284.99
Leña	32.53	39.46	51.97	67.43
Bagazo	117.38	142.11	182.81	230.62
Gas Natural	91.55	139.26	209.93	312.68
GLP	22.77	29.67	39.08	51.38
Gasolinas	0.02	0.02	0.01	0.01
Fuel Óil	169.79	208.46	256.94	314.97
Residuos de Biomasa	155.03	222.98	313.09	435.13
Biodiesel	-	0.28	0.74	1.47
Total	1,599.43	2,140.67	2,905.39	3,937.47

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Por otra parte, en términos de variación absoluta, la fuente que experimenta un incremento mayor al 2036 es electricidad, con diferencias positivas 579 respectivamente en el escenario tendencial, y 1,054 ktep para el alternativo.

En cuanto a las participaciones de los energéticos en este sector se aprecia la relevancia de la electricidad, la cual parte de 37.87 % en el año base e incrementa en 1.35 % y 4.28 %, según escenarios tendencial y alternativo, respectivamente. Alcanzando 39.22 % y 42.14 % en 2036.

A continuación, la demanda neta industrial, de acuerdo con los escenarios tendencial y alternativos, a nivel de los subsectores, los cuales se desarrollarán más abajo en este informe.

Tabla 119. Demanda de energía neta por sectores en el sector industrial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Ingenios Azucareros	168.54	201.60	253.57	302.91
Resto Ind. Alimenticias y Tabaco	335.48	416.56	517.01	641.42
Textiles y Cueros	3.96	5.01	6.32	7.99
Papel e Imprenta	7.68	10.10	13.29	17.47
Química Caucho y Plásticos	41.10	50.92	63.08	78.17
Minería No Metálica	473.54	585.92	725.18	897.77
Zonas Francas	93.05	110.45	142.80	175.63
Resto de Industrias	95.71	118.29	146.21	180.73
Minería Metálica	380.37	470.04	580.97	718.18
Total	1,599.43	1,968.89	2,448.43	3,020.27

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 120. Demanda de energía neta por sectores en el sector industrial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Ingenios Azucareros	168.54	204.30	263.25	332.84
Resto Ind. Alimenticias y Tabaco	335.48	473.00	670.76	951.32
Textiles y Cueros	3.96	5.23	6.91	9.15
Papel e Imprenta	7.68	10.44	14.19	19.29
Química Caucho y Plásticos	41.10	56.84	78.61	108.68
Minería No Metálica	473.54	641.30	868.89	1,177.72
Zonas Francas	93.05	114.38	154.81	205.81
Resto de Industrias	95.71	127.49	169.75	225.94
Minería Metálica	380.37	507.70	678.22	906.71
Total	1,599.43	2,140.67	2,905.39	3,937.47

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.1. Ingenios azucareros

El crecimiento de este sector registra tasas de crecimiento del orden del 3.31 % en el escenario tendencial y 3.85 % en el alternativo. Siendo los principales usos a nivel de los ingenios azucareros son vapor y fuerza motriz, los cuales en conjunto representaron el 97.43 % de la demanda de energía neta de esta rama industrial y en ambos escenarios permanecerán relativamente constante, con ligeros incrementos del segundo uso.

El bagazo de caña de azúcar y la electricidad son las principales fuentes empleadas en los ingenios, representando más del 90.37 % de la demanda al año base, el primero con el 69.65 % y la energía eléctrica con el 20.72 %. En el escenario tendencial, las participaciones por fuentes permanecen relativamente constantes, salvo ligero incremento de la electricidad y en alternativo, se produce un incremento del 1.68 % de la electricidad, disminuye la participación de fuel oil de 9.32 % que representaba en 2018 hasta 4.43 % y se incrementa la participación de carbón mineral de 0.25 % hasta alcanzar 3.19 % al 2036 (asociado un proceso de sustitución de fuentes empleadas para la generación de vapor).

Tabla 121. Demanda de energía neta por usos energéticos - Ingenios azucareros - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.30	0.35	0.44	0.52
Vapor	133.60	159.43	200.06	238.44
Fuerza Motriz	30.45	36.86	46.91	56.68
Transporte Interno	0.05	0.05	0.07	0.08
Ventilación y Acond. Ambientes	4.15	4.90	6.09	7.19
Total	168.54	201.60	253.57	302.91

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 122. Demanda de energía neta por fuentes - Ingenios azucareros - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	34.93	42.15	53.48	64.44
Gasoil	0.02	0.02	0.03	0.03
Coque de Petróleo	0.08	0.10	0.13	0.15
Carbón Mineral	0.42	0.50	0.63	0.75
Bagazo	117.38	140.15	175.95	209.80
Fuel Oil	15.71	18.68	23.35	27.73
Total	168.54	201.60	253.57	302.91

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 123. Demanda de energía neta por usos energéticos - Ingenios azucareros - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.30	0.34	0.43	0.52
Vapor	133.60	160.77	205.69	258.23
Fuerza Motriz	30.45	38.14	50.69	66.00
Transporte Interno	0.05	0.05	0.07	0.08
Ventilación y Acond. Ambientes	4.15	4.99	6.38	7.99
Total	168.54	204.30	263.25	332.84

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 124. Demanda de Energía Neta por Fuentes - Ingenios Azucareros - Escenario Alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	34.93	43.50	57.53	74.58
Gasoil	0.02	0.02	0.02	0.02
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Coque de Petróleo	0.08	0.10	0.13	0.17
Carbón Mineral	0.42	2.50	5.80	10.61
Bagazo	117.38	142.11	182.81	230.62
Fuel Oil	15.71	15.62	15.84	14.74
Residuos de Biomasa	-	0.43	1.11	2.10
Biodiesel	-	-	-	-
Total	168.54	204.30	263.25	332.84

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.2. Resto industria alimenticia y tabaco

Tabla 125. Demanda de energía neta por usos energéticos - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	232.99	297.21	379.05	483.35
Vapor	1,267.88	1,610.59	2,045.61	2,597.70
Calor Directo	56.37	71.64	91.02	115.64
Fuerza Motriz	2,063.66	2,597.13	3,268.52	4,113.46
Transporte Interno	8.29	10.25	12.66	15.65
Ventilación y Acond. Ambientes	333.08	419.18	527.55	663.92
Total	3,962.27	5,006.00	6,324.41	7,989.72

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

La demanda de energía neta de esta rama crece 3.67 % en el escenario tendencial y 5.96 % en el escenario alternativo, partiendo de 335.48 ktep en el año base hasta alcanzar 641.42 y 951.32 ktep, respectivamente.

A nivel de esta rama, los principales usos serán la generación de vapor, calor directo y fuerza motriz, los cuales en conjunto representaron al 2018 el 91.16 % de la demanda y al 2036 representaran el 91.56 % inferior el escenario tendencial y 92.45 % en el escenario alternativo. El resto de los usos (iluminación, frío de procesos, transporte interno y ventilación - acondicionamiento de ambientes), como observa en las tablas más abajo, seguirán siendo marginales.

A partir de dos fuentes abastece la demanda de este subsector: residuos de biomasa y electricidad, los cuales en conjunto representaron el 78.18 % de la energía neta y en ambos escenarios mantendrán una participación relativamente similar. Electricidad incrementara ligeramente su participación en el tendencial y en el alternativo incrementara su peso, en 2.71 % a partir del 31.98 % que represento en 2018.

Cabe resaltar que los derivados de petróleo (gasoil, gas licuado de petróleo, gasolinas y fuel oil), los cuales al 2018 representaban el 15.61 % de la demanda de este subsector al 2036 bajo el escenario tendencial permanecerán prácticamente constante (14.20 %) y en el escenario alternativo disminuirán hasta representar el 11.01 %, al ser sustituidos por el gas natural, electricidad y la energía solar (esta última para calentamiento).

Tabla 126. Demanda de energía neta por fuentes - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	107.30	134.06	167.37	208.78
Gasoil	7.83	9.52	11.58	14.08
Biogás	-	0.27	0.66	1.21
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Solar	0.00	0.01	0.01	0.01
Leña	3.43	4.29	5.37	6.71
Gas Natural	17.40	21.57	26.73	33.12
GLP	17.79	21.71	26.48	32.30
Gasolinas	-	-	-	-
Fuel Oil	26.74	31.76	37.70	44.73
Residuos de Biomasa	154.99	193.34	241.05	300.38
Biodiesel	-	0.02	0.06	0.10
Total	335.48	416.56	517.01	641.42

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 127. Demanda de energía neta por usos energéticos - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	2.08	2.54	3.14	3.92
Vapor	82.71	109.97	146.47	195.43
Calor Directo	156.12	225.62	329.10	478.93
Fuerza Motriz	66.99	97.66	141.81	205.16
Frio de Proceso	10.52	14.64	20.35	28.28
Transporte Interno	4.54	5.93	7.75	10.14
Ventilación y Acond. Ambientes	12.53	16.65	22.14	29.45
Total	335.48	473.00	670.76	951.32

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 128. Demanda de energía neta por fuentes - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	107.30	156.32	227.33	330.01
Gasoil	7.83	10.49	14.06	18.87
Biogás	-	1.47	3.93	7.85
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Solar	0.00	0.00	9.81	30.44
Leña	3.43	4.96	7.15	10.27
Gas Natural	17.40	26.99	41.56	63.54
GLP	17.79	24.14	32.71	44.27
Gasolinas	-	-	-	-
Fuel Oil	26.74	31.47	36.53	41.61
Residuos de Biomasa	154.99	217.03	297.33	403.76
Biodiesel	-	0.13	0.35	0.70
Total	335.48	473.00	670.76	951.32

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.3. Textiles y cueros

Tabla 129. Demanda de energía neta por usos energéticos - Textiles y cueros - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	232.99	297.21	379.05	483.35
Vapor	1,267.88	1,610.59	2,045.61	2,597.70
Calor Directo	56.37	71.64	91.02	115.64
Fuerza Motriz	2,063.66	2,597.13	3,268.52	4,113.46
Transporte Interno	8.29	10.25	12.66	15.65
Ventilación y Acond. Ambientes	333.08	419.18	527.55	663.92
Total	3,962.27	5,006.00	6,324.41	7,989.72

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 130. Demanda de energía neta por fuentes - Textiles y cueros - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	2,673.41	3,372.14	4,253.55	5,365.40
Gasoil	37.87	48.04	60.93	77.27
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Solar	-	-	-	-
Leña	978.32	1,243.45	1,580.17	2,007.75
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	238.97	295.21	364.33	449.17
Gasolinas	8.16	10.17	12.65	15.73
Fuel Óil	25.53	32.45	41.23	52.38
Residuos de Biomasa	-	4.50	11.44	21.80
Biodiesel	-	0.05	0.12	0.23
Total	3,962.27	5,006.00	6,324.41	7,989.72

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 131. Demanda de energía neta por usos energéticos - Textiles y cueros - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	232.99	286.03	354.55	442.90
Vapor	1,267.88	1,618.71	2,071.36	2,656.22
Calor Directo	56.37	72.77	94.20	122.22
Fuerza Motriz	2,063.66	2,795.50	3,784.20	5,119.16
Transporte Interno	8.29	10.52	13.33	16.88
Ventilación y Acond. Ambientes	333.08	445.05	594.17	792.64
Total	3,962.27	5,228.57	6,911.81	9,150.03

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 132. Demanda de energía neta por fuentes - Textiles y cueros - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	2,673.41	3,602.12	4,856.15	6,548.31
Gasoil	37.87	48.65	62.55	80.50
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Solar	-	-	-	-
Leña	978.32	1,252.53	1,606.18	2,062.68
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	238.97	260.66	276.34	280.69
Gasolinas	8.16	9.16	10.20	11.24
Fuel Óil	25.53	32.66	41.85	53.71
Residuos de Biomasa	-	22.69	58.26	112.36
Biodiesel	-	0.10	0.27	0.54
Total	3,962.27	5,228.57	6,911.81	9,150.03

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

El subsector textiles y cueros está dominado por los usos fuerza motriz y vapor, los cuales representaron el 84.08 % de la demanda de energía neta al 2018 de esta rama, el primero con el 52.08 % y el segundo con el 32.00 %. Bajo el escenario tendencial permanecen relativamente constante y alternativo incrementa en 0.90 %. Sin embargo, vapor disminuye su peso relativo y fuerza motriz lo incrementa.

El resto de los usos (iluminación, calor directo, transporte interno, ventilación y acondicionamiento de ambientes), los cuales al 2018 representaron 15.92 % de la demanda de esta rama, al 2036 bajo el escenario tendencial permanecerían relativamente constante y bajo el escenario alternativo disminuirían ligeramente.

Básicamente dos (2) fuentes dominan en esta rama, la electricidad represento el 67.47 % y leña 24.69 % de la demanda de energía neta. Al 2036 bajo escenario tendencial la estructura permanece relativamente constante, ligero incremento de la participación de la leña y en el alternativo, disminuye esta biomasa e incrementa la participación de la electricidad en 4.09 %, alcanzando 71.57 %.

d.4. Papel e imprenta

Esta rama registra un incremento de la demanda de energía neta del orden de 4.67 % (a.a) bajo el escenario tendencial y 5.25 % (a.a). Evolucionando de 7.68 kTep en 2018 a 17.47 y 19.29 kTep, respectivamente.

En cuanto a los usos energéticos, dos (2) representaron el 80.63 % en el año base, fuerza motriz con el 60.50 % y vapor con el 20.13 %. Bajo escenario tendencial de estos usos permanece constante y el escenario alternativo se incrementa hasta 81.51 % de la demanda de este subsector. El resto de los usos (iluminación, calor directo, frío de proceso, transporte interno y ventilación - acondicionamiento de ambientes) no alcanzan bajo ningún escenario el 20 %, según observa en las tablas a continuación.

Tabla 133. Demanda de energía neta por usos energéticos - Papel e imprenta - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.30	0.40	0.53	0.70
Vapor	1.55	2.01	2.61	3.38
Calor Directo	0.23	0.30	0.38	0.49
Fuerza Motriz	4.65	6.14	8.10	10.70
Frio de Proceso	0.05	0.07	0.09	0.11
Transporte Interno	0.16	0.21	0.28	0.36
Ventilación y Acond. Ambientes	0.75	0.98	1.30	1.72
Total	7.68	10.10	13.29	17.47

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 134. Demanda de energía neta por fuentes - Papel e imprenta - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	5.93	7.84	10.35	13.67
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Gas Natural	-	-	-	-
GLP	0.20	0.24	0.30	0.36
Fuel Óil	1.55	2.02	2.64	3.45
Residuos de Biomasa	-	0.00	0.00	0.00
Biodiesel	-	-	-	-
Total	7.68	10.10	13.29	17.47

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

A nivel de las fuentes, la electricidad y fuel oil representaron el 97.38 % del abastecimiento de la demanda al año base; siendo por mucho la primera la principal fuente con el 77.25 %, alcanzado al 2036 bajo el escenario tendencial el 78.21 % y bajo el escenario alternativo 80.79 % de la demanda neta de este subsector.

Cabe resaltar que los derivados de petróleo (fuel oil y gas licuado de petróleo), los cuales al año base representaron el 22.75 % del abastecimiento de la demanda de papel e imprenta, bajo el escenario tendencial disminuyen hasta 21.76 % y en el escenario alternativo hasta 18.88 % (sustituidos por la electricidad y residuos de biomasa en el escenario tendencial y en el alternativo, de forma más agresiva, por electricidad, gas natural, residuos de biomasa y biodiesel).

Tabla 135. Demanda de energía neta por usos energéticos - Papel e imprenta - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.30	0.40	0.54	0.73
Vapor	1.55	2.00	2.59	3.34
Calor Directo	0.23	0.30	0.40	0.52
Fuerza Motriz	4.65	6.45	8.94	12.38
Frio de Proceso	0.05	0.07	0.09	0.12
Transporte Interno	0.16	0.21	0.28	0.36
Ventilación y Acond. Ambientes	0.75	1.01	1.36	1.84
Total	7.68	10.44	14.19	19.29

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 136. Demanda de energía neta por fuentes - Papel e imprenta - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	5.93	8.19	11.30	15.59
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Gas Natural	-	0.00	0.01	0.02
GLP	0.20	0.23	0.26	0.28
Fuel Óil	1.55	2.00	2.60	3.36
Residuos de Biomasa	-	0.00	0.01	0.02
Biodiesel	-	0.00	0.01	0.02
Total	7.68	10.44	14.19	19.29

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.5. Química, caucho y plásticos

En términos de usos energético el subsector de química, cauchos y plásticos tres (3) representaron el 81.40 % de la demanda de energía neta de esta rama, siendo fuerza motriz la mayor con 35.83 %, luego calor directo (30.35 %) y frío de proceso (15.23 %). En ambos escenarios seguirán teniendo este peso e incrementando hasta alcanzar al 2036 el 81.53 % en el escenario tendencial y el 82.31 % en el escenario alternativo.

El resto de los Usos (iluminación, vapor, transporte interno y ventilación - acondicionamiento de ambientes) tendrán una participación en ambos escenarios menor al 18.60 % que representaron al 2018. Siendo la principal fuente es la electricidad, la cual al año base represento el 87.25 % del abastecimiento de la demanda de esta rama.

Derivados de petróleo (gasoil, gas licuado de petróleo y fuel oil) que al 2018 representaron el 4.38 %, disminuyen su participación en 0.49 % bajo escenario tendencial y en 1.99 % bajo escenario alternativo, sustituidos por electricidad, carbón mineral, gas natural y biodiesel (este solo en el alternativo).

Tabla 137. Demanda de energía neta por usos energéticos - Química, caucho y plásticos - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.68	0.84	1.03	1.26
Vapor	3.20	3.96	4.91	6.07
Calor Directo	12.47	15.38	18.97	23.39
Fuerza Motriz	14.72	18.25	22.63	28.05
Frio de Proceso	6.26	7.84	9.81	12.28
Transporte Interno	1.25	1.54	1.89	2.32
Ventilación y Acond. Ambientes	2.51	3.11	3.86	4.78
Total	41.10	50.92	63.08	78.17

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 138. Demanda de energía neta por fuentes - Química, caucho y plásticos - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	35.86	44.44	55.09	68.30
Gasoil	0.13	0.16	0.20	0.25
Alcohol Etilico	-	-	-	-
Carbón Mineral	-	0.06	0.14	0.25
Gas Natural	3.44	4.27	5.30	6.57
GLP	0.74	0.91	1.12	1.37
Gasolinas	-	-	-	-
Fuel Oil	0.92	1.07	1.24	1.42
Biodiesel	-	-	-	-
Total	41.10	50.92	63.08	78.17

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 139. Demanda de energía neta por usos energéticos - Química, caucho y plásticos - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.68	0.90	1.20	1.60
Vapor	3.20	4.41	6.08	8.38
Calor Directo	12.47	17.01	23.19	31.62
Fuerza Motriz	14.72	20.63	28.87	40.40
Frio de Proceso	6.26	8.82	12.41	17.43
Transporte Interno	1.25	1.65	2.18	2.89
Ventilación y Acond. Ambientes	2.51	3.42	4.67	6.37
Total	41.10	56.84	78.61	108.68

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 140. Demanda de energía neta por fuentes - Química, caucho y plásticos - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	35.86	49.78	69.09	95.86
Gasoil	0.13	0.18	0.23	0.31
Alcohol Etilico	-	-	-	-
Carbón Mineral	-	0.12	0.34	0.70
Gas Natural	3.44	4.78	6.64	9.23
GLP	0.74	0.85	0.94	1.00
Gasolinas	-	-	-	-
Fuel Oil	0.92	1.07	1.21	1.29
Biodiesel	-	0.05	0.14	0.29
Total	41.10	56.84	78.61	108.68

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.6. Minería no metálica

El subsector minería no metálica (incluye la industria cementera), el cual represento el 29.61 % de la demanda industrial y 6.73 % de la demanda de energía neta, en base a las consideraciones de los escenarios socioeconómicos y energéticos de la prospectiva, crecerá a una tasa anual acumulada de 3.62 % en el escenario tendencial y 5.19 % en el escenario alternativo, pasando de 473.54 ktep en 2018 a 897.77 y 1,177.72 ktep, respectivamente.

Tabla 141. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería no metálica - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.52	0.64	0.79	0.97
Vapor	0.18	0.23	0.28	0.35
Calor Directo	302.62	372.54	458.75	565.11
Fuerza Motriz	160.05	200.10	250.18	312.78
Transporte Interno	8.83	10.78	13.17	16.09
Ventil. y Acond. Ambientes	1.34	1.64	2.01	2.47
Total	473.54	585.92	725.18	897.77

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En relación con los usos energéticos, calor directo y fuerza motriz representaron en el año base el 97.71 % de la demanda energética de esta rama. En ambos escenarios se incrementa su peso, pero sin asumir toda la demanda.

El resto de los usos (iluminación, vapor, transporte interno y ventilación - acondicionamiento de ambientes) representaron 2.29 % en 2018 y disminuyen hasta alcanzar 2.21 % y 1.87 % en 2036, según los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente.

Tabla 142. Demanda de energía neta por fuentes - Minería no metálica - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	162.04	203.43	255.35	320.47
Gasoil	8.66	10.54	12.84	15.63
Coque de Petróleo	189.40	223.05	262.32	308.02
Carbón Mineral	96.37	121.03	151.98	190.80
Gas Natural	16.73	27.45	42.17	62.20
GLP	0.34	0.42	0.52	0.65
Residuos de Biomasa	-	-	-	-
Total	473.54	585.92	725.18	897.77

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 143. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería no metálica - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	0.52	0.62	0.75	0.92
Vapor	0.18	0.23	0.30	0.38
Calor Directo	302.62	405.52	543.66	729.20
Fuerza Motriz	160.05	222.05	307.84	426.50
Transporte Interno	8.83	11.16	14.09	17.80
Ventil. y Acond. Ambientes	1.34	1.73	2.25	2.92
Total	473.54	641.30	868.89	1,177.72

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al 2018, las principales fuentes emergentes de este subsector son: coque de petróleo, electricidad y carbón mineral. El primero de estos represento el 40 % y la electricidad el 34.22 %, pero a lo largo del estudio esta última fuente desplaza a la primera y alcanza al 2036 el 35.70 % bajo el escenario tendencial y 38.76 % el escenario alternativo.

Cabe resaltar también, que el carbón mineral y el gas natural incrementan su participación en ambos escenarios, siendo más agresivo este en el alternativo.

Tabla 144. Demanda de energía neta por fuentes - Minería no metálica - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	162.04	229.43	324.01	456.52
Gasoil	8.66	10.86	13.61	17.04
Coque de Petróleo	189.40	221.62	254.45	284.69
Carbón Mineral	96.37	136.91	193.85	273.68
Gas Natural	16.73	36.61	67.90	116.03
GLP	0.34	0.44	0.56	0.71
Residuos de Biomasa	-	5.45	14.52	29.06
Total	473.54	641.30	868.89	1,177.72

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.7. Minería metálica

Siendo el subsector minería metálica una de las ramas de mayor peso a nivel industrial, y cuya demanda neta al 2018 represento 23.78 % de la demanda neta o 5.40 % de la demanda total. Registra una tasa anual acumulada de 2.59 % en el tendencial y 4.94 % en el alternativo.

Al analizar los usos, tres (3): calor directo, fuerza motriz y transporte interno representando al 2018 el 95.90 % de la demanda del subsector. Otros usos (iluminación, vapor, ventilación - acondicionamiento de ambientes) al 2018 representaron el 4.10 % de la demanda, aumentan ligeramente hasta 4.18 % en

2036 bajo el escenario tendencial y disminuyen hasta alcanzar 3.58 % en el alternativo.

Tabla 145. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería metálica - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.22	1.51	1.87	2.31
Vapor	13.20	16.44	20.46	25.48
Calor Directo	209.71	260.13	322.73	400.46
Fuerza Motriz	104.98	129.45	159.66	196.95
Transporte Interno	50.08	61.07	74.46	90.77
Refrigeración Ambientes	1.18	1.45	1.79	2.21
Total	380.37	470.04	580.97	718.18

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al año base, tres (3) fuentes energéticas tienen un peso ponderado del orden del 99.82 % del abastecimiento de la demanda del subsector; electricidad (42.50 %), fuel oil (31.57 %) y gasoil (25.75 %). En conjunto, ambos escenarios, permanecerán representando este porcentaje, sin eliminar por completo la participación de coque de petróleo (0.18%), más embargo, la energía eléctrica incrementa su participación en 2.01 % bajo el escenario tendencial y en 7.08 % en el escenario alternativo, disminuyendo la participación de los Derivados de Petróleo.

Tabla 146. Demanda de energía neta por fuentes - Minería metálica - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	161.65	202.88	254.66	319.69
Gasoil	97.96	120.33	147.83	181.62
Coque de Petróleo	0.67	0.84	1.04	1.29
Fuel Oil	120.08	145.99	177.44	215.58
Total	380.37	470.04	580.97	718.18

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 147. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería metálica - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.22	1.52	1.92	2.43
Vapor	13.20	16.78	21.36	27.24
Calor Directo	209.71	277.95	368.58	488.99
Fuerza Motriz	104.98	145.55	201.66	279.22
Transporte Interno	50.08	64.33	82.61	106.04
Refrigeración Ambientes	1.18	1.57	2.09	2.79
Total	380.37	507.70	678.22	906.71

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 148. Demanda de energía neta por fuentes - Minería metálica - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	161.65	227.81	320.33	449.54
Gasoil	97.96	126.70	163.93	212.17
Coque de Petróleo	0.67	0.90	1.19	1.59
Fuel Oil	120.08	152.30	192.76	243.41
Total	380.37	507.70	678.22	906.71

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d.8. Zonas francas

La demanda de las zonas francas, cuya demanda represento al 2018 el 5.82 % de la demanda industrial o el 1.32 % de la demanda neta total, registra un crecimiento de 3.59 % y 4.51 %, según aprecia en las tablas.

Relativo a los usos energéticos, son cuatro (4) los principales: fuerza motriz, vapor, ventilación - acondicionamiento de ambientes y calor directo, los cuales al 2018 representaron el 95.28 % de la demanda neta del subsector. En el escenario tendencial, salvo ligero incrementos y decrecimientos (inferiores a +/- 0.21 %), la estructura permanece relativamente constante, sin embargo, en el escenario alternativo la fuerza motriz incrementa su participación en 2.45 %, a partir 36.42 % que represento en 2018, y el resto de los usos retroceden.

A nivel de las fuentes, aunque participan diez (10) fuentes energéticas, solo dos (2): electricidad y leña representan el 87.07 % del abastecimiento de la demanda neta de las zonas francas. La energía eléctrica incrementa en ambos escenarios su participación, pasando de 56.95 % en 2018 a 57.05 % y 58.47 %, de acuerdo con los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente.

Tabla 149. Demanda de energía neta por usos energéticos - Zonas francas - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	2.27	2.64	3.34	4.02
Vapor	30.80	36.59	47.34	58.26
Calor Directo	9.71	11.49	14.80	18.15
Fuerza Motriz	33.89	40.30	52.21	64.34
Frio de Proceso	0.84	0.98	1.25	1.51
Transporte Interno	1.28	1.49	1.89	2.29
Ventilación y Acond. Ambientes	14.26	16.96	21.97	27.07
Total	93.05	110.45	142.80	175.63

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 150. Demanda de energía neta por fuentes - Zonas francas - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	53.00	62.94	81.42	100.21
Gasoil	1.10	1.30	1.67	2.05
Alcohol Etílico	-	0.00	0.01	0.01
Leña	28.03	32.25	40.38	48.05
Gas Natural	5.01	6.94	10.25	14.17
GLP	2.61	3.09	4.00	4.92
Gasolinas	0.01	0.01	0.00	0.00
Fuel Oil	3.27	3.88	5.01	6.15
Residuos de Biomasa	0.04	0.04	0.06	0.07
Biodiesel	-	-	-	-
Total	93.05	110.45	142.80	175.63

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 151. Demanda de energía neta por usos energéticos - Zonas francas - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	2.27	2.62	3.33	4.16
Vapor	30.80	37.61	50.58	66.80
Calor Directo	9.71	11.87	15.97	21.09
Fuerza Motriz	33.89	42.63	58.96	80.01
Frio de Proceso	0.84	0.99	1.28	1.64
Transporte Interno	1.28	1.43	1.76	2.14
Ventilación y Acond. Ambientes	14.26	17.23	22.93	29.99
Total	93.05	114.38	154.81	205.81

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 152. Demanda de energía neta por fuentes - Zonas francas - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	53.00	65.73	89.75	120.34
Gasoil	1.10	1.32	1.76	2.29
Alcohol Etílico	-	0.00	0.01	0.01
Leña	28.03	33.11	43.03	54.87
Gas Natural	5.01	7.36	11.55	17.42
GLP	2.61	2.79	3.23	3.61
Gasolinas	0.01	0.01	0.00	0.00
Fuel Oil	3.27	3.98	5.34	7.03
Residuos de Biomasa	0.04	0.05	0.06	0.08
Biodiesel	-	0.03	0.09	0.16
Total	93.05	114.38	154.81	205.81

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Derivados de petróleo y leña disminuyen en ambos escenarios, en particular en el alternativo, a raíz de procesos de sustitución a nivel de los usos energéticos

por electricidad, gas natural y otras fuentes como alcohol etílico y biodiesel (solo en el alternativo). En tal sentido, el gas natural incrementa su peso en 2.68 % y 3.08 % al 2036, bajo respectivos escenarios. A partir del 5.39 % que represento en 2018.

d.9. Resto de industrias

En esta rama industrial los usos calor directo y fuerza motriz concentran el 86.69 % de la demanda neta al 2018; ventilación y acondicionamiento de ambiente el 7.69 % y el resto de los usos (iluminación, frío de procesos y transporte interno) el porcentaje restante, como se apreciará en las tablas incluidas a continuación. En el escenario tendencial dicha estructura permanecerá relativamente constante y en el escenario alternativo se registrará un incremento porcentual del 2.28 % a nivel de uso fuerza motriz y disminuciones del resto de los usos.

Tabla 153. Demanda de energía neta por usos energéticos - Resto de industrias - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.38	1.69	2.06	2.52
Calor Directo	51.75	63.62	78.21	96.18
Fuerza Motriz	31.22	39.13	49.03	61.39
Frio de Proceso	1.09	1.33	1.61	1.96
Transporte Interno	2.90	3.55	4.33	5.30
Ventilación y Acond. Ambientes	7.36	8.98	10.96	13.38
Total	95.71	118.29	146.21	180.73

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 154. Demanda de energía neta por fuentes - Resto de industrias - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	42.31	53.14	66.71	83.72
Gasoil	1.85	2.26	2.75	3.36
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Coque de Petróleo	0.15	0.18	0.23	0.28
Leña	0.10	0.12	0.15	0.18
Gas Natural	48.97	59.72	72.85	88.88
GLP	0.85	1.04	1.26	1.54
Fuel Oil	1.49	1.83	2.26	2.78
Biodiesel	-	-	-	-
Total	95.71	118.29	146.21	180.73

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

A nivel de las fuentes energéticas, el gas natural y la electricidad concentraron el 95.37 % de la demanda de energía neta de esta rama industrial al 2018. La

energía eléctrica en ambos escenarios incrementará su participación, en particular en el alternativo, en el cual desplazará parcialmente al gas natural en el uso de calor directo.

Tabla 155. Demanda de energía neta por usos energéticos - Restos de industrias - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Iluminación	1.38	1.69	2.07	2.56
Calor Directo	51.75	68.56	90.76	120.06
Fuerza Motriz	31.22	42.58	57.98	78.85
Frio de Proceso	1.09	1.42	1.83	2.37
Transporte Interno	2.90	3.60	4.47	5.54
Ventilación y Acond. Ambientes	7.36	9.64	12.64	16.56
Total	95.71	127.49	169.75	225.94

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 156. Demanda de energía neta por fuentes - Restos de industrias - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	42.31	58.34	80.33	110.42
Gasoil	1.85	2.29	2.83	3.51
Alcohol Etilico	-	-	-	-
Coque de Petróleo	0.15	0.20	0.26	0.35
Leña	0.10	0.13	0.17	0.23
Gas Natural	48.97	63.52	82.28	106.44
GLP	0.85	0.97	1.10	1.24
Fuel Oil	1.49	1.98	2.62	3.48
Biodiesel	-	0.06	0.15	0.28
Total	95.71	127.49	169.75	225.94

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

e. Sector transporte

Respecto al sector transporte se observan requerimientos de ocho (8) fuentes: alcohol etílico, avtur (aviación), biodiesel, electricidad (metro de santo domingo y teleférico), gas natural, gasoil, gasolinas y gas licuado de petróleo. En ambos escenarios, en términos relativos, la fuente de mayor crecimiento será la electricidad, presentando tasas promedio (a.a.) de 19.27 % y 23.68 %, fruto de las consideraciones de expansión del sistema de transporte masivo (OPRET, 2021).

No obstante, en términos absolutos, avtur es la fuente que experimenta mayor incremento en su demanda, registrando al 2036 una variación de 406.65 y 441.45 ktep, bajo los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente.

Tabla 157. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector transporte - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	4.92	14.07	40.89	117.57
Gasoil	1,005.78	1,077.96	1,165.68	1,241.96
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Gas Natural	17.37	24.75	34.43	47.10
GLP	493.04	547.82	609.04	607.83
Gasolinas	1,063.46	1,188.94	1,332.55	1,449.52
AvTur	584.98	669.69	834.98	991.63
Biodiesel	-	23.34	35.29	38.14
Total	3,169.56	3,546.57	4,052.85	4,493.74

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En ambos escenarios, en términos absolutos, la electricidad ocupa el cuarto y segundo lugar, al incrementar en su demanda al 2036 en 112.64 y 220.87 ktep, tendencial y alternativo, respectivamente.

Tabla 158. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector transporte - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	4.92	18.60	85.38	225.80
Gasoil	1,005.78	1,011.05	1,040.95	1,029.55
Alcohol Etílico	-	1.50	58.88	100.24
Gas Natural	17.37	36.15	66.25	103.72
GLP	493.04	548.05	582.90	560.91
Gasolinas	1,063.46	1,167.47	1,191.06	1,169.99
AvTur	584.98	672.76	850.62	1,026.43
Biodiesel	-	15.98	32.16	45.22
Total	3,169.56	3,471.57	3,908.21	4,261.85

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En cuanto a las participaciones por fuentes en la demanda de energía neta se observa que los derivados de petróleo⁴³, en ambos escenarios, continuarán teniendo el mayor peso en el sector transporte. No obstante, se aprecia un decrecimiento en el requerimiento de los usuarios de estos energéticos a lo largo del período de análisis. Se proyecta que del 99.30 % con el que se contaban en 2018, disminuyan para el año 2036, al 95.49 % en el escenario tendencial y el 88.86 % en el alternativo. El decrecimiento de los derivados se puede explicar por el crecimiento de la demanda de electricidad, gas natural y supuestos de sustitución de alcohol etílico y biodiesel.

43 Excluyendo el Gas Natural.

A nivel de las ramas de la demanda del transporte, según observa a continuación, al 2018 el 81.39 % se concentró en el transporte carretero, 18.46 % transporte Aéreo Internacional y el 0.15 % transporte de líneas férreas (Metro de Santo Domingo y Teleférico). Al 2036, en ambos escenarios, sobre todo en el Alternativo, se prevé una ganancia en términos porcentuales del aéreo y líneas férreas, los cuales se incrementan en 3.61 % y 0.45 % en el primero y en 5.63 % y 0.91 %, según respectivos Escenarios Tendencia y Alternativo.

Tabla 159. Demanda de energía neta sector transporte sectorial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Carretero	2,579.67	2,869.90	3,194.13	3,474.85
Aéreo	584.98	669.69	834.98	991.63
Metro	4.91	6.98	23.75	27.26
Total	3,169.56	3,546.57	4,052.85	4,493.74

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 160. Demanda de energía neta sector transporte sectorial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Carretero	2,579.67	2,791.84	3,032.21	3,189.85
Aéreo	584.98	672.76	850.62	1,026.43
Metro	4.91	6.96	25.38	45.57
Total	3,169.56	3,471.57	3,908.21	4,261.85

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

f. Resto de los sectores

En esta sección analizamos el comportamiento que presentaría la demanda de energía neta del resto de los sectores⁴⁴ en el período 2018 - 2036. Los energéticos que este sector requerirá siendo: gas licuado de petróleo y gasolinas en el escenario tendencial y en el escenario alternativo.

Tabla 161. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el resto de los sectores - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
GLP	14.53	17.12	22.00	26.95
Gasolinas	26.66	31.23	39.88	48.56
Total	41.18	48.35	61.88	75.51

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Estos energéticos crecen a una tasa anual de 3.43 % y 4.01 %, evolucionando de 41.18 ktep en el año base a 75.51 y 83.53 ktep, de acuerdo con escenarios

⁴⁴ A diferencia de pasadas versiones del Balance de Energía, en esta los consumos de Minería pasan al Sector Industrial.

tendencial y alternativo, respectivamente. en base supuestos de crecimiento del producto interno bruto, consideraciones de eficiencia y variación de las intensidades energéticas planteadas en el informe de escenarios socioeconómicos y energéticos.

Tabla 162. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el resto de los sectores - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
GLP	14.53	17.56	23.36	29.69
Gasolinas	26.66	32.09	42.52	53.83
Total	41.18	49.66	65.89	83.53

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

La estructura de estos consumos permanece relativamente constante en ambos escenarios. El gas licuado de petróleo representa el 35.27 % en 2018 y alcanza el 35.69 % y 35.55 %; las gasolinas el 64.73 % y disminuye a 64.31 % y 64.45 %, escenario tendencial y alternativo, respectivamente.

g. No energéticos

La demanda de fuentes no energéticas o potencialmente energéticas pero empleadas para a fines no energéticos (como la producción de petroquímicos básicos, lubricantes, cementos asfálticos, entre otros), representó en 2018 un total de 336.82 kTep. Para el final del período de análisis se espera que en el escenario tendencial ascienda a los 636.37 kTep, y para el alternativo a 685.98 kTep. Lo que es explicado por un crecimiento anual acumulado de 3.60 % y 4.03 %, respectivamente para cada uno de los escenarios propuestos.

Tabla 163. Demanda de energía neta por fuentes en no energéticos - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Bitumen	76.56	90.81	117.39	144.65
Lubricantes	42.80	50.77	65.63	80.87
Gasolinas	150.01	177.93	230.00	283.42
Otros No Energético de Petróleo	67.44	79.99	103.40	127.42
Total	336.82	399.49	516.42	636.37

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Las fuentes utilizadas para fines no energéticos son exclusivamente derivados de petróleo en ambos escenarios, donde la gasolina resalta como la fuente de mayor demanda para esos usos. Al 2018 la demanda de gasolina representaba el 44.54 % de los requerimientos no energéticos; bitumen o cemento asfáltico, 22.73 %; otros no energéticos, 20.02 % y lubricantes, 12.71 %. Permaneciendo en ambos escenarios esta estructura constante.

El 44.54 % corresponde (gasolinas) a minería, estimado en base primera encuesta energética (2001) y 55.46 % a registros de importaciones reportadas por el Banco Central de la República Dominicana.

Tabla 164. Demanda de energía neta por fuentes en no energéticos - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Bitumen	76.56	92.45	122.84	155.93
Lubricantes	42.80	51.69	68.68	87.18
Gasolinas	150.01	181.14	240.69	305.52
Otros No Energético de Petróleo	67.44	81.44	108.21	137.36
Total	336.82	406.71	540.41	685.98

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

h. Consumos propios

Aquellos consumos energéticos destinados a la producción, transformación, transporte, almacenamiento y distribución de las distintas formas de energía representaron en 2018 el 1.57 % de la demanda total, es decir, un equivalente de 110.41 kTep.

No se consideran aquí los consumos de una fuente energética que se transforma en otra fuente energética, como la leña en carbón vegetal, diésel en electricidad, azúcar en alcohol, etc. Las fuentes consideradas en esta clasificación son: electricidad, fuel oil, gas de refinería, gasoil y gasolinas. En el año base estas fuentes registraron participaciones del orden de 53.95 %, 31.80 %, 12.10 %, 0.23 % y 1.92 %, respectivamente.

A lo largo del período se esperan tasas de crecimiento del orden de 2.01 % (a.a.) en el escenario tendencial, y de 2.16 % (a.a.) en el alternativo. Con estas tasas al 2036 se espera que la demanda de energéticos para satisfacer los consumos propios ascienda a 157.90 ktep en el escenario tendencial y 162.17 ktep en el alternativo.

Tabla 165. Demanda de energía neta por fuentes en consumos propios - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	59.56	71.67	86.39	104.28
Gasoil	0.25	0.26	0.26	0.26
Gasolinas	2.12	2.22	2.23	2.24
Fuel Oil	35.11	36.76	36.89	37.03
Total	110.41	124.90	139.81	157.90

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 166. Demanda de energía neta por fuentes en consumos propios - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	59.56	75.38	95.73	121.95
Gasoil	0.25	0.24	0.22	0.20
Gasolinas	2.12	2.00	1.84	1.68
Fuel Oil	35.11	33.08	30.44	27.77
Gas de Refinería	13.36	12.59	11.58	10.57
Total	110.41	123.28	139.81	162.17

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al año base, el 47.03 % correspondían a refinerías, correspondientes a electricidad y otros combustibles; el 43.85 % a centrales eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), consumos eléctricos; el 7.11 % centrales sistemas aislados; y 2.02 % consumos eléctricos minería.

Tabla 167. Demanda de energía neta sectorial - Consumos propios - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Refinería	50.84	53.22	53.42	53.62
Centrales Eléctricas SENI	48.41	58.72	71.22	86.39
Sistemas Aislados	7.85	9.65	11.86	14.58
Minería	2.23	2.23	2.23	2.23
Refinería (EE)	1.08	1.08	1.08	1.08
Total	110.41	124.90	139.81	157.90

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 168. Demanda de energía neta sectorial - Consumos propios - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Refinería	50.84	47.90	44.07	40.22
Centrales Eléctricas SENI	48.41	61.25	77.51	98.07
Sistemas Aislados	7.85	10.82	14.92	20.57
Minería	2.23	2.23	2.23	2.23
Refinería (EE)	1.08	1.08	1.08	1.08
Total	110.41	123.28	139.81	162.17

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

6.1.5. Demanda sectorial en energía útil

Al hablar de la demanda por fuentes energéticas en términos de energía útil, nos referimos a la energía que realmente es aprovechada en los sectores de consumo final. Sirve para evaluar los rendimientos del consumo, lo cual es una medida de la eficiencia con la cual se utiliza la misma, por los distintos equipamientos para la satisfacción de las necesidades de energía.

La demanda útil de energéticos arroja tendencias positivas en energía solar, gas natural y carbón mineral, los cuales presentan tasas promedio de crecimiento anual acumulado de 16.19 %, 4.75 % y 4.19 % en el escenario tendencial.

Por su parte, la demanda de energía eléctrica presentaría un crecimiento a una tasa promedio anual acumulada de 3.83 %, pasando de 923.67 kTep en 2018, a 1,817.92 kTep en 2036. Mientras, la demanda de derivados del petróleo tendría tendencias de crecimiento con tasas promedio anual acumulada un poco más reducidas. Encabezando este grupo se encuentran el bitumen o cemento asfáltico, lubricantes y otros no energéticos (3.60 %), fuel oil en segundo lugar con 3.48 %. por su parte el gas licuado de petróleo, querosene, gasoil, y la gasolina presentan incrementos respectivos de 2.71 %, 1.12 %, 1.88 %, y 2.76 %.

En el escenario alternativo, la demanda de energía solar (calor) crecería una tasa de 31.58 %, gas natural a 7.44 % y carbón mineral a 6.67 %, manteniéndose en ambos escenarios como las fuentes de mayor crecimiento a lo largo del período de estudio.

Tabla 169. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario tendencial

(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	923.67	1,126.32	1,428.40	1,817.92
Querosene	0.16	0.17	0.19	0.20
Gasoil	297.87	331.71	373.22	416.44
Biogás	-	0.22	0.53	0.97
Alcohol Etílico	-	0.00	0.00	0.00
Solar	0.13	0.57	1.17	1.94
Bitumen	76.56	90.81	117.39	144.65
Coque de Petróleo	142.64	171.22	205.19	245.42
Lubricantes	42.80	50.77	65.63	80.87
Carbón Mineral	72.64	92.99	119.01	152.18
Leña	58.69	65.66	79.31	92.77
Bagazo	99.71	119.42	150.41	179.93
Carbón Vegetal	13.58	15.56	19.19	23.12
Gas Natural	71.02	93.95	124.38	163.61
GLP	425.36	487.99	590.28	688.86
Gasolinas	346.38	401.05	484.73	565.59
Fuel Oil	111.43	136.50	168.38	206.28
Otros No Energético de Petróleo	67.44	79.99	103.40	127.42
Residuos de Biomasa	116.63	145.98	182.65	228.40
AvTur	204.74	236.22	296.80	355.18
Biodiesel	-	5.67	8.68	9.49
Total	3,071.45	3,652.78	4,518.93	5,501.27

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En ambos escenarios los derivados del petróleo se mantienen con la mayor participación en la demanda de energía. En el escenario tendencial, al 2036 estos tendrían una participación del 51.46 % de toda la energía que se consumiría a nivel nacional. mientras que, en el escenario alternativo, presentarían una pequeña disminución de su participación alcanzado el 44.24 %. Por otra parte, la de energía eléctrica alcanza el 33.05 % de la demanda en el escenario tendencial y 36.93 % en el alternativo.

A lo largo del período de estudio se espera una reducción de la participación de la leña, el carbón vegetal y el bagazo, dado que al 2018 el peso de estas fuentes en conjunto ascendía al 5.60 % y se proyecta que baje a 5.38 % en el escenario tendencial y a 5.17 % en el alternativo. en contraste, se espera tenga una penetración mayor el gas natural, carbón mineral y electricidad, las cuales en conjunto representaron 34.75 % en 2018 e incrementa hasta a 38.79 % en el escenario tendencial y a 44.43 % en el alternativo.

Tabla 170. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario alternativo
(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	923.67	1,230.05	1,725.97	2,418.55
Querosene	0.16	0.17	0.19	0.21
Gasoil	297.87	329.44	373.92	416.06
Biogás	-	1.23	3.40	7.05
Alcohol Etílico	-	0.28	11.63	20.67
Solar	0.13	1.13	6.82	18.20
Bitumen	76.56	92.45	122.84	155.93
Petroleum Coke	142.64	171.54	202.33	232.46
Lubricantes	42.80	51.69	68.68	87.18
Carbón Mineral	72.64	107.80	158.82	232.34
Leña	58.69	67.53	84.74	104.88
Bagazo	99.71	123.45	162.32	209.21
Carbón Vegetal	13.58	15.82	19.98	24.69
Gas Natural	71.02	110.95	171.14	258.58
GLP	425.36	495.18	603.59	712.52
Gasolinas	346.38	407.61	484.22	557.62
Fuel Oil	111.43	140.24	177.06	221.85
Otros No Energético de Petróleo	67.44	81.44	108.21	137.36
Residuos de Biomasa	116.63	170.53	243.58	344.51
AvTur	204.74	239.14	307.00	376.05
Biodiesel	-	4.09	8.64	12.78
Total	3,071.45	3,841.76	5,045.07	6,548.70

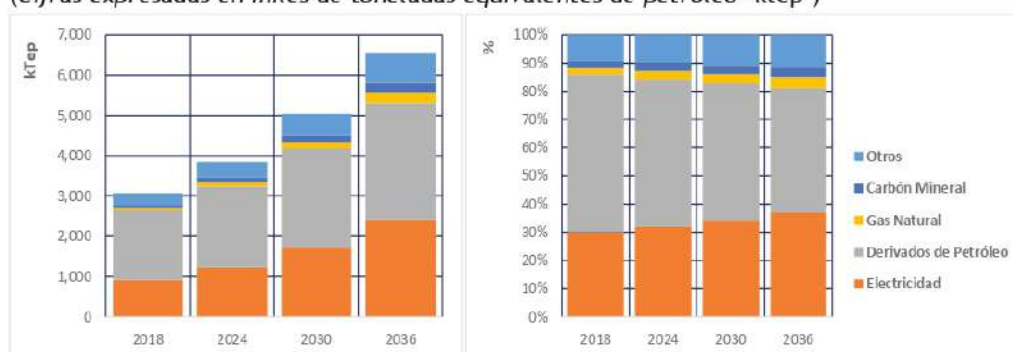
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 101. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario tendencial
(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 102. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario alternativo
(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

a. Sector residencial

Para el sector residencial se proyectan tasas de crecimiento (a.a.) del orden de 3.08 % en el escenario tendencial y 3.41 % en el alternativo. Estos aumentos en la demanda del sector en términos de energía útil representan variaciones absolutas al final del período de análisis de 364.08 kTep adicionales en el escenario tendencial y 414.33 kTep en el alternativo con respecto al año base (2018) o el equivalente al 72.69 % y 82.72 % de la demanda de energía útil residencial del año base.

Para el escenario tendencial, las fuentes de mayor demanda, al año base, estaban compuestas básicamente por gas licuado de petróleo (57.80 %), electricidad (33.48 %) y leña (5.95 %) y el resto de las fuentes en conjunto⁴⁵ (2.78 %). Sin embargo, al final del período de análisis, la electricidad incrementa un 1.09 % y las demás fuentes, en conjunto, disminuyen en ese mismo porcentaje.

⁴⁵ Querosene, solar (calor), carbón vegetal y residuos de biomásas.

Por otra parte, en el mismo escenario se proyecta que la energía solar mantenga su tendencia al alza a lo largo del período, presentando una tasa de crecimiento a.a. de 13.02 %. No obstante, a las perspectivas de incremento, en términos de su participación se mantiene muy por debajo del 1.00 % (0.13 % alcanza en 2036) durante estos 18 años de proyección.

Mientras, al final del período, y, en términos de la eficiencia en el uso de las fuentes energéticas, gas licuado de petróleo y electricidad presentarían los mayores rendimientos al 2036, al registrar tasas de aprovechamiento de 43.05 % y 34.49 %, respectivamente. Vale recalcar que esto se refiere a los promedios de los equipamientos que consumen dichas fuentes y que por ejemplo la solar con fines de generación de energía eléctrica están definidos en electricidad en términos generales.

Para el escenario alternativo se esperan tasas de crecimiento más aceleradas que en el tendencial, principalmente para la energía solar, la electricidad y carbón vegetal, los cuales crecen a tasas (a.a.) de 17.71 %, 3.80 % y 3.33 %, respectivamente. Sin embargo, las fuentes de mayor participación siguen siendo el gas licuado de petróleo, electricidad y la leña, que tendría una participación al final del período de 56.32 %, 35.85 % y 4.87 %, respectivamente.

Bajo este escenario, la electricidad registraría un incremento de 2.37 % en su participación, alcanzando porcentaje previamente indicado; el gas licuado de petróleo disminuiría en 1.48 % y la leña en 1.08 %.

El gas natural no ingresaría en la demanda del sector residencial, bajo ningún escenario.

En cuanto a los aprovechamientos por uso, tal como en el escenario tendencial, gas licuado de petróleo y electricidad se mantendrían como las fuentes de mayor rendimiento con tasas de aprovechamiento promedio de 45.02 % y 36.80 %, respectivamente.

Tabla 171. Demanda de energía útil por fuentes en el sector residencial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	167.70	196.66	244.97	299.03
Querosene	0.16	0.17	0.19	0.20
Solar	0.12	0.34	0.67	1.13
Leña	29.79	31.95	36.95	41.88
Carbón Vegetal	13.37	15.34	18.90	22.79
GLP	289.49	334.60	413.30	499.54
Residuos de Biomasa	0.25	0.28	0.33	0.40
Total	500.88	579.33	715.31	864.96

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 172. Demanda de energía útil por fuentes en el sector residencial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	167.70	201.96	259.87	328.14
Querosene	0.16	0.17	0.19	0.21
Solar	0.12	0.41	1.06	2.34
Leña	29.79	32.44	38.36	44.53
Carbón Vegetal	13.37	15.55	19.56	24.12
GLP	289.49	336.67	420.93	515.45
Residuos de Biomasa	0.25	0.28	0.35	0.42
Total	500.88	587.49	740.31	915.22

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

b. Sector comercio, servicios y público

En los escenarios propuestos, las proyecciones de crecimiento de los sectores comercio, servicios y público presentarían tasas conjuntas de 2.57 % (a.a.) en el tendencial y 3.68 % en el alternativo, pasando de 269.24 kTep a 425.11 en el primero y 515.61 en el segundo.

En el escenario tendencial, las fuentes de mayor demanda en términos de energía útil, al igual que en energía neta, seguirían siendo la electricidad, el GLP y en un lejano tercer lugar gasoil teniendo participaciones al final del período de 89.98 %, 8.42 % y 0.53 %, respectivamente. sin embargo, no son las fuentes que presentan las tasas de crecimiento más aceleradas. en contraposición la energía solar es una de las fuentes con menor participación con solo 0.19 %, más crece a tasa (a.a.) de 34.34 %.

Tabla 173. Demanda de energía útil por fuentes en los sectores comercio, servicios y público - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	239.04	271.48	325.93	382.51
Gasoil	1.74	1.89	2.09	2.26
Solar	0.00	0.23	0.50	0.81
Leña	0.12	0.17	0.24	0.31
Carbón Vegetal	0.21	0.22	0.29	0.34
Gas Natural	1.69	2.04	2.43	2.87
GLP	26.29	27.98	32.25	35.78
Gasolinas	0.14	0.16	0.20	0.24
Biodiesel	-	-	-	-
Total	269.24	304.16	363.92	425.11

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En el escenario alternativo, fuente como la leña se verían desplazadas, percibiéndose ínfimas participaciones a lo largo del período. Teniendo una participación no supera el 0.04%.

Entre las fuentes muestran mayores rendimientos presentan en este escenario son el gasoil y la electricidad, al 2036 estos energéticos presentarían tasas de eficiencia del orden del 61.74 %, 67.29 % y 64.35 %, 68.62 %, escenarios tendencial y alternativo, respectivamente.

Tabla 174. Demanda de energía útil por fuentes en los sectores comercio, servicios y público - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	239.04	295.03	380.47	472.75
Gasoil	1.74	2.03	2.28	2.49
Solar	0.00	0.72	1.62	2.69
Leña	0.12	0.13	0.15	0.17
Carbón Vegetal	0.21	0.27	0.42	0.57
Gas Natural	1.69	2.71	3.78	4.98
GLP	26.29	27.72	30.38	31.67
Gasolinas	0.14	0.18	0.23	0.29
Biodiesel	-	-	-	-
Total	269.24	328.78	419.34	515.61

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c. Sector industrial

En términos de energía útil, el Sector Industrial presentaría un incremento en su demanda a tasas (a.a.) 3.81 % y 5.42 %, en los escenarios tendencial y alternativo, respectivamente. al registrar una demanda de 1,219.66 kTep en el año base e incrementar hasta alcanzar 2,390.51 y 3,153.31 kTep al 2036, escenarios tendencial y alternativo, respectivamente.

En escenario tendencial, la fuente que experimenta mayor crecimiento es gas natural, la cual crece una tasa promedio anual de 4.72 %, seguido por el carbón mineral (4.19 %) y luego la electricidad (4.02 %). en cambio, en el alternativo es la energía solar la fuente que registra mayor incremento con 63.64 % (a.a.); el gas natural (7.23 %), carbón mineral (6.67 %), residuos de biomasa (6.21 %) y la electricidad (5.87 %).

En términos absolutos, la electricidad es la fuente de mayor participación en el año base, en el cuál represento el 42.04 % de la energía útil del sector e incrementara hasta alcanzar 43.60 % y 45.43 % al 2036, de acuerdo escenarios tendencial alternativo. Derivados de petróleo en conjunto representaron 26.50 % y disminuirán en 2.04 % y 6.79 %; El resto de las fuentes, en conjunto,

mantiene relativamente constante su participación en el primero y aumenta en el segundo (a raíz de la disminución de los derivados de petróleo).

En el escenario alternativo, la energía eléctrica crecería a una tasa de 5.87 %, 390.45 kTep más que en el escenario tendencial. En términos de variación absoluta este energético es el que mayor crecimiento registraría a lo largo del período de análisis debido a que tiene participaciones en todas las industrias del sector y consideraciones de incremento de usos eléctricos.

Tabla 175. Demanda de energía útil por fuentes en el sector industrial - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	512.70	646.89	824.04	1,042.19
Gasoil	54.73	68.17	85.01	105.94
Biogás	-	0.22	0.53	0.97
Alcohol Etílico	-	0.00	0.00	0.00
Solar	0.00	0.00	0.00	0.00
Coque de Petróleo	142.64	171.22	205.19	245.42
Carbón Mineral	72.64	92.99	119.01	152.18
Leña	28.78	33.55	42.12	50.57
Bagazo	99.71	119.42	150.41	179.93
Gas Natural	66.21	87.39	115.56	151.88
GLP	14.44	17.74	21.98	27.08
Gasolinas	0.01	0.01	0.01	0.01
Fuel Oil	111.43	136.50	168.38	206.28
Residuos de Biomasa	116.38	145.70	182.31	228.01
Biodiesel	-	0.01	0.01	0.03
Total	1,219.66	1,519.81	1,914.57	2,390.51

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Los principales usos de la energía en este sector son el calor directo, así como fuerza motriz. Al año base estos usos representaron el 43.92 % y 32.56 % del consumo útil, respectivamente.

En el año base, la demanda de energía para calor directo se generaba a partir de gas natural, carbón mineral, gas licuado de petróleo, diésel, fuel oil, coque de petróleo, leña, energía eléctrica, solar, gasolinas y residuos de biomasa.

La utilización de coque es explicada en el año base por su empleo en el calor de directo en la industria de cemento y cerámica. El bagazo por su parte es utilizado en la industria azucarera para la generación de vapor. En el escenario alternativo estos energéticos crecen a una tasa 2.75 % y 4.20 %, respectivamente.

Tabla 176. Demanda de energía útil por fuentes en el sector industrial - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	512.70	718.15	1,015.99	1,432.64
Gasoil	54.73	73.18	97.96	131.10
Biogás	-	1.23	3.40	7.05
Alcohol Etílico	-	0.00	0.00	0.00
Solar	0.00	0.00	4.14	13.17
Coque de Petróleo	142.64	171.54	202.33	232.46
Carbón Mineral	72.64	107.80	158.82	232.34
Leña	28.78	34.97	46.23	60.18
Bagazo	99.71	123.45	162.32	209.21
Gas Natural	66.21	101.45	154.44	232.63
GLP	14.44	19.53	26.64	36.20
Gasolinas	0.01	0.01	0.01	0.01
Fuel Oil	111.43	140.24	177.06	221.85
Residuos de Biomasa	116.38	170.25	243.23	344.09
Biodiesel	-	0.07	0.19	0.38
Total	1,219.66	1,661.87	2,292.76	3,153.31

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

d. Sector transporte

La demanda por fuentes, en términos de energía útil para el sector transporte al año 2018 ascendía a unos 733.66 ktep. Se espera que en 2036 alcance los 1,163.10 kTep en el escenario tendencial y 1,254.47 ktep en el alternativo. Equivalente a tasas de crecimiento esperadas en ambos escenarios de 2.59 % y 3.02 % (a.a.), respectivamente.

En este sector los energéticos de mayor demanda tradicionalmente han sido los Derivados del Petróleo, los cuales según los resultados del LEAP mantendrán al final del período de estudio una participación entre 90.33 % y 80.94 % del abastecimiento de la demanda del sector transporte, según escenarios tendencial y alternativo, respectivamente. Otros energéticos no tradicionales como el gas natural, la electricidad, biodiesel o alcohol etílico (solo alternativo) alcanzarían una participación en conjunto del orden de 9.67 % en el escenario tendencial y 19.06 % en el alternativo.

Los derivados de petróleo demandados en este sector son diesel, el gas licuado de petróleo, gasolina y avtur, los cuales se espera que crezcan a tasas (a.a.) de 1.37 %, 1.42 %, 1.99 % y 3.11 %, respectivamente en el escenario tendencial. Al final del período se espera que la demanda de estos energéticos ascienda a los 1,050.57 kTep, lo que representaría un aumento de 324.27 kTep adicionales a la demanda del año base.

La demanda de electricidad en este sector se explica de manera por el consumo del sistema de transporte masivo (Metro de Santo Domingo y Teleférico) y consideraciones de penetración vehículos eléctricos. Para el funcionamiento de este medio de transporte se demandó 4.23 kTep, y se espera que durante el período de análisis se observe una tasa de crecimiento (a.a.) 18.81 % en el escenario tendencial, y 23.35 % en el alternativo. Con estas tasas de crecimiento se proyecta que el consumo en ambos escenarios podría alcanzar los 94.20 y 185.03 kTep, esencialmente para satisfacer la demanda de las líneas adicionales del sistema de transporte masivo según los planes de expansión propuestos por la Oficina para el Reordenamiento del Transporte (OPRET, 2021) y las consideraciones según escenarios.

Tabla 177. Demanda de energía útil por fuentes en el sector transporte - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	4.23	11.29	33.46	94.20
Gasoil	241.39	261.65	286.12	308.23
Alcohol Etílico	-	-	-	-
Gas Natural	3.13	4.52	6.38	8.86
GLP	88.75	100.10	112.95	114.38
Gasolinas	191.42	217.25	247.13	272.77
AvTur	204.74	236.22	296.80	355.18
Biodiesel	-	5.67	8.66	9.47
Total	733.66	836.70	991.50	1,163.10

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 178. Demanda de energía útil por fuentes en el sector transporte - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
Electricidad	4.23	14.91	69.65	185.03
Gasoil	241.39	254.23	273.68	282.47
Alcohol Etílico	-	0.28	11.63	20.67
Gas Natural	3.13	6.79	12.91	20.97
GLP	88.75	103.43	115.10	115.65
Gasolinas	191.42	220.33	235.18	241.23
AvTur	204.74	239.14	307.00	376.05
Biodiesel	-	4.02	8.46	12.41
Total	733.66	843.14	1,033.59	1,254.47

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

En cuanto a la demanda de gas natural para el uso del sector transporte, se estima un crecimiento moderado en ambos escenarios. Para el tendencial se proyecta una tasa de crecimiento de 5.96 % (a.a.) y de 11.15 % para el alternativo.

El biodiesel por su parte penetraría tímidamente, manteniéndose por debajo del 1 % en la demanda de energía útil del sector en ambos escenarios. El rendimiento energético del sector en promedio estaría por debajo de 20.00%,

eficiencias ascienden a 86.00 %, 24.00 % y 24.00 %, respectivamente, las otras fuentes registrarían tasas de aprovechamiento por debajo del 20.00% durante el periodo 2018 - 2036 y tienen ponderaciones superiores a las anteriores.

e. Resto de los sectores

Los sectores otros, demandaron un total de 11.19 kTep en términos de energía útil para el desarrollo de sus actividades. De este total, el 42.88 % fue destinado para generar fuerza motriz fija únicamente a partir de gasolinas.

Al igual que en términos de energía neta, en energía útil las fuentes de mayor crecimiento son las gasolinas y gas licuado de petróleo, con tasa promedio (a.a.) de 3.64 % y 3.60 % para el escenario tendencial, mientras que en el alternativo se registran tasa de 4.49 % y 4.26 %, respectivamente.

Tabla 179. Demanda de energía útil por fuentes en el resto de los sectores - Escenario tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
GLP	6.39	7.58	9.80	12.08
Gasolinas	4.80	5.71	7.40	9.14
Total	11.19	13.29	17.20	21.22

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 180. Demanda de energía útil por fuentes en el resto de los sectores - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036
GLP	6.39	7.82	10.54	13.55
Gasolinas	4.80	5.95	8.12	10.57
Total	11.19	13.78	18.65	24.12

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

6.1.6. Demanda de electricidad en energía neta

A continuación, se presentan y analizan los resultados de las proyecciones de los consumos netos de electricidad que deberán ser atendidos por el sistema de generación, transmisión y distribución de República Dominicana⁴⁶. La

⁴⁶ Se recuerda que para obtener la demanda total falta incluir el consumo de Electricidad del propio sector energético de República Dominicana, y para analizar la capacidad de generación habrá que adicionar las pérdidas técnicas de transmisión y distribución.

electricidad se consume en todos los sectores socioeconómicos y se incluyen aquí tanto los consumos que deberán ser atendidos por el servicio público como por la autoproducción de electricidad. La demanda final de electricidad pasará de 17,393.70 GWh registrados en el año 2018 a 31,785.81 GWh para el escenario tendencial y 39,672.89 GWh para el alternativo. Lo que implicaría tasas de crecimiento promedio de 3.41 % (a.a.) y 4.69 % (a.a.) respectivamente.

El consumo anual de electricidad por habitante en República Dominicana ascendía en el año 2018 a 1,694.28 kWh/hab. Este indicador en el caso del escenario tendencial, al año 2036, se incrementará a 2,767.53 kWh / habitantes, es decir, que se experimentaría un crecimiento de un 1.63 veces el valor año base, mientras que en el caso del escenario alternativo dicho indicador se ubicará en 3,454.24 kWh/hab en el año 2036 (un 2.04 veces el valor registrado en 2018).

Tabla 181. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario tendencial.
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Residencial	5,123.96	5,781.98	6,961.07	8,223.06
Comercio Servicios y Público	4,475.60	5,036.51	6,089.11	7,205.38
Industrial	7,044.13	8,772.03	11,033.27	13,777.36
Transporte	57.28	163.58	475.53	1,367.29
Consumo Propio	692.73	833.55	1,004.70	1,212.72
Total	17,393.70	20,587.65	25,563.69	31,785.81

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 182. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario alternativo
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)

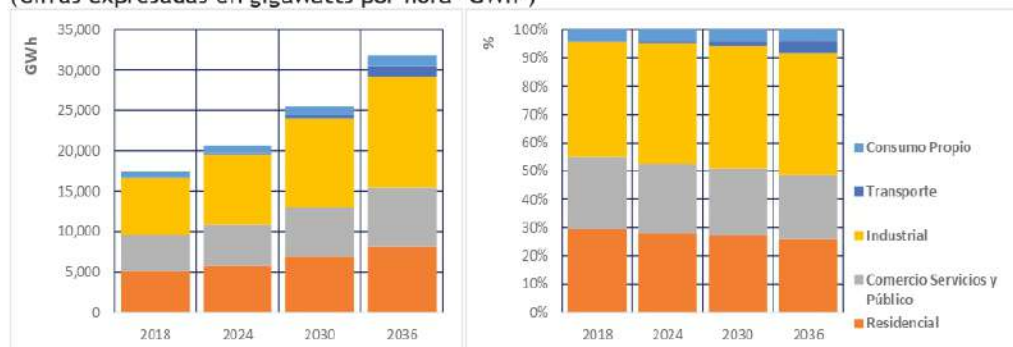
Rama	2018	2024	2030	2036
Residencial	5,123.96	5,714.76	6,875.43	8,158.96
Comercio Servicios y Público	4,475.60	5,314.52	6,717.11	8,170.76
Industrial	7,044.13	9,800.61	13,776.07	19,298.86
Transporte	57.28	216.34	992.94	2,626.03
Consumo Propio	692.73	876.69	1,113.37	1,418.27
Total	17,393.70	21,922.92	29,474.92	39,672.89

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Dentro de ambos escenarios el sector cuya demanda de electricidad crece a un ritmo superior es el transporte, que crecería a una tasa 19.27 % (a.a.) en el tendencial y 23.68 % (a.a.) en el alternativo, debido esencialmente a los requerimientos futuros de la expansión del sistema de transporte masivo (Metro Santo Domingo y Teleférico), de acuerdo planes de la (OPRET, 2021) como se mencionara anteriormente y supuestos de penetración vehículos eléctricos. Mientras que los requerimientos de energía eléctrica para las industrial, comercio, servicios y público, residencial y consumos propios mantendrían ritmos más moderados, presentando tasas (a.a.) de 3.80 %, 2.68 %, 2.66 % y

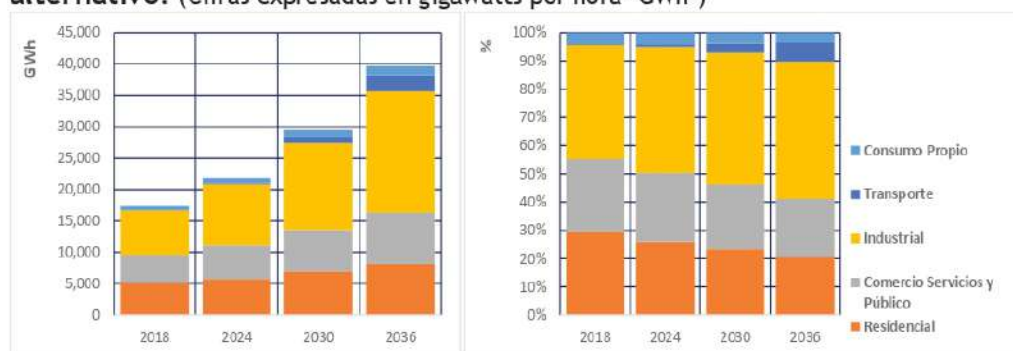
3.16 % para el escenario tendencial, y 5.76 %, 3.40 %, 2.62 % y 4.06 % en el alternativo, respectivamente.

Gráfico 103. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario tendencial
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 104. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario alternativo. (Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

6.1.7. Demanda de electricidad en energía útil

Tabla 183. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario tendencial.
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Residencial	1,950.36	2,287.14	2,848.94	3,477.76
Comercio Servicios y Público	2,780.02	3,157.32	3,790.62	4,448.56
Industrial	5,962.73	7,523.39	9,583.59	12,120.63
Transporte	49.23	131.27	389.17	1,095.51
Total	10,742.34	13,099.11	16,612.33	21,142.46

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

La demanda final de electricidad, en términos de energía útil, pasaría de 10,742.34 GWh registrados en el año 2018 a 21,142.46 GWh para el escenario tendencial y 28,127.71 GWh para el alternativo. Lo que implicaría tasa de crecimiento promedio del 3.83 % y 5.49 % (a.a.), respectivamente.

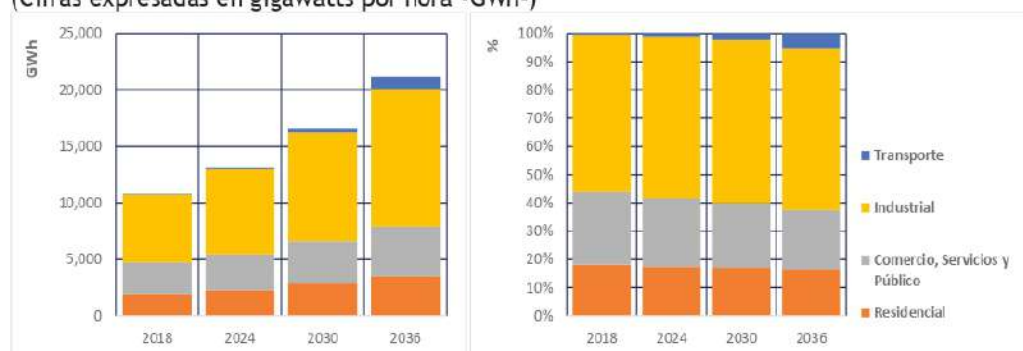
Al analizar el rendimiento de esta fuente energética en el año base se observa una tasa de aprovechamiento es 61.76 % en todos los sectores. Sin embargo, los sectores industriales, transporte y resto presentan tasas superiores o iguales al 80.00 %, mientras que los sectores residencial, comercio, servicios y público presentan se encuentran debajo del 70 %.

Tabla 184. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario alternativo.
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)

Rama	2018	2024	2030	2036
Residencial	1,950.36	2,348.80	3,022.24	3,816.24
Comercio Servicios y Público	2,780.02	3,431.25	4,424.89	5,498.04
Industrial	5,962.73	8,352.04	11,815.96	16,661.57
Transporte	49.23	173.43	809.98	2,151.85
Total	10,742.34	14,305.52	20,073.07	28,127.71

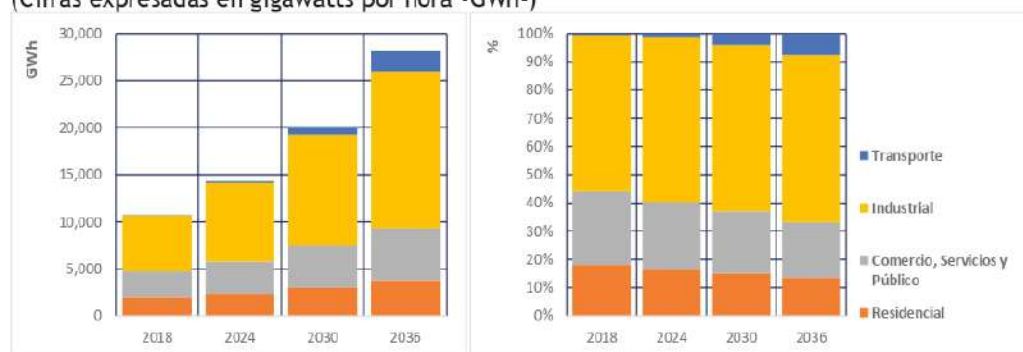
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 105. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario tendencial.
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 106. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario tendencial.
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.



PROYECCIONES DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO

CAPÍTULO

7



7.1.1. Escenarios energéticos

a. Potencial de recursos energéticos primarios

A los efectos de cuantificar los recursos primarios con los que la República Dominicana cuenta para abastecer los requerimientos de los escenarios propuestos, se llevó a cabo una estimación de estos en base estudios anteriores y supuestos teóricos ampliamente aceptados.

- El potencial eólico del país se estimó como la relación entre la generación eléctrica potencial y la eficiencia de conversión de energía cinética a eléctrica, la cual en un aerogenerador moderno puede asumirse en 40.00 %. Se estima que la superficie potencial apta es de 4,400 km² y factor de capacidad del 23.00 % (NREL, 2001), mientras que la densidad de potencial de 3.00 MW/km² (NREL, 2009).
- En cuanto al potencial energético hídrico, el método de cálculo es similar al utilizado para determinar el potencial Eólico, no obstante, se adopta la hipótesis de eficiencia del 80.00 %. Se estima en una capacidad potencial de 1,500 MW (EGEHID, 2014) con un factor de capacidad de 50.00 % (EGEHID, 1995).
- La producción potencial de caña de azúcar se estima en 16 millones de toneladas por año, produciéndose 45.7 t/Ha. a en una superficie aproximada apta de 350,000.00 Has. (Gómez, 2010). De esta producción se asume que el 30% se convierte en bagazo, lo cual responde al máximo del rango teórico
- ✓ La humedad (w) contenida en el bagazo se asume que es de un 50 %, asumiendo tecnologías tradicionales (OLADE, 2012).
- ✓ El Poder Calorífico Inferior (PCI) es la cantidad de kilocalorías por kilogramo de Bagazo, el cual depende del nivel de humedad del Bagazo (Agüero, 2004).
- ✓ PCI: 1800 kcal/kg (w= 50 %) (4260-48.5*w)
- ✓ PCI: 4260 kcal/kg (w=0 %)
- El aprovechamiento de residuos de biomasa con fines energéticos podría compararse con la demanda de petróleo de 4.5 días, es decir de unos 0.55 BEP (WWI, 2011).
- El potencial solar se cuantifica en base a la energía incidente. La irradiación global diaria se estima como un promedio anual del potencial de producción de energía sobre superficie horizontal: 5.45 kWh/m²/día (WWI, 2011). Se asumió que el 26.6 % de la superficie del país es óptima para el aprovechamiento solar. De esta superficie se

- asume, por hipótesis propia, que la superficie captadora será de un 50 %, Unos 6,384 km².
- Los bosques se estiman que representan el 27 % del territorio nacional (Rodríguez, 2004), a los fines de este estudio se asumió una fracción disponible sin mayores restricciones la cual asciende al 50% del total de la superficie boscosa del país. Estudios anteriores muestran que por esta razón existe un potencial de producción de leña es de 20 m³/Ha anual (Díaz, 2008).
 - Se estima que la superficie potencial para la siembra de palma es de 45,000 Has (CNE, 2006). El rendimiento de esta plantación para la producción de aceite vegetal es de 6 t/Ha, asumiendo la hipótesis de un rango de rendimiento de 5 a 8 t/Ha. Se asume, además, por hipótesis propia que este biocombustible estará disponible en un 50%. Mientras que el poder calorífico inferior roza los 36 MJ/kg (Fehenbach, 2007).
 - En cuanto al potencial Etanol, se estima que la superficie potencial para la siembra de caña de azúcar para la producción de este biocombustible es de 700,000 Has (CNE, 2006). Tomando el máximo histórico, se asume que el rendimiento del Etanol por Hectárea de Caña sembrada es de unas 58 toneladas (ONE, 2013). En cuanto al rendimiento del licor de caña respecto a la caña cosechada se observaría un 73%, mientras que el Poder Calorífico Inferior roza las 600 kcal/kg (OLADE, 2004).

f. Escenario de sensibilidad tendencial

En base a ello, se ha considerado la inclusión de los siguientes emprendimientos:

- **Biocombustibles:** en este escenario se plantea la penetración de biodiesel para el sector transporte definido en la Prospectiva de la Demanda de Energía, alcanzando una mezcla de biodiesel en volumen del 3 % en el 2040. Para abastecer la demanda de biodiesel, se plantea la instalación en el país de plantas de biodiesel para su producción a partir de aceite vegetal (mayormente de palma). En el año 2036 se requeriría contar con una capacidad de procesamiento del orden de 34,000 ton de biodiesel al año (esto significa el equivalente a una planta intermedia a grande).
- **Petróleo y derivados:** en este escenario se plantea que la refinería de REFIDOMSA, mantiene su capacidad de procesamiento de crudo de 34,000 BPD, produciendo en base a la estructura actual.
- **Gas natural:** En ambos escenarios, se considera la planta de AES Andres, con una capacidad de procesamiento de 375,000 miles de *stands for Standard CubicFeet/Day* (gas production) SCFD (equivalente a 10 millones de m³/día de gas natural) y una segunda unidad ubicada en Manzanillo a partir la licitación de dos ciclos combinados a gas natural de 400 MW c/u.

- **Electricidad:** en este escenario se incluyen las obras con alto grado de aceptación / acuerdo y por supuesto aquellas en construcción. En particular se incluyen las renovables eléctricas anteriormente mencionadas, la planta estatal a carbón mineral de Punta Catalina de 752 MW iniciando su operación en 2019, los proyectos ya ejecutados entre 2018 y 2021.
- Incluye las consideraciones del escenario sensibilidad tendencial del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG 2021), explicados en el apartado 12.2.

g. Escenario de sensibilidad alternativo

- **Biocombustibles:** en este escenario se plantea la penetración de biodiesel y del bioetanol. En el año 2040 para el caso del biodiesel se alcanza una mezcla en volumen del 5 % y en el caso del bioetanol del 10 %.

Para abastecer la demanda de biodiesel, se requiere la instalación en el país de plantas de biodiesel con una capacidad de procesamiento del orden de 55,000 ton de biodiesel al año (esto significa el equivalente a una planta grande). Por su parte, en el caso del bioetanol, se requiere de una planta (o varias) que lleguen a producir en el 2030 el equivalente a 183,000 m³ de bioetanol/año.

- **Petróleo y derivados:** En este escenario la capacidad de producción de la refinería Dominicana de Petróleo permanece en 34,000 BPD, sin embargo, la producción disminuye en función de la reducción de la reducción del Fuel Oil en la generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- **La refinería de FALCONDO** (con una capacidad de 16,000 BPD) no es considerada bajo ninguno de los dos escenarios y se instalará una refinería de Manzanillo (con una capacidad de 200,000 BPD) en el 2027.
- **Electricidad:** en este escenario se agregan a las incorporaciones planteadas el Incluye las consideraciones del escenario sensibilidad alternativo del Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG 2021).

7.1.2. Requerimientos de energía primaria y secundaria

A continuación, se presentan los resultados del estudio en relación con los recursos energéticos requeridos⁴⁷ para abastecer la demanda de energía de los

⁴⁷ Nota: Valores negativos representan que en términos netos los recursos energéticos son exportados.

sectores de consumo final, tales como la industria, el transporte, entre otros, y los procesos de transformación de las refinerías, centrales eléctricas, plantas de gas, y otros centros:

- Tal y como se muestran en las tablas y gráficos incluidos a continuación, se registra un incremento de los requerimientos energéticos a unas tasas de crecimiento anual acumulada de 3.13 % y 3.90 %, para los escenarios sensibilidad tendencial y sensibilidad alternativo, respectivamente, al pasar de 9,522.00 ktep en el año base a 16,589.33 y 18,956.76 ktep en 2036;
- En términos absolutos, los requerimientos se incrementarían en 7,067.33 y 9,434.76 ktep, equivalentes a un incremento porcentual respecto al 2018 en el 2036 de 74.22 % y 99.08 %, para los escenarios sensibilidad tendencial y sensibilidad alternativos, respectivamente.

Tabla 185. Requerimientos de energía primaria y secundaria - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Primarios	4,429.23	8,023.40	9,190.61	10,524.48	4.93%
Secundarios	5,092.76	4,284.46	5,165.14	5,981.60	0.90%
Total	9,522.00	12,307.86	14,355.75	16,506.08	3.10%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 186. Requerimientos de energía primaria y secundaria - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Primarios	4,429.23	8,185.87	19,044.79	20,997.26	9.03%
Secundarios	5,092.76	4,317.44	-3,341.65	-2,529.70	-
Total	9,522.00	12,503.30	15,703.14	18,467.56	3.75%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

7.1.3. Requerimientos de energía primaria por fuentes

A nivel de las fuentes de energía primaria, petróleo crudo representó el 27.60 % de los requerimientos al año base, siendo la principal fuente; en segundo lugar, el gas natural licuado, representando el 24.37 %; seguidos por el carbón mineral y la leña, con porcentajes de participación de 20.28 % y 10.22 %, respectivamente. el resto de las fuentes alcanzaron participaciones menores;

Bajo los resultados del escenario tendencial, al año 2036, el gas natural pasaría a ser la principal fuente, desplazando al petróleo crudo, al representar el 24.31 %; energía solar, 20.36 %; carbón mineral, 19.76 %; petróleo crudo el 13.01 %; y el resto de las fuentes representarían el restante 22.57 % de los

requerimientos de energía primaria. en este escenario las tres principales fuentes representan el 64.42 % de los recursos de energía primaria;

En el escenario alternativo, el petróleo crudo representaría el 40.17 %; gas natural licuado, 17.19 %; energía solar, 12.58 %; carbón mineral, 10.16 %. representando estas cuatro fuentes el 87.09 % de los requerimientos de energía primaria y las demás fuentes el 12.91 % restante.

Tabla 187. Requerimientos de energía primaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Desechos Animal	10.66	10.99	11.48	12.16	0.74%
Solar	124.97	1,764.57	1,933.83	2,026.27	16.74%
Aceite vegetal	-	24.60	37.21	40.26	-
Carbón Mineral	898.21	1,989.46	2,043.64	2,095.68	4.82%
Eólica	106.94	810.04	896.36	899.56	12.56%
Hidro	191.26	167.96	260.81	260.81	1.74%
Gas Natural	1,079.23	990.68	1,597.58	2,628.80	5.07%
Petróleo	1,222.36	1,379.87	1,379.87	1,379.87	0.68%
Leña	452.68	471.47	532.27	590.05	1.48%
Bagazo	182.11	212.43	248.23	282.08	2.46%
Residuos de Biomasa	160.81	201.31	249.33	308.95	3.69%
Total	4,429.23	8,023.40	9,190.61	10,524.48	4.93%

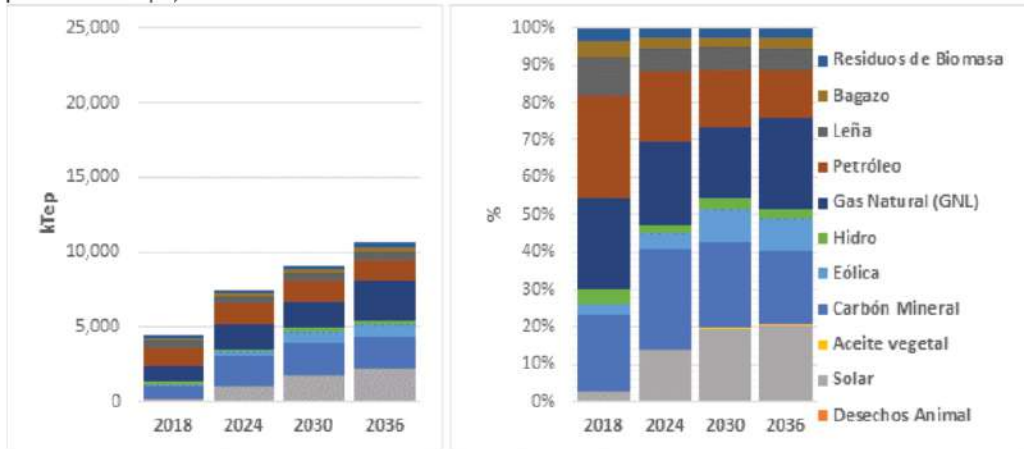
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 188. Requerimientos de Energía Primaria por Fuentes - Escenario de sensibilidad Alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Desechos Animal	10.66	12.50	15.56	20.47	3.69%
Solar	124.97	1,775.43	1,980.49	2,128.78	17.06%
Aceite vegetal	-	17.12	34.64	49.14	-
Carbón Mineral	898.21	2,015.12	2,090.89	2,188.85	5.07%
Eólica	106.94	810.04	896.36	899.56	12.56%
Hidro	191.26	168.02	260.81	260.81	1.74%
Gas Natural	1,079.23	1,276.86	2,401.73	3,938.93	7.46%
Petróleo	1,222.36	1,241.88	10,269.79	10,166.30	12.49%
Leña	452.68	421.76	444.61	472.70	0.24%
Bagazo	182.11	214.40	255.09	302.90	2.87%
Residuos de Biomasa	160.81	232.73	394.82	568.82	7.27%
Total	4,429.23	8,185.87	19,044.79	20,997.26	9.03%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

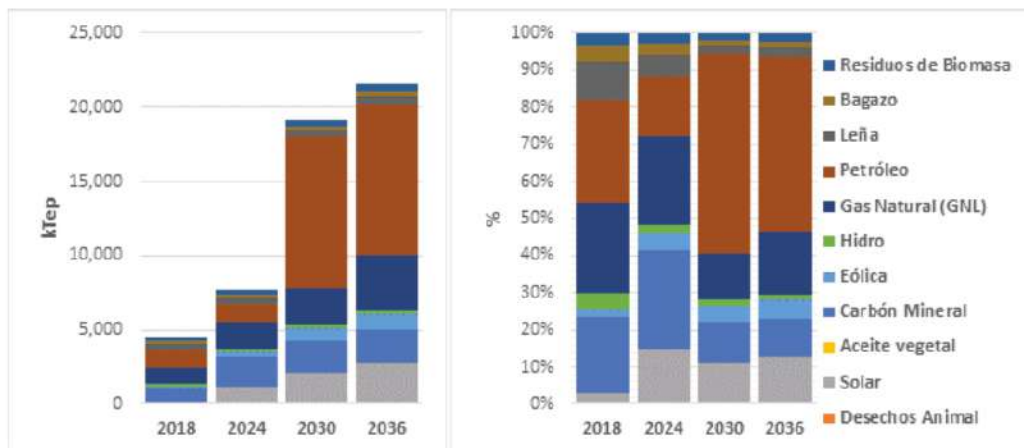
Gráfico 107. Requerimientos de energía primaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Según puede apreciarse en la gráfica anterior, los requerimientos de carbón mineral cobran una mayor importancia luego del corte del año 2024, a raíz de las consideraciones de mayor penetración de centrales eléctricas en base a este mineral, pero luego iría perdiendo peso ante proyectos de nuevas centrales a ciclo combinado a gas natural, además, de la penetración de fuentes renovables y en el gráfico posterior la mayor relevancia la tendría el petróleo crudo por las consideraciones una nueva refinería en Manzanillo de 200 kBB/día.

Gráfico 108. Requerimientos de energía primaria por fuentes - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

7.1.4. Requerimientos de Energía Secundaria por Fuentes

A nivel de los requerimientos de energía secundaria, al año base la principal fuente ha sido el fuel oil; seguido por el diésel y el gas licuado de petróleo.

Tabla 189. Requerimientos de energía secundaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Coque de Petróleo	190.31	224.18	263.72	309.75	2.74%
Calor (Heat)	-2.74	-2.74	-2.74	-2.74	0.00%
Lubricantes	42.80	50.77	65.63	80.87	3.60%
Cemento Asfáltico (Bitumen)	76.56	90.81	117.39	144.65	3.60%
Querosene	0.15	-0.51	0.87	2.08	15.65%
Diésel	1,078.30	964.62	1,073.57	1,178.41	0.49%
Carbón Vegetal	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	0.00%
Gas Licuado de Petróleo	1,076.83	1,261.46	1,485.79	1,668.09	2.46%
Gasolinas	999.42	1,123.78	1,323.41	1,497.78	2.27%
Fuel Oil	1,174.97	39.17	104.01	176.64	-9.99%
Otros No Energético de Petróleo	67.44	79.99	103.40	127.42	3.60%
Avtur	391.19	455.41	632.58	801.11	4.06%
Total	5,092.76	4,284.46	5,165.14	5,981.60	0.90%

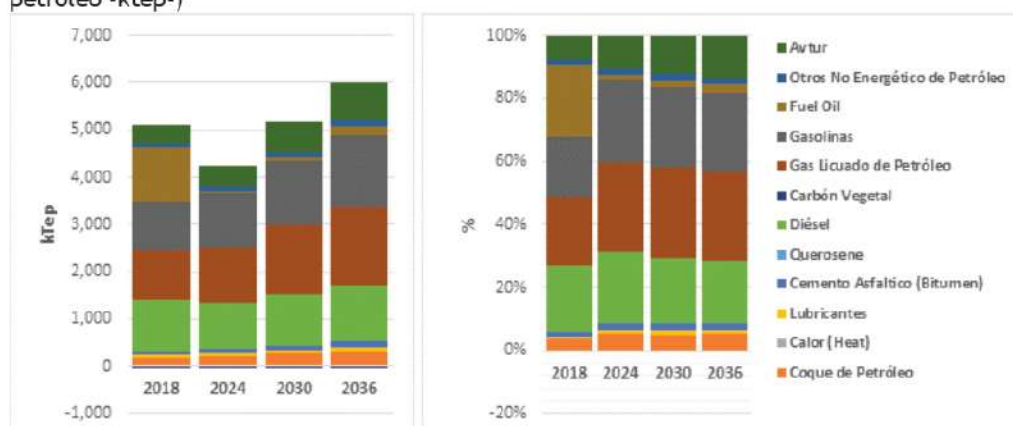
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 190. Requerimientos de energía secundario por fuentes - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Rama	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Coque de Petróleo	190.31	222.82	125.80	156.56	-1.08%
Calor (Heat)	-2.74	-2.74	-2.74	-2.74	0.00%
Lubricantes	42.80	51.69	68.68	87.18	4.03%
Cemento Asfáltico (Bitumen)	76.56	92.45	-1,043.63	-1,010.54	-
Querosene	0.15	0.52	2.71	4.73	21.05%
Diésel	1,078.30	943.95	-269.00	-199.59	-
Carbón Vegetal	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	0.00%
Gas Licuado de Petróleo	1,076.83	1,244.84	1,222.78	1,357.68	1.30%
Gasolinas	999.42	1,134.48	-2,122.52	-2,049.46	-
Fuel Oil	1,174.97	70.55	-1,001.56	-780.40	-
Otros No Energético de Petróleo	67.44	81.44	108.21	137.36	4.03%
Avtur	391.19	479.91	-427.90	-228.00	-
Total	5,092.76	4,317.44	-3,341.65	-2,529.70	-

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

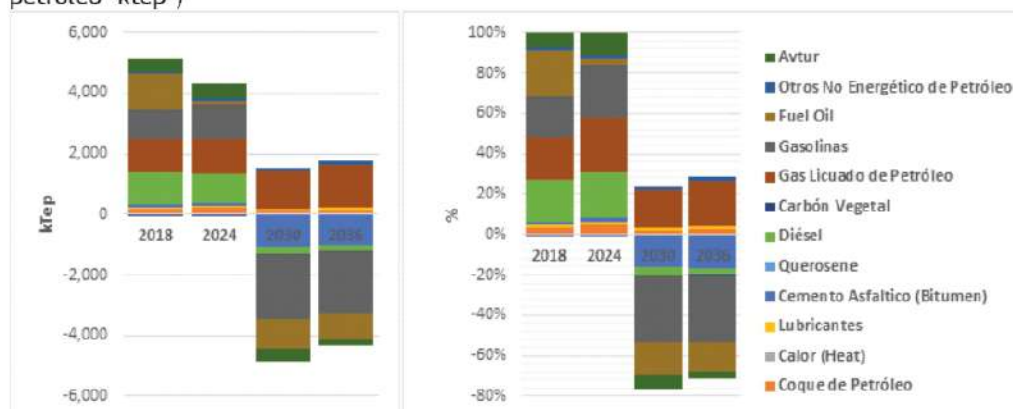
Gráfico 109. Requerimientos de energía secundaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al corte del año 2024, según se aprecia en la gráfica anterior, los requerimientos de energía secundaria disminuyen por efecto de la Central Punta Catalina, al sustituir la generación en base a fuel oil; mientras que en la gráfica posterior se aprecia, al corte del 2030, por la capacidad de producción de la refinería de Manzanillo, una capacidad de exportación por el excedente luego del abastecimiento de la demanda local.

Gráfico 110. Requerimientos de energía secundaria por fuentes - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

7.1.5. Producción de energía local

La producción de energía primaria a nivel local en el 2013 ascendió a 1,229.43 kTep, y crecería a tasas promedio anual de 7.54 % y 8.67 %, aumentando a 3,323.65 y 4,264.39 kTep, según los escenarios sensibilidad tendencial y sensibilidad alternativas, respectivamente;

Al 2018, la matriz de la producción de energía primaria estuvo compuesta por leña o leña vegetal, 36.82 %; hidro, 15.56 %; bagazo, 14.81 %; residuos de biomasa, 13.08 %; solar, 10.16 %; eólica, 8.70 % y desechos animales 0.87 % de la producción de energía local.

Al 2036, en el caso del escenario sensibilidad tendencial, esta distribución sería la siguiente: solar, 47.42 %; eólica, 19.76 %; leña, 12.96 %; residuos de biomasa, 6.79 %; bagazo, 6.20 %; hidro, 5.73 %; aceite vegetal, 0.88 %; y desechos animales, 0.27 %.

Para el caso del escenario sensibilidad alternativo, esta distribución sería la siguiente: solar, 49.34 %; eólica, 20.17 %; residuos de biomasa, 10.35 %; leña, 8.60 %; bagazo, 5.51 %; hidro, 4.75 %; aceite vegetal, 0.89 % y desechos animales, 0.37 %.

Tabla 191. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial.

(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Desechos Animal	10.66	10.99	11.48	12.16	0.74%
Solar	124.97	1,764.57	1,933.83	2,026.27	16.74%
Leña	452.68	471.47	532.27	590.05	1.48%
Bagazo	182.11	212.43	248.23	282.08	2.46%
Hidro	191.26	167.96	260.81	260.81	1.74%
Eólica	106.94	810.04	896.36	899.56	12.56%
Residuos de Biomasa	160.81	201.31	249.33	308.95	3.69%
Aceite vegetal	-	24.60	37.21	40.26	-
Total	1,229.43	3,663.38	4,169.52	4,420.13	7.37%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

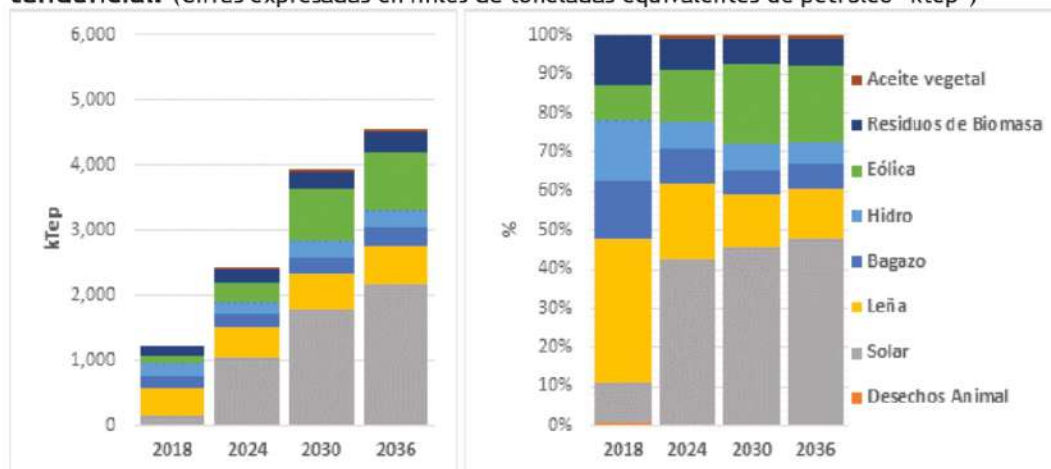
Tabla 192. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad alternativo.

(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Desechos Animal	10.66	12.50	15.56	20.47	3.69%
Solar	124.97	1,775.43	1,980.49	2,128.78	17%
Leña	452.68	421.76	444.61	472.70	0%
Bagazo	182.11	214.40	255.09	302.90	2.87%
Hidro	191.26	168.02	260.81	260.81	1.74%
Eólica	106.94	810.04	896.36	899.56	12.56%
Residuos de Biomasa	160.81	232.73	394.82	568.82	7.27%
Aceite vegetal	-	17.12	34.64	49.14	-
Total	1,229.43	3,652.00	4,282.38	4,703.17	7.74%

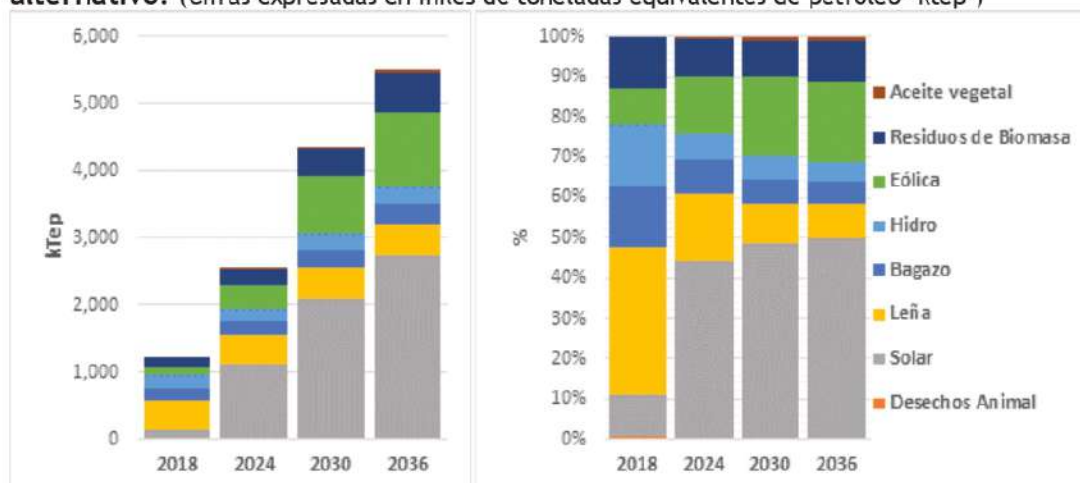
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 111. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 112. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

7.16. Importaciones

a. Importación de energía primaria

Las importaciones, a nivel de energía primaria, que al año base ascendieron a 3,213.11 ktep, a lo largo del período de estudio experimentan tasas de crecimiento promedio anual de 3.61 % y 9.36 %, aumentando al final del estudio a 6,083.42 y 16,089.29 ktep, de acuerdo con los resultados de los escenarios sensibilidad tendencial y sensibilidad alternativo, respectivamente. El crecimiento en el escenario tendencial es motivado por las importaciones de carbón mineral y gas natural para la generación de electricidad y en el caso del

alternativo por las importaciones de petróleo crudo para el procesamiento en la nueva refinería de petróleo planteada para este escenario;

Tabla 193. Importación de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Carbón Mineral	864.15	1,989.46	2,043.64	2,095.68	5.04%
Petróleo	1,268.81	1,379.87	1,379.87	1,379.87	0.47%
Gas Natural	1,080.15	1,019.48	1,626.38	2,657.60	5.13%
Total	3,213.11	4,388.82	5,049.89	6,133.15	3.66%

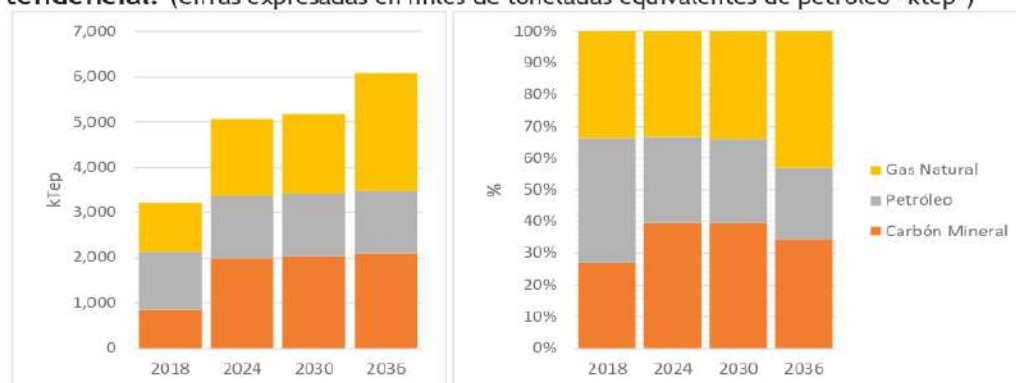
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 194. Importación de energía primaria - escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Carbón Mineral	864.15	2,015.12	2,090.89	2,188.85	5.30%
Petróleo	1,268.81	1,241.88	10,269.79	10,166.30	12.26%
Gas Natural	1,080.15	1,305.66	2,430.53	3,967.73	7.50%
Total	3,213.11	4,562.67	14,791.21	16,322.89	9.45%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

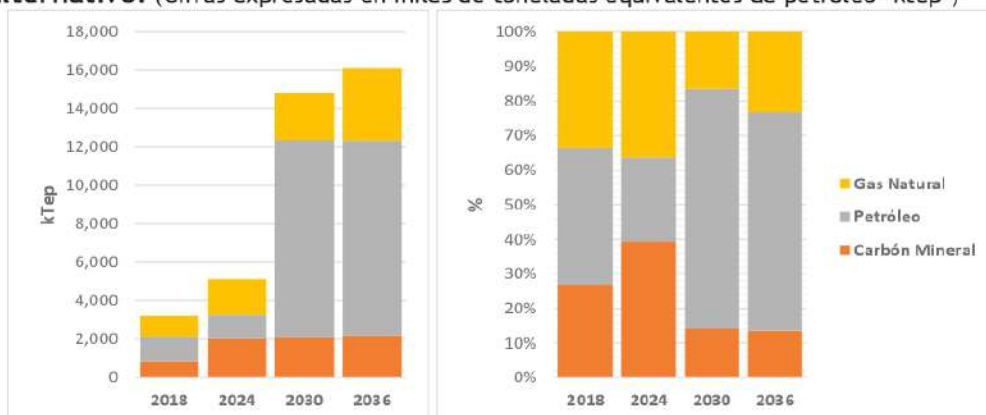
Gráfico 113. Importación de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

De estas importaciones, al 2018, el petróleo crudo es la principal fuente, con 39.49 %; seguido por las otras fuentes como gas natural licuado, 33.62 %; y carbón mineral, 26.89 % del total de las importaciones de energía primaria; al 2036 el carbón mineral representaría entre el 34.45 % y 13.60 %; petróleo crudo, 22.68 % y 63.19 %; gas natural, 42.87 % y 23.21 % de las importaciones de energía primaria, según los escenarios sensibilidad tendencial y sensibilidad alternativo, respectivamente;

Gráfico 114. Importación de energía primaria - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

b. Importaciones energía secundaria

Las importaciones de energía secundaria, que alcanzaron 5,056.51 kTep en el año base, al 2036 se incrementarían a una tasa promedio anual de 0.94 % en el escenario sensibilidad tendencial y se reducirían en promedio un -5.74 % anualmente en el escenario sensibilidad alternativo. Alcanzando para ambos escenarios, respectivamente, los niveles de 5,986.83 y 1,743.50 kTep;

Tabla 195. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Querosene	0.03	-	0.87	2.08	26.82%
Diésel	1,077.60	964.62	1,073.57	1,178.41	0.50%
Cemento Asfáltico (Bitumen)	76.56	90.81	117.39	144.65	3.60%
Coque de Petróleo	190.31	224.18	263.72	309.75	2.74%
Lubricantes	42.80	50.77	65.63	80.87	3.60%
Gas Licuado de Petróleo	1,083.54	1,261.46	1,485.79	1,668.09	2.43%
Gasolinas	957.22	1,123.78	1,323.41	1,497.78	2.52%
Fuel Oil	1,172.76	39.17	104.01	176.64	-9.98%
Otros No Energético de Petróleo	67.44	79.99	103.40	127.42	3.60%
Avtur	388.23	455.41	632.58	801.11	4.11%
Total	5,056.51	4,290.18	5,170.35	5,986.81	0.94%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Del total de las referidas importaciones, el fuel oil, representa al año base el 23.19 % de las importaciones de energía secundaria; gas licuado de petróleo, 21.43 %; diésel, 21.31 %; gasolinas, 18.93 %; avtur, 7.68 %; coque de petróleo,

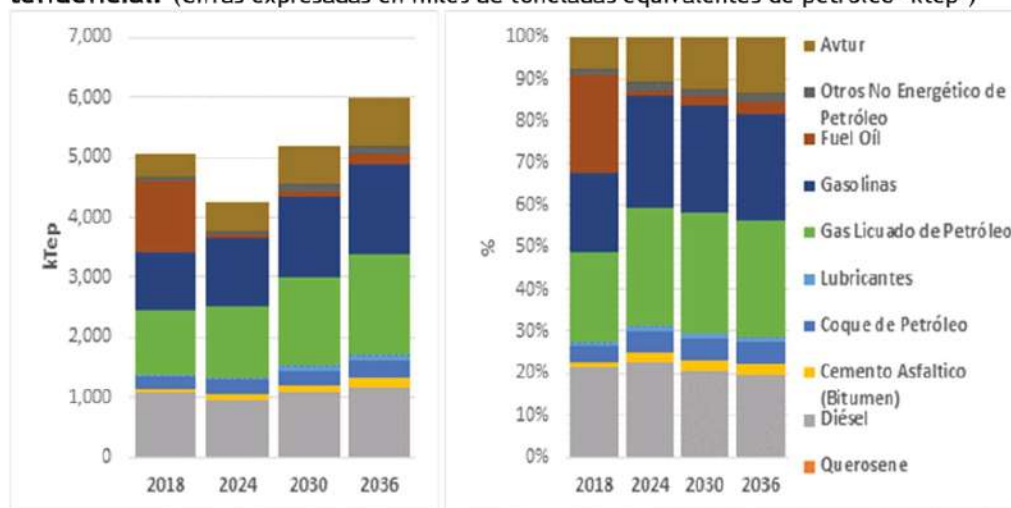
3.76 %; cemento asfáltico (bitumen), 1.51 %; otros no energéticos, 1.33 % y lubricantes, 0.85 % de las importaciones de energía secundaria.

Tabla 196. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Querosene	0.03	0.52	2.71	4.73	32.74%
Diésel	1,077.60	943.95	-	-	-100%
Cemento Asfáltico (Bitumen)	76.56	92.45	-	-	-100%
Coque de Petróleo	190.31	222.82	125.80	156.56	-1.08%
Lubricantes	42.80	51.69	68.68	87.18	4.03%
Gas Licuado de Petróleo	1,083.54	1,244.84	1,222.78	1,357.68	1.26%
Gasolinas	957.22	1,134.48	-	-	-100%
Fuel Oil	1,172.76	70.55	-	-	-100%
Otros No Energético de Petróleo	67.44	81.44	108.21	137.36	4.03%
Avtur	388.23	479.91	-	-	-100%
Total	5,056.51	4,322.65	1,528.18	1,743.50	-5.74%

Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 115. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

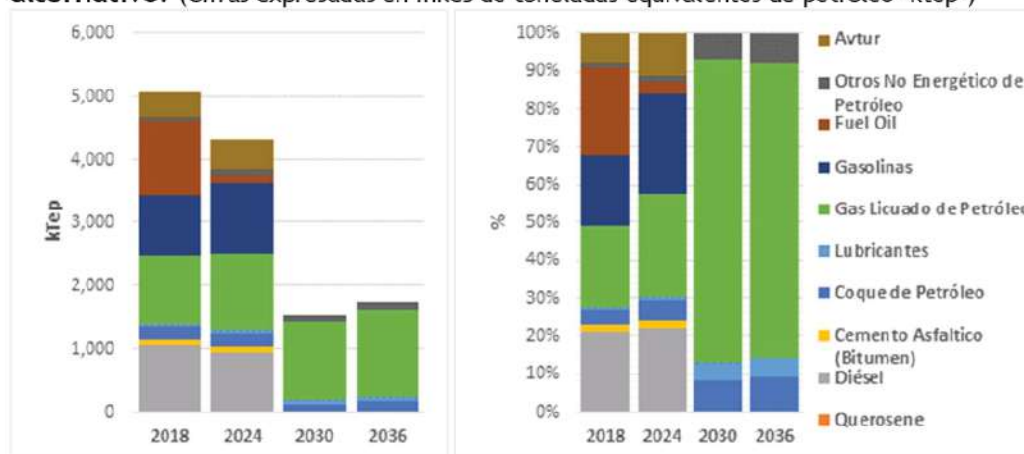


Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Al 2036, en el escenario tendencial, el gas licuado de petróleo representaría el 27.86 % de las importaciones de energía secundaria; gasolinas, 25.02 %; diésel, 19.68 %; avtur, 13.38 %; coque de petróleo, 5.17 %; fuel oil, 2.95 %; cemento asfáltico (bitumen), 2.42 %; otros no energéticos, 2.13 % y querosene, 0.03 % de las importaciones de energías secundarias.

Por su parte al mismo año para el escenario alternativo, el gas licuado de petróleo representaría el 77.87 % de las importaciones de energía secundaria; coque de petróleo, 8.98 %; otros no energéticos, 7.88 %; lubricantes, 5.00 % y querosene, 0.27 % de las importaciones de energía secundaria.

Gráfico 116. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

c. Importaciones Energéticas Totales

Al analizar las importaciones totales, energía primaria y secundaria, se observan los siguientes resultados:

Las importaciones totales, que al 2018 alcanzaron 8,269.62 kTep, experimentan tasas de crecimiento promedio anual de 2.12 % y 4.36 %, registrándose al final del período de estudio volúmenes de 12,070.25 y 17,832.79 kTep, según los escenarios sensibilidad tendencial y sensibilidad alternativo, respectivamente;

De este total al 2018, el petróleo crudo, representaba el 15.34 % de estas importaciones; fuel oil, 14.18 %; gas licuado de petróleo, 13.10 %; gas natural, 13.06 %; diesel, 13.03 %; gasolina, 11.58 %; carbón mineral, 10.45 %; avtur, 4.69 %; coque de petróleo, 2.30 %; cemento asfáltico (bitumen), 0.93 %; otros no energéticos, 0.82 % y lubricantes, 0.52 % de las importaciones;

Al 2036, bajo el escenario sensibilidad tendencial, la distribución porcentual sería la siguiente: gas natural licuado, 21.61 %; carbón mineral, 17.36 %; gas licuado de petróleo, 13.82 %; gasolinas, 12.41 %; petróleo crudo, 11.43 %; diésel, 9.76 %; avtur, 6.64 %; coque de petróleo, 2.57 %; fuel oil, 1.46 %; y el resto de las fuentes en conjunto 4.40 % de las importaciones nacionales;

Al 2036, bajo el escenario alternativo, la distribución porcentual sería la siguiente: petróleo crudo, 57.01 %; gas natural licuado, 20.94 %; carbón

mineral, 12.27 %; gas licuado de petróleo, 7.61 %; y el resto de las fuentes en conjunto el 2.16 % de las importaciones totales.

Tabla 197. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Querosene	0.03	-	0.87	2.08	26.82%
Diésel	1,077.60	964.62	1,073.57	1,178.41	0.50%
Cemento Asfáltico (Bitumen)	76.56	90.81	117.39	144.65	3.60%
Coque de Petróleo	190.31	224.18	263.72	309.75	2.74%
Lubricantes	42.80	50.77	65.63	80.87	3.60%
Carbón Mineral	864.15	1,989.46	2,043.64	2,095.68	5.04%
Petróleo	1,268.81	1,379.87	1,379.87	1,379.87	0.47%
Gas Licuado de Petróleo	1,083.54	1,261.46	1,485.79	1,668.09	2.43%
Gasolinas	957.22	1,123.78	1,323.41	1,497.78	2.52%
Fuel Oil	1,172.76	39.17	104.01	176.64	-9.98%
Otros No Energético de Petróleo	67.44	79.99	103.40	127.42	3.60%
Avtur	388.23	455.41	632.58	801.11	4.11%
Gas Natural	1,080.15	1,019.48	1,626.38	2,657.60	5.13%
Total	8,269.62	8,679.00	10,220.24	12,119.96	2.15%

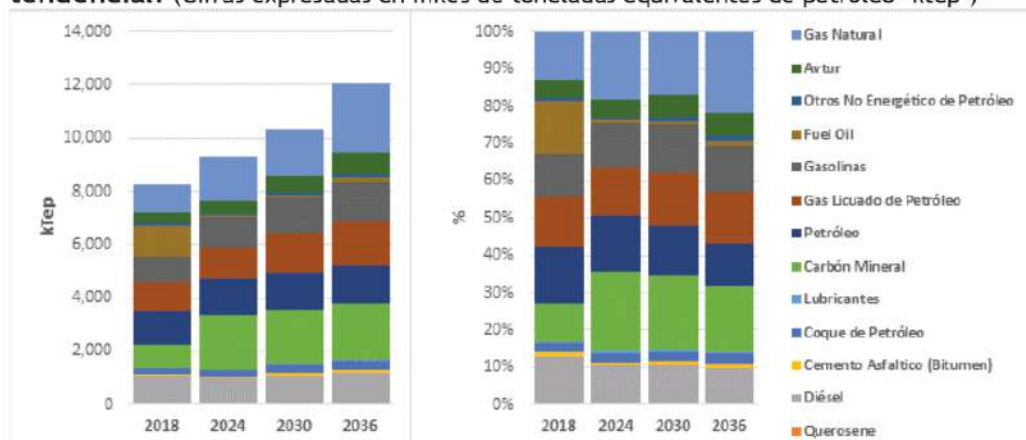
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Tabla 198. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)

Fuente	2018	2024	2030	2036	2018 / 2036
Querosene	0.03	0.52	2.71	4.73	32.74%
Diésel	1,077.60	943.95	-	-	-100.00%
Cemento Asfáltico (Bitumen)	76.56	92.45	-	-	-100.00%
Coque de Petróleo	190.31	222.82	125.80	156.56	-1.08%
Lubricantes	42.80	51.69	68.68	87.18	4.03%
Carbón Mineral	864.15	2,015.12	2,090.89	2,188.85	5.30%
Petróleo	1,268.81	1,241.88	10,269.79	10,166.30	12.26%
Gas Licuado de Petróleo	1,083.54	1,244.84	1,222.78	1,357.68	1.26%
Gasolinas	957.22	1,134.48	-	-	-100.00%
Fuel Oil	1,172.76	70.55	-	-	-100.00%
Otros No Energético de Petróleo	67.44	81.44	108.21	137.36	4.03%
Avtur	388.23	479.91	-	-	-100.00%
Gas Natural	1,080.15	1,305.66	2,430.53	3,967.73	7.50%
Total	8,269.62	8,885.31	16,319.38	18,066.39	4.44%

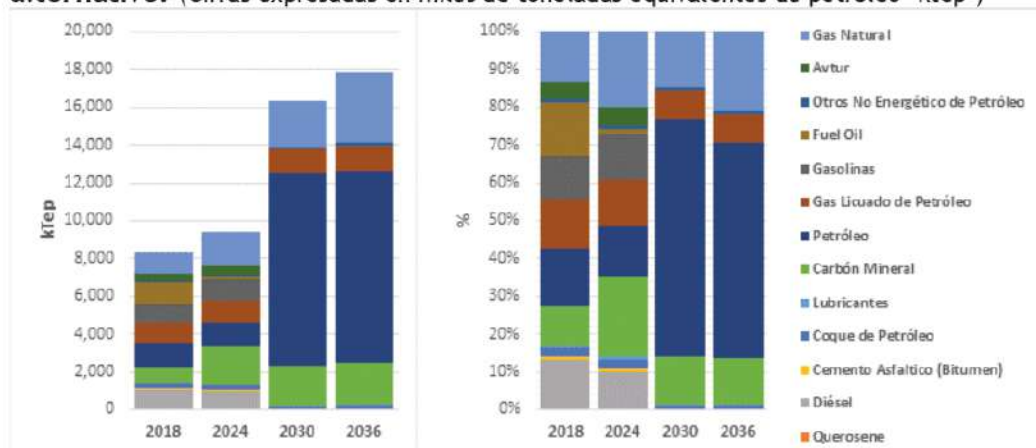
Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 117. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad tendencial. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

Gráfico 118. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad alternativo. (Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

7.2. Plan Indicativo de Abastecimiento de Hidrocarburos

La prospectiva se realizó a partir de los escenarios energéticos, modelado en la plataforma LEAP, la demanda final total proyectada en el 2026, se estimaron en 8,518.91 Ktep, el escenario tendencial, de los cuales el 64% correspondió a hidrocarburos. En tanto que, para el mismo escenario, la demanda final total proyectada al 2036, se estimó en 11,138.67 Ktep, con una participación de 61% de los hidrocarburos, debido al incremento en la contribución del carbón mineral y las renovables. En lo referente al escenario alternativo, la demanda final total proyectada al 2026, se estimó en 8,659.01 Ktep, con una participación en los hidrocarburos de 62%. En lo concerniente a la demanda final al 2036, se proyectó en 11,821.67 Ktep, disminuyendo la participación de los hidrocarburos en 55%. Esto fue provocado, por el reforzamiento de las medidas de eficiencia energética, la penetración de las renovables y el

incremento del uso del carbón mineral, con punta catalina. El elemento para destacar en este plan indicativo de abastecimiento es en lo referente a la posibilidad de exportar combustibles, de construir esa nueva refinería. Que en la actualidad prácticamente es inexistente, solo un 0.3% de la oferta total primaria y que, con la construcción de una refinería de alta conversión, las exportaciones se colocarían en 27% al 2036.

En el Gráfico 118, se exhiben dos tipos de demanda según su utilidad en el consumo existente, tanto final como intermedia, con el propósito de obtener la demanda total de hidrocarburos:

- Consumos finales: Sector industrial, residencial, comercio y servicios y transporte.
- Consumos Intermedios: Generación eléctrica del Sistema Interconectado, sistemas aislados y autogeneración.

La demanda total de hidrocarburos en el escenario tendencial pasará de 7,962.7 Ktep en el 2026 a 9,517.3 Ktep en 2036, para un crecimiento de 19.5%, en tanto que en el escenario tendencial pasará de 7,626.3 Ktep en el 2026 a 9,601.5 Ktep en 2036, para un incremento de 25.9%. En tanto que, en lo referente a los consumos finales y consumos intermedios (2036), el escenario tendencial, estará distribuido en 71% y 29%, respectivamente. El escenario alternativo en el mismo período, tanto en los consumos finales, como en los consumos intermedios de hidrocarburos, bajará a 67.0% y subirá a 37%, respectivamente.

Gráfico 119. Composición de la demanda total de Hidrocarburos

(Cifras expresadas en miles de toneladas equivalentes de petróleo -ktep-)



Fuente: LEAP Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036.

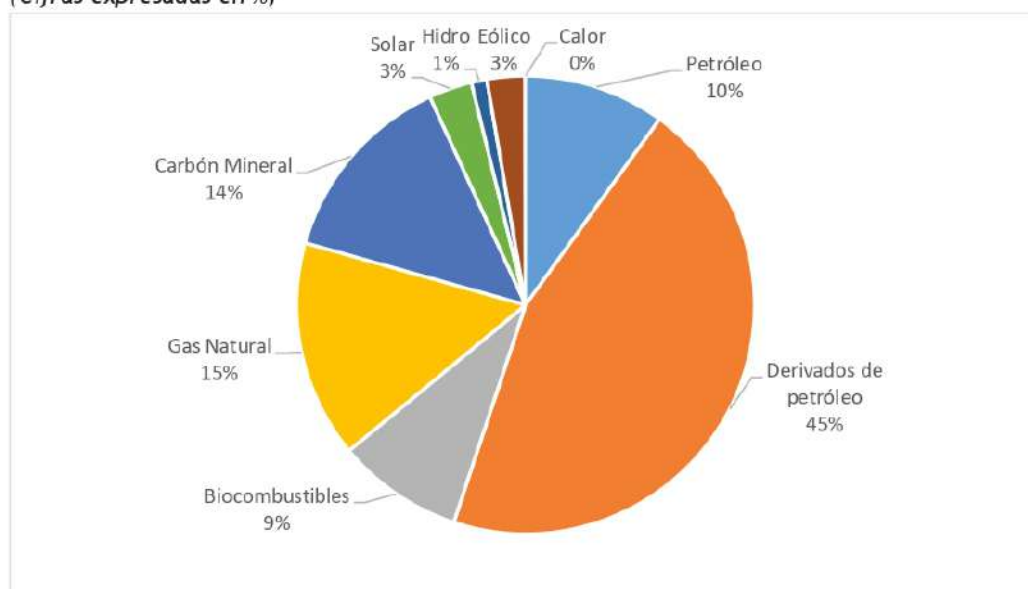
En el escenario tendencial, cerca del 71.0 % de todos los hidrocarburos en el período 2036 corresponderán a consumo final, 24 % en el consumo de la generación, 2 % autoproducción y 3 % sistemas aislados. En el escenario alternativo en el mismo período, la participación de los hidrocarburos bajara a 67.0% en el consumo final, 28% al consumo de generación, 2 % autoproducción y 3 % sistemas aislados.

7.2.1. Prospectiva de oferta de hidrocarburos y carbón mineral

En la gráfica siguiente se puede observar la oferta total primaria de energía en el escenario tendencial al 2026, cuyo predominio estaría encabezado por el gas natural 15 %, el carbón mineral 14 % y tanto, las gasolinas y el GLP con 11 %.

Gráfico 120. Oferta de energía, escenario tendencial al 2026.

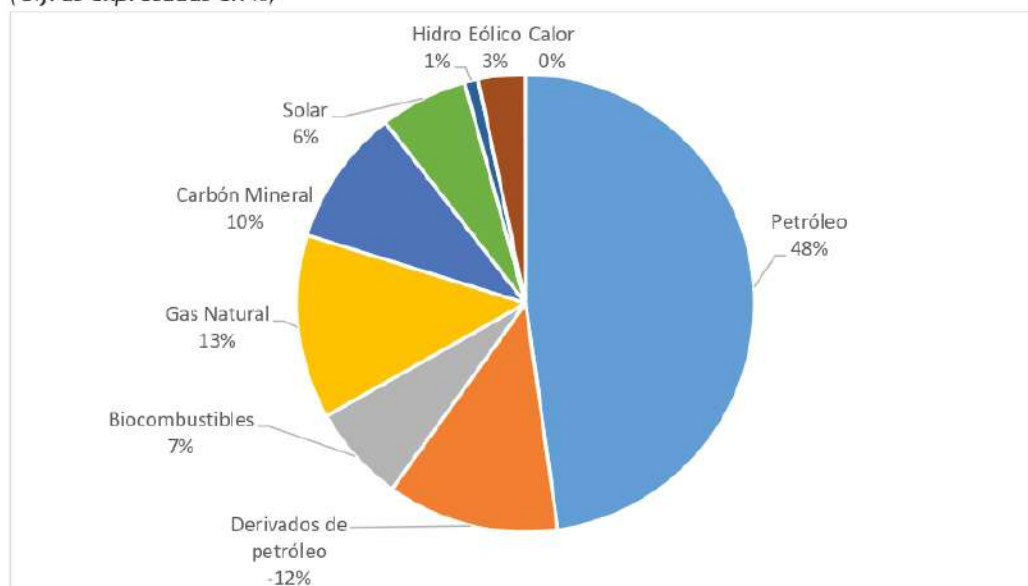
(Cifras expresadas en %)



Fuente: Elaborado por DH-CNE, data prospectiva oferta energía primaria, modelación LEAP-CNE.

Gráfico 121. Oferta de energía, escenario tendencial al 2036.

(Cifras expresadas en %)



Fuente: Elaborado por DH-CNE, data prospectiva oferta energía primaria, modelación LEAP-CNE.

Los combustibles fósiles continuarían con el dominio absoluto en la oferta energética nacional con 83%, renovable 15%, incluyendo la leña y 2% otros. Este escenario, presenta un elemento sensible a destacar, y es la tendencia a la mínima expresión de tradicional energía hidráulica con solo un 1%.

En la gráfica anterior se puede observar la oferta total primaria de energía en el escenario alternativo al 2036, cuyo predominio estaría encabezado por el petróleo con 41.0 %, el gas natural 11%, gasolinas 9% y carbón mineral 8%, etc. Este escenario presenta dos novedades importantes, que es el incremento del petróleo a ser transformado en el país (48%) y las exportaciones de los derivados, como son: las gasolinas 9%, el bitumen 4%, Fuel Oil 3% y el avtur 1%. en tanto que los fósiles bajan.

7.2.2. Abastecimiento de combustible futuro 2022-2036.

En el escenario tendencial, entre los hidrocarburos que exhibieran mayor proyección o dinamismo en la demanda final, período 2026-2036, dominará el gas natural, como combustible alternativo y eficiente con 58%, el avtur 38% y el fuel oil, 32%. En tanto que el en escenario alternativo experimentarían un gran crecimiento, el gas natural 100%, el avtur con 41%, y el fuel oil, 34%.

Es importante anotar que los productos de más demanda interna serán los asociados con el transporte (gasolina, gasoil y avtur) y GLP, con una disminución notoria de la demanda de fuel oil. Este comportamiento de la estructura de la demanda sugiere una refinería de alta conversión, con el objetivo de reducir la producción de fuel oil a menos del 15%.

Tabla 199. Demanda final sectorial, esc. tendencial vs esc. alternativo

Sector (Ktep)	Esc. Tendencial-2036		Esc. Alternativo-2036	
	Ktep	%	Ktep	%
Residencial	2,050.1	19.8%	1,906.2	17.4%
Transporte	4,493.7	43.4%	4,261.9	38.8%
Industrial	3,020.3	29.2%	3,937.5	35.9%
Comercio Servicios y Público	704.8	6.8%	784.5	7.1%
Resto de los sectores	75.5	0.7%	83.5	0.8%

Fuente: Elaborado por DH-CNE, data prospectiva de la demanda, modelación LEAP-CNE.

En lo concerniente a la demanda final sectorial, el escenario tendencial en el sector transporte crecerá un 43%, el sector industrial 29% y residencial con 19%. Estos tres sectores proyectan aglutinar el 92.4% de toda la energía final consumida, a finales del 2036. En tanto que el escenario alternativo, el transporte sigue siendo el sector de mayor crecimiento, con un 38.8%, con una ligera disminución, de un 4.6%, respecto al escenario tendencial, dicha depreciación será provocada por la introducción de tecnologías eficientes, en

los diversos sectores. Seguido del sector industria con 35.9% y el residencial, con 17.4%.

En la tabla 200 se presenta la evolución de las importaciones de combustibles en ambos escenarios, estimando que REFIDOMSA continuara con el esquema y la capacidad de refinación actual. De acuerdo con la demanda final estimada en los escenarios energéticos por el software LEAP, “Estudio de Prospectiva de Demanda”, el escenario tendencial, proyecta una demanda de 130,639 barriles por día en el 2026, de 145,525 barriles por día, en el 2031 y finalmente de 155,328 barriles por día, en el 2036.

El comportamiento de la demanda energética final, período 2026- 2036, el escenario tendencial estaría conformado por un 75.1% por las importaciones de hidrocarburos (2026), en el 2036 por el 77.7% en el 2031 y 79.1% a finales del 2036.

El escenario alternativo la demanda final estaría estructurada, por un 74.6% de las importaciones de hidrocarburos, en el 2026, en tanto que, en el 2031, las importaciones bajarían a 17.2% y 18.5% a finales del 2036, fundamentalmente por el incremento de la producción nacional de Refidomsa y la entrada de la refinería de Manzanillo, de 200,000 BPD.

En relación con la demanda por tipo de combustible frente a las importaciones en el período 2026-2036:

Tabla 200. Demanda e importaciones de combustibles esc. tendencial.

Combustible	Refidomsa		2026(BPD)		2031(BPD)		2036(BPD)	
	Producción	Importación	Demanda	Importación	Demanda	Importación	Demanda	
GLP	1,909	37,443	39,352	41,309	43,218	45,012	46,921	
Gasolinas	7,815	25,741	33,556	27,510	35,325	28,856	36,671	
Kero/ Jet	5,466	10,505	15,971	13,609	19,076	16,504	21,970	
Gasoil	8,127	19,904	28,031	21,235	29,362	21,929	30,056	
Fuel oil	9,177	4,552	13,729	9,368	18,545	10,533	19,710	
Total	32,495	98,144	130,639	113,030	145,525	122,833	155,328	

Fuente: Elaborado por DH-CNE, data prospectiva de la demanda, modelación LEAP-CNE.

En el escenario tendencial, los derivados que registrarán mayor crecimiento en relación con las importaciones estarán el fuel oil con 131% pasando de 4,552 BPD en el 2026 a 10,533 BPD en el 2036, el avtur con 57%, pasando de 10,505 BPD en el 2026 a 16,504 BPD, en el 2036. En general las importaciones de combustibles en el período 2026-2036, crecerán un 25.2%,

En el escenario alternativo como es de esperarse, se experimentarán decrecimientos en relación con las importaciones, debido a la entrada de la refinería de Manzanillo, en el cual se destaca el fuel oil, con la producción total

su crecimiento. En ese sentido, es de primerísima importancia conocer en detalle la conveniencia de construir una refinería de alta

El análisis arrojó beneficios por el orden de los MMUS\$ 2,262 en un período de 10 años, a sabiendo del poco volumen que procesa REFIDOMSA en la actualidad y que, en el caso de una gran refinería, el volumen de refinación se incrementaría en seis veces, lo procesado en la actualidad, incrementando los beneficios.

El país tiene dos elementos favorables para impulsar un proyecto de tal naturaleza, en el entendido de que, en Estados Unidos se tiene más de 25 años que no se construye una nueva refinería por restricciones ambientales, cosa que no existe en la República Dominicana. Y segundo, cautivar el mercado de la costa este los Estados Unidos y el mercado disponible en el Caribe, en adición de la demanda de empleo. En la otra cara de la moneda, incrementar pura y simplotamente las importaciones de productos terminados, solo conllevaría inflar aún más la factura petrolera y la expatriación de divisas,

A sabiendas que, REFIDOMSA solo suplió el 47.45% de la demanda nacional de los derivados importados y refinados, en el período 2018-2019, el restante 52.55% de los mismos fue suplido por otros importadores. Es preciso resaltar que REFIDOMSA como compañía distribuidora, cuenta con la mayor infraestructura de almacenamiento del país (35.1%), localizada, principalmente en la costa sur de la ciudad de Santo Domingo.

Es preciso subrayar que mundialmente las grandes compañías petroleras, están cerrando las pequeñas y antiguas refinerías de baja conversión debido a los altos costos operacionales y/o la baja producción de productos de mayor demanda, como la gasolina y el gasoil. Estas refinadoras la convierten en terminales de almacenamiento de productos terminados, que proceden de las grandes y modernas súper-refinerías.

a. Refinería de Alta Conversión

El comportamiento del mercado interno de los combustibles sugiere la conveniencia de iniciar un proceso serio de un proyecto de una refinería de cerca de 200,000 BPD de alta conversión, independiente de la realidad de REFIDOMSA. Que, de acuerdo con un análisis preliminar realizado por la Dirección de Hidrocarburos, esta refinería de alta conversión estaría entrando en el 2027 y toda capacidad en el 2028.

Haciendo una evaluación al 2031, con la entrada de dicha refinería, las importaciones bajarían a un 29.5%, a sabiendas de que la producción de GLP es relativamente baja en la nueva refinería, procesando solo 5,063 BPD un 10% de la refinación total, comparado con otro de los derivados que se producirían.

Finalmente, en el 2036 las importaciones experimentarían un ligero incremento, cerca de 31.4%, debido a la constante y creciente demanda del GLP.

Cuando se contrasta el escenario tendencial y el escenario alternativo a finales del 2036, las importaciones totales de productos refinados se reducirían hasta un 71%, debido a la introducción de la nueva refinería. En lo concerniente a la comparación de la demanda de los derivados del petróleo en ambos escenarios en el 2036, bajaría hasta un 27.8% en el escenario alternativo respecto al tendencial, motivado esto, por la introducción de tecnologías eficientes y la fuerte penetración tanto del gas natural como de las energías renovables, que desplazarían derivados del petróleo, entre otras fuentes energéticas. La nueva refinería tendría las siguientes características:

Capacidad Nominal (200,000 BPD o 10,146 kTep), Incluyendo consumos propios y perdidas de la refinería;

Gasolinas (37.83 %), Avtur (12.48 %), Diesel (14.68 %), GLP (2.55), Fuel Oil (13.01 %), Asfalto o Bitumen (13.10 %), Coque de Petróleo (1.46 %) y Gases de Refinería (4.89 %) de la producción de la refinería expresado en kTep o Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP).

En base capacidad nominal y factor de disponibilidad, al 2028, la producción resultaría en 186,045.92 BPD o el equivalente a 8,903.12 kTep anual (348 días de operación): Los porcentajes son en base a la producción o salidas de la refinería, excluyendo consumos propios y pérdidas. La modelación de las gasolinas es de forma agregada, por no disponer de información desagregada en los Balances de Energía, insumo básico a partir realizamos estudio.

Sigue siendo alternativa y es necesario tomar en consideración que en el país existen seis fábricas de cemento de gran tamaño, las cuales utilizan variados combustibles como el coque de petróleo en sus procesos, entre ellos gomas usadas en menor medida.

Es bueno señalar que el consumo de coque de petróleo tendrá una demanda de 343.9 kt en el 2026 en el escenario alternativo. En tanto que para el 2031 y 2036, crecerá 384.3 kt y 421.6kt respectivamente, en mismo escenario. Con la entrada de la refinería de Manzanillo en el 2027, la producción de coque en el 2031 alcanzaría los 217.7kt para un 57% de la demanda total, en tanto que para el 2036 la producción sería la misma que en el 2031. Por lo que, si la demanda se coloca en 421.6kt en el 2036, la producción solo representaría el 52% de la demanda en mismo escenario alternativo.

En la actualidad a nivel mundial se impone tecnológicamente el uso del coque en la producción de cemento, no solo por su bajo costo en relación con otros

Finalmente, en el 2036 las importaciones experimentarían un ligero incremento, cerca de 31.4%, debido a la constante y creciente demanda del GLP.

Cuando se contrasta el escenario tendencial y el escenario alternativo a finales del 2036, las importaciones totales de productos refinados se reducirían hasta un 71%, debido a la introducción de la nueva refinería. En lo concerniente a la comparación de la demanda de los derivados del petróleo en ambos escenarios en el 2036, bajaría hasta un 27.8% en el escenario alternativo respecto al tendencial, motivado esto, por la introducción de tecnologías eficientes y la fuerte penetración tanto del gas natural como de las energías renovables, que desplazarían derivados del petróleo, entre otras fuentes energéticas. La nueva refinería tendría las siguientes características:

Capacidad Nominal (200,000 BPD o 10,146 kTep), Incluyendo consumos propios y perdidas de la refinería;

Gasolinas (37.83 %), Avtur (12.48 %), Diesel (14.68 %), GLP (2.55), Fuel Oil (13.01 %), Asfalto o Bitumen (13.10 %), Coque de Petróleo (1.46 %) y Gases de Refinería (4.89 %) de la producción de la refinería expresado en kTep o Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP).

En base capacidad nominal y factor de disponibilidad, al 2028, la producción resultaría en 186,045.92 BPD o el equivalente a 8,903.12 kTep anual (348 días de operación): Los porcentajes son en base a la producción o salidas de la refinería, excluyendo consumos propios y pérdidas. La modelación de las gasolinas es de forma agregada, por no disponer de información desagregada en los Balances de Energía, insumo básico a partir realizamos estudio.

Sigue siendo alternativa y es necesario tomar en consideración que en el país existen seis fábricas de cemento de gran tamaño, las cuales utilizan variados combustibles como el coque de petróleo en sus procesos, entre ellos gomas usadas en menor medida.

Es bueno señalar que el consumo de coque de petróleo tendrá una demanda de 343.9 kt en el 2026 en el escenario alternativo. En tanto que para el 2031 y 2036, crecerá 384.3 kt y 421.6kt respectivamente, en mismo escenario. Con la entrada de la refinería de Manzanillo en el 2027, la producción de coque en el 2031 alcanzaría los 217.7kt para un 57% de la demanda total, en tanto que para el 2036 la producción sería la misma que en el 2031. Por lo que, si la demanda se coloca en 421.6kt en el 2036, la producción solo representaría el 52% de la demanda en mismo escenario alternativo.

En la actualidad a nivel mundial se impone tecnológicamente el uso del coque en la producción de cemento, no solo por su bajo costo en relación con otros

combustibles, sino también por los beneficios que su ceniza de alto contenido de azufre le aporta al cemento.

El coque producido de un coker, que usualmente representa un problema más que una oportunidad debido a su alto contenido de azufre, puede ser consumido por las cementeras locales, donde el azufre es atrapado por el cemento, con beneficio para este, y no es dispersado a la atmósfera. Consideraciones tomada y actualizada del PEN 2003-20015. La mayoría del coke es usado en producción de cemento. El azufre contenido se convierte en SOx, el cual es absorbido por el clinker e incorporado en la mezcla del cemento. En consecuencia, no tiene implicaciones respecto a las emisiones.

7.2.4. Expansión de infraestructura de gas natural

En la actualidad, es recomendable ampliar el uso de este combustible, en los siguientes sectores: Industria, comercio y transporte. Apoyándose en las siguientes consideraciones, establecidas por el Estudio:

- La existencia de un mercado potencial de gas natural en República Dominicana.
- La competitividad del GNL frente a combustibles líquidos derivados del petróleo, en los sectores: generación, industria, comercio y transporte.
- El estudio debe concebir una red de gasoductos mostrada en el Mapa siguiente, con las características geográficas y con diámetros que oscilen entre las 10 y 18 pulgadas con una extensión total de 371 Km., según el esquema siguiente elaborado por dicha consultora que a nuestro criterio definen una muy interesante “idea proyecto” que deberá ser profundizada mediante estudios que vayan madurando la idea en fases de complejidad creciente: prefactibilidad; factibilidad y proyecto ejecutivo. Otro aspecto de singular importancia y que no se debe postergar por mucho tiempo, es dotar al país de un marco legal de gas natural.
- Fomentar la construcción de terminales y almacenamientos de combustibles en la zona norte de manera estratégica, especialmente de gas natural y combustibles líquidos derivados de petróleo; de igual manera en las otras zonas del territorio dominicano en función del desarrollo planificado en la región, caso de la región Enriquillo, zona del noreste entre otras.
- Analizar la factibilidad de instalar otra terminal de gas natural en la zona de Manzanillo, que pueda suplir otras generadoras que se instalen en la

zona Norte. Actualizar el estudio del mercado potencial para el gas natural en República Dominicana, realizado por la CNE en el 2003.

- Crear las condiciones pertinentes para el desarrollo de una red de gasoductos para el transporte masivo de gas natural hacia las diferentes zonas de la geografía dominicana.

De acuerdo con estimaciones realizadas, se estima que la inversión requerida para la instalación de una nueva planta de regasificación ascendería a MMUS\$ 852.45. Para esto fueron actualizados a octubre de 2021 los costos de instalación de la planta existente, es decir de MMUS\$ 560.00 en enero 2003. Para este cálculo se utilizó el índice de Precio al Consumidor reportado por el Bureau of Labor Statistics (BLS).

7.2.5. Almacenamiento de Derivados, Gas Natural y Carbón

Según el Diagnóstico 2022-2036, el Subsector Hidrocarburos de la República Dominicana, anteriormente coexistía una capacidad de almacenamiento, entre 17 y 21 días dependiendo del tipo combustible. No obstante, a pesar de esta capacidad de almacenamiento presentada en ese estudio, el inventario comercial real se limitaba entre 5 y 7 días. Esto respondía únicamente a criterios y estrategias comerciales, establecidas por las empresas importadoras, refinadoras y los generadores. Así como también, la frecuencia de llegada de los embarques de hidrocarburos contratados por dichas empresas. En el actual diagnóstico, se ha podido ver un incremento de la capacidad de almacenamiento, desde 22 hasta 68 días. Aunque sigue siendo un obstáculo la exención de impuesto establecido en la Ley 112-00 y en la creación de un Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica” que cubre el subsidio de energía eléctrica a clientes regulados. En el entendido de que, los embarques de combustibles están sujetos a la capacidad de pago del Estado dominicano, lo cual les sirve de excusa, para no tener una mayor disponibilidad de inventario de combustibles.

El diagnóstico 2022-2036 recogen la actualización de la capacidad de almacenamiento de manera integral de todos los agentes del mercado de los hidrocarburos. En la prospectiva energética 2018 al 2036 (LEAP) partiendo de las proyecciones de la demanda, se proyectaron las reservas deseadas de 20 días, de acuerdo con recomendaciones internacionales, asumiendo 5 días de inventario comercial y 15 de seguridad) para cada combustible y 30 días para el gas natural. Basado en estas recomendaciones y las proyecciones de la demanda, se estimaron la capacidad de almacenamiento deseada, al 2026, 2031 y 2036.

7.3. Proyecciones de RSU

Tomando en consideración la mejor información disponible, el estudio “Perspectivas Subsector Residuos Sólidos Urbanos de la República Dominicana al 2036”, se concentró en la cuantificación y caracterización de aquellos residuos de origen domiciliario o asimilables a domiciliario que están siendo recolectados por los municipios más destacados, y llevados a disposición final a los fines de obtener a la cantidad de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU) a producirse a nivel nacional del año base (2018) al año meta (2036);

Se caracterizaron única y exclusivamente las tecnologías Waste To Energy (WTE) y tecnología biogás de acuerdo con una serie de criterios técnicos, económicos y ambientales, los cuales fueron ponderados. Se consideraron criterios excluyentes, que son requisitos mínimos para la implementación y operación de una determinada tecnología, y criterios ponderados, los cuales fueron evaluados de forma independiente para cada tecnología a fin de poder compararlas.

7.3.1. Descripción metodología cálculos.

A los fines de obtener a la cantidad de toneladas de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) a producirse a nivel nacional del año base (2018) al año meta (2036); se utilizó una fórmula consistente en la suma del **Crecimiento Vegetativo de la Generación de RSU** más la **Contribución del Incremento del Producto Interno Bruto (PBI)** a la Generación de RSU hasta al año meta.

Definiciones componentes de la fórmula.

- **Crecimiento Vegetativo de la Generación de RSU**; expresa las toneladas de RSU adicionales asociadas al crecimiento de la población⁴⁸, lo cual resulta del producto de la *Generación Anual per Cápita de RSU* por la población proyectada para el año meta (2036).

- **Generación Anual per Cápita de RSU**; se obtiene del cociente de la generación anual de RSU referida al año base entre la población al año base.

- **Contribución del Incremento del Producto Interno Bruto (PBI) a la Generación de RSU**, equivale a los kilogramos de RSU adicionalmente generados por cada US\$ de crecimiento de la economía⁴⁹.

⁴⁸ Cálculos realizados a partir de la población del año base (2018), la cual según EXPANSION/DatosMacro.com era de 10,266,000. Población año meta proyectada a 11,505,100, según datos del Banco Central.

Todos los cálculos se realizaron tanto para un Escenario Tendencial (Business as Usual) y un Escenario Alternativo más optimista.

c) Cálculo Generación de los RSU de las Regiones Relevantes al Año Meta (2036); específicamente: Santo Domingo, Santiago de Los Caballeros, San Pedro de Macorís, La Romana y La Altagracia. En ese orden, la metodología utilizada a los fines de obtención de las toneladas a producir en cada región de interés consistió en una fórmula expresada por **el producto de las toneladas per cápita promedio a generarse en el año meta por la población de dicha localidad al año meta**. Esto así, tanto para el Escenario Tendencial como para el Alternativo.

En lo concerniente a los dos escenarios contemplados, entendemos que el *Escenario Tendencial (BAU)*, expresa el comportamiento de la generación de los RSU sin ningún tipo de incidencia de decisiones políticas e incentivos adicionales, como por ejemplo la no mejoría en cuanto a la tarifa de la Cuota de Volcado (Tipping Fee), la permanencia de las barreras inherentes a la negociación con los gobiernos locales con potenciales inversionistas, entre otros. En cambio, en lo tocante al Escenario *Alternativo* tenemos de que éste contempla un mayor crecimiento del PBI, así como la incidencia de decisiones políticas encaminadas a incentivar una mayor inversión en la generación eléctrica a partir de los RSU, tales como el pago de una tarifa atractiva por concepto de Tipping Fee y otros factores como la recuperación la economía.

d) Cálculo Potencia a Instalar Generación Eléctrica Incineración RSU + Ciclo Combinado (CC) con GLP Vertederos Regiones de interés. A los fines de obtener una primera aproximación de la potencia eléctrica a instalar; sometimos la cifra de la **Generación de los RSU al año meta de cada una de las Regiones Relevantes a una caracterización previa basada en diferentes estudios⁵⁰; para luego alimentar las partidas relevantes, tales como Residuos Biodegradables, Metales e Inertes, entre otros, a una Hoja de Cálculo desarrollada como herramienta del Proyecto de Fiscalización de la Hibridación de la Biomasa de los RSU con Combustibles Fósiles; Paso seguido, la herramienta suministró las toneladas susceptibles de ser**

⁴⁹ Dato año base del PBI obtenido de las estadísticas del Banco Mundial. Proyecciones de crecimiento PBI para escenarios tendencial y alternativo según estimados del Ministerio de Energía y Minas (MEM), en base deflatores implícitos del Banco Central.

⁵⁰ Datos caracterización RSU Santo Domingo, obtenidos del estudio “C-0128 Expert Report of Thomas Tullo and Francois Screve (Deltaway); Tabla I; acápite 2..2: Waste Composition-Duquesa Landfill. Datos para San Pedro de Macorís(spm) obtenidos del “Estudio de Caracterización de los Residuos Sólidos Urbanos del Vertedero de SPM”; realizado por EMPACA en el 2016. Datos para la provincia La Altagracia, basados en los resultados del “Estudio de Caracterización de los Residuos Sólidos Urbanos Vertedero de Verón-Punta Cana” realizado por EMPACA en el 2019.

energéticamente aprovechables, las cuales se introdujeron como energía primaria en una pestaña de la hoja que realizó los cálculos de una instalación de RSU + CC hecha a la medida de cada región con apego al porcentaje mínimo de del 50% de energía primaria a partir de los RSU, tal y como se contempla en el literal j) del artículo 1), Ley 115-15; artículo 5 modificado, Ley 57-07⁵¹.

Producción total RSU a nivel nacional al 2036 Escenarios Tendencial y Alternativo.

Simbología fórmulas.

- RSU_{ab} : generación RSU año base (2018); RSU_{am} : generación RSU año meta; RSU_{pcab} : generación RSU per cápita año base; P_{ab} : población año base; P_{am} : población año meta; $CPBI_{am}$: crecimiento PBI al 2036; $iPBI_{am}$: incremento PBI año meta; $CPBI/RSU$: contribución crecimiento PBI a la generación de RSU.⁵²

-Descripción narrativa fórmula Generación RSU año meta (2036):

$RSU_{am} =$ (Aumento vegetativo generación RSU)
+ (Contribución Crecimiento PBI a la Generación de RSU)

$$RSU_{am} = (RSU_{pcab} \times P_{am}) + \left(iPBI_{am} \times \frac{CPBI}{RSU^{53}} \right)$$

1) Producción RSU Escenario Tendencial al 2036:

$$RSU_{am} = \left(0.402 \frac{tns}{hab} \times 11,505,100_{habitantes} \right) + \left((6.58 \times 10^{10})_{US\$} \times (5.8 \times 10^{-5}) \frac{tns}{US\$ \text{ año}} \right)$$

$$RSU_{am} = \left(4,625,050 \frac{tns}{año} \right) + \left(3,816,400 \frac{tns}{año} \right)$$

⁵¹ Se considera esta normativa, tomando en cuenta que esta era la normativa vigente al año base.

⁵² Kilogramos adicionales RSU x cada US\$ de crecimiento del PBI.

⁵³ Cantidad obtenida de la anualización de la generación promedio per cápita RSU a partir del dato de 1.1 Kg/día, según información extraída del "Observatorio de Políticas Sociales y de Desarrollo, Vicepresidencia de la República, 2016." Información población al 2018 de 10,266,000 habitantes; según la Tabla de la población mundial de

$$RSU_{am} = \left(8,441,450 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{8,441,450 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{am} = \left(23,127 \frac{Tns}{día} \right)$$

-RSU_{am} Escenario Tendencial: 23,127 Toneladas diarias.

2) Producción RSU Escenario Alternativo al 2036:

$$RSU_{am} = \left(0.402 \frac{Tns}{hab} \times 11,505,100_{habitantes} \right) + \left((7.7 \times 10^{10})_{US\$} \times (5.8 \times 10^{-5}) \frac{Tns}{US\$ año} \right)$$

$$RSU_{am} = \left(4,625,050 \frac{Tns}{año} \right) + \left(4,466,000 \frac{Tns}{año} \right)$$

$$RSU_{am} = \left(9,091,050 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{9,091,050 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{am} = \left(24,907 \frac{Tns}{día} \right)$$

-RSU_{am} Escenario Alternativo: 24,907 Toneladas diarias.

II. Producción RSU por Regiones: Santo Domingo, Santiago y Región Este (San Pedro de Macorís, La Romana y La Altagracia).

Simbología fórmulas.

-RSU_{pcam}: generación RSU per cápita año meta; RSU_{sdam}: generación RSU año meta Santo Domingo; RSU_{sam}: generación RSU año meta Santiago; RSU_{spmam}: generación RSU año meta San Pedro de Macorís; RSU_{tram}: generación RSU año meta La Romana; RSU_{laam}: generación RSU año meta La Altagracia; P_{sdam}: población año meta Santo Domingo; P_{sam}: población año meta Santiago; P_{spmam}: población año meta San Pedro de Macorís; P_{tram}: población año meta La Romana; P_{laam}: población año meta La Altagracia;

A) Producción RSU Escenario Tendencial al 2036.

-Descripción narrativa fórmula Generación RSU año meta (2036):

$RSU_{Xam} = (\text{Aumento vegetativo generación RSU})$

$$RSU_{Xam} = (RSU_{pcam} \times P_{Xam})$$

-Producción RSU Santo Domingo Escenario Tendencial al 2036:

$$RSU_{sdam} = \left(0.73 \frac{Tns}{hab} \times 2,760,000_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{sdam} = \left(2,014,800 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{2,014,800 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{sdam} = \left(5,520 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU Santo Domingo Escenario Tendencial al 2036: 5,520 Tns/día.

-Producción RSU Santiago Escenario Tendencial al 2036:

$$RSU_{sam} = \left(0.73 \frac{Tns}{hab} \times 1,046,423_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{sam} = \left(763,888 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{763,888 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{sam} = \left(2,093 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU Santiago Escenario Tendencial al 2036: 2,093 Tns/día.

-Producción RSU San Pedro de Macorís (SPM) Escenario Tendencial al 2036:

$$RSU_{spmam} = \left(0.73 \frac{Tns}{hab} \times 464,924_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{spmam} = \left(339,394 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{339,394 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{spmam} = \left(930 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU SPM Escenario Tendencial al 2036: 930 Tns/día.

-Generación RSU La Romana (LR) Escenario Tendencial al 2036:

$$RSU_{ram} = \left(0.73 \frac{Tns}{hab} \times 367,012_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{ram} = \left(267,917 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{267,917 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{ram} = \left(734 \frac{Tns}{día} \right)$$

-Producción RSU LR Escenario Tendencial al 2036: 734 Tns/día.

-Producción RSU La Altagracia (LA) Escenario Tendencial al 2036:

$$RSU_{laam} = \left(0.73 \frac{Tns}{hab} \times 413,033_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{laam} = \left(301,514 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{301,514 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{laam} = \left(826 \frac{Tns}{día} \right)$$

-Producción RSU LA Escenario Tendencial al 2036: 826 Tns/día.

B) Producción RSU Escenario Alternativo al 2036.

-Producción RSU Santo Domingo Escenario Alternativo al 2036:

$$RSU_{sdam} = \left(0.79 \frac{Tns}{hab} \times 2,760,000_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{sdam} = \left(2,180,400 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{2,014,800 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{sdam} = \left(5,974 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU Santo Domingo Escenario Alternativo al 2036: 5,974 Tns/día.

-Producción RSU Santiago Escenario Alternativo al 2036:

$$RSU_{sam} = \left(0.79 \frac{Tns}{hab} \times 1,173,000_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{sam} = \left(926,670 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{926,670 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{sam} = \left(2,538 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU Santiago Escenario Alternativo al 2036: 2,538 Tns/día.

-Producción RSU SPM Escenario Alternativo al 2036:

$$RSU_{spmam} = \left(0.79 \frac{Tns}{hab} \times 464,924_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{spmam} = \left(367,290 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{367,290 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{spmam} = \left(1006 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU SPM Escenario Alternativo al 2036: 1,006 Tns/día.

-Producción RSU La Romana (LR) Escenario Alternativo al 2036:

$$RSU_{ram} = \left(0.73 \frac{Tns}{hab} \times 367,012_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{ram} = \left(289,939 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{289,939 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{ram} = \left(794 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU LR Escenario Alternativo al 2036: 794 Tns/día.

-Generación RSU La Altagracia (LA) Escenario Alternativo al 2036:

$$RSU_{laam} = \left(0.79 \frac{Tns}{hab} \times 413,033_{habitantes} \right)$$

$$RSU_{laam} = \left(326,296 \frac{Tns}{año} \right) = \left(\frac{326,296 Tns}{365 días} \right)$$

$$RSU_{laam} = \left(894 \frac{Tns}{día} \right)$$

Producción RSU LA Escenario Alternativo al 2036: 894 Tns/día.

3)Potencial Megawatts Eléctricos (MWe) a instalar Centros de interés referida al Potencial de generación de RSU al 2036 bajo Escenarios Tendencial y Alternativo.

A) Potencial MWe eléctricos a instalar proyectados Escenario Tendencial 2036.

-Potencial MWe a instalar Santo Domingo Escenario Tendencial al 2036:

A. Tecnología WTE: 242 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero Duquesa: 7.0MW

-Potencial MWe a instalar Santiago Escenario Tendencial al 2036:

A. Tecnología WTE: 103 MW.

B. Tecnología Biogás Vertedero Rafey: 2.6 MW

-Potencial MWe a instalar SPM Escenario Tendencial al 2036:

A. Tecnología WTE: 58 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero SPM: 1.2 MW

-Potencial MWe a instalar LR Escenario Tendencial al 2036:

A. Tecnología WTE: 40 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero LR: 1 MW

-Potencial MWe a instalar LA Escenario Tendencial al 2036:

A. Tecnología WTE: 44 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero: 1 MW

Total Potencial MWe a instalar según Escenario Tendencial WTE proyectado RD al 2036: 486 MW

Total Potencial MWe a instalar según Escenario Tendencial Biogás Vertederos RD proyectada al 2036: 12.2 MW

B) Potencial MWe a instalar según Escenario Alternativo proyectados al 2036.

-Potencial MWe a instalar Escenario Alternativo Santo Domingo al 2036:

A. Tecnología WTE: 261 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero Duquesa: 7.6 MW

-Potencial MWe a instalar Escenario Alternativo Santiago al 2036:

A. Tecnología WTE: 123 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero Rafey: 3 MW

-Potencial MWe a instalar Escenario Alternativo SPM al 2036:

A. Tecnología WTE: 63 MW

B. Biogás Vertedero SPM: 1.3 MW

-Potencial MWe a instalar Escenario Alternativo LR al 2036:

A. Tecnología WTE: 43 MW.

B. Tecnología Biogás Vertedero LR: 1 MW

-Potencial MWe a instalar Escenario Alternativo LA al 2036:

A. Tecnología WTE: 46 MW

B. Tecnología Biogás Vertedero: 1.2 MW

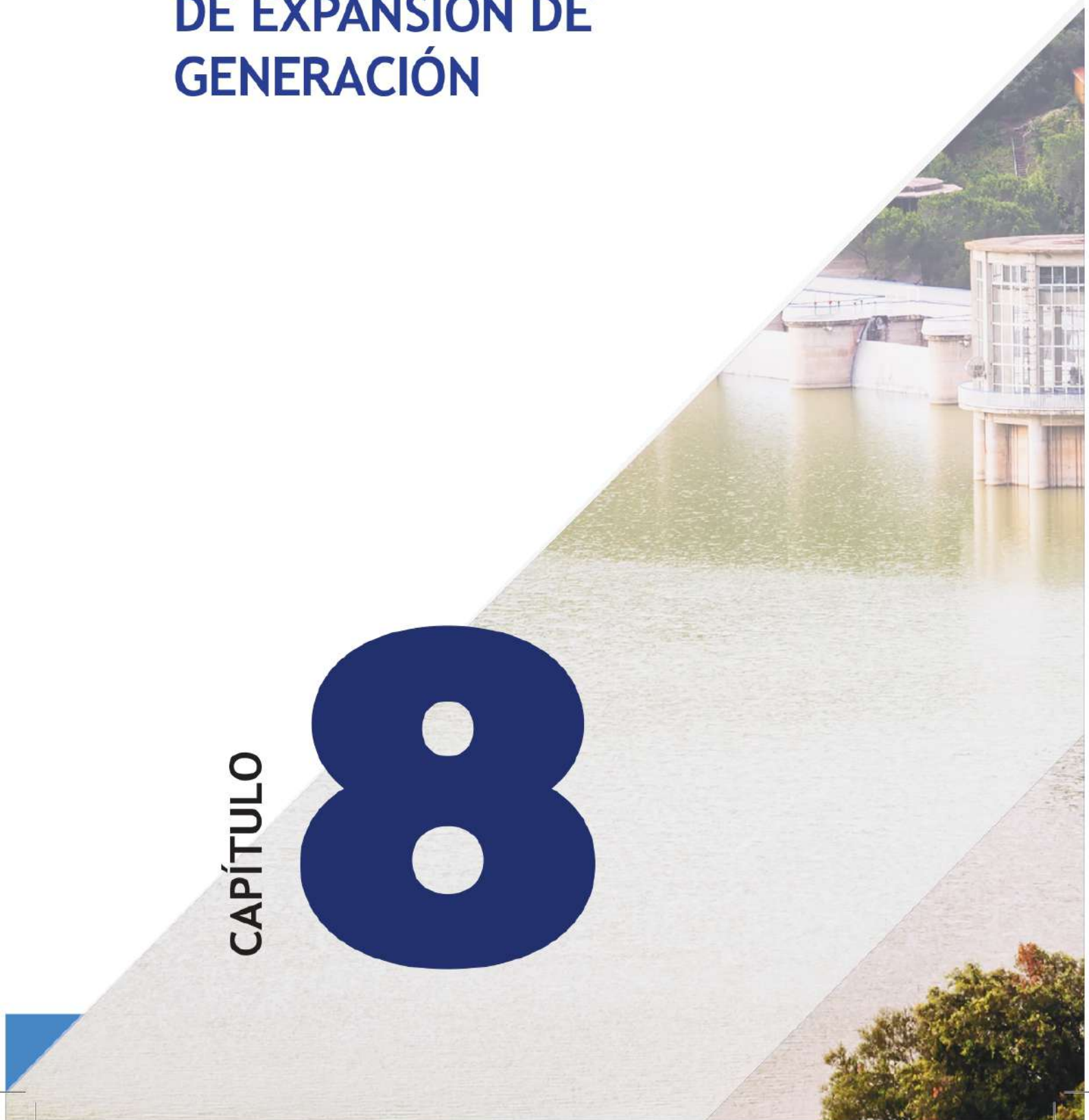
Total Potencial MWe según Escenario Alternativo WTE proyectados RD al 2036: 536 MW.

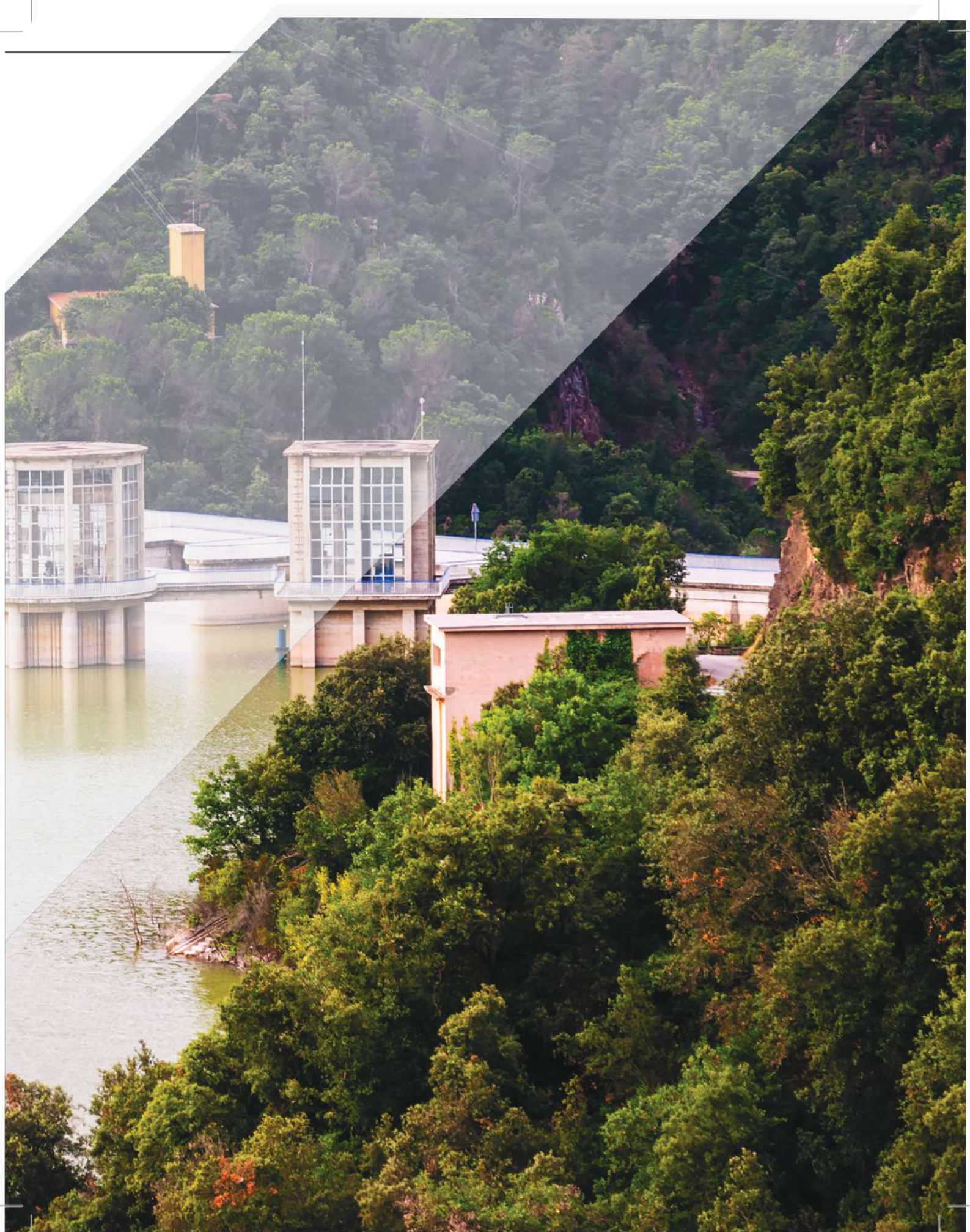
Total Potencial MWe Escenario Alternativo Biogás Vertederos RD proyectados al 2036: 14.1 MW

PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

CAPÍTULO

8





El Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) busca establecer una hoja de ruta que permita cumplir con las políticas de estado en materia de electricidad, minimizando el desabastecimiento y promoviendo las inversiones privadas que se prevean como necesarias de una manera óptima. El PIEG forma parte del PEN, su elaboración valora la información suministrada por los diversos agentes respecto a sus planes de expansión, así como los lineamientos de política energética definidos por el Estado.

Este capítulo se divide en tres partes, una primera, contenida en las secciones 2 y 3, donde se presentan las consideraciones o supuestos que sirven como variables de entrada al desarrollo del PIEG, una segunda, donde se detallan los escenarios evaluados y sus respectivos resultados, y la tercera parte, que realiza un análisis eléctrico del escenario considerado más adecuado atendiendo a los lineamientos planteados. Finalmente, se resumen las conclusiones arribadas en todo el proceso.

El objetivo del PIEG es evaluar diferentes vías para suplir la demanda estimada del SENI en una ventana de los próximos 15 años, a través de las políticas establecidas por las autoridades del sector al respecto, a un mínimo costo y garantizando la seguridad en la operación del sistema.

Se utiliza el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) para establecer los precios de referencia de diferentes centrales de generación de electricidad a ser consideradas a fin de escoger las posibles nuevas centrales a ingresar al sistema. A continuación, en base a las estimaciones de la demanda, se evalúan diferentes escenarios posibles para suplir el período evaluado, priorizando que esto sea el menor costo posible, minimizando el desabastecimiento y con un limitado efecto medio ambiental.

8.1. Herramientas de análisis

La elaboración del PIEG depende, en gran medida, de la información que suministren los diversos agentes respecto a sus planes de expansión y a los lineamientos de política energética definidos por el Estado.

8.1.1. Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP)

El SDDP es un modelo de despacho con representación de la red de transmisión utilizado para el corto, mediano y largo plazo. Esta herramienta matemática permite optimizar el despacho de las plantas de generación para satisfacer la demanda prevista, contemplando aspectos regulatorios y de mercado. El modelo es apropiado y de uso frecuente en la región para análisis de mediano

y largo plazo, orientado al análisis estocástico del futuro despacho de las plantas existentes y futuras vinculadas al sistema interconectado.

El programa SDDP tiene como objetivo básico realizar el despacho óptimo de un sistema hidrotérmico, solar y eólico, determinando las metas de generación para cada planta y para cada período, que suplen la demanda y minimicen el costo operativo promedio a lo largo del horizonte de planificación. Este costo se compone del costo variable de combustible de las plantas térmicas, y del costo asignado a las interrupciones del suministro de energía.

8.1.2. Time Series Lab (TSL)

Esta herramienta es un aplicativo vinculado al SDDP que permite modelar proyectos de energía renovable no convencional (ERNC). Mediante una base de datos satelital, con las georreferencias de los proyectos y sus características técnicas, la herramienta construye perfiles de producción que permiten reflejar su factor de capacidad esperado.

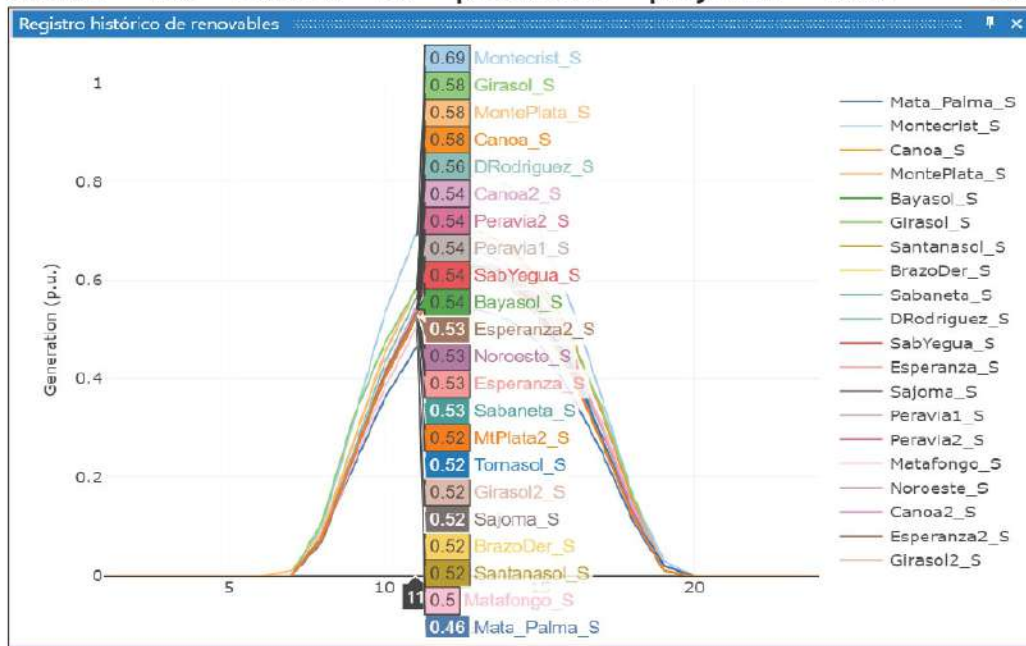
Es posible ajustar estos perfiles de producción con data histórica o mediciones reales de tal forma que se disminuya el sesgo entre la producción real y la salida del modelo.

Gráfico 122 Mapeo de proyectos ERNC - TSL



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Gráfico 123 Perfiles de producción proyectos ERNC - TSL



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

8.1.3. DigSILENT Power Factory

DigSILENT PowerFactory es una herramienta para análisis de sistemas eléctricos de potencia, satisface los requerimientos de operación, mantenimiento, planeación y estudios para sistemas eléctricos en general.

Mediante el uso de este software se evalúa el plan de expansión emitido por el ente transmisor y se realizan los análisis de lugar para verificar el correcto funcionamiento del sistema en cuanto a capacidad de transmisión de las líneas y perfiles de tensión de las diferentes barras del sistema frente a las nuevas propuestas de generación consideradas en el proceso del PIEG.

De este análisis surgen un conjunto de recomendaciones en aras de que la incorporación de nuevos proyectos sea viable y se respeten las condiciones operativas estipuladas en la normativa.

8.1.4. Power BI y Excel

Power BI es una herramienta desarrollada por Microsoft que provee un servicio de análisis de datos orientado a proporcionar visualizaciones interactivas con la capacidad de gestionar la información desde diferentes fuentes.

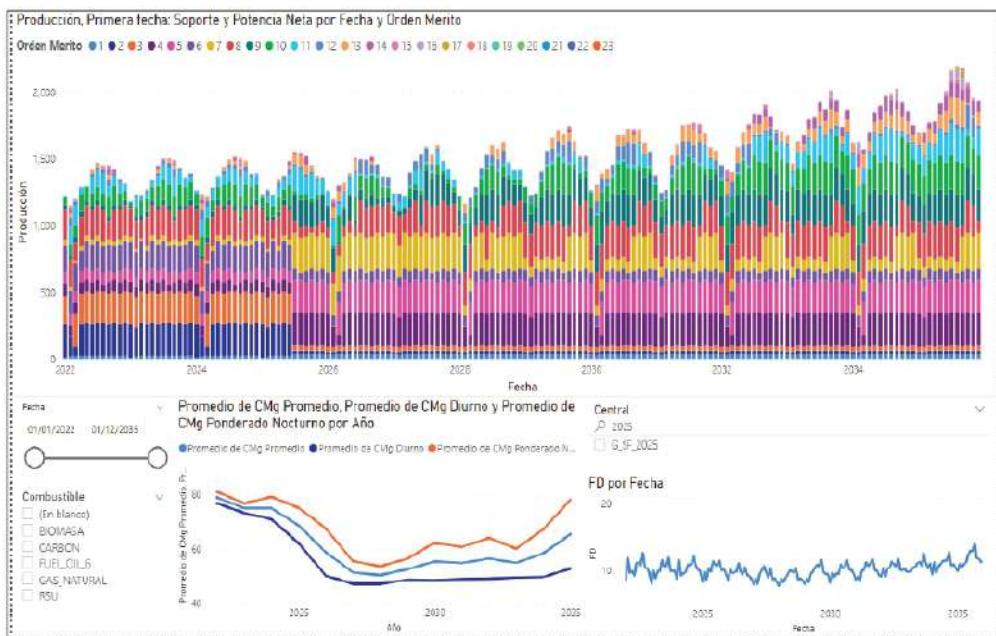
En adición, se desarrolló internamente un aplicativo en Excel que permitió la gestión, procesamiento y visualización de los datos generados en las simulaciones de SDDP. Gracias a esto y los paneles visuales desarrollados en

Power BI fue posible disminuir considerablemente el tiempo dedicado a revisar los resultados. Las imágenes mostradas a continuación son una muestra de las herramientas y paneles visuales desarrollados:

Gráfico 124 Gestor de datos

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Gráfico 125 Panel visualización despacho térmico - Power BI



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

8.2. Consideraciones generales

Las consideraciones o supuestos representan los datos de entrada sobre los que se fundamenta el modelo para resolver el problema del abastecimiento de electricidad a mínimo costo. Se ha procurado que los fundamentos sean recursos con la suficiente referencia.

8.2.1. Proyección de la demanda en energía - GWh

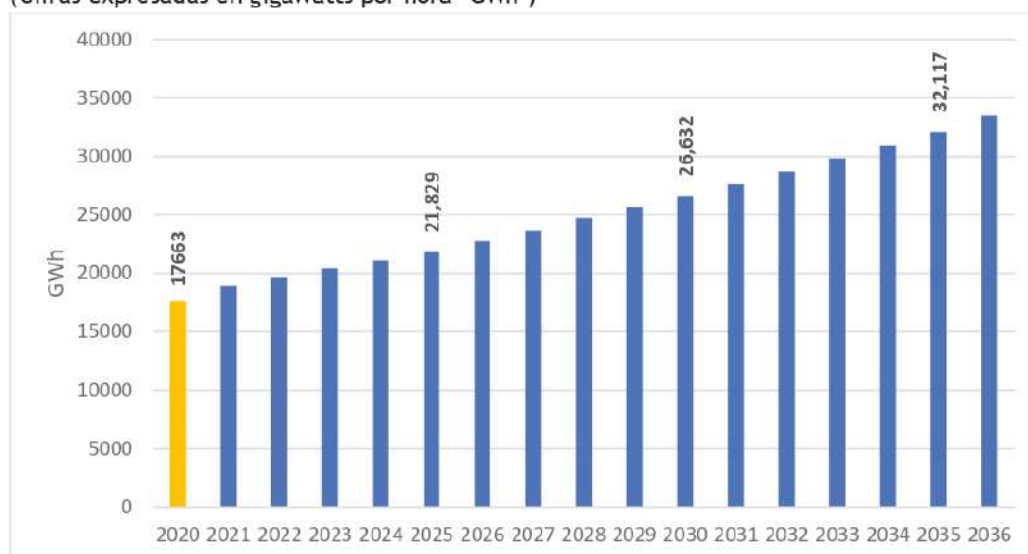
La proyección de demanda fue realizada tomando en cuenta parámetros macroeconómicos proyectados por el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial, para la región y el país. Cada actividad económica fue ajustada considerando los supuestos de crecimiento del Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo (MEPyD).

En función de los datos evaluados se consideraron dos posibles escenarios de crecimiento de la demanda denominados en lo adelante como escenario tendencial y escenario alternativo.

a. Escenario tendencial

Gráfico 126. Proyección demanda electricidad - Esc. tendencial.

(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El escenario tendencial contempla los supuestos macroeconómicos definidos en el capítulo 7 haciendo énfasis en el ámbito del sector eléctrico, destaca lo siguiente:

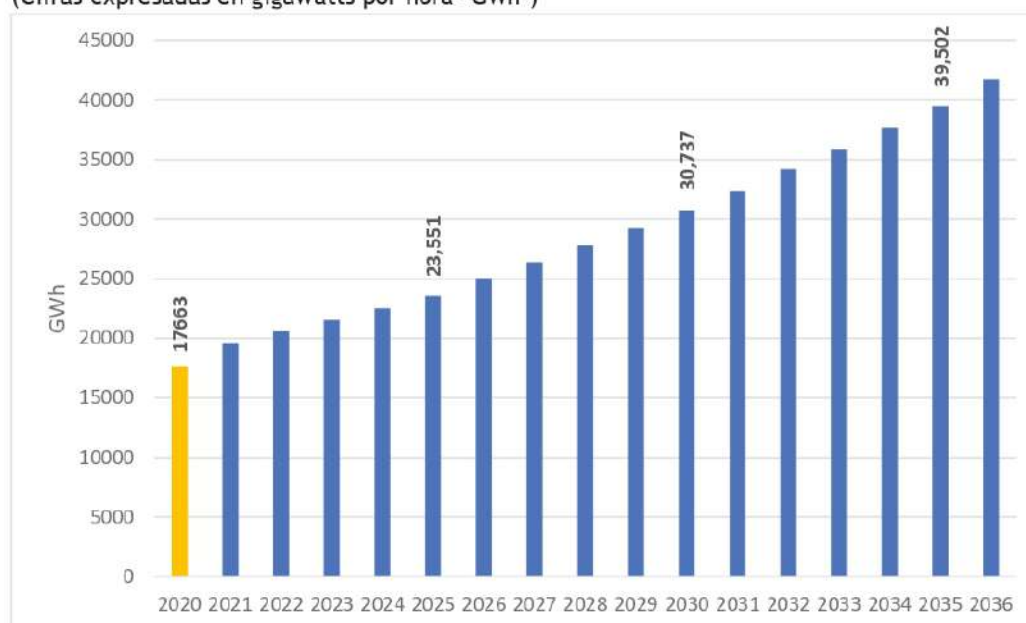
- Abastecimiento del 100 % de la demanda de electricidad del SENI.

- Incremento de la demanda en 7 % en el 2021⁵⁴ y, a partir de ese año, un crecimiento promedio de 4 %.
- Interconexión del sistema aislado de pedernales en el 2023.
- La demanda de electricidad de la Empresa Barrick Gold es abastecida en un 100 % por medios propios, por tanto, no se refleja su consumo en la demanda del sistema.

b. Escenario alternativo

Gráfico 127. Proyección demanda electricidad - Esc. Alternativo

(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El escenario alternativo contempla los supuestos macroeconómicos definidos anteriormente, haciendo énfasis en el ámbito del sector eléctrico, destaca lo siguiente:

- Abastecimiento del 100 % de la demanda de electricidad del SENI.
- Incremento de la demanda en 11 % en el 2021 y, a partir de ese año, un crecimiento promedio de 5 %.
- Interconexión del sistema aislado de pedernales en el 2023,
- La demanda de electricidad de la Empresa Barrick Gold es abastecida en un 100 % por medios propios, por tanto, no se refleja su consumo en la demanda del sistema.

⁵⁴ Se evita hacer referencias al 2020 debido a las características especiales de ese año por los efectos de la pandemia Covid-19.

8.2.2. Proyección de la demanda en potencia - MW

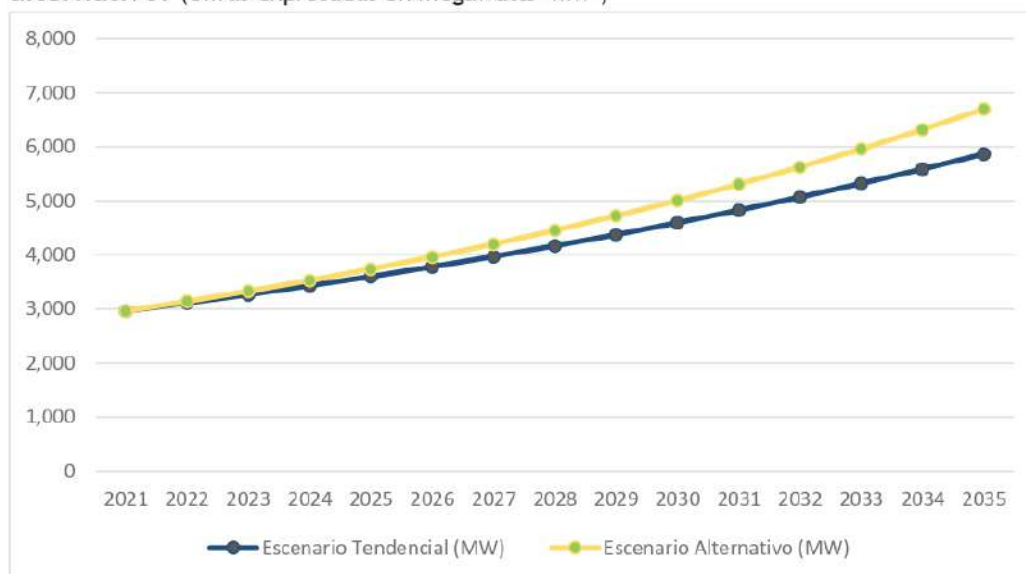
La proyección de demanda, en términos de MW, permite estimar si habrá suficiente capacidad instalada y disponible para abastecer el potencial requerimiento de demanda máxima que ocurre en el sistema. Esto cobra aún mayor importancia con el incremento de instalaciones renovables no gestionables debido a su limitada disponibilidad en las horas de máxima demanda en nuestro país.

La demanda máxima real en alta tensión⁵⁵ observada en el 2020 fue igual a 2576 MW. Para el año 2021, para ambos escenarios, se considera un incremento de 15 %, con respecto al 2020.

Tomando este valor como base, a partir del 2021, se asume una tasa de crecimiento de un 5 % para el escenario tendencial y una tasa de un 6 % para el escenario alternativo.

8.2.3. Escenario tendencial y alternativo en MW

Gráfico 128. Proyección demanda máxima - Escenario tendencial y alternativo. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Los supuestos detallados anteriormente indican que sería necesario incrementar la capacidad anual disponible del SENI en un rango de 150 - 250 MW para el escenario tendencial y de 180 - 360 MW para el escenario alternativo.

⁵⁵ Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas del año 2020. Organismo Coordinador.

8.2.4. Representación en bloques horarios

Con la finalidad de poder capturar el efecto de la intermitencia en la producción de las centrales no gestionables y analizar el impacto que tiene en el despacho de las centrales convencionales, se procedió a configurar o a agrupar la demanda en tres bloques horarios.

La definición de los bloques horarios surge de un análisis estadístico que permitió determinar la ponderación de cada hora en la curva de demanda diaria del SENI. Se utilizó el año 2019 como base para este análisis para evitar considerar los cambios en el patrón de consumo de electricidad observados en el 2020 a causa del COVID-19. Los bloques definidos son los siguientes:

Tabla 202. Bloques de demanda considerados

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Bloque No.	Nombre Bloque	Hora Inicio	Hora Final	Cantidad Horas	Ponderación
1	Demanda Máxima	20:00:00	21:00:00	1:00:00	4.61%
2	Bloque Nocturno	19:00:00	20:00:00	1:00:00	45.43%
		21:00:00	7:00:00	10:00:00	
3	Bloque Diurno	7:00:00	19:00:00	12:00:00	49.96%

Fuente: Elaboración propia, Comisión Nacional de Energía, 2021.

Tal y como puede apreciarse, las horas fueron agrupadas de manera que pudiera discriminarse entre un bloque del día (bloque diurno) y uno de la noche (bloque nocturno), durante las cuales la producción de los proyectos renovables no gestionables es marcadamente diferente.

8.2.5. Oferta

La oferta considera la cantidad de generación disponible instalada (real) o considerada para ingresar al sistema (potencial) con la intención de suplir la demanda en la ventana evaluada.

8.2.6. Oferta real

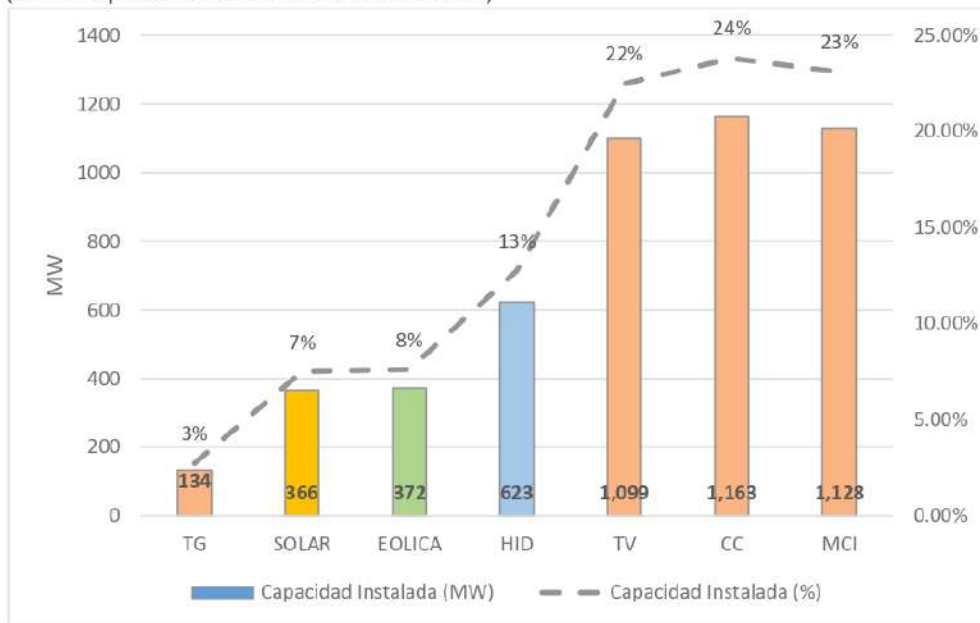
La oferta de producción de electricidad la componen todos los proyectos de generación eléctrica que se encontraban interconectados al SENI a junio 2021, incluidos autoprodutores que inyectan sus excedentes a las redes del sistema, para un total de 4886 MW instalados. Con respecto a la central Quisqueya I⁵⁶, solo se consideran los motores que están dedicados al SENI, es decir, 68.3 MW.

⁵⁶ La capacidad instalada total de la central termoelectrica Quisqueya I asciende a 225.2 MW, los cuales están destinados a satisfacer la demanda de electricidad de la Planta de Pueblo Viejo Dominicana Corporation y el resto se destina para ventas de energía en el SENI.

A continuación, se presenta un desglose de la capacidad instalada del SENI a la fecha de corte indicada, clasificada de acuerdo con la tecnología:

Gráfico 129. Capacidad instalada según tecnología, en junio 2021.

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Organismo Coordinador, 2021.

Al contabilizar las instalaciones hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas se alcanzan los 1362 MW, valor que representa cerca del 28 % de la capacidad instalada total.

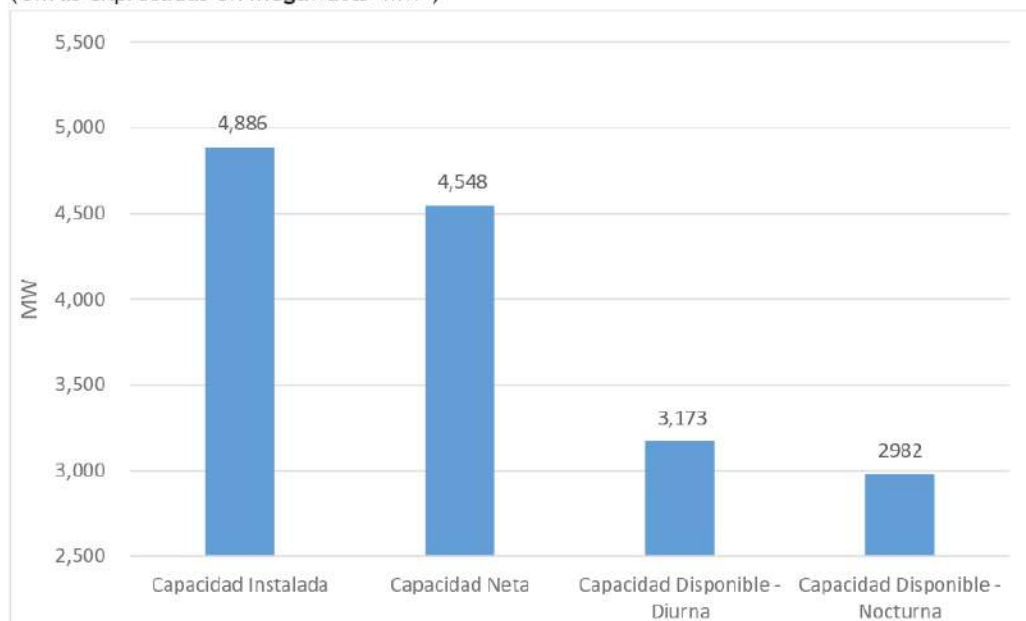
Para tener un aproximado de la capacidad de oferta real que tiene el sistema es necesario ver la potencia instalada en términos netos, descontando los servicios auxiliares de las unidades, y luego tomar en consideración la tasa de disponibilidad histórica, para las centrales gestionables, y el factor de producción típico para las centrales no gestionables.

Se detalla una capacidad disponible diurna y una nocturna para visualizar el efecto de no contar con las instalaciones fotovoltaicas y de la gestión que se realiza para incrementar la disponibilidad de las unidades hidroeléctricas durante la noche.

La marcada diferencia existente entre la capacidad neta instalada y la capacidad disponible se debe a los altos índices de indisponibilidad que presentan ciertas unidades térmicas del parque generador, algunas de ellas con valores superiores al 85 %. Esto es un reflejo de la antigüedad del parque generador, la pérdida de competitividad de ciertas unidades y también el impacto de decisiones comerciales.

Gráfico 130. Estimación capacidad disponible

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Estimación propia, 2021.

De igual forma, el conjunto de unidades que componen el parque de generación hidroeléctrico presenta una tasa de indisponibilidad promedio histórica cercana al 45 %. Este valor es una consecuencia de la política de operación a la que son sometidas las unidades hidroeléctricas debido a la priorización del uso del agua para fines diferentes a la generación de electricidad.

Los valores de indisponibilidad considerados para las centrales térmicas se corresponden con los contenidos en el reporte de indisponibilidad de mayo 2021 de las transacciones económicas de potencia del Organismo Coordinador (OC). Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se asumieron los valores presentados por la firma CESEL Ingenieros, en la consultoría realizada para el OC a finales de 2015, para la determinación de las series hidrológicas.

Debido a las variables que influyen en su determinación, dentro de las que se encuentran decisiones de índole comercial, los valores de capacidad disponible mostrados anteriormente deben interpretarse como una señal del estado de obsolescencia del parque de generación, más que como un dato determinístico.

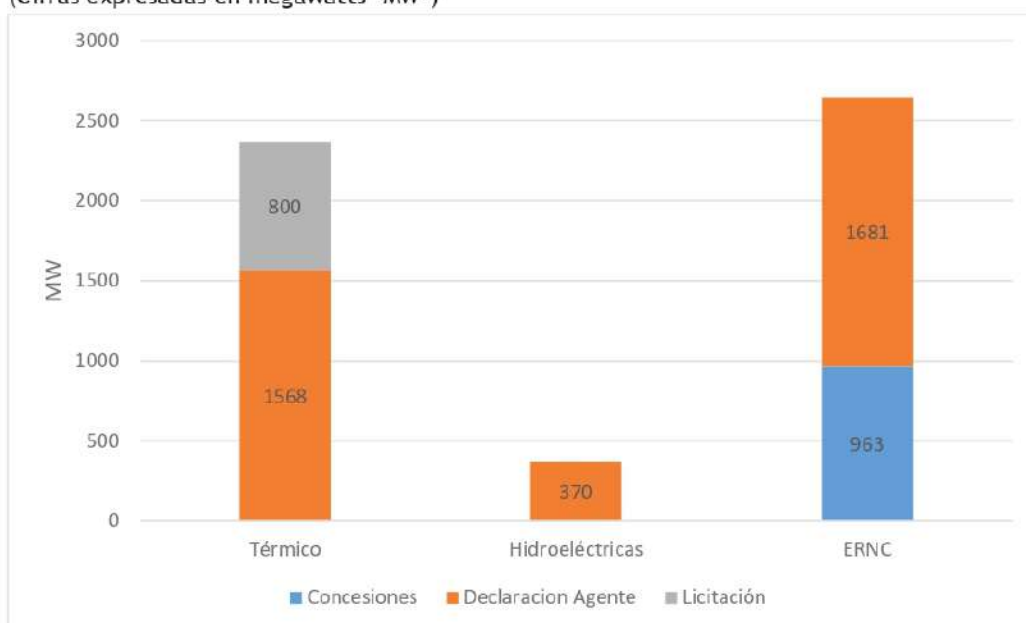
8.2.7. Oferta potencial

La oferta potencial de generación de electricidad considerada la componen los siguientes proyectos:

- Unidades vinculadas a la licitación No. EDES-LPI-NG-01-2021 que contempla la construcción de 800 MW de generación a base de gas natural en la zona del puerto de Manzanillo.
- Declaración Agentes: Se consideran las respuestas de los diferentes agentes generadores del MEM a la consulta realizada por la CNE en noviembre 2020 respecto a sus planes de expansión.
- Proyectos que cuentan con concesión definitiva a agosto 2021.
- Proyectos que cuentan con concesión provisional y la recomendación favorable de la Superintendencia de Electricidad a agosto 2021.

Gráfico 131. Oferta potencial considerada

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

La oferta potencial total considerada entre las concesiones que cumplen con las condiciones citadas, las declaraciones de los agentes y las unidades térmicas vinculadas a la licitación representan un agregado de 5382 MW, los cuales se distribuyen de acuerdo con lo indicado en el gráfico 131.

Los 963 MW de concesiones corresponden a aquellas en las cuales sus beneficiarios aún no se han constituido como agentes generadores del SENI y, para fines prácticos, fueron separadas de las concesiones vinculadas a agentes ya establecidos en el SENI.

Dependiendo del escenario de demanda evaluado y con la finalidad de cumplir con los lineamientos de la política energética, es posible que se consideren

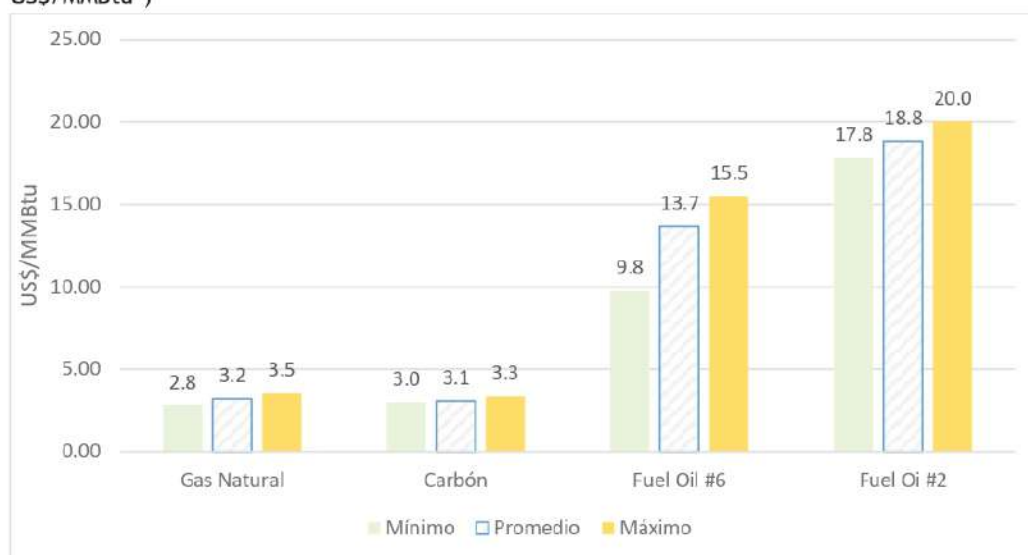
proyectos adicionales no contemplados en los 5382 MW detallados en el gráfico anterior.

8.2.8. Combustibles

Como importador neto de energéticos vinculados a la producción de electricidad, es de suma importancia para el país el comportamiento de los precios de los distintos combustibles fósiles utilizados. Para las simulaciones realizadas se asumieron los datos proyectados por la EIA para su “Annual Energy Outlook 2021”, los cuales se detallan a continuación:

Gráfico 132. Proyección precios combustibles fósiles.

(Cifras expresadas en dólares americanos por millón de unidades térmicas británicas - US\$/MMBtu-)



Fuente: Energy Information Administration, 2021.

Los supuestos considerados por la EIA en el documento citado mantenían coherencia con lo observado en el mercado de *commodities* energéticos durante el primer semestre de 2021, situación que, al momento de la elaboración de este documento, ha cambiado sustancialmente, sustentado en una recuperación económica global más acelerada de lo previsto y un mayor volumen de compra de gas natural y carbón en el continente asiático, como previsión al invierno de 2021.

Los valores se expresan en US\$/MMBtu para permitir que la comparación sea más sencilla. Se observa la relativa cercanía de los valores esperados del gas natural y el carbón, muy distanciados de los gasóleos.

Para tener una mejor aproximación del costo del gas natural en República Dominicana se procedió a aplicar un esquema similar al utilizado por la empresa

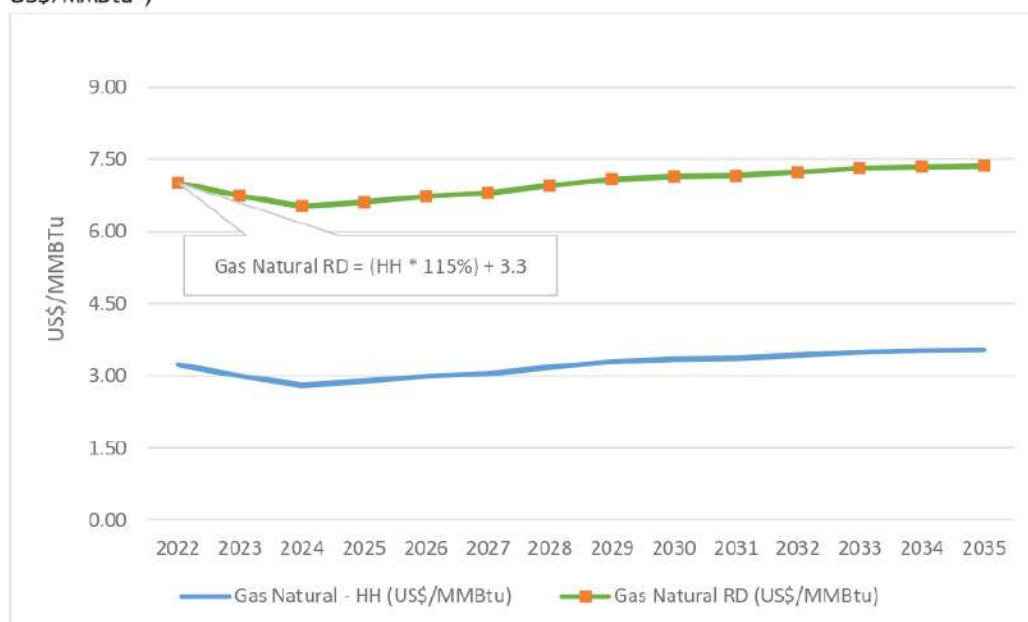
Cheniere en sus contratos de tipo take or pay⁵⁷, como se puede apreciar en el gráfico 133.

Esta asunción se realiza debido a la limitada información que los agentes generadores que utilizan gas natural publican con respecto al costo de transporte de dicho combustible.

Al comparar los valores resultantes de la estimación realizada (curva verde con marcador naranja) con las declaraciones de los agentes del costo del combustible colocado en planta a inicios de julio 2021, específicamente para el gas natural, se verifica que el 72 % de los agentes que utilizan gas natural se encuentran dentro del rango considerado.

Gráfico 133 Precios futuros gas natural

(Cifras expresadas en dólares americanos por millón de unidades térmicas británicas - US\$/MMBtu-)



Nota: HH hace referencia al índice de Henry Hub.
Fuente: Energy Information Administration, 2021.

8.2.9. Rendimiento y costos operativos unidades existentes

Para los valores de consumo específico neto de las unidades térmicas, así como sus costos variables declarados, dentro de los cuales se encuentra el costo de transporte de combustible, se tomó el archivo “Verificación de Costos Variables de Producción” publicado por el OC en el programa semanal de despacho correspondiente a la semana del 12 al 18 de junio de 2021.

⁵⁷ Cheniere Energy Update, GIIGNL Executive Committee

Para reflejar los costos de transporte de combustible de las unidades que operan con natural, debido a la condición de un único importador en el país, se calculó la diferencia existente entre el costo del combustible puesto en planta para el importador y las demás centrales. Esta diferencia fue asumida como el costo de transporte de gas natural en el país.

8.2.10. Margen de reserva

Se asignó un 3 % de la potencia nominal de todas las unidades habilitadas para brindar el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF). Para el caso del servicio de regulación secundaria de frecuencia (RSF), se tomaron en cuenta las siguientes unidades:

1. Pimentel 1,2 y 3
2. Palamara y La Vega
3. Los Orígenes
4. Monte Rio
5. Sultana del Este
6. Estrella del Mar 2
7. Cespm 1, 2 y 3
8. Quisqueya 1 y 2
9. AES Andrés

Las unidades citadas anteriormente fueron configuradas con un 3 % adicional de reserva. El listado se realizó tomando como base el programa definitivo “PSD_07-08_13-08-2021”

Con la asignación de estos márgenes en el modelo de despacho se refleja la reducción en la producción que tendrían estas máquinas al limitar su generación para brindar el servicio de regulación de frecuencia.

Este criterio de asignación de márgenes de regulación también se aplica con las nuevas centrales térmicas que se incorporen al sistema que, dependiendo de su tecnología, tengan la capacidad para brindar dicho servicio

8.2.11. Mantenimientos mayores

Se considera como mantenimiento mayor aquel que requiere la indisponibilidad total de la instalación de generación por un período mayor o igual a 7 días

Se contemplan los mantenimientos mayores detallados en el “Informe Preliminar de la Programación del Mantenimiento Mayor 2021 Centrales de Generación del SENI” emitido por el Organismo Coordinador en octubre de 2020.

8.2.12. Índices de indisponibilidad histórica

Las unidades a las que no se les configura un mantenimiento mayor en el modelo son afectadas por un Índice de Indisponibilidad Histórica, el cual busca reflejar las potenciales salidas programadas y forzadas a las que puede ser sometida una unidad, afectando su producción.

Los valores de indisponibilidad considerados para las centrales térmicas se corresponden con los contenidos en el reporte de indisponibilidad de mayo 2021 de las transacciones económicas de potencia del Organismo Coordinador (OC), tal y como ya fue citado.

Para las nuevas unidades térmicas que se incorporen al sistema se les asigna un factor de indisponibilidad histórica correspondiente a la suma de las tasas EFORd (equivalent demand forced outage rate) y del SOF (Scheduled Outage Factor), tasas obtenidas a través de un reporte generado por la herramienta pc-GAR de la NERC (North American Electric Reliability Council)⁵⁸. Estas tasas varían dependiendo del tipo de unidad considerada y la capacidad de esta.

8.2.13. Producción de las centrales hidroeléctricas

A partir de los caudales históricos disponibles de las diferentes cuencas hidrográficas se configuraron los caudales afluentes a las centrales que componen el parque de generación hidroeléctrico.

Los factores de producción o aprovechamiento del recurso fueron tomados del rendimiento hidráulico publicado por la empresa EGEHID en sus memorias anuales. Para ciertas centrales fue necesario ajustar estos factores de producción de forma que la generación hidroeléctrica total estuviera acorde a los valores históricos.

Los valores históricos de indisponibilidad de las centrales hidro fueron tomados de los resultados de la consultoría realizada por la firma CESEL para el Organismo Coordinador a finales de 2015.

8.2.14. Producción de las centrales de energía renovable no convencional

En la herramienta *Time Series Lab* fueron mapeados todos los proyectos fotovoltaicos y eólicos futuros considerados, así como los existentes. Se les asignaron sus características técnicas utilizando la información disponible más fiable.

⁵⁸ Generating Unit Statistical Brochures 2019 - NERC

Cada una de las curvas de producción de los proyectos configurados fueron revisadas y ajustadas con perfiles de producción conocidos, en aquellos casos que lo ameritaban.

8.2.15. Déficit y costo de energía no servida

Una de las señales más importantes que pueden obtenerse en el proceso de la planificación de la expansión de la generación es determinar si, con la oferta contemplada, habrá riesgo de desabastecimiento del suministro y en que magnitud.

El modelo determinará que existe déficit en cualquier etapa si las unidades que componen la oferta no logran suministrar el total de la demanda requerida o si el costo de energía no servida es inferior al costo operativo de una determinada central que sea necesaria para abastecer la demanda. En caso de que esto último ocurra, el modelo optará por tener un déficit en vez de despachar una central cuyo costo sea mayor que el costo de energía no servida o costo de déficit.

Para definir este valor en el modelo se consideró lo estipulado en la resolución SIE-079-2020, la cual define la fórmula para calcular el costo marginal tope del sistema para el 2021.

8.2.16. Emisiones CO₂

Con la finalidad de poder evaluar el impacto en términos ambientales de los cambios realizados en la matriz de abastecimiento de electricidad, se realizan estimaciones de la cantidad de emisiones de CO₂ que serían generadas por cada uno de los escenarios evaluados y su comportamiento respecto al año base seleccionado. Para estas estimaciones se tomó como base el documento “Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para la subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1)” para los años 2015-2018, elaborado por la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ, por sus siglas en alemán) en colaboración con el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MIMARENA).

A partir del citado documento, tomando como base los valores del 2018, se construyeron los factores de emisiones vinculados a la combustión de los diferentes combustibles utilizados en la generación de electricidad, obteniendo lo siguiente:

Tabla 203. Factores emisión fuente primaria
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Fuente Primaria	Factor de Emisión (tCO ₂ eq/unidad)	Unidad
Diesel/Fuel Oil #2	0.4552	Barriles
Fuel Oil #6	0.5109	Barriles
Carbón Mineral	3.1284	Tonelada Métrica
Gas Natural	0.0563	MMBTu
Bagazo	0.879	Tonelada Métrica

Fuente: GIZ - MEMRD- MIMARENA

Con estos factores, el consumo de combustible y la producción total de electricidad para el SENI durante el 2019, fue calculado un factor de emisiones para la red, el cual resultó ser 0.7560 tCO₂eq/MWh. Se decide tomar este año como base para poder vislumbrar a plenitud el efecto de conversión de las centrales que pasaron a operar con gas natural en el 2020.

El factor de emisiones considerado para los proyectos que generen electricidad a través de residuos sólidos urbanos (RSU) fue estimado a partir de datos⁵⁹ emitidos por la EIA, asumiendo un contenido calórico⁶⁰ de 11.5 MMBtu/Ton, resultando en un factor de 0.4792 tCO₂eq/Ton.

8.2.17. Tecnologías de generación consideradas

En este apartado se procede a mostrar el resultado de evaluar los costos de inversión, operación y mantenimiento de distintas tecnologías de generación de electricidad a través de un análisis de flujo de caja utilizando como variable guía un costo nivelado de electricidad que otorgue una determinada rentabilidad a la inversión realizada⁶¹.

El costo nivelado de electricidad o *levelized cost of electricity* (LCOE, por sus siglas en inglés) es una métrica ampliamente utilizada para comparar la factibilidad económica entre centrales de diferentes tecnologías y tamaños. Es un precio único, que puede considerarse fijo, el cual permite definir un precio unitario que debe percibirse por unidad de energía vendida para tener la rentabilidad esperada o definida en el modelo económico.

⁵⁹https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_a_03.html

⁶⁰ Waste-to-Energy from Municipal Solid Wastes, U.S. Department of Energy

⁶¹ Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0. Octubre 2020

Dependiendo de la tecnología evaluada se consideran ingresos o costos adicionales en el modelo de forma que se puedan contemplar las variables más relevantes. El modelo contempla, para todas las tecnologías, una depreciación lineal, una tasa impositiva de 27 % y un gasto de seguro anual igual al 1 % de la inversión total, valor que se indexa a razón de 1.2 % anual.

A menos que se indique lo contrario, los supuestos de costos de inversión, gastos fijos, variables y rendimiento de las centrales y tecnologías evaluadas fueron tomados de los documentos “*Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021*” y “*Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis - Version 14.0*” emitidos por la EIA en febrero 2021 y por la firma LAZARD en octubre 2020, respectivamente.

Estos valores son de carácter indicativo, no vinculante y utilizados con el único propósito de tener un criterio económico al momento de ingresar nuevas centrales para cubrir los requerimientos del sistema más allá de los declarados por los agentes.

Para cada tecnología se muestra la tabla con los principales supuestos considerados en el modelo, el costo nivelado de electricidad resultante y una tabla de sensibilidad donde se modifican los valores de costo de desarrollo, factor de despacho⁶² y costo nivelado de electricidad para evaluar el impacto que tendrían en la tasa interna de retorno del monto invertido.

Se ha definido que la tasa mínima de retorno de la inversión (mínimo equity) sea 11.25 %, la cual contempla una tasa de endeudamiento de 6 %, una tasa de riesgo país de 3.45 % y la tasa de bonos del tesoro de los Estados Unidos 1.80%.

Los valores de las tasas de riesgo país y bonos del tesoro fueron consultadas a mediados de septiembre 2021⁶³.

En base a estos criterios se elaboran los escenarios de abastecimiento optimizados, aquellas nuevas inversiones que por su desempeño en el mercado no obtengan un nivel de despacho mínimo, serán consideradas como no viables y se aplazará su incorporación al sistema.

⁶² Solo para las centrales térmicas convencionales, debido a las que las ERNC tienen prioridad de despacho.

⁶³ Emerging Markets Bonds Index. Valor publicado por el Banco Central de la República Dominicana el 15 de septiembre de 2021.

Este valor fue utilizado, en conjunto con la tasa del bono de los Estados Unidos (con el mismo plazo que el evaluado) y la tasa de financiamiento, para definir el mínimo equity requerido por el inversionista, que fue igual a 11.25%. Se adjunta histórico del spread del EMBI, publicado por el Banco Central de la República Dominicana, para que se pueda confirmar el dato.

Recuperado en 2021 de la página web del Departamento del Tesoro de Estados Unidos:

[https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-](https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield)

[rates/Pages/TextView.aspx?data=yield](https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield); y de la página web del Banco Central de la República Dominicana: <https://www.bancentral.gov.do/a/d/2585-entorno-internacional>;

Es preciso destacar que este análisis no debe ser confundido con el Estudio de Régimen Económico de las Energías Renovables (Comisión Nacional de Energía, 2021), publicación de carácter anual basada especialmente en el artículo 18 de la Ley 57-07, el cual llama a la CNE a recomendar a la SIE los precios de referencia a retribuir para cada tipo de tecnología renovable, manteniendo los incentivos adecuados a las inversiones, y que garanticen, además, la compensación por los beneficios ecológicos y económicos que el país espera de las energías renovables

a. Fotovoltaico ángulo fijo

Se muestra el resultado de la evaluación para un parque fotovoltaico de ángulo fijo y 50 MW_{AC} con una relación DC/AC de 1.20:

Tabla 204. Supuestos proyecto genérico

Fotovoltaico ángulo fijo

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MW _{AC})	50
Factor capacidad	23 %
Producción anual estimada (MWh)	100,740
Costo desarrollo (US\$/kW _{AC})	1,052
Costo variable O & M (US\$/MWh)	-
Costo fijo O & M (US\$/MW _{año})	13,500
Vida útil (años)	25
Porcentaje financiamiento	60 %
Plazo financiamiento (años)	10
Tasa financiamiento	6 %
Tasa riesgo país - EMBI ⁶⁴	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo equity	11.25 %
Costo nivelado electricidad (US\$/MWh)	80.71

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El modelo contempla una degradación de 0.5 % en la producción de los paneles a partir del 2do año de operación del proyecto.

En la tabla 205 se aprecia el impacto que tiene un pequeño diferencial en los costos de desarrollo. Es en este rubro que los diversos desarrolladores e inversionistas deben lograr mejoras que les permitan redituar mayores rendimientos.

⁶⁴ Emerging Markets Bonds Index. Valor publicado por el Banco Central de la República Dominicana el 15 de septiembre de 2021.

Tabla 205. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico ángulo fijo.
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		900	950	1,000	1,050	1,100	1,150
LCOE (US\$/MWh)	75.0	14.5 %	13.3 %	12.1 %	11.1 %	10.2 %	9.3 %
	80.0	14.8 %	13.5 %	12.3 %	11.3 %	10.3 %	9.5 %
	85.0	15.0 %	13.7 %	12.5 %	11.4 %	10.5 %	9.6 %
	90.0	15.3 %	13.9 %	12.7 %	11.6 %	10.6 %	9.7 %
	95.0	15.5 %	14.1 %	12.9 %	11.8 %	10.8 %	9.9 %
	100.0	15.8 %	14.3 %	13.1 %	11.9 %	10.9 %	10.0 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

b. Fotovoltaico tracker 1 eje

Se muestra el resultado de la evaluación para un parque fotovoltaico con un sistema de seguidores o “trackers” de 1 eje y 150 MW_{AC} con una relación DC/AC de 1.20. El sistema de trackers permite incrementar el factor de capacidad de la instalación fotovoltaica compensando el costo adicional de la inversión.

Tabla 206. Supuestos proyecto genérico

Fotovoltaico tracker 1 eje

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MW _{AC})	150
Factor capacidad	27 %
Producción anual estimada (MWh)	348,210
Costo desarrollo (US\$/kW _{AC})	1,248
Costo variable O & M (US\$/MWh)	-
Costo fijo O & M (US\$/MW _{año})	15,330
Vida útil (años)	25
Porcentaje financiamiento	60%
Plazo financiamiento (años)	10
Tasa financiamiento	6 %
Tasa riesgo país - EMBI ⁶⁵	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo equity	11.25 %
Costo nivelado electricidad (US\$/MWh)	82.74

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En la siguiente tabla se muestra el impacto que tiene el incremento de los costos de desarrollo y el costo nivelado de electricidad en la rentabilidad de la inversión realizada, los demás supuestos se mantienen invariables:

⁶⁵ Emerging Markets Bonds Index. Valor publicado por el Banco Central de la República Dominicana el 15 de septiembre de 2021.

Tabla 207. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico tracker 1 eje
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		1,150	1,200	1,250	1,300	1,350	1,400
LCOE (US\$/MWh)	75.0	10.7 %	9.9 %	9.1 %	8.4 %	7.7 %	7.1 %
	77.5	11.4 %	10.6 %	9.8 %	9.0 %	8.4 %	7.7 %
	80.0	12.2 %	11.3 %	10.5 %	9.7 %	9.0 %	8.3 %
	82.5	13.0 %	12.0 %	11.2 %	10.4 %	9.6 %	9.0 %
	85.0	13.7 %	12.7 %	11.8 %	11.0 %	10.3 %	9.6 %
	87.5	14.5 %	13.5 %	12.5 %	11.7 %	10.9 %	10.2 %
	90.0	15.3 %	14.2 %	13.2 %	12.4 %	11.6 %	10.8 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Una reducción de 50 US\$/kW_{net} en los costos de desarrollo puede representar un incremento en la rentabilidad de hasta 1 %, suponiendo que se mantiene el mismo costo nivelado de electricidad.

c. Fotovoltaico tracker + almacenamiento (4 hrs)

Tabla 208. Supuestos proyecto genérico
Fotovoltaico tracker 1 eje +almacenamiento
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MWAC)	150
Capacidad Batería (MWh)	200
Ventas Energía por Arbitraje ⁶⁶ (MWh/año)	73,000
Factor Capacidad	27 %
Producción Anual Estimada (MWh)	348,210
Costo Desarrollo (USD/kWnet)	1,612
Costo Variable O & M (USD/MWh)	-
Costo Fijo O & M (USD/MW año)	32,330
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %
Costo Nivelado Electricidad (USD/MWh)	110.83

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Adicionalmente a la instalación fotovoltaica detallada en el caso anterior, se considera la instalación de un sistema de baterías de iones de litio con capacidad de 200 MWh y 50 MW, para un total de 4 horas de suministro a plena capacidad. Dentro de los costos fijos de mantenimiento se contempla la instalación de baterías adicionales para compensar la degradación del sistema.

⁶⁶ Explota el beneficio del diferencial de precio entre las horas de producción del parque (diurnas) y las de mayor demanda (nocturnas)

El modelo económico de este proyecto contempla un beneficio adicional por concepto de arbitraje, al utilizar la batería para almacenar parte de la producción del parque y luego inyectarlo al sistema en horas donde el costo marginal es superior. Se considero un diferencial de 12 US\$/MWh entre las horas de producción del parque y la hora de inyección de la energía de la batería.

Tabla 209. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico tracker 1 eje + almacenamiento

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		1,500	1,550	1,600	1,650	1,700	1,750
LCOE (US\$/MWh)	95.0	9.1 %	8.5 %	7.9 %	7.4 %	6.9 %	6.4 %
	100.0	10.3 %	9.6 %	9.0 %	8.5 %	7.9 %	7.4 %
	105.0	11.5 %	10.8 %	10.1 %	9.5 %	9.0 %	8.4 %
	110.0	12.6 %	11.9 %	11.2 %	10.6 %	10.0 %	9.4 %
	115.0	13.8 %	13.0 %	12.3 %	11.7 %	11.0 %	10.4 %
	120.0	15.0 %	14.2 %	13.4 %	12.7 %	12.1 %	11.4 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

d. Fotovoltaico tracker + almacenamiento (4 hrs) potencia firme

Tabla 210. Supuestos proyecto genérico

Fotovoltaico tracker 1 eje + almacenamiento - potencia firme

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MWAC)	150
Capacidad Batería (MWh)	200
Ventas Energía por Arbitraje (MWh/año)	73,000
Factor Capacidad	27 %
Producción Anual Estimada (MWh)	348,210
Costo Desarrollo (USD/kW _{net})	1,612
Costo Variable O & M (USD/MWh)	-
Costo Fijo O & M (USD/MW año)	32,330
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45%
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %
Costo Nivelado Electricidad (USD/MWh)	91.35

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Se realiza una sensibilidad considerando el reconocimiento de potencia firme por parte del sistema a este proyecto, debido a su capacidad de suministrar

potencia de manera sostenida. Se considera un pago de potencia firme de 9.5 US\$/kW-mes, valor que se indexa a razón de 1.2 % por año⁶⁷.

Tabla 211. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico - Potencia firme

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		1,500	1,550	1,600	1,650	1,700	1,750
LCOE (US\$/MWh)	95.0	13.7 %	12.9 %	12.2 %	11.5 %	10.9 %	10.3 %
	100.0	14.9 %	14.0 %	13.3 %	12.6 %	11.9 %	11.3 %
	105.0	16.0 %	15.2 %	14.4 %	13.7 %	13.0 %	12.3 %
	110.0	17.3 %	16.4 %	15.5 %	14.7 %	14.0 %	13.3 %
	115.0	18.5 %	17.5 %	16.6 %	15.8 %	15.0 %	14.3 %
	120.0	19.7 %	18.7 %	17.8 %	16.9 %	16.1 %	15.3 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El reconocimiento de potencia firme por parte del sistema a proyectos con estas características permitiría la viabilidad económica de los mismos, para el caso en cuestión, se observa una reducción en el costo nivelado de electricidad de 17 %, a pesar de tener mayores costos de desarrollo (+30 %) y de operación y mantenimiento (+ 110 %). Adicionalmente otorgaría una mayor flexibilidad a la red en términos operativos.

e. Eólico “Onshore”

A continuación, se detallan los supuestos considerados para un parque eólico de 50 MW desarrollado en tierra en zonas costeras:

Tabla 212. Supuestos proyecto genérico

Eólico Onshore

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MW _{AC})	50
Factor capacidad	35 %
Producción anual estimada (MWh)	153,300
Costo desarrollo (US\$/kW _{AC})	1,742
Costo variable O & M (US\$/MWh)	-
Costo fijo O & M (US\$/MW _{año})	35,140
Vida útil (años)	25
Porcentaje financiamiento	60 %
Plazo financiamiento (años)	10
Tasa financiamiento	6 %

⁶⁷ Al momento del análisis, el valor equivalente del Costo Marginal de Potencia de Punta (CMPP) del SENI, rondaba los 9.60 US\$/kW-mes, dependiendo la tasa considerada. El valor de CMPP se encuentra afectado por la tasa de cambio y por la variación del CPI de los Estados Unidos. La indexación a razón de 1.2% por año viene dado por ajuste de variación de CPI, tal y como está contemplado en la normativa.

Rubro	Parámetro
Tasa riesgo país - EMBI ⁶⁸	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo equity	11.25 %
Costo nivelado electricidad (US\$/MWh)	90.04

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En la siguiente tabla se muestra el impacto que tiene el incremento de los costos de desarrollo y el costo nivelado de electricidad en la rentabilidad de la inversión realizada, los demás supuestos se mantienen sin variación:

Tabla 213. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Eólico Onshore
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		1,600	1,700	1,800	1,900	2,000	2,100
LCOE (US\$/MWh)	75.0	8.7 %	7.7 %	6.8 %	5.9 %	5.2 %	4.5 %
	80.0	10.2 %	9.0 %	8.0 %	7.2 %	6.3 %	5.6 %
	85.0	11.6 %	10.4 %	9.3 %	8.4 %	7.5 %	-6.7 %
	90.0	13.0 %	11.7 %	10.6 %	9.6 %	8.7 %	7.8 %
	95.0	14.5 %	13.1 %	11.9 %	10.8 %	9.8 %	8.9 %
	100.0	16.0 %	14.5 %	13.1 %	12.0 %	10.9 %	10.0 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Se observa que, para costos de desarrollo que superen los 2000 US\$/kW_{net} es difícil obtener la rentabilidad esperada con precios de energía que sean competitivos con las instalaciones solares. Por esto es esencial identificar zonas que otorguen velocidades de viento que incrementen el nivel de producción de estos proyectos.

g. Eólico “Offshore”

Los proyectos eólicos que se realizan fuera de la costa o “*offshore*” representan una serie de complejidades adicionales vinculadas a la profundidad del agua de la zona y la distancia de los aerogeneradores a la costa, lo cual incrementa considerablemente el costo de desarrollo de este tipo de proyectos. A pesar de lo anterior, presentan un nivel de producción muy superior con respecto a sus pares terrestres, son aerogeneradores de mayor tamaño, en el orden de los 10 MW, que aprovechan más efectivamente los vientos de la costa.

A pesar de que se han logrado mejoras sustanciales en la reducción de los costos de desarrollo, los proyectos eólicos en el mar aún continúan teniendo grandes complejidades logísticas y financieras.

⁶⁸ Emerging Markets Bonds Index. Valor publicado por el Banco Central de la República Dominicana el 15 de septiembre de 2021.

**Tabla 214. Supuestos proyecto genérico
Eólico Offshore**

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MW _{AC})	210
Factor capacidad	52 %
Producción anual estimada (MWh)	956,592
Costo desarrollo (US\$/kW _{AC})	2,600
Costo variable O & M (US\$/MWh)	-
Costo fijo O & M (US\$/MW _{año})	67,250
Vida útil (años)	25
Porcentaje financiamiento	60 %
Plazo financiamiento (años)	10
Tasa financiamiento	6 %
Tasa riesgo país - EMBI ⁶⁹	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo equity	11.25 %
Costo nivelado electricidad (US\$/MWh)	94.29

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Tabla 215. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Eólico Offshore

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		2,500	2,600	2,700	2,800	2,900	3,000
LCOE (US\$/MWh)	75.0	6.7 %	6.1 %	5.6 %	5.0 %	4.5 %	4.1 %
	80.0	8.1 %	7.5 %	6.9 %	6.3 %	5.7 %	5.2 %
	85.0	9.5 %	8.8 %	8.1 %	7.5 %	7.0 %	6.4 %
	90.0	10.9 %	10.1 %	9.4 %	8.8 %	8.1 %	7.6 %
	95.0	12.3 %	11.4 %	10.7 %	10.0 %	9.3 %	8.7 %
	100.0	13.6 %	12.8 %	12.0 %	11.2 %	10.5 %	9.9 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

h. Proyecto hidroeléctrico

Este proyecto está basado en una central hidroeléctrica con un diferencial de altura de 23 metros entre el reservorio y el nivel de desfogue, con dos turbinas tipo Francis de 50 MW cada una. Debido al elevado costo de desarrollo de este tipo de proyectos, la política operativa vinculada a las hidroeléctricas y el rol exclusivo del Estado, se ha considerado que el financiamiento de este sería a 20 años.

Dentro de la evaluación se consideran ingresos por potencia firme para esta unidad, con un costo marginal de potencia de punta de 9.5 US\$/kWmes incrementando a razón de 1.2% anual. Por otro lado, el costo nivelado de

⁶⁹ Emerging Markets Bonds Index. Valor publicado por el Banco Central de la República Dominicana el 15 de septiembre de 2021.

electricidad para este proyecto con un financiamiento a 10 años sería igual a 116.30 US\$/MWh, para un incremento superior a 14%.

Tabla 216. Supuestos proyecto genérico

Hidroeléctrica 100 MW

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MW _{AC})	100
Factor capacidad	30 %
Producción anual estimada (MWh)	262,800
Costo desarrollo (US\$/kW _{AC})	2,769
Costo variable O & M (US\$/MWh)	-
Costo fijo O & M (US\$/MW _{año})	42,010
Vida útil (años)	30
Porcentaje financiamiento	60 %
Plazo financiamiento (años)	20
Tasa financiamiento	6 %
Tasa riesgo país - EMBI ⁷⁰	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo equity	11.25 %
Costo nivelado electricidad (US\$/MWh)	101.20

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Tabla 217. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Hidroeléctrica

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		2,500	2,700	2,900	3,100	3,300	3,500
LCOE (US\$/MWh)	90.0	11.5 %	9.8 %	8.4 %	7.2 %	6.1 %	5.2 %
	95.0	12.4 %	10.7 %	9.3 %	8.0 %	6.9 %	5.9 %
	100.0	13.3 %	11.6 %	10.1 %	8.8 %	7.6 %	6.5 %
	105.0	14.3 %	12.5 %	10.9 %	9.5 %	8.3 %	7.2 %
	110.0	15.2 %	13.3 %	11.7 %	10.3 %	9.0 %	7.9 %
	115.0	16.2 %	14.2 %	12.5 %	11.0 %	9.7 %	8.6 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

i. Incineradora residuos sólidos urbanos (RSU)

Los supuestos asumidos para este proyecto fueron adoptados desde el “Estudio del Régimen Económico de las Tecnologías de Conversión de Biomasa en Electricidad de la República Dominicana” publicado por la CNE en enero 2021. Se asume una instalación con una incineradora similar al horno de una caldera

⁷⁰ Emerging Markets Bonds Index. Valor publicado por el Banco Central de la República Dominicana el 15 de septiembre de 2021.

utilizadas en centrales de vapor. Con respecto al valor de los RSU utilizados para alimentar la caldera, se considera un valor de 7.38 US\$/Ton.

Tabla 218. Supuestos proyecto genérico - RSU

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MWnet)	50
Factor Capacidad	90 %
Producción Anual Estimada (MWh)	394,200
Costo Desarrollo (USD/kW)	3,645
Costo Variable O & M (USD/MWh)	13.24
Costo Fijo O & M (USD/MWañO)	125,720
Heat Rate (MMBtu/kWh)	12,000
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %
Costo Nivelado Electricidad (USD/MWh)	173.63

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El costo nivelado de electricidad obtenido contempla los ingresos correspondientes a potencia firme que podría obtener una unidad de este tipo.

Tabla 219. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - RSU

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		3,300	3,500	3,700	3,900	4,100	4,300
LCOE (US\$/MWh) ⁷¹	95.0						
	115.0						
	135.0	-2.8 %	-3.4 %	-4.0 %	-4.5 %	-5.0 %	-5.4 %
	155.0	6.3 %	5.4 %	4.5 %	3.7 %	3.0 %	2.4 %
	175.0	14.0 %	12.6 %	11.4 %	10.3 %	9.3 %	8.4 %
	195.0	21.9 %	19.9 %	18.2 %	16.7 %	15.3 %	14.1 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Los proyectos de aprovechamiento de RSU para generación de electricidad o “Waste-To-Energy”, como comúnmente son conocidos en inglés, son proyectos que requieren de fuertes incentivos gubernamentales para poder operar debido al bajo poder calorífico que suelen contener los residuos municipales, la relativamente alta ineficiencia que reflejan los ciclos térmicos asociados a

⁷¹ Celdas vacías en la tabla de sensibilidad reflejan la no convergencia del modelo para los valores en cuestión.

estas instalaciones además de las complejidades logísticas que suponen obtener la cantidad adecuada de desechos para mantener operando estas unidades.

A pesar de todo lo anterior, representan una serie de beneficios medio ambientales respecto al manejo de desechos no reciclables que justifican el análisis a fondo de estrategias que permitan la viabilidad de estos proyectos. Basados en lo anterior, se incluyen en los escenarios evaluados proyectos de este tipo que cuentan con concesión definitiva.

i. Ciclo combinado

Los supuestos que se detallan a continuación se corresponden con una central de ciclo combinado de 418 MW_{net} / 430 MW_{bruto}, compuesta por una turbina de gas tipo H y una recuperadora de calor que alimenta una turbina de vapor. Ambas turbinas acopladas a un único generador eléctrico en la configuración conocida como de eje simple. La central posee capacidad para operar con gas natural y con fuel oleo.

Tabla 220. Supuestos proyecto genérico
-Ciclo combinado gas natural
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MW _{net})	418
Factor Capacidad	85 %
Producción Anual Estimada (MWh)	3,112,428
Costo Desarrollo (USD/kW)	1084
Costo Terminal Regasificación (MMUSD)	400
Costo Desarrollo + Terminal (USD/kW)	2040
Costo Variable O & M (USD/MWh)	2.55
Costo Fijo O & M (USD/MW _{año})	14,100
Heat Rate (MMBtu/kWh)	6,431
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

La evaluación económica considera una inversión de 400 MM US\$ para la construcción de una terminal de regasificación de gas natural con un tanque de doble pared de aislamiento y capacidad de almacenamiento para 160 mil m³ de gas natural líquido.

Los valores de combustible considerados oscilan entre 6.5 a 7.75 US\$/MMBtu para gas natural en las costas de República Dominicana.

El costo nivelado de electricidad obtenido contempla los ingresos correspondientes a potencia firme que podría obtener una unidad de este tipo.

Se muestra la tabla de sensibilidad que evalúa los cambios en la tasa interna de retorno de la inversión a medida que cambian el costo de desarrollo y/o el costo nivelado de energía.

Tabla 221. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Ciclo combinado

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		950	1,000	1,050	1,100	1,150	1,200
LCOE (US\$/MWh)	70.0	8.7 %	8.3 %	7.8 %	7.4 %	7.0 %	6.6 %
	75.0	11.6 %	11.1 %	10.6 %	10.1 %	9.6 %	9.2 %
	80.0	14.6 %	13.9 %	13.4 %	12.8 %	12.3 %	11.8 %
	85.0	17.6 %	16.8 %	16.2 %	15.5 %	14.9 %	14.4 %
	90.0	20.6 %	19.8 %	19.0 %	18.3 %	17.6 %	17.0 %
	95.0	23.7 %	22.8 %	22.0 %	21.2 %	20.4 %	19.7 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Para obtener un costo nivelado de energía de 76.81 US\$/MWh vinculado a una inversión como la que fue detallada, es esencial tener un factor de capacidad mínimo de 85 %, es decir, ser una central que esté despachada la mayor parte del tiempo, una central base.

En caso de que una central de ciclo combinado de las características evaluadas pierda competitividad en el despacho no será posible obtener el rendimiento esperado.

A continuación, se muestra una tabla de sensibilidad detallando el impacto de pasar de ser una central base (factor de despacho ≥ 85 %) a una central marginal (factor de despacho ≤ 25 %).

Tabla 222. Sensibilidad LCOE vs factor capacidad - Ciclo combinado

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Factor Capacidad / Despacho Considerado		
		25 %	55 %	85 %
LCOE (US\$/MWh)	70.0	-0.08 %	3.80 %	7.53 %
	75.0	0.81 %	5.60 %	10.26 %
	80.0	1.68 %	7.36 %	12.98 %
	85.0	2.52 %	9.10 %	15.73 %
	90.0	3.35 %	10.83 %	18.54 %
	95.0	4.16 %	12.57 %	21.41 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

j. Turbina de vapor ultra súper crítica

Este proyecto genérico contempla una turbina de vapor de 650 MWnet / 735 MWbruto, utilizando carbón como combustible. Los costos y desempeño hacen referencia a una central de vapor con caldera y turbina de tipo ultra super crítico (USC) reflejando una mejora significativa en términos de eficiencia en el ciclo térmico respecto a una subcrítica.

El rango de precios del carbón que se contempla en la evaluación es de 3.4 - 3.75 US\$/MMBtu, el cual considera un costo de flete de 10 US\$/Ton.

Se observa en la tabla de sensibilidad que reducciones en el costo de desarrollo de este tipo de central reditúan mejores beneficios que un incremento en el costo nivelado de energía. Una reducción del 10% del costo de desarrollo incrementa la rentabilidad en 2 puntos porcentuales, mientras que un incremento del 10% del costo nivelado de electricidad solo incrementa la rentabilidad en 0.5%, aproximadamente.

Resalta el nivel de consumo interno que requiere este tipo de centrales en comparación con un ciclo combinado como el analizado anteriormente. Alrededor del 11% de la capacidad de una central de vapor es utilizado para sus servicios auxiliares mientras que en el ciclo combinado el valor es inferior a 3%.

Tabla 223. Supuestos proyecto genérico - Turbina de vapor
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MWnet)	650
Factor Capacidad	85 %
Producción Anual Estimada (MWh)	4,839,900
Costo Desarrollo (USD/kW)	3,676
Costo Variable O & M (USD/MWh)	4.50
Costo Fijo O & M (USD/MW año)	40,580
Heat Rate (MMBtu/kWh)	8,638
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %
Costo Nivelado Electricidad (USD/MWh)	99.32

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Las centrales a carbón presentan una menor eficiencia, mayor requerimiento de consumos auxiliares y costos de O&M superiores a los que presenta una central de ciclo combinado. Sin embargo, de manera histórica, los precios de carbón han tenido un comportamiento menos volátil que el resto de los combustibles fósiles, además de su relativa abundancia, lo que permite obtener precios de combustible que les permite competir con las centrales que utilizan gas natural.

Tabla 224. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Turbina vapor USC

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		3,000	3,300	3,600	3,900	4,200	4,500
LCOE (US\$/MWh)	80.0	14.8 %	12.8 %	11.0 %	9.6 %	8.3 %	7.2 %
	85.0	15.1 %	13.0 %	11.2 %	9.7 %	8.4 %	7.3 %
	90.0	15.3 %	13.2 %	11.4 %	9.8 %	8.5 %	7.4 %
	95.0	15.6 %	13.4 %	11.5 %	10.0 %	8.7 %	7.5 %
	100.0	15.8 %	13.6 %	11.7 %	10.1 %	8.8 %	7.6 %
	105.0	16.1 %	13.8 %	11.9 %	10.3 %	8.9 %	7.7 %

De igual forma, las centrales de vapor son calificadas como base ya que operan gran parte del tiempo por su bajo costo operacional, una central de este tipo con un nivel de despacho por debajo del 85% requeriría un precio nivelado de energía que superaría los 100 US\$/MWh, bajo los supuestos considerados.

Tabla 225. Sensibilidad LCOE vs factor capacidad

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Factor Capacidad / Despacho Considerado		
		25%	55%	85%
LCOE (US\$/MWh)	80.0	-1.23 %	5.15 %	10.64 %
	85.0	-1.22 %	5.22 %	10.80 %
	90.0	-1.20 %	5.28 %	10.95 %
	95.0	-1.18 %	5.35 %	11.11 %
	100.0	-1.16 %	5.42 %	11.27 %
	105.0	-1.14 %	5.49 %	11.44 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Se puede observar en la tabla anterior que, más allá de las restricciones operacionales de centrales de ese tipo, no sería económicamente viable realizar una inversión de tal magnitud para tener un despacho marginal.

k. Turbina de gas - Ciclo Simple

Para esta evaluación se considera una turbina de gas de 105 MW_{net} / 108 MW_{bruto} operando en ciclo abierto y utilizando como combustible gas natural.

Las turbinas de gas a ciclo abierto o ciclo simple son centrales flexibles, relativamente rápidas de construir (2 años) y con un costo de inversión por debajo de los 1500 US\$/kW_{net}. Son menos eficientes que las demás centrales

térmicas analizadas hasta este punto y, por tanto, no se considera un alto nivel de despacho para su evaluación.

Los valores de combustible considerados oscilan entre 6.5 a 7.75 US\$/MMBtu para gas natural en las costas de República Dominicana.

Tabla 226. Supuestos proyecto genérico

Turbina de gas ciclo simple

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MWnet)	105
Factor Capacidad	25 %
Producción Anual Estimada (MWh)	229,950
Costo Desarrollo (USD/kW)	1,175
Costo Variable O & M (USD/MWh)	4.70
Costo Fijo O & M (USD/MW año)	16,300
Heat Rate (MMBtu/kWh)	9,124
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %
Costo Nivelado Electricidad (USD/MWh)	99.35

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Un factor de despacho anual de 25% es equivalente a una operación diaria de 6 horas, si se considera que las horas de demanda máxima están comprendidas entre las 19 a las 23, inclusive, una central con este nivel de despacho operaría, como mínimo, durante las horas de demanda máxima.

Tabla 227. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Turbina de gas ciclo simple

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		1,000	1,100	1,200	1,300	1,400	1,500
LCOE (US\$/MWh)	80.0	14.0 %	12.0 %	10.3 %	8.9 %	7.7 %	6.6 %
	85.0	14.2 %	12.1 %	10.4 %	9.0 %	7.8 %	6.7 %
	90.0	14.4 %	12.3 %	10.6 %	9.1 %	7.9 %	6.8 %
	95.0	14.6 %	12.5 %	10.7 %	9.2 %	8.0 %	6.9 %
	100.0	14.8 %	12.6 %	10.9 %	9.4 %	8.1 %	7.0 %
	105.0	15.0 %	12.8 %	11.0 %	9.5 %	8.2 %	7.1 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Debido a su limitado despacho, los incrementos en rentabilidad obtenidos a través del incremento del costo nivelado de electricidad son mínimos.

Se muestra una tabla de sensibilidad donde se evalúa el impacto del cambio del costo nivelado de electricidad y el factor de despacho considerado respecto a la tasa interna de retorno de la inversión.

Tabla 228. Sensibilidad LCOE vs factor de capacidad

Turbina de gas ciclo simple

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Factor Capacidad / Despacho Considerado		
		10 %	25 %	45 %
LCOE (US\$/MWh)	80.0	6.69 %	10.69 %	16.15 %
	85.0	6.73 %	10.83 %	16.51 %
	90.0	6.77 %	10.98 %	16.88 %
	95.0	6.82 %	11.12 %	17.26 %
	100.0	6.86 %	11.27 %	17.66 %
	105.0	6.90 %	11.42 %	18.08 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Se puede apreciar en la tabla anterior que, a medida que incrementa el factor de despacho, el incremento en la rentabilidad por concepto de aumento en el costo nivelado de electricidad es más significativo. Lo anterior indica que una central con estas características podría tener un costo nivelado de electricidad aún más bajo, siempre y cuando presente niveles de despacho superiores a los considerados.

I. Motores de Combustión Interna

Tabla 229. Supuestos proyecto genérico

Motores combustión interna

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Rubro	Parámetro
Capacidad (MWnet)	220
Factor Capacidad	85 %
Producción Anual Estimada (MWh)	1,638,120
Costo Desarrollo (USD/kW)	1,100
Costo Interconexión Gaseoducto (MMUSD)	36.00
Costo Desarrollo + Gaseoducto (USD/kW)	1,264
Costo Variable O & M (USD/MWh)	5.69
Costo Fijo O & M (USD/MW año)	35,160
Heat Rate (MMBtu/kWh)	8400
Vida Útil (años)	25
Porcentaje Financiamiento	60 %
Plazo Financiamiento (años)	10
Tasa Financiamiento	6 %
Tasa Riesgo País - EMBI	3.45 %
Bono Estados Unidos (20 años)	1.80 %
Mínimo Equity	11.25 %
Costo Nivelado Electricidad (USD/MWh)	81.02

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Los proveedores de soluciones energéticas con tecnologías de motores han logrado grandes reducciones respecto a los costos de inversión por kW instalado, además de mejoras significativas en el aprovechamiento del ciclo térmico desarrollando centrales con eficiencias del orden del 40 % y ligeramente superiores.

Para la evaluación de este proyecto se ha asumido un costo de inversión de 1100 US\$/kW_{net}, partiendo de referencias de 2016⁷², ajustado por inflación de CPI y un margen adicional de 10%. Estos valores se corresponden con una central compuesta por motores operando en ciclo simple.

La unidad contemplada tiene la capacidad de operar con gas natural y diésel, pero la evaluación es realizada utilizando gas natural como combustible principal. Dentro de la evaluación se contempla la construcción de un gaseoducto de 20 pulgadas y 15 kilómetros con un costo estimado de 36 MM US\$, a un costo⁷³ de 2.4 MMUS\$/km.

Se obtiene un costo nivelado de electricidad igual a 81.02 US\$/MWh con las consideraciones detalladas. A continuación, se muestran las tablas de sensibilidad modificando el precio nivelado de electricidad, el costo de desarrollo y los factores de despacho, y su respectivo impacto en la rentabilidad de la inversión:

Tabla 230. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - MCI
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Costo Desarrollo - US\$/kW _{net}					
		1,000	1,100	1,200	1,300	1,400	1,500
LCOE (US\$/MWh)	70.0	-0.2 %	-1.3 %	-2.3 %	-3.2 %	-4.0 %	-4.7 %
	75.0	6.5 %	5.0 %	3.7 %	2.6 %	1.6 %	0.8 %
	80.0	12.1 %	10.2 %	8.6 %	7.2 %	6.0 %	5.0 %
	85.0	17.6 %	15.2 %	13.2 %	11.5 %	10.1 %	8.8 %
	90.0	23.0 %	20.2 %	17.8 %	15.7 %	14.0 %	12.5 %
	95.0	28.6 %	25.2 %	22.4 %	20.0 %	17.9 %	16.1 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Aun suponiendo costos de desarrollo ligeramente superiores a 1,100 US\$/kW_{net}, una central compuesta por motores de combustión interna representa una solución más factible, debido a que permite obtener la rentabilidad esperada a un precio inferior, en comparación con una turbina de gas a ciclo simple o incluso una central de vapor.

Se observa que, a un precio nivelado de electricidad igual a 70 US\$/MWh, independientemente del nivel de despacho de la central, no se obtendría la

⁷² Get a higher Return On Investment with Wartsila. Joseph Ferrari. 2016

⁷³ U.S. Oil and Gas Infrastructure Investment Through 2035. API. 2017

rentabilidad esperada, al contrario, la rentabilidad sería menor. Esto sucede debido al elevado costo operacional que tiene el consumo de combustible, a mayor nivel de despacho estos costos incrementan y ese precio no sería suficiente para lograr la estabilidad financiera.

Tabla 231. Sensibilidad LCOE vs Factor de capacidad - MCI
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

		Factor Capacidad / Despacho Considerado		
		25 %	55 %	85 %
LCOE (US\$/MWh)	70.0	-0.65 %	-0.94 %	-1.33 %
	75.0	0.91 %	2.79 %	4.97 %
	80.0	2.37 %	6.08 %	10.22 %
	85.0	3.78 %	9.19 %	15.20 %
	90.0	5.14 %	12.23 %	20.17 %
	95.0	6.47 %	15.26 %	25.20 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

m. Resumen de costos de las diferentes tecnologías

Luego de haber realizado la evaluación del costo nivelado de electricidad para las tecnologías que fueron detalladas, se procede a resumir y organizar en orden ascendente sus costos.

Gráfico 134. Resumen Costos Nivelados de Electricidad
(Cifras expresadas en dólares americanos por megawatts por hora -MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

8.3. Escenarios de abastecimiento de la demanda

Para suplir la demanda estimada se consideran tres escenarios de integración de nueva generación al SENI. El primero considera exclusivamente la situación actual incluyendo los proyectos en construcción y la licitación anunciada por el gobierno (Manzanillo), en el segundo se incluyen las declaraciones de expansión de los diferentes agentes del mercado eléctrico dominicano más las concesiones definitivas otorgadas hasta agosto de 2021 y las concesiones provisionales que, a la fecha indicada, cuenten con una recomendación favorable de la SIE. El tercero es el resultado de varias iteraciones con la intención de suplir la demanda de cada año al menor costo posible, garantizando la seguridad en la operación del sistema y discriminando aquellas nuevas inversiones térmicas que presenten bajos niveles de despacho.

Los resultados que se muestran en este apartado fueron construidos a partir de las salidas que emite el modelo de optimización del despacho utilizado para este análisis. El proceso de optimización está orientado a disminuir el costo total de suministro de la demanda considerando la oferta disponible, los costos de combustible, las eficiencias y factores de producción, y otras restricciones que ya fueron detalladas anteriormente en el presente documento.

Adicionalmente, el análisis de los costos nivelados de energía permite definir el tipo de tecnología a utilizar en aquellos casos donde los proyectos propuestos no sean suficientes para satisfacer la demanda. Para el caso de las centrales térmicas, esto se corresponde con una central a ciclo combinado utilizando gas natural.

El detalle de los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones busca los siguientes objetivos:

- Mostrar la evolución del parque de generación en términos de capacidad y del tipo de tecnología adicional que se instalará.
- Proyectar el comportamiento esperado de los costos marginales del SENI, detallando valores promedios y por bloque de demanda.
- Determinar si existe el riesgo de déficit de suministro en alguna de las etapas.
- Determinar la participación de cada fuente primaria en la producción/abastecimiento de electricidad del SENI.

Antes de presentar los resultados se muestran los supuestos considerados en cada escenario, en términos de proyección de la demanda utilizada y los proyectos potenciales que se consideran, así como las respectivas fechas de ingreso al sistema de los proyectos considerados.

Se utiliza la misma proyección de costos de combustible para todos los escenarios mostrados, basados en lo detallado en la sección 8.2.8. de este documento.

La capacidad por instalar de todas las tecnologías se expresa en términos brutos, para el caso de los proyectos fotovoltaicos se expresa la capacidad instalada en paneles, es decir, MW_{DC} .

En todos los escenarios se contempla el retiro, a inicios del 2022, de las unidades de San Felipe y San Lorenzo, debido a que hasta el momento de este análisis no se observan indicios de que vuelvan a operar. De igual forma, a partir de enero del referido año, se considera la operación simultánea de las centrales Estrella del Mar 2 y Estrella del Mar 3.

En los diferentes escenarios se presenta la participación en la generación de las diferentes tecnologías de producción de electricidad, incluyendo las energías renovables (EERR), en el caso particular de República Dominicana y los desarrollos presentes y contemplados, se hace referencia a las siguientes fuentes:

- Agua
- Solar
- Viento (eólico)
- Biomasa
- Residuos sólidos urbanos

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 21 de la ley 57-07, se procurará que, en el año 2025 el 25 % de los requerimientos de electricidad sean abastecidos a partir de fuentes renovables. La citada ley, en sus definiciones, no contempla la generación hidráulica de embalse como una energía renovable que deba considerarse para este compromiso.

Sustentado en lo contemplado en la ley 57-07, se procede a detallar la participación en el abastecimiento de las EERR separadas de acuerdo con el siguiente criterio:

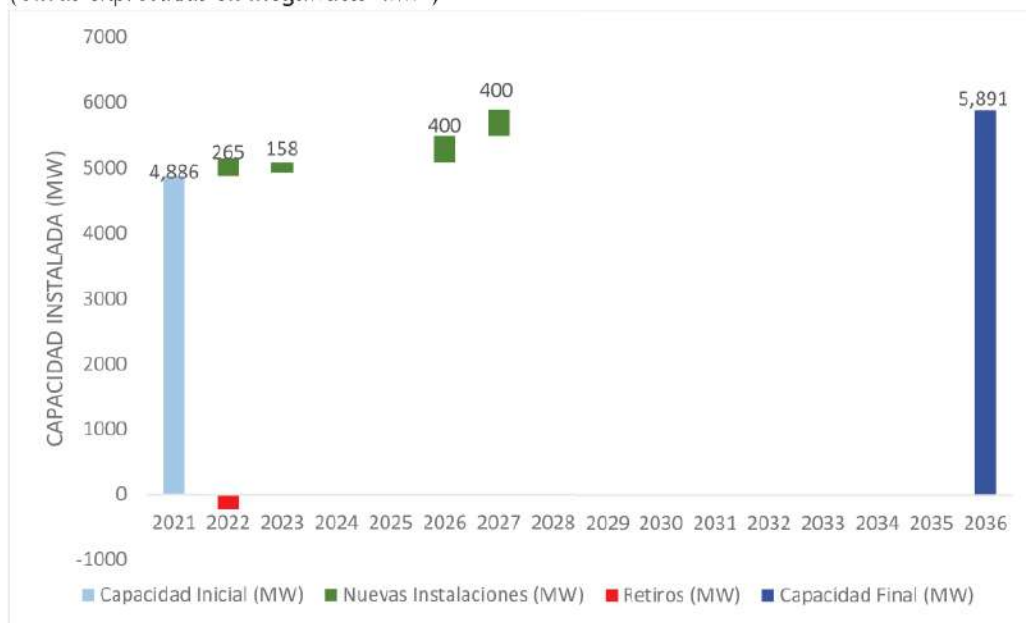
- EERR, considerando todas las fuentes detalladas anteriormente.
- Energías Renovables No convencionales (ERNC), que no contemplan la producción vinculada a los proyectos hidroeléctricos⁷⁴ de embalse, tal y como establece la ley 57-07.

⁷⁴ La ley 57-07 si considera como fuente renovable las corrientes de agua, por lo tanto, las centrales de pasada si califican. Debido a la limitada participación de las centrales de pasada con respecto a las que tienen embalse (<25%), se decide considerar toda la producción de electricidad de las hidroeléctricas como si fueran de embalse.

En el marco del presente estudio, la CNE desarrolló un conjunto de hipótesis cubriendo los principales aspectos de la Prospectiva Energética de la República Dominicana 2018 al 2036, considerando tres (3) escenarios contrastados: escenario actual, planes declarados y visión CNE, este último refleja modificaciones a las inversiones planteadas por los agentes entre otras variantes. Cada escenario es evaluado considerando el crecimiento tendencial y alternativo de la demanda, además de otras consideraciones de relevancia.

8.3.1. Escenario 1: Visión Actual

Gráfico 135. Evolución capacidad instalada - Escenario 1
(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Este escenario contempla el parque de generación existente más los proyectos que, a finales de agosto 2021, se tenía evidencia de su proceso de construcción, o sus promotores se encontraban en proceso de licitación para elegir la entidad ejecutora.

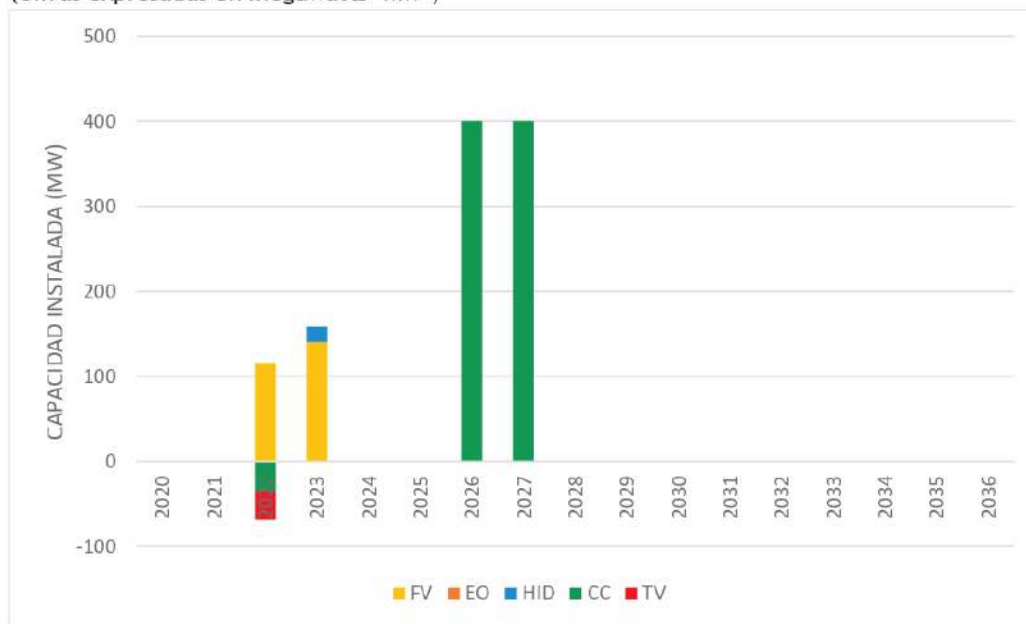
Este escenario busca mostrar qué sucedería en caso de que no se tomen las medidas necesarias para seguir incorporando generación al sistema. El gráfico 135 muestra la evolución del parque de generación considerado para este escenario.

Puede observarse que este escenario solo contempla nueva generación hasta 2027, esto debido a que se asume que las plantas de la licitación de Manzanillo ingresarán al sistema en los años 2026 y 2027. Los ingresos de capacidad en función de la tecnología de generación utilizada se muestran en el siguiente gráfico.

Se contempla un incremento absoluto de 1005 MW, de los cuales 800 MW se corresponden con los proyectos vinculados a la licitación para generación de electricidad a base de gas natural en la zona de Manzanillo. Se opta por aplicar un desfase de un año entre las unidades de la licitación.

Gráfico 136. Tecnología capacidad adicional - Escenario 1

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

a. Escenario 1A: Crecimiento tendencial de la demanda

Considerando las adiciones de capacidad previamente detalladas y un crecimiento tendencial de la demanda de electricidad, se obtiene la siguiente estimación del comportamiento de los costos marginales del sistema y el potencial desabastecimiento.

Se aprecia una tendencia ascendente del costo marginal en el período 2022 - 2025 hasta el ingreso de las unidades vinculadas a la licitación, luego del ingreso de la segunda unidad se retorna a niveles similares a los observados en el 2022 y se disminuye considerablemente el riesgo de tener déficit de suministro.

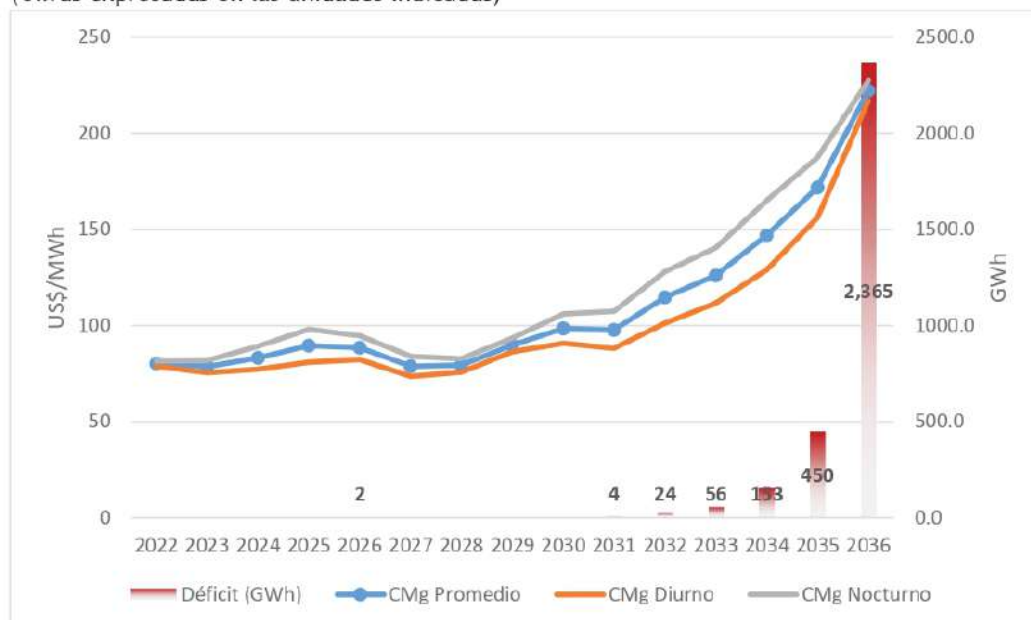
Al comparar los costos marginales nocturnos proyectados, con respecto a los diurnos, se observa una relación, en términos promedios, de 1.16, a lo largo del período evaluado. Esto representa una señal que debe ser aprovechada para impulsar el almacenamiento de energía mediante baterías.

A partir del 2028, debido al crecimiento de la demanda y la no adición de nueva capacidad, los costos marginales incrementan de manera considerable hasta

reflejar un déficit en el 2031. La situación de desabastecimiento solo empeora a partir de este año, llegando a los 2,365 GWh de déficit para el 2036.

Gráfico 137. Proyección costos marginales y déficit - Escenario 1A - Crecimiento tendencial

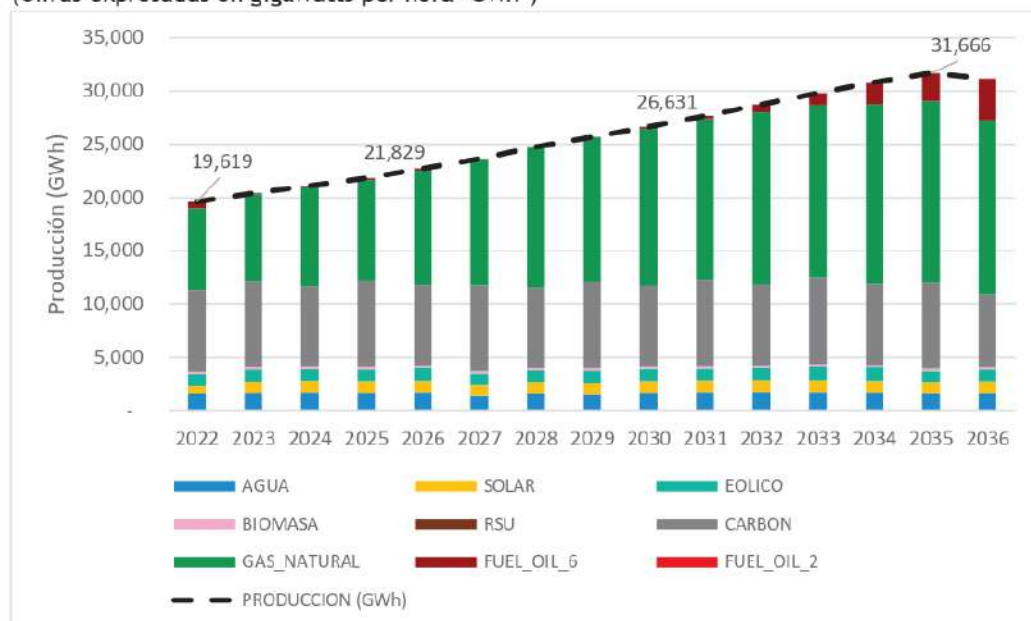
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Gráfico 138. Producción por fuente- Escenario 1A - Crecimiento tendencial

(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Una de las prioridades de la política energética nacional es lograr cumplir con los compromisos asumidos respecto a la utilización de fuentes energéticas que ayuden a mitigar la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y generar ahorros respecto a la importación de combustible fósiles.

El gráfico 138 detalla la participación absoluta de cada una de las fuentes que componen la matriz de generación de electricidad del SENI, contemplando las nuevas instalaciones detalladas. En este se observa la limitada participación que tienen las energías renovables, nunca logrando superar el umbral de los 5000 GWh/año. La siguiente tabla muestra la participación de las renovables en el abastecimiento de la demanda de electricidad, en consonancia con los criterios detallados, para los años 2025, 2030 y 2035:

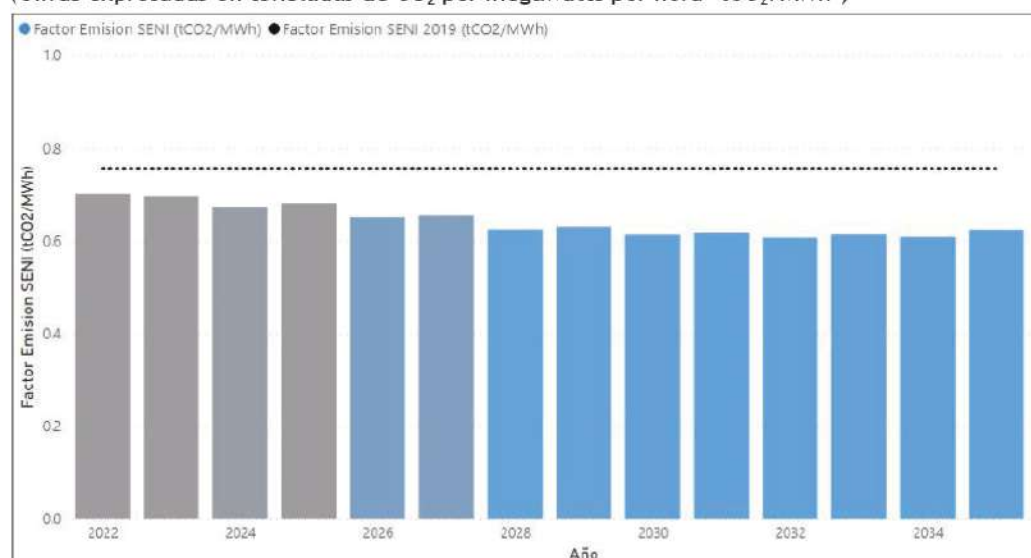
Tabla 232. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 1 - Tendencial (Cifras expresadas en %)

Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	19 %	11 %
2030	15 %	9 %
2035	12 %	7 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Debido a que no se contemplan desarrollos adicionales de proyectos a base de fuentes renovables, no es posible alcanzar el hito de 25.00 % en el 2025, adicionalmente la participación de la ERNC va disminuyendo a razón de 2.00 % cada 5 años.

Gráfico 139. Factor emisión CO₂ SENI, Escenario 1A - Crecimiento tendencial (Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Otro aspecto ambiental de importancia es analizar cómo se comportará el factor de emisiones por MWh generado del SENI con las incorporaciones contempladas y comparar el mismo con el factor observado en el 2019, el cual fue de 0.7560 tCO₂eq/MWh.

Este factor es una relación entre las toneladas de CO₂eq que emiten las centrales de combustión del SENI y la producción total de energía del sistema. Por tanto, una mayor integración de tecnologías de ERNC permitirá reducir este factor. También es importante resaltar que, si la producción total del sistema crece a una tasa superior a la cantidad de emisiones, esto se reflejará como una disminución en el factor, lo cual indica que fue posible producir más electricidad emitiendo menos gases, lo que es positivo.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.68 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 10.05 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 18.92 % (0.61 tCO₂eq/MWh) y 17.46 % (0.62 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente, al hacer las modificaciones propuestas en este escenario

Tabla 233. Emisiones Evitadas - Escenario 1A - Crecimiento tendencial
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	21,829	0.756	0.68	1,659,004
2030	26,631	0.756	0.61	3,888,126
2035	31,666	0.756	0.62	4,306,576

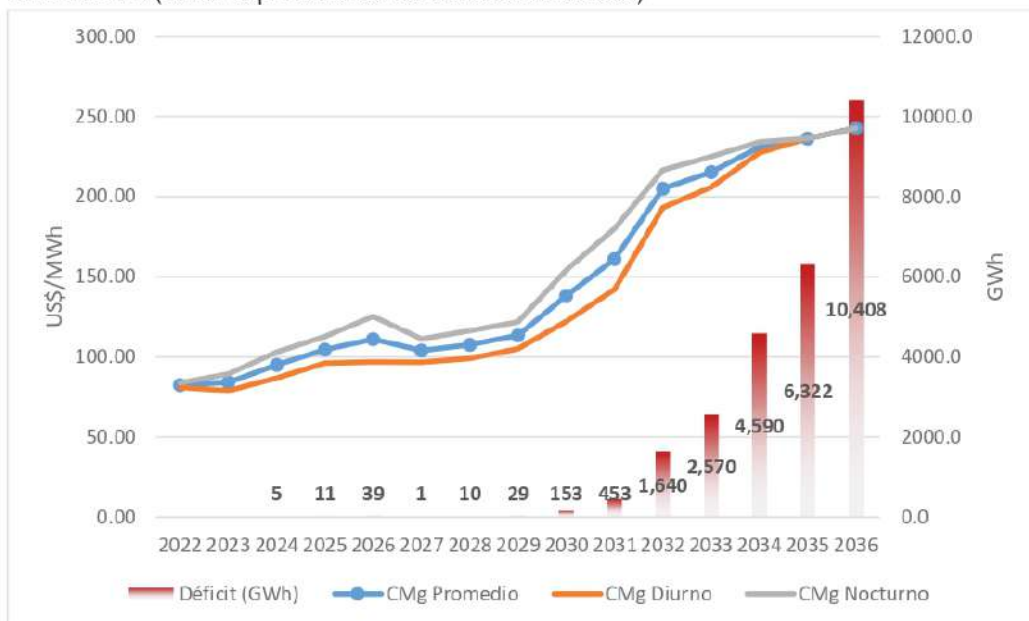
Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Con fines prácticos se presentan las emisiones de CO₂ evitadas a raíz de las variaciones que se reflejan en los factores de emisiones con respecto al valor base. En el contexto de este documento, se denomina emisión de CO₂ evitada, al valor en tCO₂eq que resulta de restar la cantidad de emisiones vinculadas a una determinada producción de energía considerando el factor de emisión base y el factor de emisiones resultante luego de realizar las inversiones para cada escenario.

b. Escenario 1B: Crecimiento alternativo de la demanda

En caso de que la tasa de crecimiento del consumo de electricidad se corresponda con lo estipulado en el escenario alternativo, se obtendrían los siguientes resultados en términos de costos marginales y desabastecimiento:

Gráfico 140. Proyección costos marginales y déficit - Escenario 1B - Crecimiento alternativo (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



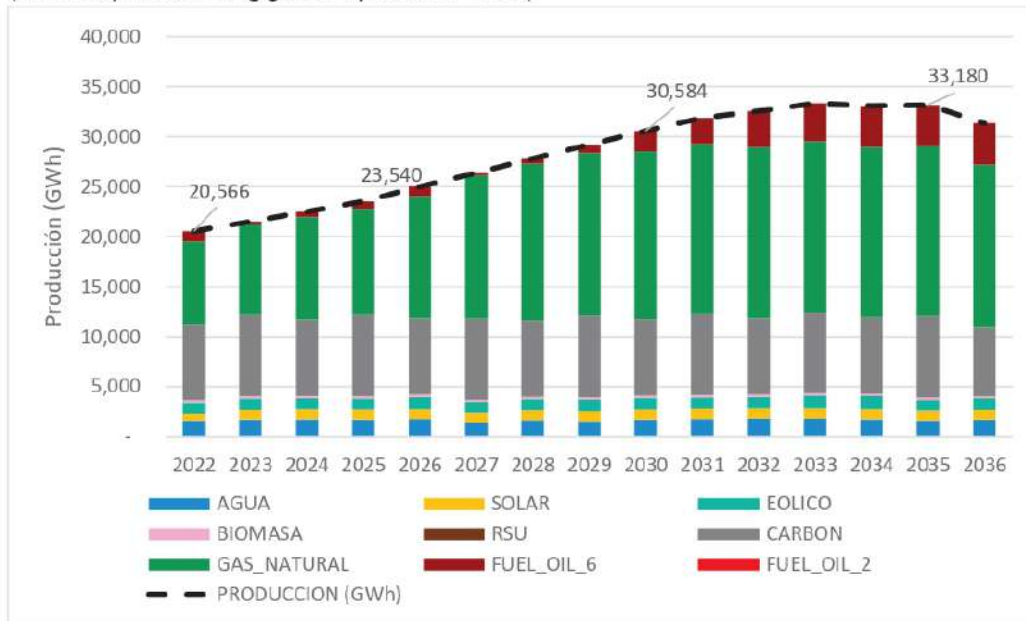
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Como era de esperarse, se obtiene una situación más crítica que en el crecimiento tendencial, con costos marginales promedios superiores a 110 US\$/MWh en el 2025 que se mantendrían, a pesar de la incorporación de 800 MW a gas natural de las unidades de la licitación. Los costos marginales serían aún más altos en horas de mayor demanda y en las que no se cuenta con el recurso solar.

Al comparar los costos marginales nocturnos proyectados, con respecto a los diurnos, se observa una relación, en términos promedios, de 1.14, a lo largo del período evaluado.

El riesgo de desabastecimiento es mayor respecto al escenario tendencial, teniendo déficit todos los años a partir del 2024. Respecto a la participación de las diferentes fuentes, con un mayor crecimiento de la demanda y un parque de generación sin adiciones, los derivados del petróleo serían siempre necesarios y volverían, gradualmente, a tener una participación importante en el abastecimiento:

Gráfico 141. Producción por fuente - Escenario 1B - Crecimiento alternativo
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Para este escenario, el fuel oil tiene una participación estimada de 5 % en el 2022, que se vería reducida a un 1 % con el ingreso de las unidades de Manzanillo en 2027, siendo este su punto mínimo, a partir de ahí, tomaría participación hasta alcanzar un 12 % en 2035. La participación de las EERR se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 234. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 1B - Crecimiento alternativo. (Cifras expresadas en %)

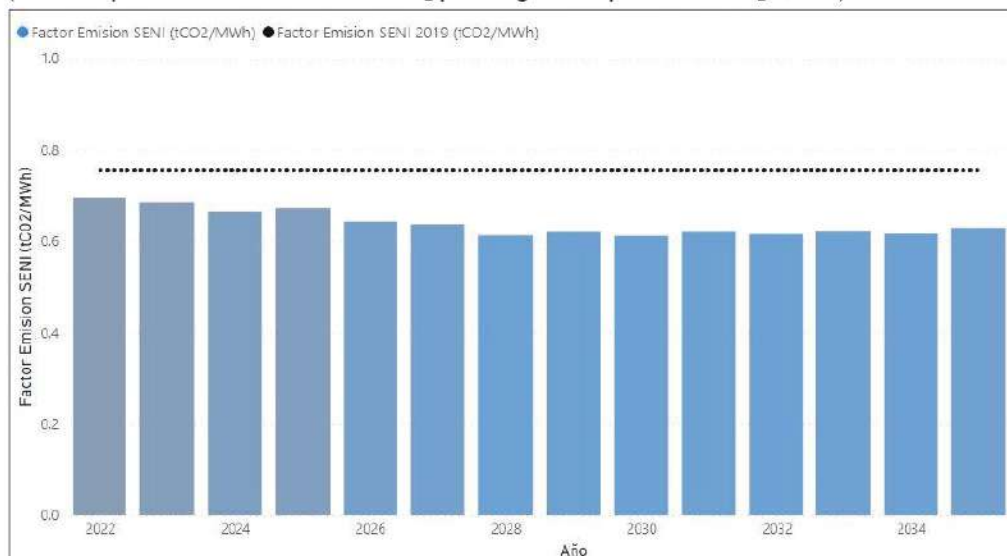
Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	17 %	10 %
2030	13 %	8 %
2035	12 %	7 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El comportamiento que ha tenido la demanda de electricidad en el segundo semestre del 2021 tiende a parecerse a lo contemplado en el crecimiento alternativo.

La siguiente gráfica muestra la evolución del factor de emisiones del sistema, al realizar las consideraciones relacionadas a este caso.

Gráfico 142. Factor emisión CO₂ SENI, Escenario 1B - Crecimiento alternativo
(Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.67 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 11.38 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 19.05 % (0.61 tCO₂eq/MWh) y 16.67 % (0.63 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente, al hacer las modificaciones propuestas en este escenario.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 235. Emisiones evitadas - Escenario 1B - Crecimiento alternativo
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	23,540	0.756	0.67	2,024,440
2030	30,584	0.756	0.61	4,465,264
2035	33,180	0.756	0.63	4,180,680

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

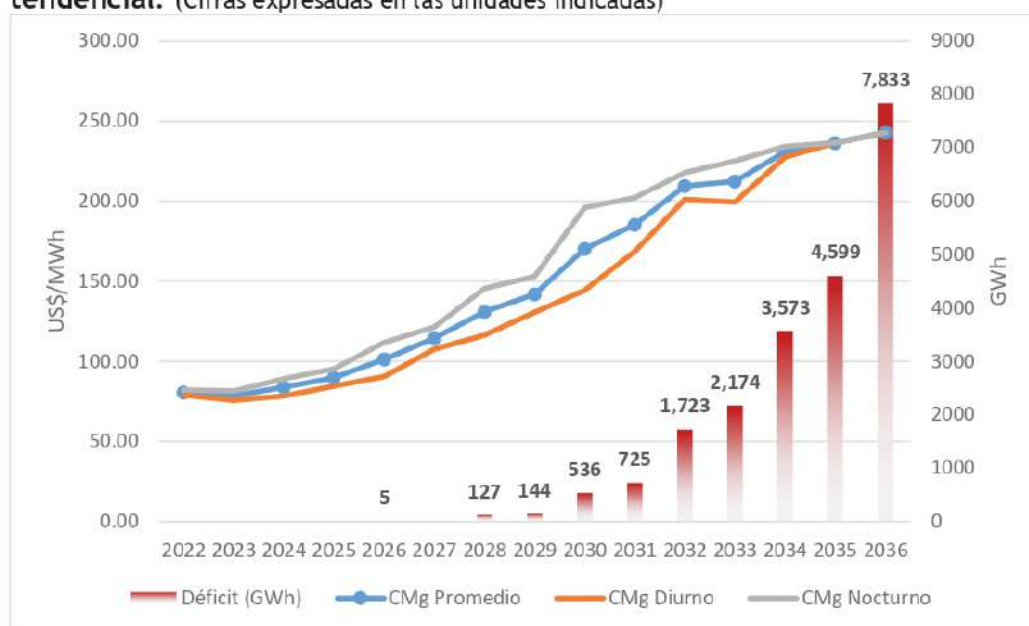
Este escenario refleja menores factores de emisión que el escenario tendencial mientras al incremento en la producción de electricidad mantiene proporciones similares de combustible, cuando esto deja de suceder y el fuel oil retoma notoriedad, se evidencia un retroceso en el factor de emisiones y, por consiguiente, en las emisiones evitadas.

c. Escenario 1C: Sensibilidad Visión Actual

Se realiza una modificación al caso 1 para verificar el impacto que tendría la no realización de los proyectos de producción de electricidad vinculados a la

licitación en el puerto de Manzanillo. Con fines prácticos, solo se presentan los resultados con la proyección de demanda tendencial, esto debido a que, como ya se ha visto, en el escenario de crecimiento alternativo de la demanda los efectos adversos sobre el desabastecimiento y los costos marginales son más acentuados.

Gráfico 143. Proyección costos marginales - Escenario 1C - Crecimiento tendencial. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

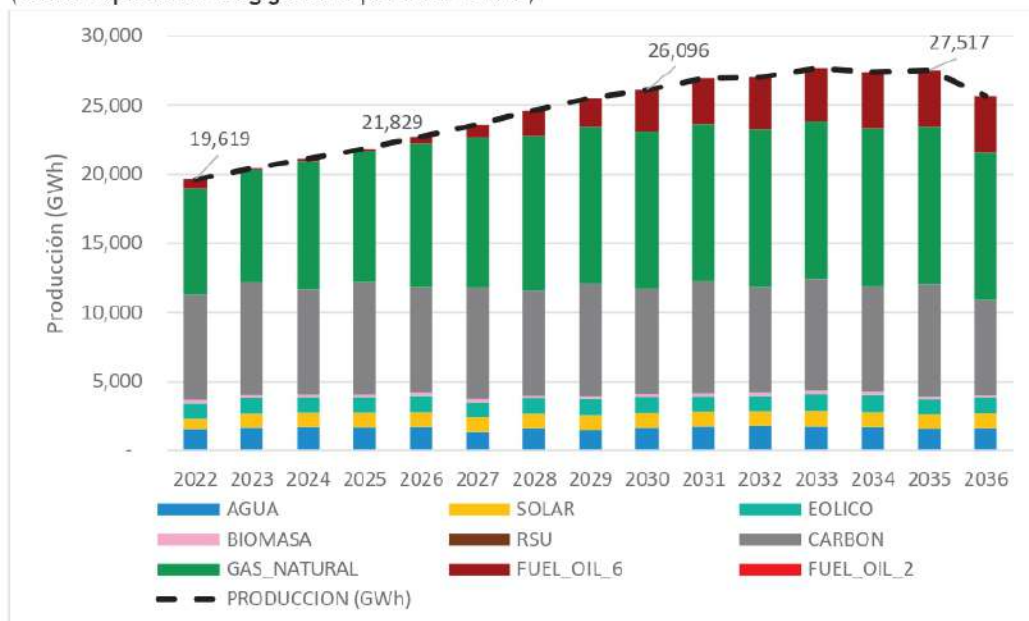
El gráfico anterior presenta un crecimiento acelerado y a niveles insostenibles del costo marginal. A eso se adicionaría un notable desabastecimiento con un crecimiento exponencial a partir de 2029. Evidenciando la imperativa necesidad de los referidos proyectos a realizarse en Manzanillo. El abastecimiento por fuente de energía para este caso es presentado en la siguiente gráfica.

Puede apreciarse la participación de los derivados del petróleo en la matriz de producción estimada en la figura anterior.

Para el año 2028, los costos marginales presentarían un incremento de 65 % con respecto al escenario donde se desarrolla el proyecto de Manzanillo. Con respecto a los combustibles fósiles, el uso de fuel oil se incrementaría en un 7 % al 2028, además de los niveles insostenibles de desabastecimiento que se tendrían.

Estos resultados muestran la necesidad del desarrollo de estas instalaciones, las cuales aportarán potencia firme, permitirán tener otro centro logístico de gas natural y será un soporte para la integración de más proyectos de energía renovable.

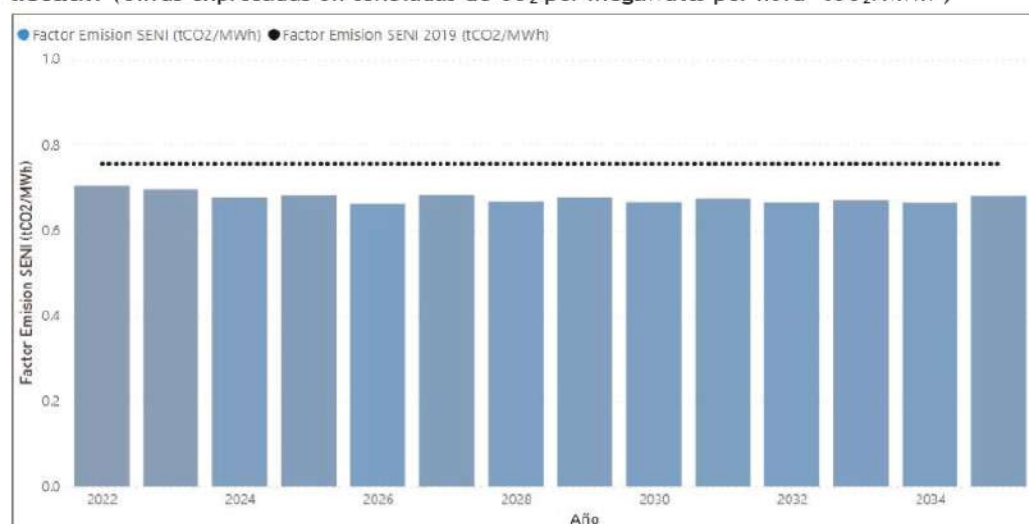
Gráfico 144. Producción por fuente - Escenario 1C - Crecimiento tendencial
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Puede observarse en el siguiente gráfico la evolución del factor de emisiones del sistema, al realizar las consideraciones relacionadas a este caso.

Gráfico 145. Factor emisión CO₂ SENI, Escenario 1C - Sensibilidad visión actual. (Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.68 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 10.05% con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 11.38% (0.67 tCO₂eq/MWh) y 10.05% (0.68 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 236. Emisiones evitadas - Escenario 1C - Sensibilidad visión actual
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	21,829	0.756	0.68	1,659,004
2030	26,096	0.756	0.67	2,244,256
2035	27,517	0.756	0.68	2,091,292

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

8.3.2. Escenario 2: declaraciones agentes/concesiones

Este escenario contempla las declaraciones de los diferentes agentes del MEM, todos aquellos proyectos que, a agosto 2021, cuentan con una concesión definitiva y aquellos proyectos que poseen concesión provisional y la recomendación favorable de la Superintendencia de Electricidad (SIE). De igual forma, se contemplan las unidades de Manzanillo.

Se asumen los años indicados por los agentes en sus declaraciones, mientras que se asignan meses específicos de entrada dependiendo del tipo de instalación a ingresar. Se supone que los proyectos solares ingresan en abril, los eólicos y proyectos hidroeléctricos ingresan en septiembre, mientras que los térmicos en julio, del año indicado en la declaración. Se considera que los proyectos vinculados a las concesiones son construidos en un lapso de 4 años, a partir del 2022.

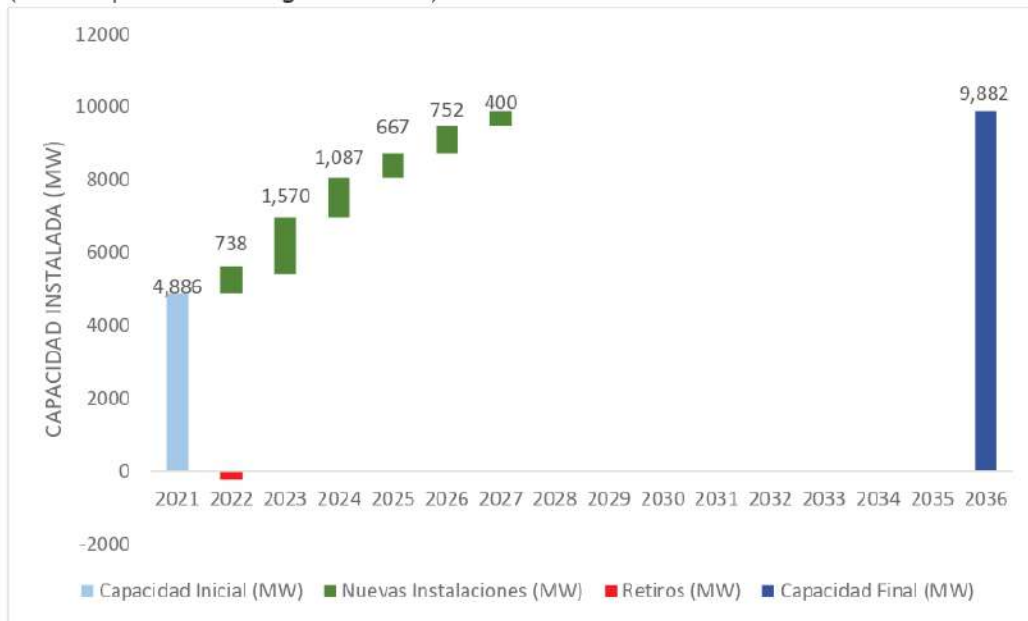
De acuerdo con los datos suministrados para este escenario, no habrá nuevos ingresos de generación más allá de 2027, de modo que la generación disponible a 2036 será 9,882 MW. Los ingresos por tecnologías durante el período de evaluación son presentados en la gráfica 146.

Para este escenario se considera un crecimiento absoluto de 4995 MW durante el período evaluado, lo que refleja un crecimiento de 102 % respecto al valor de 2021. De este total, el mayor crecimiento absoluto lo presentan las instalaciones con turbinas en ciclo combinado (CC) con 1925 MW, seguidas de las instalaciones fotovoltaicas (FV) con 1636 MW, mientras que las instalaciones eólicas añaden 705 MW.

Las turbinas de vapor (TV) que ingresan en 2024 y 2025 se corresponden con proyectos que han de utilizar los residuos sólidos urbanos (RSU) para generar electricidad.

Gráfico 146. Evolución parque generación - Escenario 2

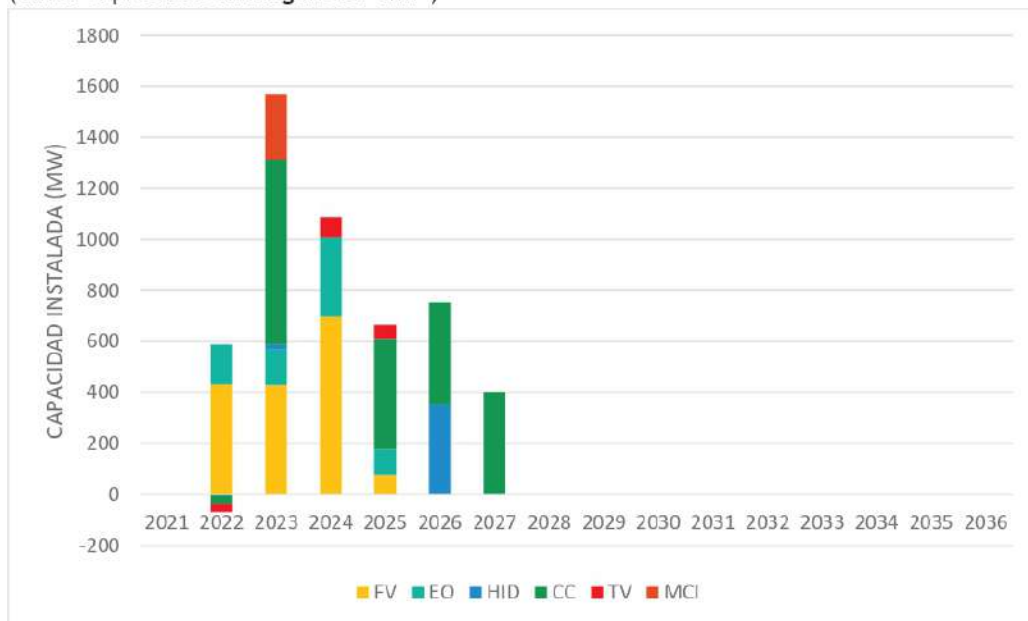
(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Gráfico 147. Tecnología capacidad adicional - Escenario 2

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)

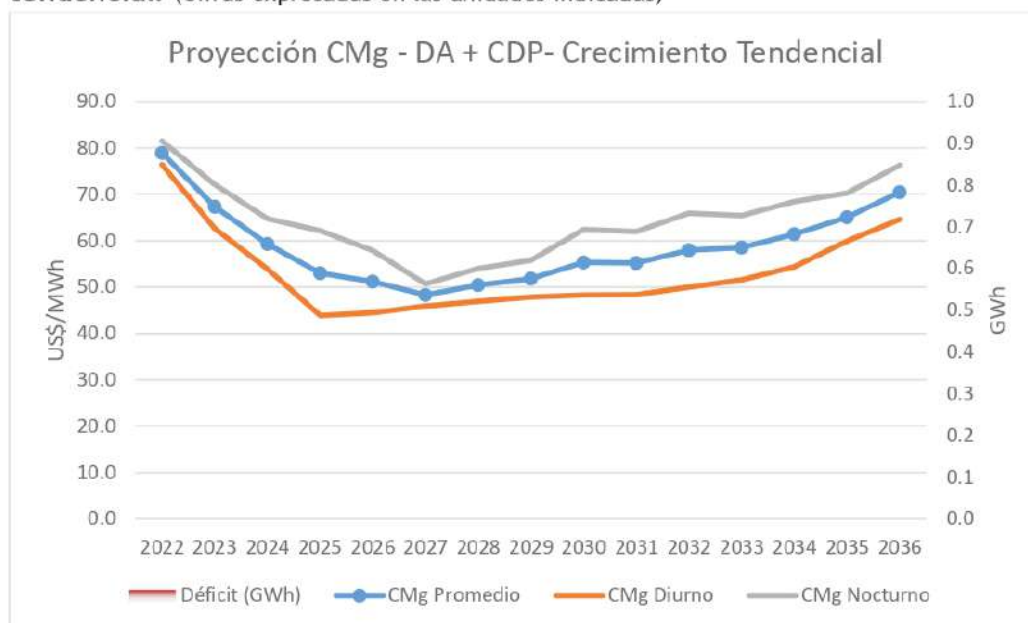


Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

a. Escenario 2A: Crecimiento tendencial de la demanda

Considerando las adiciones de capacidad previamente detalladas y un crecimiento tendencial de la demanda de electricidad, se obtiene la siguiente estimación del comportamiento de los costos marginales del sistema.

Gráfico 148. Proyección costos marginales - Escenario 2A - Crecimiento tendencial. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

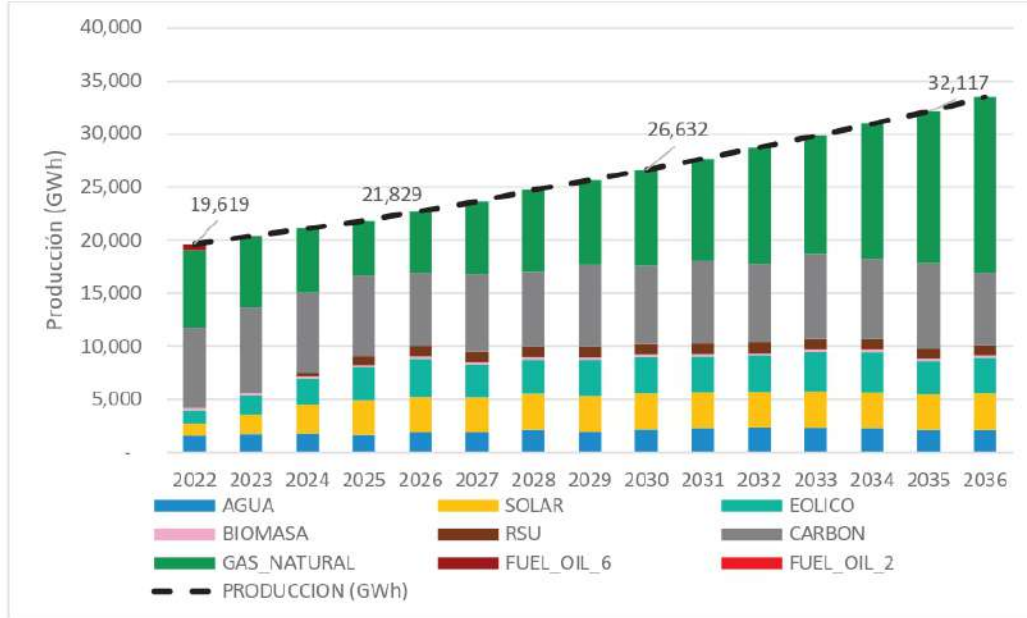
Los resultados del modelo indican un riesgo mínimo de presenciar desabastecimiento, además de costos marginales que, durante el día con una importante participación de las instalaciones fotovoltaicas, podrían ser inferiores a 50 US\$/MWh.

Al comparar los costos marginales nocturnos proyectados, con respecto a los diurnos, se observa una relación, en términos promedios, de 1.23, a lo largo del período evaluado. El valor máximo de esta relación nocturno/diurno, sucede en el 2025 con 1.41, reflejando la alta penetración de instalaciones fotovoltaicas para dicha fecha. La participación de las diferentes fuentes primarias en el abastecimiento de la demanda se muestra a continuación en el gráfico 149.

Con respecto a la participación de las diferentes fuentes en el abastecimiento, tanto la generación fotovoltaica como la eólica presentan incrementos similares, al pasar ambos de tener una participación de un 6 % en el 2022 a un 15 % y un 14 %, respectivamente, en el 2025. Esto a pesar de que las instalaciones fotovoltaicas contempladas en este escenario superan en más de

un 100 % las instalaciones eólicas, lo que refleja la marcada diferencia que existe entre estas tecnologías con respecto a sus factores de producción.

Gráfico 149. Producción por fuente - Escenario 2A - Crecimiento tendencial
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

La participación de los derivados de petróleo es virtualmente nula a partir del 2023, por tanto, el gas natural pasaría a ser el combustible marginal, mientras que el carbón continuaría siendo utilizado por las centrales de base.

En este escenario debido a la considerable cantidad de instalaciones de ERNC, se consigue cumplir con la política energética de alcanzar el 25 % del abastecimiento en el 2025 y el 30 % al 2030, tal y como se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 237. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 2A - Crecimiento tendencial

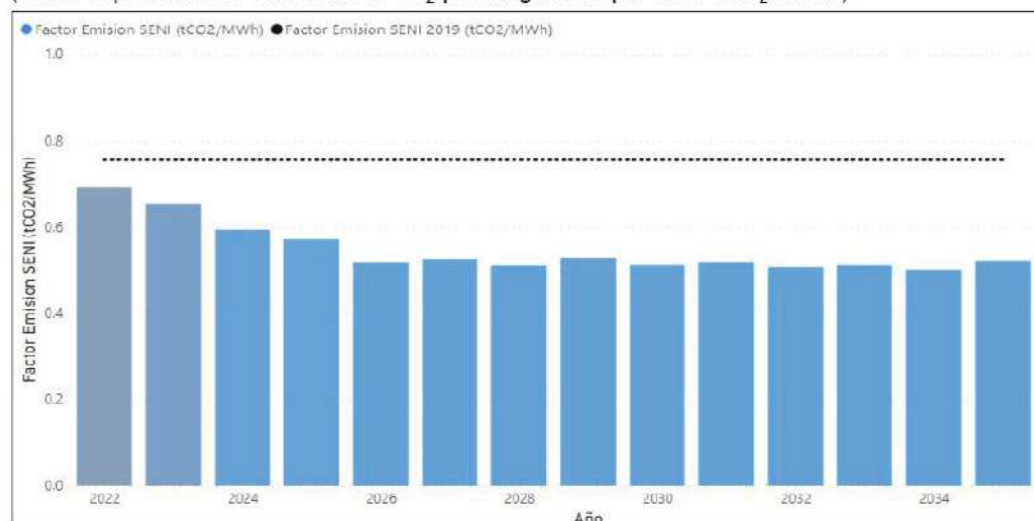
Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	41%	34%
2030	38%	30%
2035	31%	24%

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Este nivel de participación requiere la instalación, antes de finalizar el 2025, de alrededor de 1600 y 700 MW adicionales de proyectos fotovoltaicos y eólicos, respectivamente.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del factor de emisiones del sistema al desarrollar los proyectos contemplados en este escenario.

Gráfico 150 Factor emisión CO₂ SENI, Escenario 2A - Crecimiento tendencial
(Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.62 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 17.99 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 32.2 % (0.512 tCO₂eq/MWh) y 30.9 % (0.522 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 238. Emisiones evitadas - Escenario 2A - Crecimiento tendencial
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

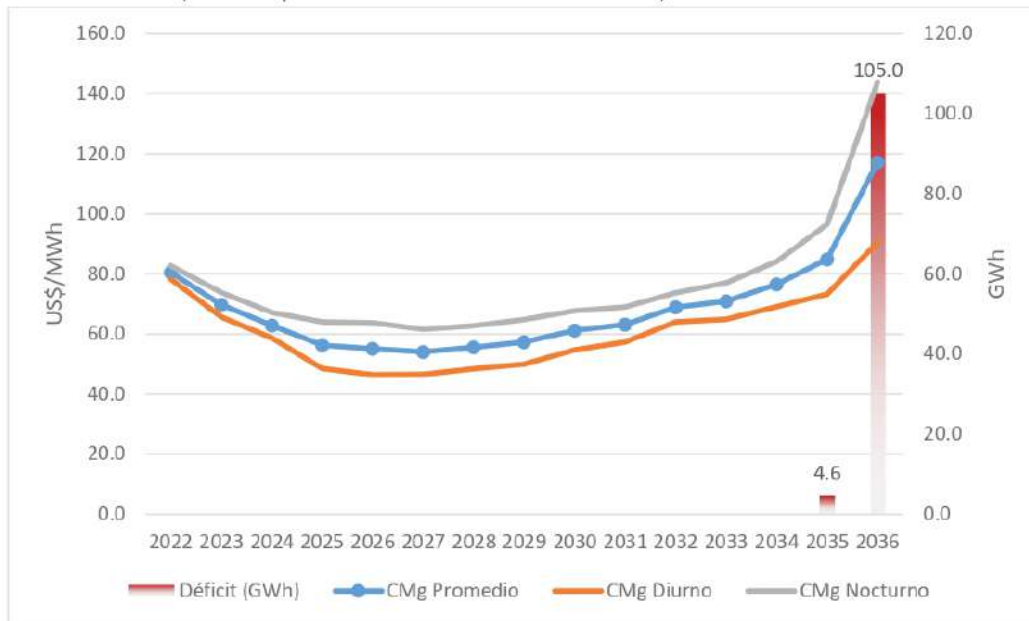
Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	21,829	0.756	0.62	2,968,744
2030	26,632	0.756	0.512	6,498,208
2035	27,517	0.756	0.522	6,438,978

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

b. Escenario 2B: Crecimiento alternativo de la demanda

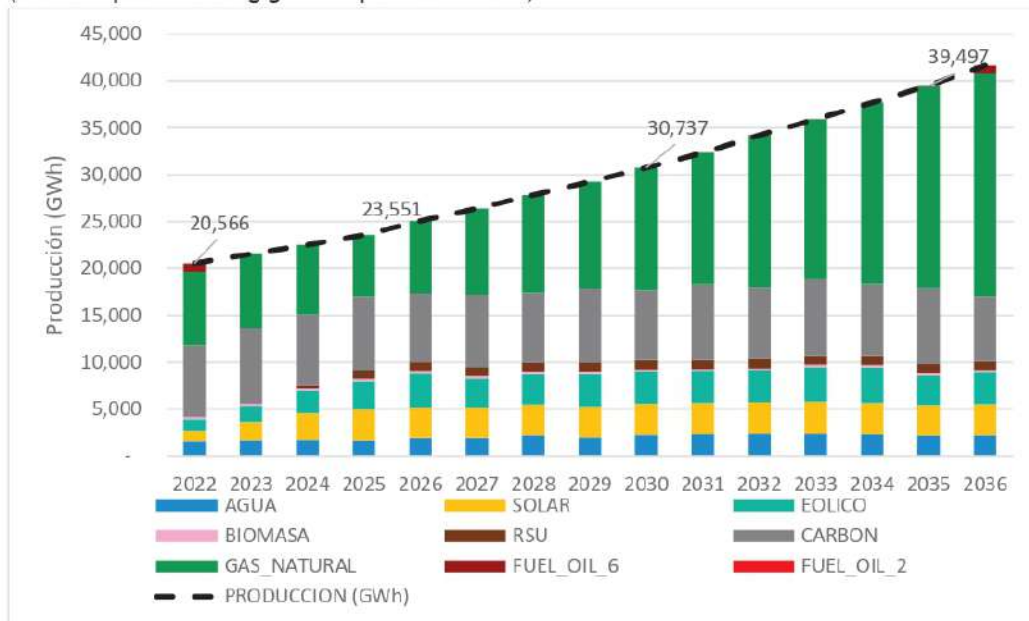
En caso de que la tasa de crecimiento del consumo de electricidad se corresponda con lo estipulado en el escenario alternativo, se obtendrían los siguientes resultados en términos de costos marginales, desabastecimiento y producción por fuente primaria:

Gráfico 151. Proyección costos marginales - Escenario 2B - Crecimiento alternativo. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Gráfico 152. Producción por fuente - Escenario 2B - Crecimiento alternativo (Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El modelo indica la posibilidad de presenciar desabastecimiento a partir del año 2035, aunado con una tendencia alcista de los costos marginales desde el 2027 que se incrementa a partir del 2031.

Al comparar los costos marginales nocturnos proyectados, con respecto a los diurnos, se observa una relación, en términos promedios, de 1.22, a lo largo del período evaluado.

Los costos marginales promedio resultantes se mantienen en el orden de los 50 - 60 US\$/MWh durante los años 2025 a 2029. Mientras que, durante el bloque nocturno, para el mismo período, los costos marginales oscilan entre los 60 - 65 US\$/MWh. A continuación, se presenta el comportamiento de los ingresos de capacidad en función de las diferentes fuentes.

El crecimiento de la demanda eléctrica es absorbido por generación en base a gas natural, mientras que, desde el 2023 hasta el 2034, la participación en la matriz de generación de los derivados del petróleo es prácticamente nula.

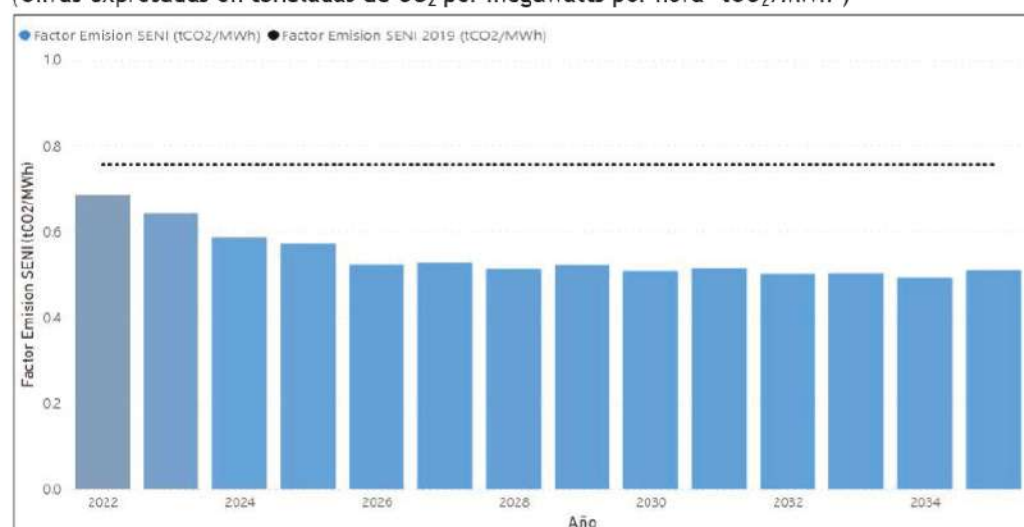
A causa del incremento de la demanda y contemplar las mismas instalaciones de las renovables, su participación en el abastecimiento de la demanda se ve afectada, tal como se muestra a continuación:

Tabla 239. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 2B - Crecimiento alternativo. (Cifras expresadas en %)

Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	38%	31%
2030	33%	26%
2035	25%	19%

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Gráfico 153 Factor emisión CO2 SENI, Escenario 2B - Crecimiento alternativo (Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Tal y como se observa en la tabla 239, el incremento de la demanda supuso una reducción de un 3% - 4% en la participación del abastecimiento por parte de las instalaciones a base de fuentes renovables.

En el gráfico 153 se muestra la evolución del factor de emisiones, en términos de tCO₂eq/MWh, al ejecutar los proyectos considerados en el escenario detallado. Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.62 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 17.99 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 27.25 % (0.549 tCO₂eq/MWh) y 28.57 % (0.54 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 240. Emisiones evitadas - Escenario 2B - Crecimiento alternativo
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	23,551	0.756	0.62	3,202,936
2030	30,737	0.756	0.549	6,362,559
2035	39,497	0.756	0.54	8,531,352

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Mientras mayor sea la incorporación de proyectos que no involucren la combustión de combustible para la generación de electricidad, más palpable será la mejora en términos del factor de emisiones del sistema.

8.3.3. Escenario 3: Visión CNE

Este escenario es el resultado de varias corridas sucesivas realizando ajustes hasta lograr una distribución de la generación en base a criterios predefinidos para suplir la demanda. Se realizan ajustes a las fechas declaradas por los agentes en base a las evidencias de avances de sus diferentes proyectos, resultando en una incorporación de nuevos proyectos más gradual y extendida en el tiempo.

Los proyectos vinculados a las concesiones definitivas se desarrollan en un lapso de 6 años, a partir del 2022, en contraste con los 4 años contemplados en el escenario detallado en la sección anterior.

A partir del año 2028, cada dos años, se incorporan entre 160 - 250 MW de proyectos de ERNC para reflejar un crecimiento moderado y sostenido de estas instalaciones en el SENI manteniendo el cumplimiento de los compromisos asumidos por el país en esta materia. Uno de los criterios implementados fue el siguiente: se verifica el nivel de despacho de las diferentes centrales térmicas declaradas por los agentes y, si presentan un factor de despacho por debajo del 50 % de manera sostenida, se desestima su construcción para la

fecha presentada y se integra al SENI cuando las señales de precio y/o desabastecimiento lo indiquen, de manera que el factor de despacho que reflejen justifique la inversión en ese momento.

a. Escenario 3A: Crecimiento tendencial de la demanda

Para el crecimiento tendencial de la demanda, los ingresos de nuevas capacidades de generación en la ventana evaluada se muestran en la siguiente gráfica.

Gráfico 154. Evolución parque generación - Escenario 3A - Crecimiento tendencial

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

La incorporación de nueva generación a lo largo de todo el período para este escenario acumularía una capacidad de generación de 9,702 MW a 2036.

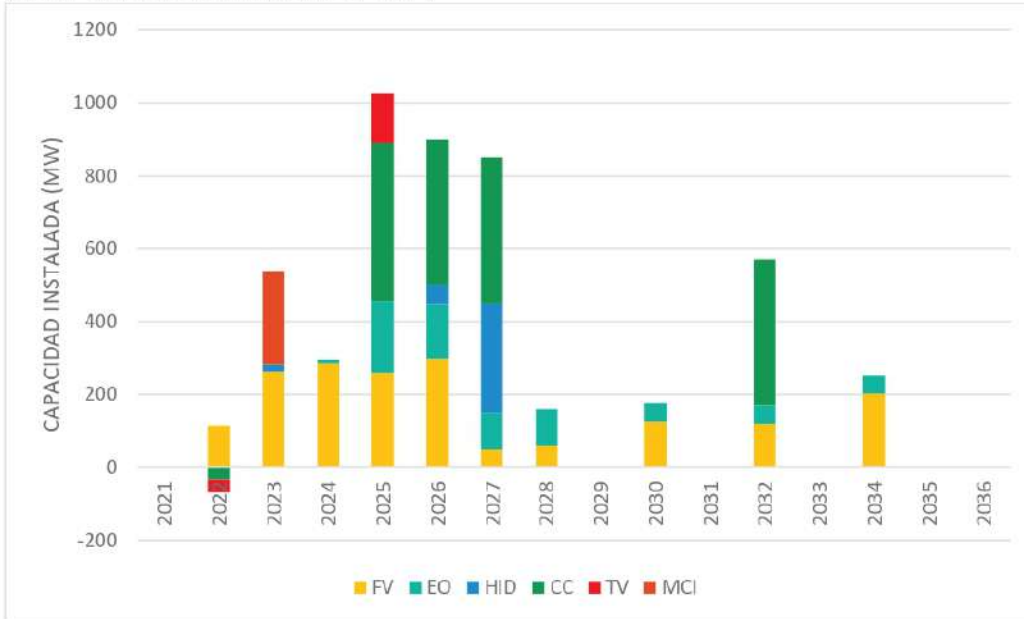
Para este escenario se considera un crecimiento absoluto de 4815 MW al 2036, lo que refleja un incremento de 98 % respecto al valor de la capacidad instalada bruta de 2021. De este total, el mayor crecimiento absoluto lo presentan las instalaciones fotovoltaicas (FV) con 1782 MW, seguido por las turbinas en ciclo combinado (CC) con 1600 MW, y las instalaciones eólicas (EO) con 705 MW.

Considerando las adiciones de capacidad previamente detalladas y un crecimiento tendencial de la demanda de electricidad, se obtiene la siguiente estimación del comportamiento de los costos marginales del sistema.

Al comparar los costos marginales nocturnos proyectados, con respecto a los diurnos, se observa una relación, en términos promedios, de 1.23, a lo largo del período evaluado.

Gráfico 155. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3A - Crecimiento tendencial

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



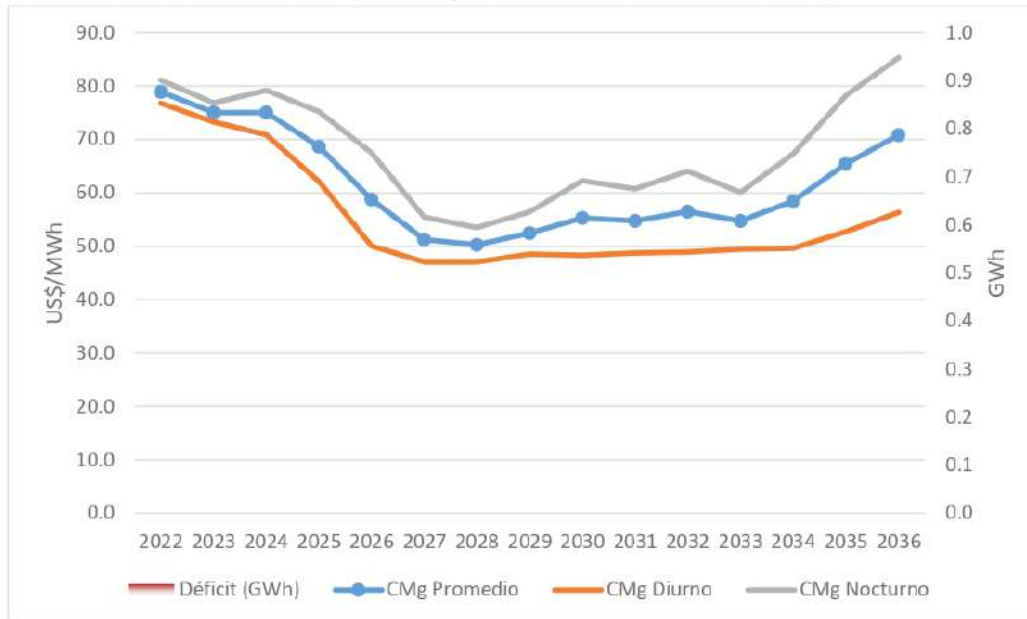
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Como consecuencia del proceso iterativo y de ajustes realizado, en este escenario no existe desabastecimiento, y los costos marginales mantienen una tendencia estable. La participación de las diferentes fuentes primarias en el abastecimiento de la demanda se muestra en el gráfico 156.

Este escenario evidencia que el crecimiento de la demanda a lo largo del período de marras es asumido por el gas natural y las ERNC, se prevé un crecimiento constante en la entrada de nueva generación a base de renovables de manera firme y razonable.

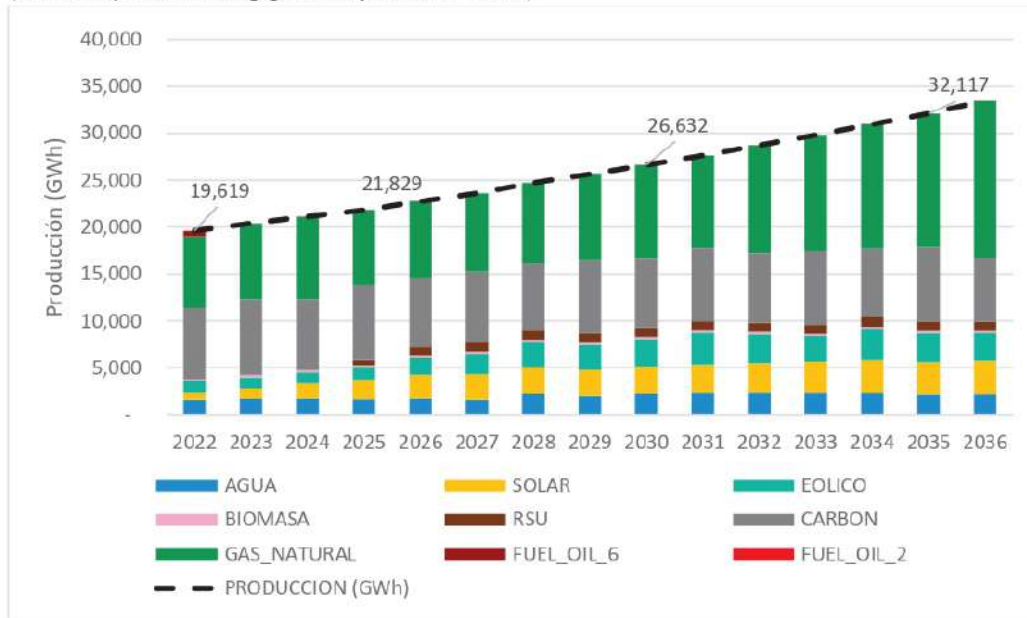
Se presenta en la tabla 241 muestra la participación de las renovables en el abastecimiento de la demanda. La incorporación de 900 MW a base de solares fotovoltaicos y 200 MW eólicos hasta el año 2025 solo permiten alcanzar una participación del 19 % del abastecimiento a través de ERNC para esa fecha. Adicionalmente se contempla el desarrollo de proyectos vinculados a la gestión de residuos aportarán cerca de 1000 GWh/año.

Gráfico 156. Proyección costos marginales y déficit - Escenario 3A - Crecimiento tendencial. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Gráfico 157. Producción por fuente- Escenario 3A - Crecimiento tendencial (Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

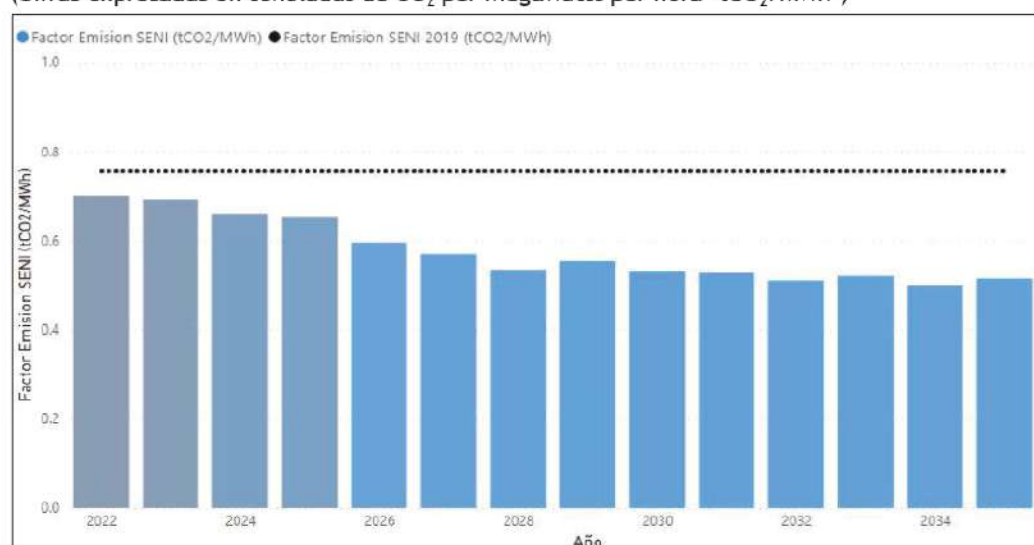
Tabla 241. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 3A - Crecimiento tendencial. (Cifras expresadas en %)

Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	27 %	19 %
2030	35 %	27 %
2035	31 %	24 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Puede observarse también en el gráfico siguiente la evolución del factor de emisiones de CO₂ al considerar los supuestos vinculados a este escenario.

Gráfico 158. Factor emisión CO₂ SENI, Escenario 3A - Crecimiento tendencial (Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.69 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 8.73 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 23.28 % (0.58 tCO₂eq/MWh) y 25.93 % (0.56 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 242. Emisiones Evitadas - Escenario 3A - Crecimiento tendencial (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	21,829	0.756	0.69	1,440,714
2030	26,632	0.756	0.58	4,687,232
2035	32,117	0.756	0.56	6,294,932

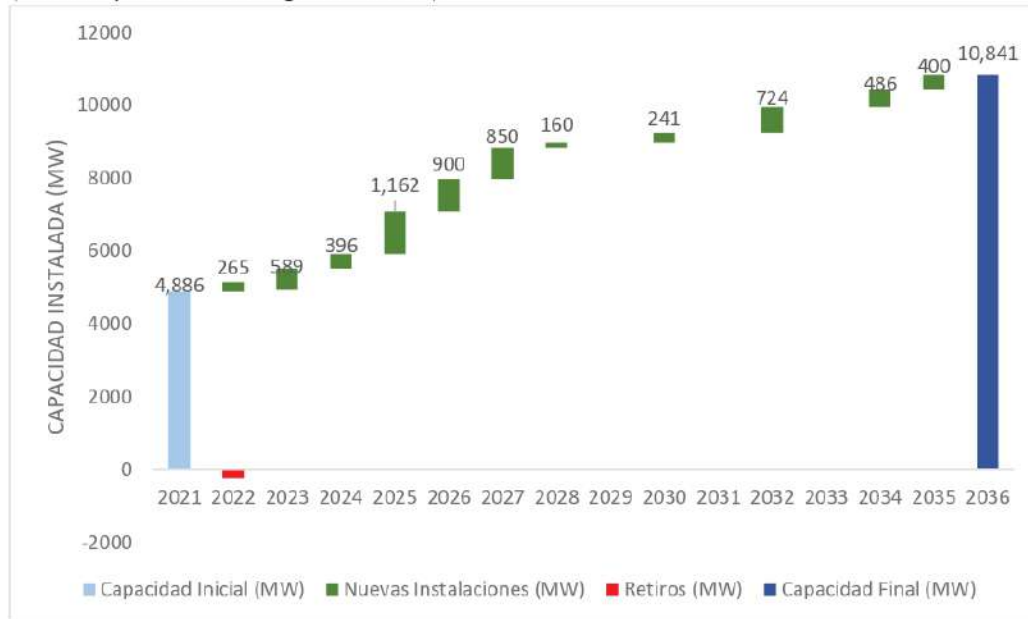
Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

b. Escenario 3B: Crecimiento alternativo de la demanda

Para un crecimiento mayor de la demanda, como es el caso del crecimiento alternativo, será necesario la incorporación de una nueva central de generación térmica hacia el final del período evaluado. Esto se muestra en el gráfico 159.

Gráfico 159. Evolución parque de generación - Escenario 3B - Crecimiento alternativo

(Cifras expresadas en megawatts -MW-)

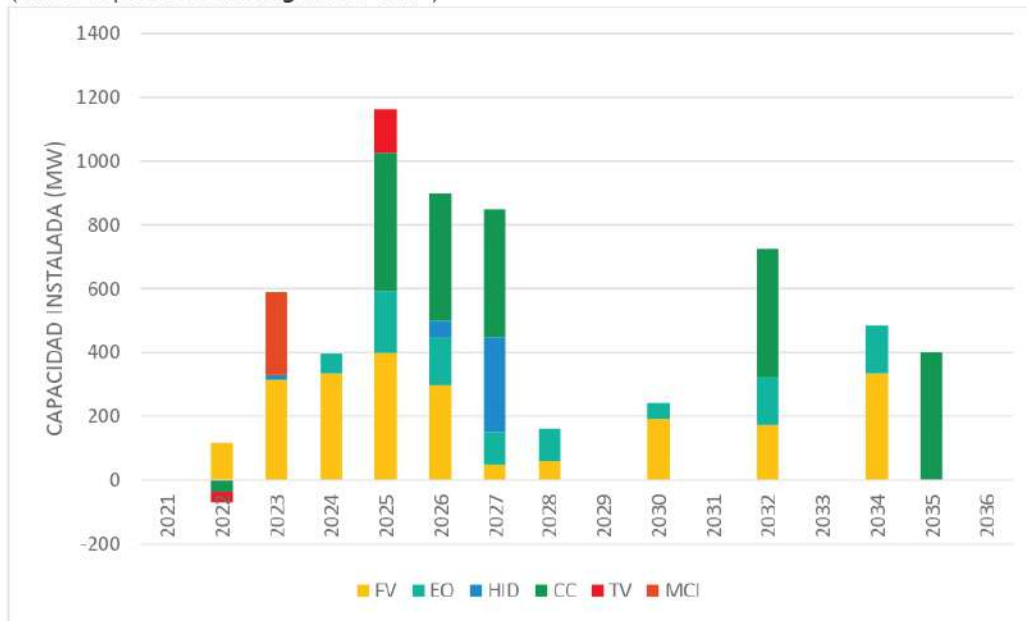


Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

La distribución de la nueva generación, así como las diferentes fuentes de energía a ser utilizadas para suplir la demanda durante el período se muestran a continuación.

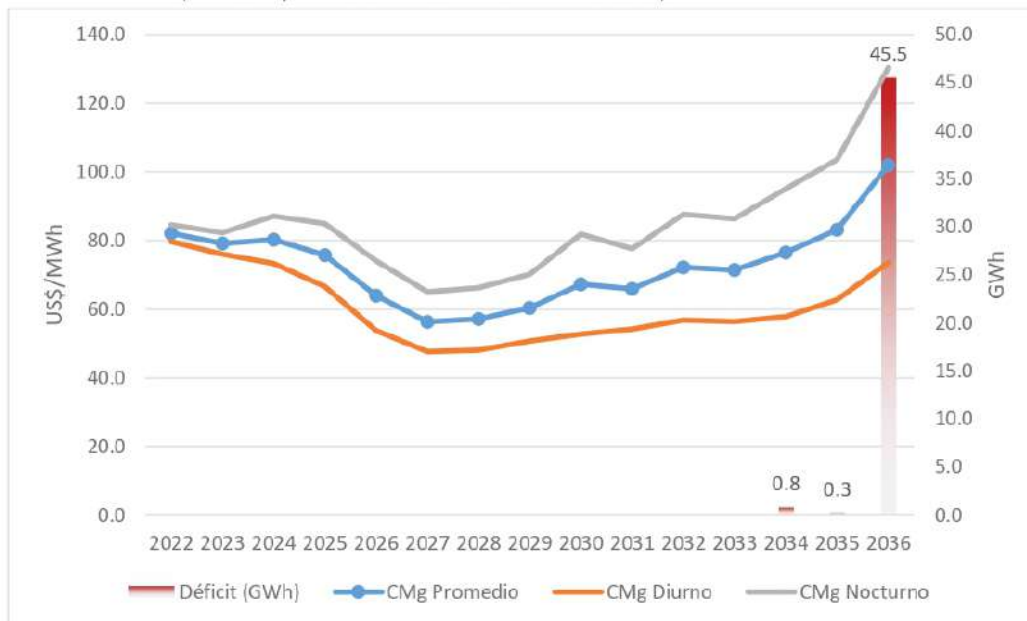
Para este escenario se considera un crecimiento absoluto de 5955 MW al 2036, lo que refleja un incremento de 122 % respecto al valor de la capacidad instalada bruta de 2021. De este total, el mayor crecimiento absoluto lo presentan las instalaciones fotovoltaicas (FV) con 2270 MW, seguido por las turbinas en ciclo combinado (CC) con 2000 MW, y las instalaciones eólicas (EO) con 955 MW.

Gráfico 160. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3B - Crecimiento alternativo
(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Gráfico 161. Proyección costos marginales - Escenario 3B - Crecimiento alternativo. (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



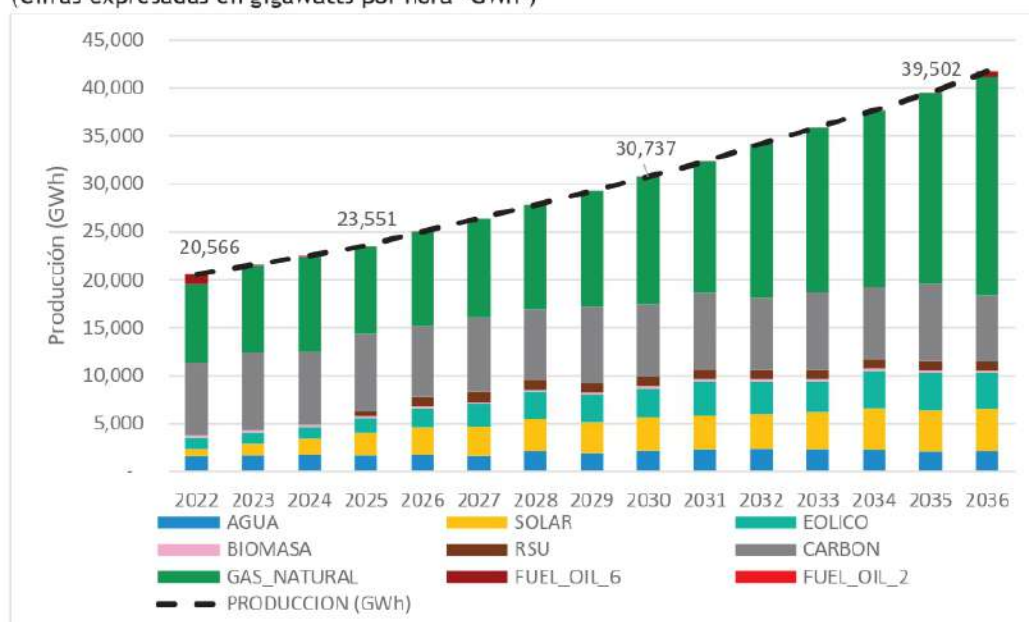
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Considerando las adiciones de capacidad previamente detalladas y un crecimiento alternativo de la demanda de electricidad, se obtiene la estimación anterior del comportamiento de los costos marginales del sistema.

En el gráfico 160 se aprecia un incipiente desabastecimiento a partir del año 2034 al igual que una tendencia al alza de los costos marginales desde el 2028. La relación promedio entre costos marginales nocturno y diurnos es de 1.4 a lo largo del periodo evaluado, presentando una relación máxima de 1.73 en 2034, lo cual es un reflejo de una inserción aún más agresiva de centrales fotovoltaicas y de cómo las necesidades de la demanda durante el período nocturno deben ser suplidas con centrales térmicas con un costo de operación considerablemente mayor.

El comportamiento y participación de las diferentes fuentes de energía en el abastecimiento de la demanda se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfico 162. Producción por fuente - Escenario 3B - Crecimiento alternativo
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Para alcanzar una participación del 20 % del abastecimiento de electricidad a través de fuentes de ERNC antes de finalizar el 2025, para este escenario de demanda, se requerirían la instalación de aproximadamente 1150 MW adicionales de proyectos fotovoltaicos, 250 MW adicionales de proyectos eólicos y el desarrollo de proyectos vinculados a la gestión de residuos sólidos que aporten cerca de 1000 GWh/año.

Tabla 243. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 3B - Crecimiento alternativo (Cifras expresadas en %)

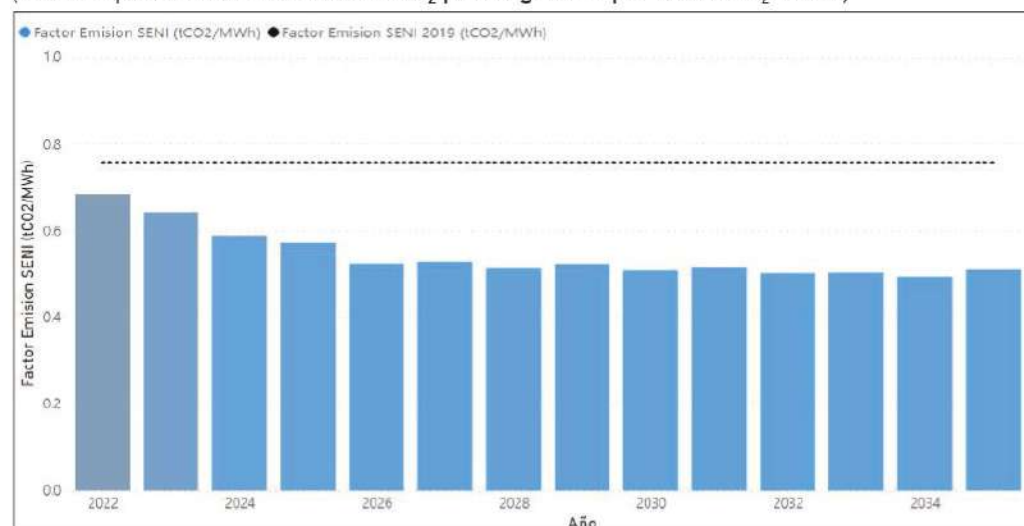
Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	27 %	20 %
2030	32 %	25 %
2035	30 %	24 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Se muestra en el siguiente gráfico la evolución del factor de emisiones del SENI, en térmicos de tCO₂eq/MWh, al incorporar al sistema los proyectos contemplados en este escenario:

Gráfico 163. Factor Emisión CO₂ SENI, Escenario 3B - Crecimiento alternativo

(Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.66 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 12.70 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 25.93 % (0.56 tCO₂eq/MWh) y 31.22 % (0.52 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 244. Emisiones evitadas - Escenario 3B - Crecimiento alternativo

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	23,551	0.756	0.66	2,260,896
2030	30,737	0.756	0.56	6,024,452
2035	39,502	0.756	0.52	9,322,472

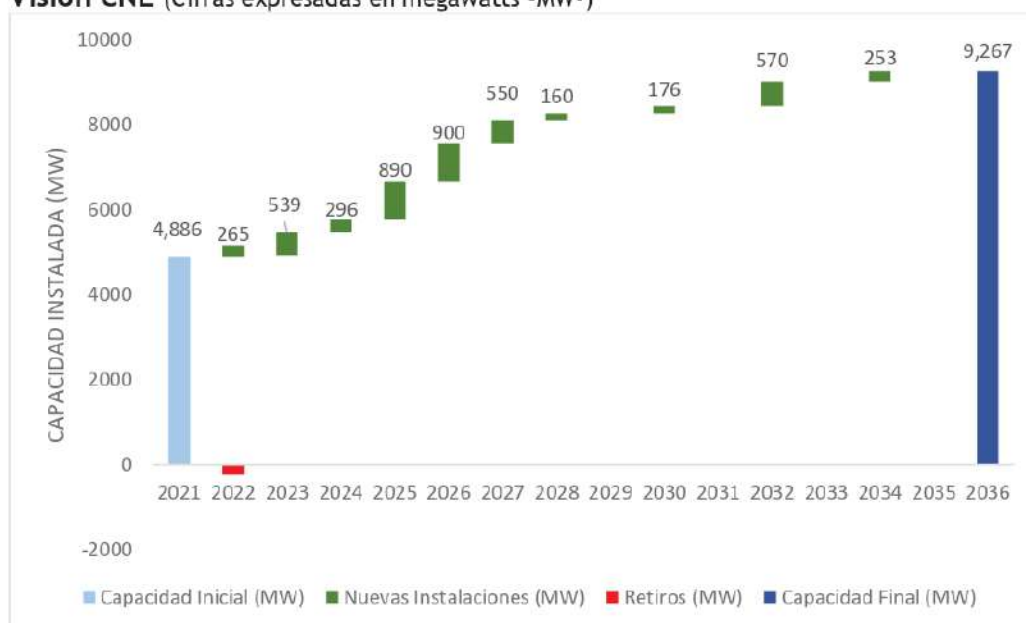
Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

c. Escenario 3C: Sensibilidad Visión CNE

Como sensibilidad, se evalúa una variación del escenario anterior donde el proyecto hidroeléctrico Las Placetas, de 300 MW, no es ejecutado. De igual forma se descarta el desarrollo de los 135 MW de los proyectos vinculados con la gestión de residuos sólidos urbanos (RSU).

Se eligieron estos proyectos debido a que, a la fecha, son los que presentan mayores desafíos en términos logísticos de desarrollo y operación, además del elevado costo nivelado de energía que presentan proyectos con estas características. Sin una señal directa del Estado, las probabilidades de ejecución de estas centrales son escasas. Para fines prácticos, solo se evalúa el escenario que contempla el crecimiento tendencial de la demanda:

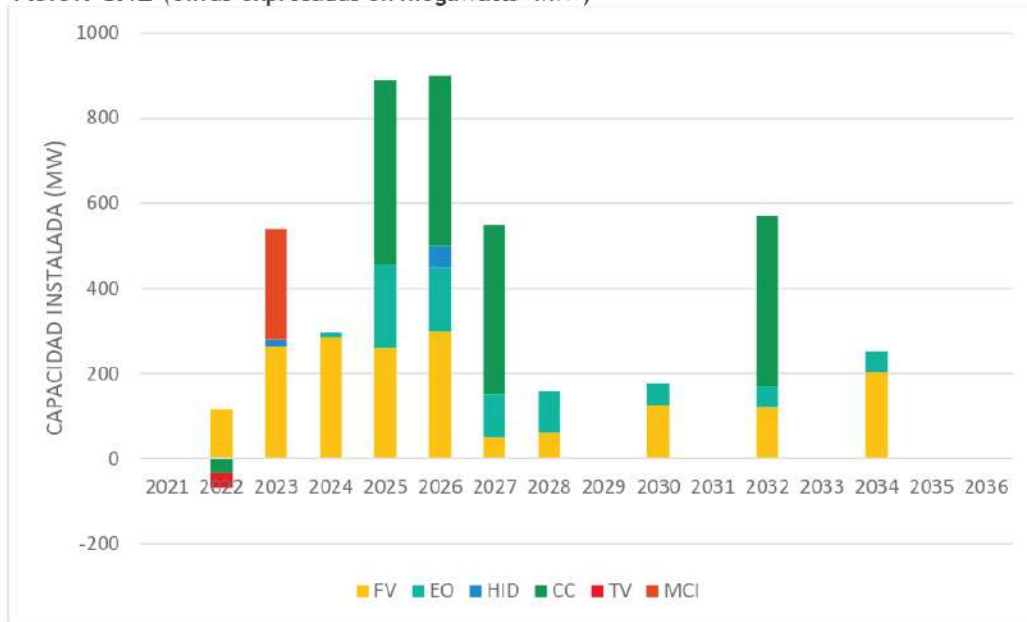
Gráfico 164. Evolución parque generación - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

A continuación, se detalla el desglose de la evolución contemplada para esta variación en función de las diferentes tecnologías. Se observa un gráfico similar al detallado en el escenario 3, sin contemplar los proyectos de RSU y el hidroeléctrico de 2027.

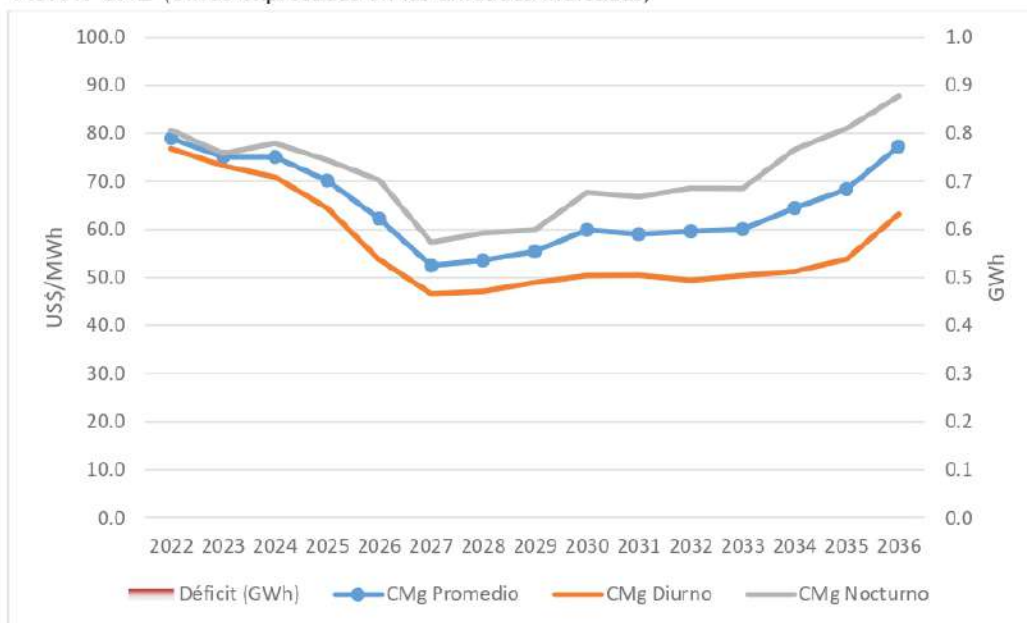
Gráfico 165. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

El comportamiento de los costos marginales asociado a esta sensibilidad se muestra en el gráfico siguiente.

Gráfico 166. Proyección costos marginales - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE (Cifras expresadas en las unidades indicadas)



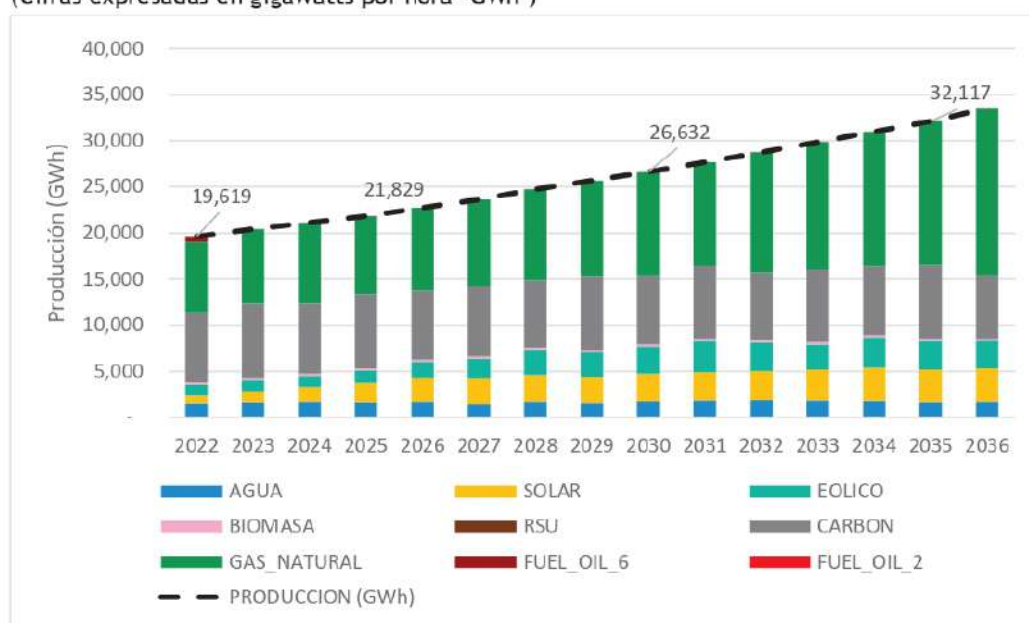
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En comparación con el gráfico equivalente del escenario anterior, en este caso puede observarse que las variaciones del costo marginal son ligeramente

superiores, pero en un rango que no excede el 8 %. A pesar de esto no se vislumbra desabastecimiento en el período.

A raíz de lo anterior, la relación promedio entre costos marginales nocturnos y diurnos para el período analizado es de 1.29, en contraste con los 1.23 que presenta el escenario 3. Esto significa que el impacto de retirar los proyectos citados provoca un mayor incremento en los costos nocturnos que en los diurnos.

Gráfico 167. Producción por fuente - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En el gráfico 165 se muestra la participación de las diferentes fuentes de energía en el abastecimiento de la demanda.

El efecto de no construir el proyecto Las Placetas representa alrededor de 500 GWh/año menos en generación hidroeléctrica. Lo que impacta los costos marginales tal como fue detallado anteriormente.

Tabla 245. Participación EERR en producción total Electricidad SENI - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE (Cifras expresadas en %)

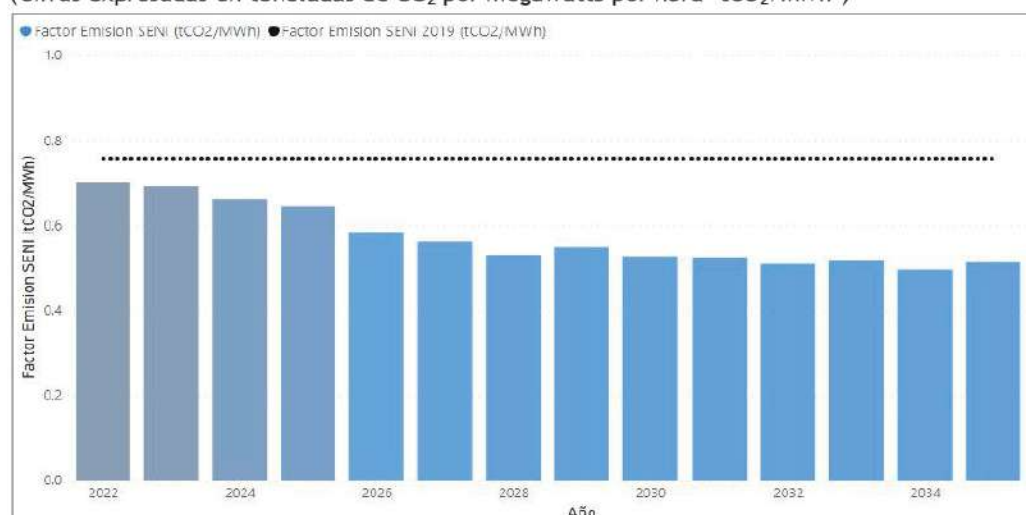
Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	24 %	17 %
2030	30 %	23 %
2035	26 %	21 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

La electricidad generada a través de los proyectos de RSU representa cerca de un 2 % de la participación de ERNC.

Se observa en el siguiente gráfico el comportamiento proyectado del factor de emisiones del SENI al considerar los supuestos previamente detallados:

Gráfico 168. Factor emisión CO₂ SENI, Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE
(Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.70 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 7.41 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 23.28 % (0.58 tCO₂eq/MWh) y 29.89 % (0.53 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 246. Emisiones evitadas - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE
(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

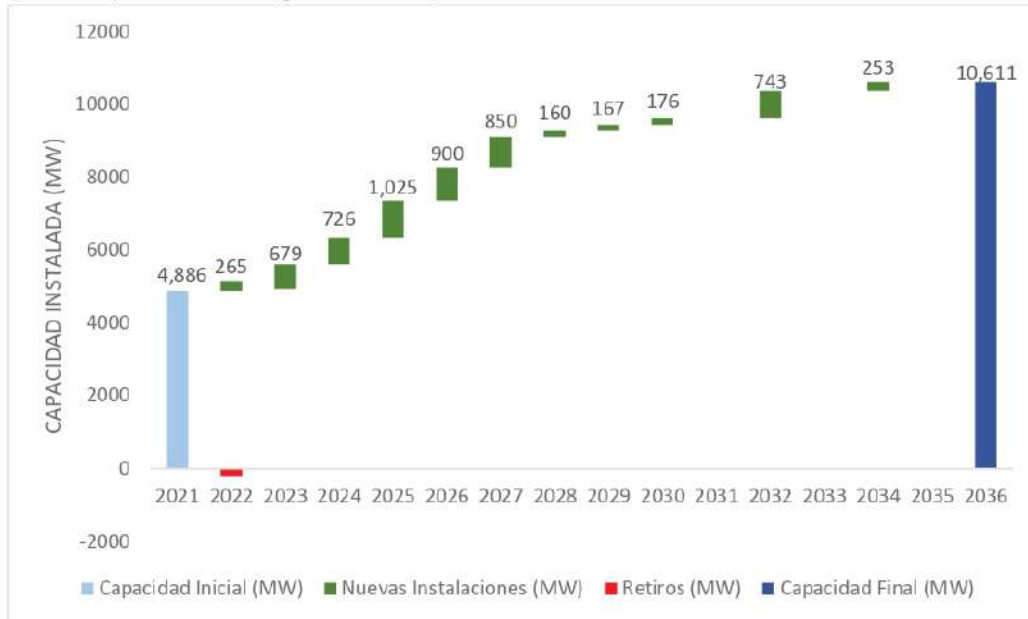
Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	21,829	0.756	0.70	1,222,424
2030	26,632	0.756	0.58	4,687,232
2035	32,117	0.756	0.53	7,258,442

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

d. Escenario 3D: Meta ERNC

En este escenario se realizan los ajustes necesarios para lograr alcanzar los hitos de abastecimiento mediante ERNC, lo que conlleva desarrollar una mayor cantidad de proyectos, en un menor tiempo. Para este escenario fue necesario considerar instalaciones adicionales que actualmente solo cuentan con una concesión provisional y, en casos específicos, incluir proyectos que aún no cuentan con la referida concesión. La distribución de las nuevas centrales de generación se muestra en la figura siguiente.

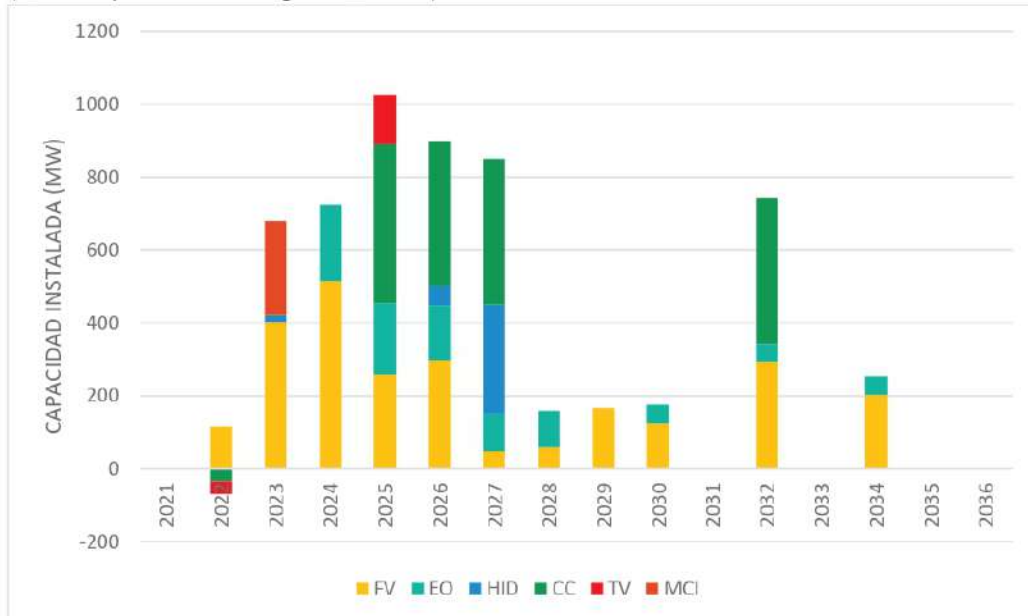
Gráfico 169. Evolución parque generación - Escenario 3D - Meta ERNC
(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En la siguiente gráfica se muestra el detalle de la distribución de la capacidad adicional, sobre todo la ERNC requerida para cumplir los compromisos que el país ha asumido en materia ambiental.

Gráfico 170. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3D - Meta ERNC
(Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

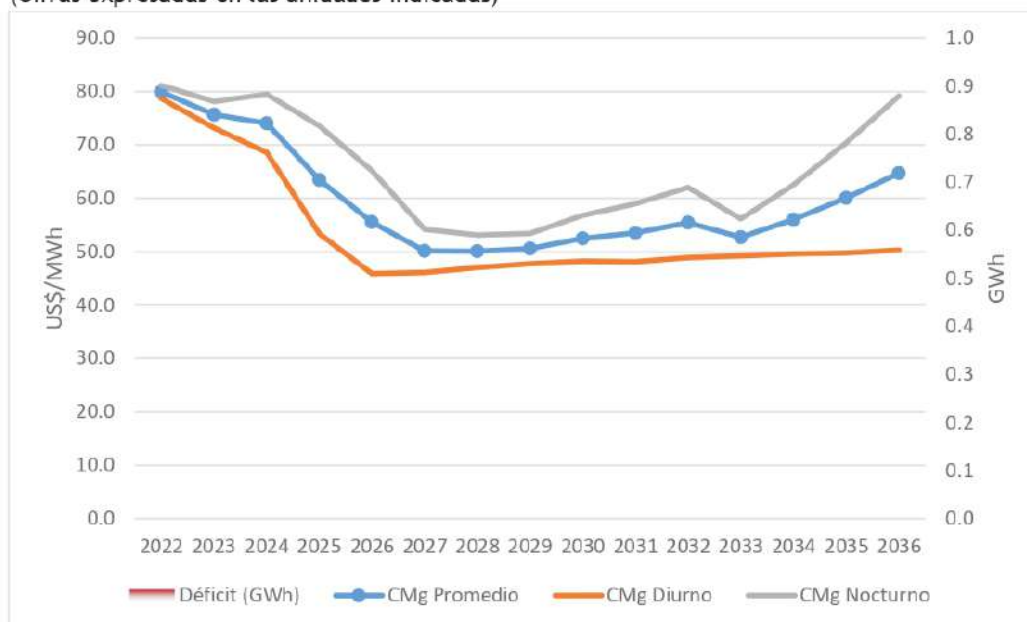
Para este escenario se considera un crecimiento absoluto de 5725 MW al 2036, lo que refleja un incremento de 117 % respecto al valor de la capacidad instalada bruta de 2021. De este total, el mayor crecimiento absoluto lo presentan las instalaciones fotovoltaicas (FV) con 2500 MW, seguido por las turbinas en ciclo combinado (CC) con 1600 MW, y las instalaciones eólicas (EO) con 900 MW.

El dominio de la tecnología solar fotovoltaica es justificado si se toma en cuenta que la mayoría de las peticiones de concesiones se corresponden con este tipo de instalaciones, aparte de ser un recurso disponible y accesible en toda la geografía nacional.

El comportamiento de los costos marginales durante el período de evaluación se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfico 171. Proyección costos marginales - Escenario 3D - Meta ERNC

(Cifras expresadas en las unidades indicadas)

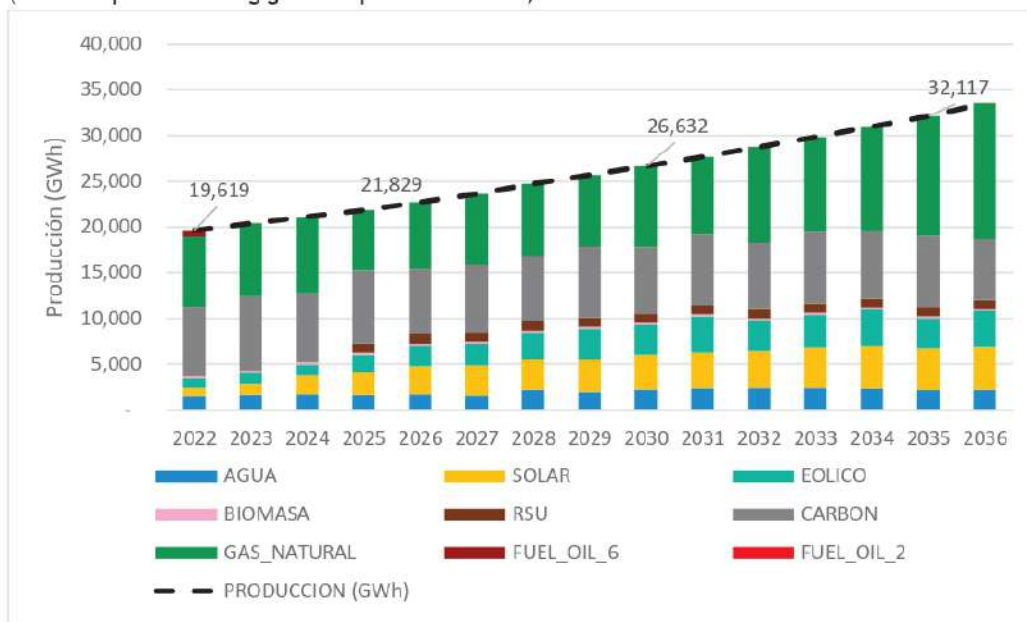


Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Este escenario muestra unos costos marginales estabilizados entre los 45 US\$/MWh y los 65 US\$/MWh a partir del 2025. Al comparar los costos marginales nocturnos proyectados, con respecto a los diurnos, se observa una relación, en términos promedios, de 1.21, a lo largo del período evaluado.

La distribución de la producción de energía de cada fuente se muestra en la siguiente figura.

Gráfico 172. Producción por fuente - Escenario 3D - Meta ERNC
(Cifras expresadas en gigawatts por hora -GWh-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En la figura anterior se puede observar el crecimiento continuo de las ERNC a medida que aumenta la demanda. Los porcentajes de participación de las renovables en los años 2025, 2030 y 2035 son presentados en la tabla a continuación.

Tabla 247. Participación EERR en producción total Electricidad SENI - Escenario 3D - Meta ERNC (Cifras expresadas en %)

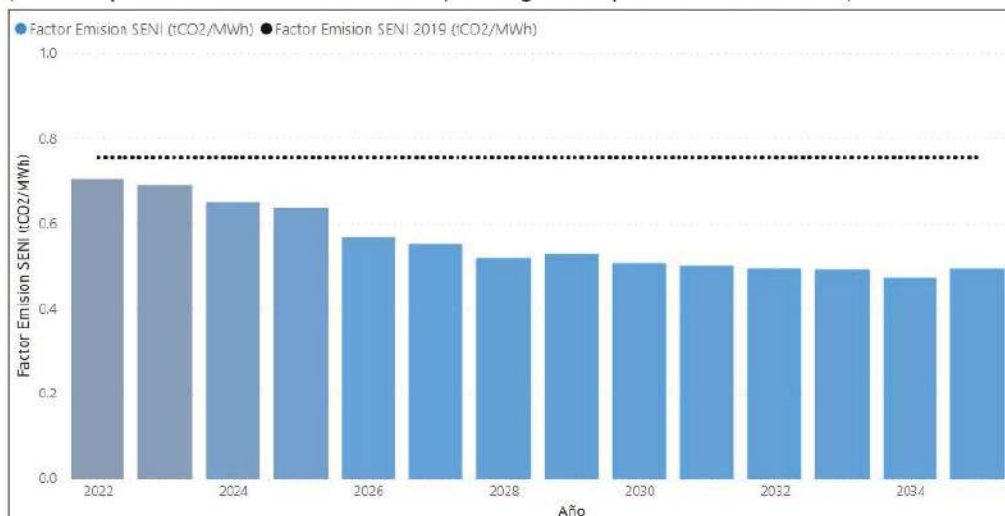
Año	Participación EERR	Participación ERNC
2025	33 %	26 %
2030	39 %	31 %
2035	35 %	29 %

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Para cumplir con el requerimiento del 25 % del abastecimiento de electricidad a través de fuentes de ERNC antes de finalizar el 2025, para este escenario de demanda, se requerirían la instalación de aproximadamente 1300 MW adicionales de proyectos fotovoltaicos, 400 MW adicionales de proyectos eólicos y el desarrollo de proyectos vinculados a la gestión de residuos sólidos que aporten cerca de 1000 GWh/año.

Se muestra en el siguiente gráfico el comportamiento estimado del factor de emisiones del SENI al ejecutarse los proyectos considerados en el presente escenario.

Gráfico 173. Factor de emisión CO₂ SENI, Escenario 3D - Meta ERNC
(Cifras expresadas en toneladas de CO₂ por megawatts por hora -tCO₂/MWh-)



Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Para el año 2025 se obtiene un factor de 0.65 tCO₂eq/MWh, reflejando una disminución de 14.02 % con respecto al factor de 2019. De igual forma se aprecia una reducción de 29.89 % (0.53 tCO₂eq/MWh) y 32.54 % (0.51 tCO₂eq/MWh) para los años 2030 y 2035, respectivamente.

Se procede a mostrar la estimación de emisiones evitadas para este escenario:

Tabla 248. Emisiones evitadas - Escenario 3D - Meta ERNC (Cifras expresadas en las unidades indicadas)

Año	Producción (GWh)	Factor Base	Factor Modificado	Emisiones Evitadas (tCO ₂ eq)
2025	21,829	0.756	0.65	2,313,874
2030	26,632	0.756	0.53	6,018,832
2035	32,117	0.756	0.51	7,900,782

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

8.3.4. Resumen de costos

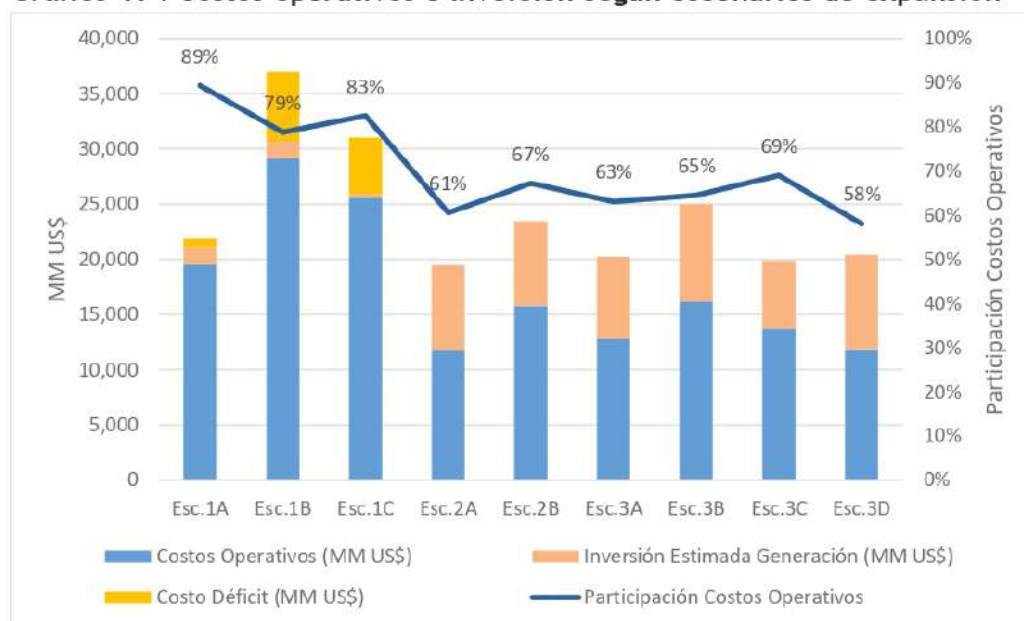
Luego de haber presentado los resultados detallados de cada uno de los escenarios evaluados, se procede a resumir en la tabla 249 los costos operativos, inversión en generación estimada y el costo de déficit determinado para los 15 años evaluados para cada uno de los escenarios. Dentro del rubro inversión estimada en generación se contemplan las inversiones en infraestructuras de almacenamiento y regasificación de gas natural pero no de gaseoductos.

Tabla 249. Costos operativos e inversión según escenarios de expansión
(Cifras expresadas en millones de dólares americanos -MMUS\$-)

Escenario	Costos Operativos (MM US\$)	Inversión Estimada Generación (MM US\$)	Costo Déficit (MM US\$)	Total (MM US\$)
Esc.1A: Visión Actual. Crecimiento Tendencial	19,531	1,586	740	21,857
Esc. 1B: Visión Actual. Crecimiento Alternativo	29,114	1,586	6,271	36,970
Esc.1C: Sensibilidad V.A. Crecimiento Tendencial	25,598	319	5,110	31,027
Esc. 2A: Declaración Agentes/Concesiones. Crecimiento Tendencial	11,805	7,675	0	19,480
ESC. 2B: Declaración Agentes/Concesiones. Crecimiento Alternativo	15,777	7,675	27	23,479
Escenario 3A: Visión CNE. Crecimiento Tendencial	12,773	7,475	0	20,248
Escenario 3B: Visión CNE. Crecimiento Alternativo	16,132	8,859	11	25,002
Escenario 3C: Sensibilidad Visión CNE. Crecimiento Tendencial	13,683	6,152	0	19,835
Escenario 3D. Meta ERNC. Crecimiento Tendencial	11,859	8,570	0	20,429

Fuente: Elaboración propia, CNE, 2021.

Gráfico 174 Costos operativos e inversión según escenarios de expansión



8.4. Análisis eléctrico

La planificación eléctrica comprende el análisis del abastecimiento de la demanda de electricidad en base al desarrollo de las inversiones en proyectos de generación, transmisión y distribución. Utilizando las herramientas necesarias para asegurar el desarrollo de los sistemas eléctricos bajo criterios de seguridad, eficiencia, economía y la correcta operación de este.

La presente sección pretende mostrar los resultados de los estudios eléctricos realizados al SENI contemplando los supuestos detallados en el escenario 3 (Visión CNE), modelados en la herramienta DlgSILENT PowerFactory. Para este escenario se incluyen, además, las recomendaciones a tomar en cuenta para la correcta operación del sistema. El análisis eléctrico consiste en la simulación de diferentes etapas de operación del SENI en el citado escenario. Se realiza un flujo de potencia y se analiza el comportamiento del sistema eléctrico bajo ciertas condiciones. Las variables analizadas son los niveles de tensión en todas las barras del SENI y la capacidad de carga de las líneas de transmisión.

8.4.1. Demanda

El período de evaluación del plan indicativo es 2022-2036, para simplificar los análisis eléctricos se realizaron corridas puntuales en los años 2025-2030-2035. Se tomó como base la demanda máxima del período 2020, se evaluó el crecimiento de dicha demanda en comparación a años anteriores y se utilizó un valor promedio para proyectar el crecimiento. Cada escenario se descompone en dos períodos de operación: alta demanda (21 hrs) y media demanda (12 hrs). Se utilizaron estos dos períodos debido a que en promedio son los períodos más influyentes en un día de operación. Estadísticamente, a medio día se presenta la máxima penetración solar; de igual manera, a las 21 horas suele presentarse la máxima demanda de un día. En la siguiente tabla se muestra la proyección de demanda para ambos escenarios y para cada período de operación.

Tabla 250. Proyección de demanda 2025-2030-2035

Períodos	Demanda @ 12 hrs (MW)	Demanda @ 21 hrs (MW)
2025	3,312.92	3,601.00
2030	4,228.22	4,595.89
2035	5,396.39	5,865.65

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Estos valores representan la demanda máxima global de un período específico para cada año. Para la simulación es necesario hacer una distribución de dicha demanda entre las barras del SENI, para esto se tomaron los programas diarios más recientes elaborados por el OC y se determinó la distribución diaria en cada barra.

Se destaca que, los valores de demanda considerados para los despachos realizados, corresponden a una proyección de la demanda máxima, es decir, que difieren a los utilizados en el análisis de abastecimiento de electricidad.

8.4.2. Transmisión

La red de transmisión se ha modelado de acuerdo con lo establecido en el “Plan de Expansión de Transmisión 2021-2035” presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Se consideraron todas las líneas, subestaciones y reajustes a la demanda (cambio de circuito, descongestión,

enlaces a subestaciones 69 kV) propuestos por la ETED para el horizonte de estudio. Para la incorporación de estos modelos en la herramienta DigSILENT, se ha utilizado un caso base proporcionado por el Organismo Coordinador, el cual utilizan para realizar sus estudios de mediano plazo.

Los proyectos de transmisión necesarios para incorporar las diferentes centrales contempladas en el escenario 3, que no estaban definidos en el Plan de Expansión de la ETED, fueron incorporados al modelo de PowerFactory. En los casos de proyectos que no tienen una configuración o parámetros definidos, el criterio utilizado consiste en agregar modelos de líneas de transmisión que soporten la capacidad de los proyectos de generación a instalar o bien, de la demanda de la zona en la que inciden.

8.4.3. Generación

Para los escenarios de generación se han tomado en cuenta las instalaciones disponibles actualmente en el SENI, así como las concesiones definitivas y provisionales otorgadas tanto para centrales térmicas como renovables. También se han considerado algunos proyectos de generación en trámite de concesión y/o licitación. En la tabla siguiente se puede observar con mayor detalle los proyectos a considerar.

Tabla 251. Proyectos escenario 3

Nombre	Tecnología	Año Ingreso	Capacidad Instalada
Estrella del Mar 3	CC	2022	150
Santanazol	FV	2022	65
El Soco	FV	2022	50
San Felipe (Retiro)(*)	CC	2022	-185
San Lorenzo (Retiro) (*)	TV	2022	-34
Monte Grande (*)	HID	2023	18
Central Térmica #0 (*)	MCI	2023	258
Esperanza Solar	FV	2023	90
Matafongo Solar	FV	2023	65
Monte Cristi Solar (Fase 2)	FV	2023	58
Martí Solar	FV	2023	50
Brazo Derecho Solar (*)	FV	2024	3
Sabaneta Solar (*)	FV	2024	3
Domingo Rodríguez Solar (*)	FV	2024	3
Sabana Yegua Solar	FV	2024	3
Noroeste Solar	FV	2024	137
Monte Plata Solar (Fase 2)	FV	2024	30
Brazo Derecho (*)	EO	2024	10
Cabreto I	FV	2024	55
Matrisol	FV	2024	42
Maranatha	FV	2024	10
San Felipe 2025 (*)	CC	2025	435
Streamline RSU	TV	2025	55
GreenWheel Dominicana	TV	2025	80
Esperanza Eólica	EO	2025	90
Matafongo Eólico (Fase 2) (*)	EO	2025	16
Sajoma Eólico	EO	2025	50

Guzmancito (Fase 2) (*)	EO	2025	39
Lucila	FV	2025	10
Bani Solar	FV	2025	200
La Victoria	FV	2025	50
Artibonito	HID	2026	52
Licitación CC GN #1	CC	2026	400
Canoa Solar (Fase 2) (*)	FV	2026	25
Esperanza Solar (Fase 2) (*)	FV	2026	100
Granadillo	EO	2026	50
Cuatro Vientos	EO	2026	100
Villar Pando	FV	2026	100
Mata Palma (Fase 2) (*)	FV	2026	73
Las Placetras	HID	2027	300
Licitación CC GN #2	CC	2027	400
Girasol (Fase 2) (*)	FV	2027	50
Sajoma Eólico (Fase 2) (*)	EO	2027	50
Agua Clara (Fase 2) (*)	EO	2027	50
Tornasol	FV	2028	60
Los Cacaos (*)	EO	2028	50
Los Mangos	EO	2028	50
Agua Clara (Fase 3) (*)	EO	2030	50
Pedro Corto	FV	2030	76
Frontera	FV	2030	50
Central Térmica #1 (*)	CC	2032	400
Peravia Solar	FV	2032	70
Puerto Plata Imbert	EO	2032	50
Sun Farming	FV	2032	50
Tierra Nueva	EO	2034	50
Los Hiches	FV	2034	203

(*) Proyectos modelados fuera del Plan de Expansión de ETED.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Para aquellos proyectos en trámite de concesión que no tienen sus obras de transmisión definidas, se procedió a interconectar los mismos a los enlaces más cercanos a su zona de ubicación.

El despacho de centrales será realizado en orden de mérito, tomando en cuenta los límites de potencia activa y reactiva de los generadores, los costos variables de producción (CVP) de las centrales actuales y los costos proyectados para las centrales en trámite de concesión, respetando el criterio de operación económica del SENI. No obstante, en caso de necesitar centrales adicionales por criterio de seguridad, éstas también serán despachadas respetando el balance de potencia entre la generación y demanda.

8.4.4. Sub-escenarios

Se procede a simular el escenario número 3, tal y como fue detallado previamente en este documento con la finalidad de conocer el comportamiento de las redes del SENI ante las nuevas incorporaciones de generación

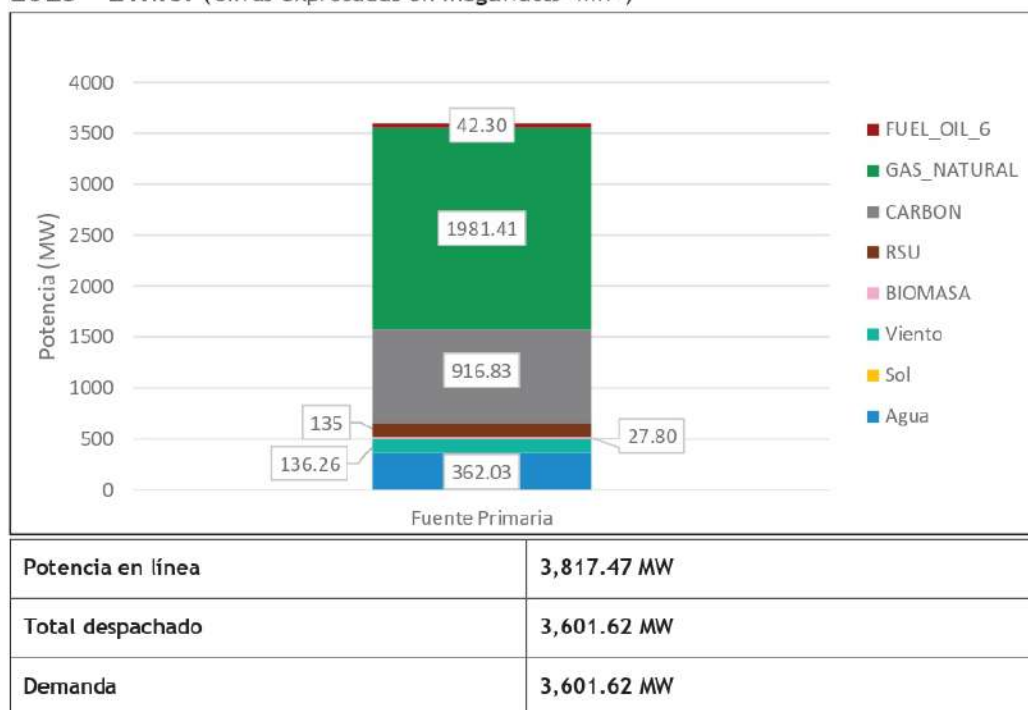
consideradas en dicho caso. Se evaluará la operación de dicho escenario para los años 2025, 2030 y 2035.

Para el período de alta demanda 2025, se proyecta un máximo de 3601.62 MW, se pronostica un despacho de centrales térmicas, hidroeléctricas y eólicas en orden de mérito. El despacho propuesto para este período se presenta en el gráfico siguiente. Se ha aplicado un margen de 3-5 % de reserva para aquellas centrales habilitadas para regulación primaria de frecuencia (RPF) y secundaria de frecuencia (RSF)⁷⁵, la potencia disponible en línea es de 3817.47 MW.

El margen actual para este escenario se define como la diferencia entre el total despachado y la potencia en línea, para este escenario se presencia un margen de 215.86 MW. El margen requerido es aquel margen de regulación de frecuencia necesario para abastecer los cambios en generación o demanda (simulado como 6-10 % del valor de la demanda). Esto indica que algunas centrales deben entregar por encima del 3 % de su margen RPF y RSF, las centrales que no puedan entregar dicho margen deberán pagar este servicio a otras centrales habilitadas para el mismo.

a. Caso 2025: Despacho propuesto a las 21 horas

Gráfico 175. Composición del parque de generación por fuente primaria 2025 - 21hrs. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

⁷⁵ Artículo 203 RALGE

El procedimiento consiste en realizar un flujo de carga y verificar parámetros de los niveles de tensión y de carga de las líneas de transmisión y transformadores. Las barras del SENI deben mantener un nivel de tensión en un rango de $\pm 5\%$ de la tensión nominal (1 p.u.)⁷⁶, es decir, durante la operación ningún elemento del SENI debe estar por encima de un nivel de tensión de 1.05 p.u. o por debajo de 0.95 p.u. Estas variaciones son producto de la demanda reactiva de las cargas, conforme va creciendo la demanda en cada escenario, también aumenta la demanda de potencia reactiva. Los generadores deben entregar o absorber la cantidad de potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en los niveles establecidos por la normativa. En algunos casos, es necesario ajustar los controladores de estación (nodos pilotos) para que un grupo de centrales asociadas a una barra puedan entregar potencia reactiva dentro de su curva de capacidad. En algunas zonas, es necesario el ajuste de tomas de tap de autotransformadores, sin embargo, esto depende de las condiciones que se presenten en esa zona específica ya que un ajuste realizado en un período no necesariamente puede ser aplicable en otros períodos de operación. En casos muy extremos, es posible que se contemple la instalación de compensación reactiva. En la tabla a continuación, se presentan las zonas con violaciones de los niveles de tensión y las medidas a implementar para regular los elementos fuera del rango establecido normativamente.

Tabla 252. Hallazgos caso 2025 - 21 hrs

Zona Norte		
Elemento	Hallazgos	Medida
LT San Felipe - Puerto Plata 2	Sobrecarga debido a instalación de nueva central San Felipe 420 MW	<ul style="list-style-type: none"> Implementación de barra 345 kV Puerto Plata 2. Conexión de San Felipe 420 MW a barra 345 kV Se debe crear LT 345 kV Puerto Plata 2 - El Naranjo
Barra 69 kV ZF Santiago Demanda Zona ZF Santiago	Sobretensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap del autotransformador 138/69 kV ZF Santiago
Central Pinalito	Sobretensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto Bonaó 2
Barra 69 kV Abanico Per Barra 69 kV Pimentel Barra 69 kV Cotui	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV SFM
Zona Sur		
Elemento	Hallazgos	Medida
Barra 138 kV Palomino Barra 138 kV San Juan 2 Central Palomino	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto km 15 de Azua
Zona Central		

⁷⁶ Artículo 149 RALGE

Elemento	Hallazgos	Medida
Central Los Mina 7	Sobrecarga por entrega de reactivos para control de tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto Los Mina
Barra Monte Plata Solar Tramo 69 kV Monte Plata - Yamasá	Baja tensión en la zona	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva.
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Autotransformador 138/69 kV Dajao	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar la capacidad de este elemento o la instalación de otro transformador de igual capacidad

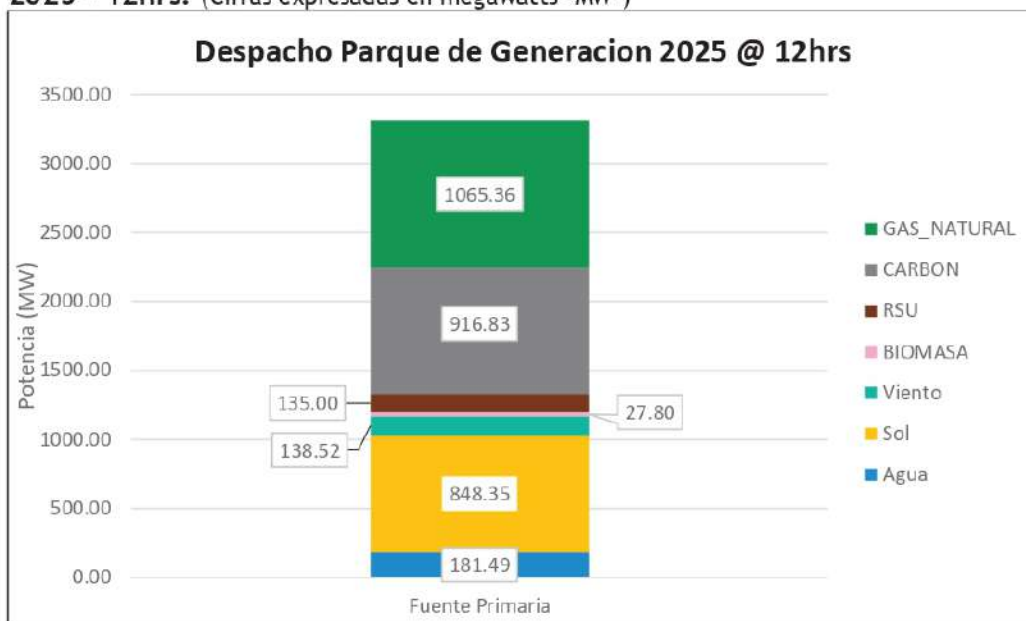
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

b. Caso 2025: Despacho propuesto a las 12 horas

Para el período de mediana demanda 2025, se proyecta una demanda de 3312.92 MW. Contrario al período de alta demanda, aquí se contempla el despacho de centrales fotovoltaicas. El despacho propuesto para este período se presenta en el gráfico posterior, al igual que el caso anterior, se ha aplicado un margen para aquellas centrales habilitadas para regulación primaria de frecuencia (RPF) y secundaria de frecuencia (RSF), la potencia disponible en línea es de 3515.85 MW.

En este escenario se reduce el margen de regulación (202.51 MW) en comparación al caso anterior debido a la importante cantidad de potencia activa que inyectan los proyectos solares, desplazando unidades térmicas que pueden brindar el margen requerido de RPF y RSF. Como se pudo observar en el gráfico 173, se presenta el despacho de 1,121.9 MW mediante fuentes renovables, cantidad que no aporta al margen de regulación y deberá ser distribuida entre centrales térmicas. Ante esta situación, es importante considerar el almacenamiento energético como una alternativa para los escenarios futuros, donde se dé la posibilidad de implementarla conjunto a generación renovable para proveer servicios auxiliares.

Gráfico 176. Composición del parque de generación por fuente primaria 2025 - 12hrs. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Potencia en línea	3,515.85 MW
Total despachado	3,312.92 MW
Demanda	3,312.92 MW

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Similar al caso anterior, se procede a cargar esta información y observar los perfiles de tensión y niveles de carga de las líneas de transmisión. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 253. Hallazgos caso 2025 - 12hrs

Zona Norte		
Elemento	Hallazgos	Medida
Barra 69 kV Abanico Per Barra 69 kV Nagua Barra 69 kV Payita Barra 69 kV Cotuí	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV Nagua 2 Ajuste tap autotransformador 138/69 kV SFM
Central Pinalito	Sobretensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto Bonao 2
Zona Sur		
Elemento	Hallazgos	Medida
Barra 138 kV Palomino Barra 138 kV San Juan 2 Central Palomino	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto km 15 de Azua
Transformador 34.5/69 kV Canoa	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> En vista de que se contempla la construcción de una segunda etapa de la central, evaluar la capacidad de este elemento o la instalación de otro transformador de igual capacidad

Zona Central		
Elemento	Hallazgos	Medida
Barra Monte Plata Solar Tramo 69 kV Monte Plata - Yamasá	Baja tensión en la zona	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
Central Los Mina 7	Sobrecarga por entrega de reactivos para control de tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste nodo piloto Los Mina
Zona Los Mina - Timbeque	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap autotransformador Villa Duarte • Ajuste tap autotransformador Timbeque 2 • Ajuste tap autotransformador Arroyo Hondo
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Este	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Despacho forzado de CESP 3 en mínimo técnico (65 MW)
Zona Boca Chica	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la posibilidad de instalación de compensación reactiva

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En este escenario, se contempló el despacho forzado de una central en la zona este para control de tensión. Ante el despacho de esta central, se reduce la generación de la máquina más cara por orden de mérito, manteniendo el balance de potencia entre demanda y generación, adicionalmente, esta central forzada aporta al margen de regulación de frecuencia al contar con una térmica adicional que podría entregar un margen de regulación. Es posible que en escenarios futuros sea requerido aplicar esta misma medida para mantener los niveles de tensión en las zonas afectadas del SENI.

c. Caso 2030: Despacho propuesto a las 21 horas

Se proyecta una demanda de 4595.89 MW. En comparación a los casos del 2025, aquí se contempla la entrada de dos unidades de 400 MW en la zona norte. Estas unidades corresponden a la licitación de 800 MW de combustible primario gas natural. En el siguiente gráfico se observa el despacho por fuente primaria para este escenario.

La entrada de las centrales en licitación y el aumento de la demanda presentan un escenario de operación diferente al 2025, lo que implica evaluar los parámetros del SENI observados en los casos anteriores y presentar posibles medidas para mitigar cualquier desbalance en los elementos del sistema.

Ante la puesta en servicio de estas centrales en licitación, se presencia un aumento de las unidades habilitadas al servicio de regulación de frecuencia, adicionalmente, se contempla un mayor despacho hidroeléctrico, lo que evidencia un aumento significativo en el margen de regulación.

Zona Central		
Elemento	Hallazgos	Medida
Barra Monte Plata Solar Tramo 69 kV Monte Plata - Yamasá	Baja tensión en la zona	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
Central Los Mina 7	Sobrecarga por entrega de reactivos para control de tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste nodo piloto Los Mina
Zona Los Mina - Timbeque	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap autotransformador Villa Duarte • Ajuste tap autotransformador Timbeque 2 • Ajuste tap autotransformador Arroyo Hondo
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Este	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Despacho forzado de CESP 3 en mínimo técnico (65 MW)
Zona Boca Chica	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la posibilidad de instalación de compensación reactiva

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En este escenario, se contempló el despacho forzado de una central en la zona este para control de tensión. Ante el despacho de esta central, se reduce la generación de la maquina más cara por orden de mérito, manteniendo el balance de potencia entre demanda y generación, adicionalmente, esta central forzada aporta al margen de regulación de frecuencia al contar con una térmica adicional que podría entregar un margen de regulación. Es posible que en escenarios futuros sea requerido aplicar esta misma medida para mantener los niveles de tensión en las zonas afectadas del SENI.

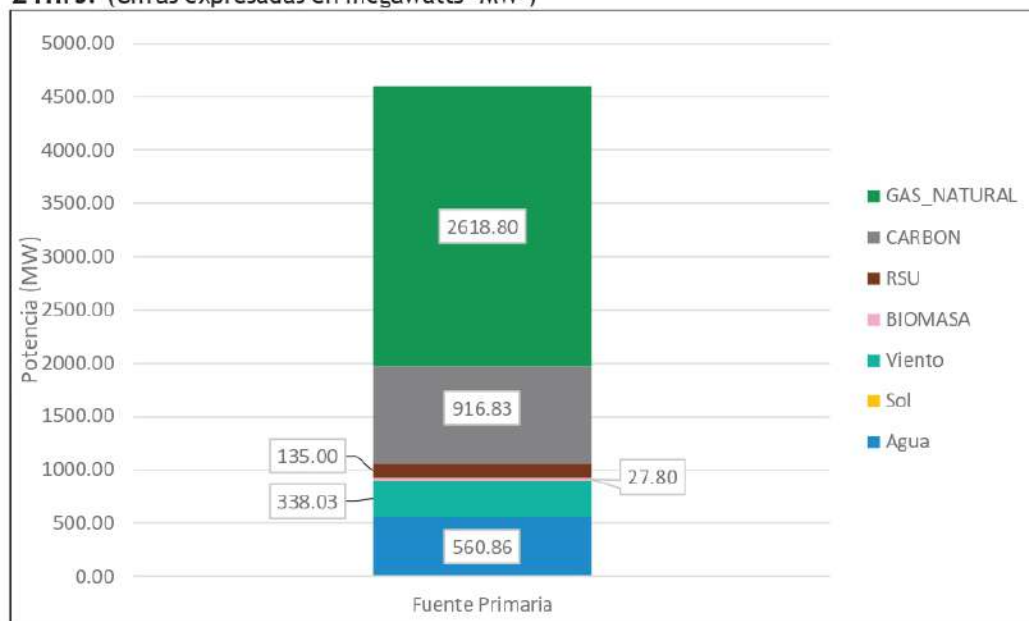
c. Caso 2030: Despacho propuesto a las 21 horas

Se proyecta una demanda de 4595.89 MW. En comparación a los casos del 2025, aquí se contempla la entrada de dos unidades de 400 MW en la zona norte. Estas unidades corresponden a la licitación de 800 MW de combustible primario gas natural. En el siguiente gráfico se observa el despacho por fuente primaria para este escenario.

La entrada de las centrales en licitación y el aumento de la demanda presentan un escenario de operación diferente al 2025, lo que implica evaluar los parámetros del SENI observados en los casos anteriores y presentar posibles medidas para mitigar cualquier desbalance en los elementos del sistema.

Ante la puesta en servicio de estas centrales en licitación, se presencia un aumento de las unidades habilitadas al servicio de regulación de frecuencia, adicionalmente, se contempla un mayor despacho hidroeléctrico, lo que evidencia un aumento significativo en el margen de regulación.

Gráfico 177. Composición parque de generación por fuente primaria 2030 - 21hrs. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Potencia en línea	4822.30 MW
Total despachado	4595.89 MW
Demanda	4595.89 MW

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

En la siguiente tabla son presentados los hallazgos del caso 2030, considerando que se hayan implementado las medidas propuestas en el caso 2025.

Tabla 254. Hallazgos caso 2030 - 21hrs

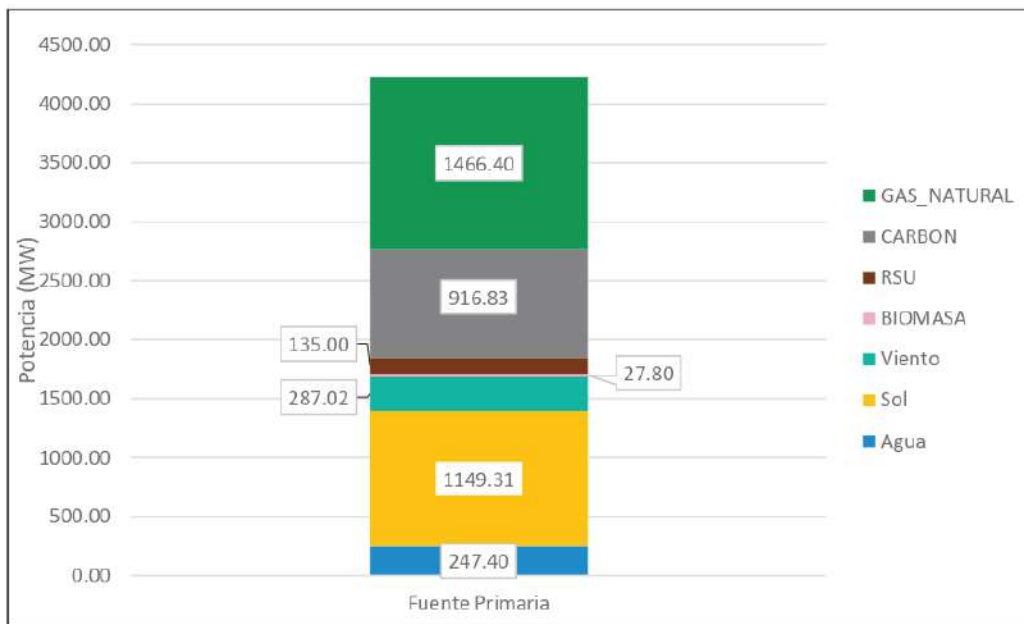
Zona Norte		
Elemento	Hallazgos	Medida
Enlaces 345 kV Puerto Plata - Guayubín	Sobretensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto Puerto Plata 2
LT 138 kV Playa Dorada - Puerto Plata 2	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar la capacidad de este elemento Posible sobrecarga por flujo de potencia reactiva
Central Tavera Central López Angostura	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste del nodo piloto Canabacoa
Barras de Zona Nordeste 138 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva Despacho forzado de centrales Pimentel

Autotransformador 138/69 kV Palamara 1	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la capacidad de este elemento
LT 69 kV Palamara - Productos Diversos	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la congestión en esta zona • Posible congestión debido a flujo de potencia reactiva
Autotransformador 138/69 kV Arroyo Hondo	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Elemento sobrecargado debido a la apertura de la LT 69 kV Arroyo Hondo - Palamara
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Este Profundo	Baja Tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar posibilidad de instalar compensación reactiva

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

d. Caso 2030: Despacho propuesto a las 12 horas

Gráfico 178 Composición parque de generación por fuente primaria 2030 - 12hrs. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Potencia en línea	4488.26 MW
Total despachado	4228.22 MW
Demanda	4228.22 MW

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Se contempla una demanda máxima de 4228.22 MW. Se proyecta la entrada de distintos proyectos renovables, en su mayoría centrales fotovoltaicas. El despacho propuesto para este escenario se presenta en el gráfico 178.

En este escenario, se observa una alta inserción de centrales renovables (1571.33 MW), lo que equivale a 94 MW⁷⁷ en margen de regulación que deberá distribuirse entre centrales capacitadas para entregar este servicio, tal como se contemplaba en el escenario diurno correspondiente al período 2025. No obstante, se ha incluido el despacho de nuevas centrales térmicas.

A continuación, se presenta en la siguiente tabla los hallazgos para este caso:

Tabla 255. Hallazgos caso 2030 - 12hrs

Zona Norte		
Elemento	Hallazgos	Medida
Central Tavera Central Lopez Angostura	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste del nodo piloto Canabacoa
Central Pinalito Central Hatillo Central Rio Blanco	Sobretensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste del nodo piloto Bonao 2
Barras de Zona Nordeste 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Despacho forzado Pimentel Ajuste tap autotransformador Nagua 2 138/69 kV y autotransformador 138/69 kV SFM Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
LT 69 kV SFM - El Chivo LT 69 kV Hatillo - Cotui	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar la congestión en esta zona Posible congestión debido a flujo de potencia reactiva
Demanda ZF Santiago 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV ZF Santiago
Demanda Playa Dorada 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV Playa Dorada
Demanda Zona La Vega 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Despacho forzado La Vega en mínimo técnico (13.85 MW) Ajuste del tap autotransformador 138/69 kV La Vega 2 y SFM Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
LT 69 kV Bonao - Bonao Per	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar congestión en la zona

⁷⁷ 6.00 % de 1571.33 MW renovables

		<ul style="list-style-type: none"> • Posible congestión debido a flujo de potencia reactiva
Zona Sur		
Elemento	Hallazgos	Medida
Autotransformador 138/69 kV Azua	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la capacidad de este elemento
Transformador 69/12.5 kV Las Damas	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador de menor capacidad que la central, se debe evaluar el cambio de este transformador.
Barra Neyba 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de tap Autotransformador 138/69 kV Duverge
Zona Pizarrete 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de tap Autotransformador 138/69 kV Pizarrete
LT 138 kV Valdesia - Pizarrete	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la congestión en esta zona
Zona Central		
Elemento	Hallazgos	Medida
Central Los Mina 7 Central Itabo	Sobrecarga por entrega de reactivos para control de tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste nodo piloto Los Mina
Demanda Zona Palamara 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Despacho forzado de Palamara • Ajuste tap autotransformador 138/69 kV Palamara • Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
LT 69 kV Palamara - Productos Diversos - ZF Alcarrizos LT 138 kV Paraiso - Evaristo Morales	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la congestión en esta zona
Demanda Zona Haina 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap autotransformador 138/69 kV Haina, Metropolitano y Herrera
Demanda Zona Los Mina - Timbeque 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap autotransformador 138/69 kV Timbeque 2
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Boca Chica 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilidad de instalación de compensación reactiva
Demanda Zona Este	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Despacho Forzado CESP 1, 2 y 3 en mínimo técnico

		<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la posibilidad de instalación de compensación reactiva en Este Profundo
--	--	---

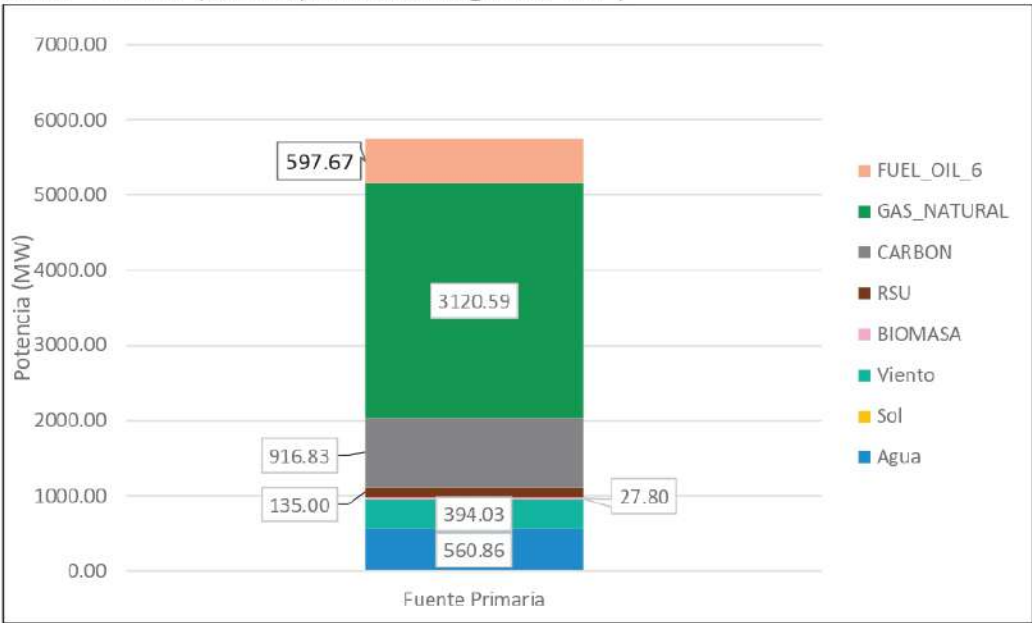
Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

e. Caso 2035: Despacho propuesto a las 21 horas

Para el período de alta demanda 2035, se proyecta una demanda de 5,865.65 MW. El despacho propuesto para este caso se presenta en el gráfico mostrado a continuación, la potencia disponible en línea es de 6028.28 MW.

Para este escenario se identifica la necesidad de entrada de centrales térmicas futuras y sistemas de almacenamiento que entreguen un porcentaje de la capacidad nominal de las centrales renovables, debido a que la generación disponible no satisface la demanda máxima proyectada para este escenario.

Gráfico 179. Composición del parque de generación por fuente primaria 2035 - 21hrs. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Potencia en línea	6028.28 MW
Total despachado	5752.78 MW
Demanda	5865.65 MW

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Los resultados de la evaluación se muestran en la tabla siguiente, se resume el estado del sistema para este período.

Tabla 256. Hallazgos caso 2035 - 21hrs

Zona Norte		
Elemento	Hallazgos	Medida
Autotransformador Nagua 2 138/69 kV	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la capacidad de este elemento o la instalación de otro transformador de igual capacidad • De instalarse una central que cubra la demanda reactiva de esta zona, se reduce la carga de este elemento
Barras de Zona Nordeste 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap autotransformador Nagua 2 138/69 kV y autotransformador 138/69 kV SFM • Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
LT 69 kV SFM - El Chivo	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la congestión en esta zona • Posible congestión debido a flujo de potencia reactiva
Barra 69 kV ZF Santiago Demanda Zona ZF Santiago	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap autotransformador 138/69 kV ZF Santiago
Demanda Zona La Vega 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste del tap autotransformador 138/69 kV La Vega 2 • Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
LT 69 kV La Vega - La Vega 2 LT 69 kV Bonao - Bonao Per	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar congestión en la zona
Zona Sur		
Elemento	Hallazgos	Medida
Barra 138 kV Palomino Barra 138 kV San Juan 2 Central Palomino	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste nodo piloto km 15 de Azua
Demanda San Juan 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste tap Autotransformador 138/69 kV San Juan 2
Barra Neyba 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de tap Autotransformador 138/69 kV Duverge
Zona Central		
Elemento	Hallazgos	Medida

Central Los Mina 7	Sobrecarga por entrega de reactivos para control de tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste nodo piloto Los Mina
Demanda Zona Palamara 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Despacho forzado de Palamara
Autotransformador 138/69 kV Herrera	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Elemento sobrecargado debido a la apertura de LT 69 kV Metropolitano - Herrera
Autotransformador 138/69 kV km 10.5	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la capacidad de este elemento
Tramo 138 kV La Isabela - Guerra L1 y L2	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la capacidad de este elemento
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Autotransformador 138/69 kV Boca Chica	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluar la capacidad de este elemento
Demanda Zona Este Profundo	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Aun contemplándose la instalación de compensación reactiva existe una baja tensión. Se contempla mayor compensación reactiva.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

f. Caso 2035: Despacho propuesto a las 12 horas

En el período de mediana demanda 2035, se proyecta una demanda de 5396.39 MW. El despacho propuesto para este período se presenta en el siguiente gráfico, la potencia disponible en línea es de 5704.54 MW.

Nuevamente se presencia un gran despacho renovable (1819.24 MW), lo que representa 109.15 MW en margen de regulación de frecuencia que deberán ser distribuidos entre centrales habilitadas para este servicio.

Para este escenario, se presentan varios desbalances de tensión en zonas del sistema. Se procedió a evaluar la instalación de centrales térmicas futuras en zonas donde puedan aportar al control de tensión. No obstante, esta evaluación se realiza a modo de estudio, ya que la instalación de estas centrales está sujeta a las facilidades de interconexión en la zona y la capacidad de las líneas de transmisión. Los resultados de la evaluación se muestran en la tabla 257.

Gráfico 180. Composición de parque de generación por fuente primaria 2035 - 12hrs. (Cifras expresadas en megawatts -MW-)



Potencia en línea	5704.54 MW
Total despachado	5396.39 MW
Demanda	5396.39 MW

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Tabla 257. Hallazgos caso 2035 - 12hrs

Zona Norte		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Nordeste	Baja tensión en Zona Nordeste	<ul style="list-style-type: none"> Posibilidad de instalar una central térmica con conexión al tramo Nagua 2 - Pimentel Evaluar la posibilidad de instalar compensación reactiva
Autotransformador Cotui 138/69 kV Autotransformador Bonao 138/69 kV	Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> Evaluar la capacidad de este elemento o la instalación de otro transformador de igual capacidad Sobrecarga debido a flujo de potencia reactiva
Barra 69 kV Abanico Per Barra 69 kV Nagua Barra 69 kV Payita Barra 69 kV Cotui	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV Nagua 2 Ajuste tap autotransformador 138/69 kV SFM

Barra 69 kV ZF Santiago Demanda Zona ZF Santiago 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV ZF Santiago
Demanda Zona La Vega 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador 138/69 kV La Vega 2
Zona Sur		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Pizarrete - San Juan 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste de tap autotransformador 138/69 kV Pizarrete
Barra Neyba 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste de tap Autotransformador 138/69 kV Duverge
Zona Central		
Elemento	Hallazgos	Medida
Central Los Mina 7	Sobrecarga por entrega de reactivos para control de tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste nodo piloto Los Mina
Zona Palamara 69 kV	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Despacho forzado Palamara en mínimo técnico
Zona Los Mina - Timbeque	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Ajuste tap autotransformador Villa Duarte Ajuste tap autotransformador Timbeque 2 Ajuste tap autotransformador Arroyo Hondo.
Zona Este		
Elemento	Hallazgos	Medida
Zona Este	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Despacho Forzado CESP 1, 2 y 3
Demanda Este Profundo	Baja tensión	<ul style="list-style-type: none"> Aun contemplándose la instalación de compensación reactiva existe una baja tensión. Se contempla mayor compensación reactiva.

Fuente: Comisión Nacional de Energía, 2021.

Conclusiones

a. Hidrocarburos

- La preocupación de mayor relevancia en el subsector hidrocarburos y, de manera integral en todo el órgano energético, derivan básicamente de la alta dependencia de los derivados del petróleo y de modo conjunto, todos los combustibles fósiles de procedencia importada. Al hablar de las importaciones energéticas, el país dependió en más del 80.1 % de los combustibles fósiles; la matriz energética de generación de la República Dominicana mantiene una gran dependencia de los hidrocarburos importados.
- Son escasos los esfuerzos concretos de exploración que permitan conocer la existencia del potencial real de los combustibles fósiles en la República Dominicana, tales como petróleo, gas natural y carbón mineral.
- La existencia de una sola refinería de petróleo con capacidad de refinación de menos del 30 % de la demanda total de hidrocarburos, contribuye con la dependencia total de las importaciones de derivados de petróleo en el país.
- La concentración del almacenamiento de los hidrocarburos en la zona costera sur del país, situada en la trayectoria de los ciclones que llegan a la isla, representa un riesgo que debe ser tomado en cuenta en las planificaciones de expansiones futuras y corregir esta situación.
- La demanda de hidrocarburos por el sector transporte, representa el 43 % de la demanda total, concentrándose en el uso de gasolina, gas oíl, GLP y gas natural en una menor proporción.
- La era del petróleo, como la conocemos hasta ahora, ha iniciado un proceso de declive, según estudios realizados por los expertos energéticos, debido al agotamiento de los yacimientos de fácil explotación, a la presión medioambiental, así como a la implementación de nuevas tecnologías, que permiten el uso de otras fuentes de energías como el viento, el sol, el hidrógeno y la electricidad, entre otras formas de energías.

b. Generación eléctrica

b.1. Tecnologías Evaluadas

- En caso de que se requieran centrales térmicas en un menor tiempo, en zonas con espacio limitado o por requerimientos específicos del sistema, se recomienda optar por centrales con motores de combustión interna, operando con gas natural, con una turbina de vapor que aproveche los gases de escape de estos. Estas centrales han demostrado ser flexibles, adicionalmente son capaces de brindar el soporte que necesita el sistema en términos de regulación de frecuencia.
- Para el caso de las centrales de energía renovable no convencional (ERNC) se deben crear las condiciones para que, de manera planificada, las inversiones en parques fotovoltaicos y eólicos en tierra continúen desarrollándose. Actualmente estas son las tecnologías que presentan un LCOE más competitivo.
- La normativa debe contemplar el reconocimiento de potencia firme para aquellos sistemas de almacenamiento de energía en baterías que puedan inyectar toda su potencia de manera sostenida durante las horas de demanda máxima, como mínimo. Esto permitirá exigir a proyectos de ERNC sus propios sistemas de almacenamiento y otorgar una mayor flexibilidad operativa a estas instalaciones, además de que podrán brindar un mayor soporte a la red. De acuerdo con las estimaciones realizadas, el impacto de reconocer la potencia firme de las baterías a una instalación renovable fotovoltaica reduce en un 18 % el costo nivelado de electricidad. Para fines prácticos se asumió un costo marginal de potencia de punta igual para centrales térmicas que para el sistema de baterías.
- Una central térmica de vapor operando con carbón debe ser una opción solo si se consiguen contratos de suministro de largo plazo que permitan asegurar un costo por MMBtu inferior que los del gas natural. Para costos similares, la opción de la central a ciclo combinado a gas natural presentará mejores condiciones. Las plantas a carbón han tenido una participación importante en el suministro de electricidad de manera histórica por la relativa abundancia del combustible fósil, sin embargo, en términos de eficiencia térmica y costos de desarrollo, las centrales a carbón son opciones costosas en comparación con las demás tecnologías convencionales. Todo esto sin tomar en cuenta los efectos medioambientales de la misma, el carbón es el combustible fósil con mayor nivel de emisiones por unidad consumida utilizado en el país.
- Si se valoriza la contribución al Medio Ambiente de la generación a base de ERNC es muy probable que su LCOE resulte menor que las centrales

térmicas. Por ser el SENI un pequeño sistema aislado, la implementación de esta forma de generación requiere estudios complementarios.

b.2. Abastecimiento de la demanda

- El parque de generación del SENI presenta un estado de obsolescencia avanzado, esto se evidencia por la diferencia entre la capacidad instalada y la disponible.
- Los requerimientos de electricidad del SENI podrían, en el escenario más conservador, estar cerca de duplicarse en una ventana de 15 años, lo cual requiere que el proceso de planificación sea constante y continuamente autoevaluado.
- Los análisis realizados demuestran la necesidad de las unidades vinculadas a la licitación No. EDES-LPI-NG-01-2021 (Manzanillo), debido a la alta probabilidad de presenciar desabastecimiento en el sistema a partir del 2026, en caso de que estos proyectos no se ejecutaran. A esto se adiciona el incremento vertiginoso y sostenido del costo marginal del sistema. Lo anterior en consonancia con el supuesto de un crecimiento tendencial de la demanda, en caso de que se presente un escenario similar al crecimiento alternativo de la demanda, la situación resultante mucho más adversa.
- Adicional a los proyectos de Manzanillo, el SENI requerirá la incorporación de 1200 a 1600 MW de capacidad térmica en la ventana de tiempo evaluada, que fungirán como el soporte para permitir la integración sustancial de proyectos de ERNC proyectados. Es necesario dar continuidad al análisis de requerimientos del sistema para verificar el lugar idóneo de cada proyecto.
- Considerando que la primera unidad vinculada a la licitación de Manzanillo ingresaría al sistema en 2026, es necesario contemplar el ingreso de por lo menos 500 MW térmicos antes del 2025, esto con el fin de minimizar el riesgo de desabastecimiento en el sistema y garantizar seguridad en la operación ante el ingreso de nuevas centrales no gestionables.
- Para cumplir con el requerimiento del 25 % del abastecimiento de electricidad a través de fuentes de ERNC antes de finalizar el 2025, para el escenario de demanda tendencial, se requerirían la instalación de aproximadamente 1300 MW adicionales de proyectos fotovoltaicos, 400 MW adicionales de proyectos eólicos y el desarrollo de proyectos vinculados a la gestión de residuos sólidos que aporten cerca de 1000 GWh/año. Estos proyectos, en conjunto con la generación a través de la

biomasa, representarían cerca de 5500 GWh/año de electricidad generada sin la necesidad de importación de combustibles. Al término de 2020, el valor total producido a través de las mismas fuentes fue cercano a los 1600 GWh, lo que significa que para poder cumplir con el hito será necesario aumentar en un factor de 3.4 veces la producción obtenida a finales del 2020.

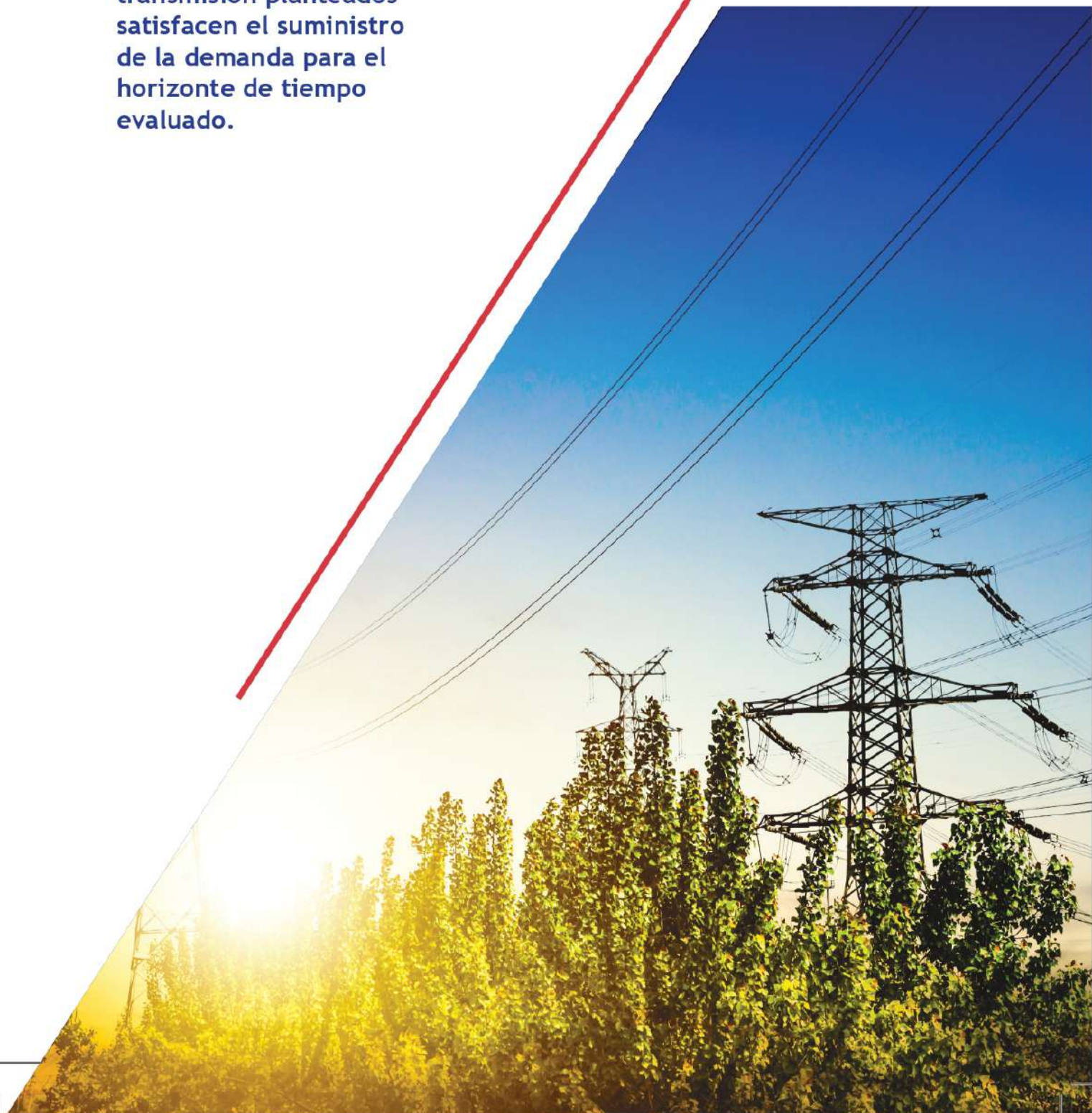
- A partir del 2025, para alcanzar el 30 % del abastecimiento a través de ERNC en el 2030, se requieren 1100 MW adicionales.
- Las inversiones requeridas en nuevos proyectos de generación que permitan minimizar el riesgo de desabastecimiento e incrementar la participación de las ERNC oscilan en el rango de los 5,400 a 7,500 millones de dólares para todo el periodo analizado. De estos montos se estima que cerca de 2,600 a 3,400 millones se destinarían exclusivamente a proyectos de ERNC.
- El crecimiento sostenido de la demanda de electricidad provoca que la cantidad total de emisiones de gases de efecto invernadero tenga una tendencia al alza, lo que es difícil contrarrestar en el mediano plazo, y con el parque de generación actual. Sin embargo, en términos de mejoras del factor de emisiones del SENI, la sustitución definitiva del fuel oil por el gas natural podría representar cerca de 98 toneladas de CO₂ menos por cada GWh generado.
- Cada 100 GWh generado a través del viento o la irradiación solar que sustituya energía térmica proveniente de gas natural evitará la emisión de 47,350 toneladas de CO₂.

b.3. Análisis Eléctrico

- En el horizonte de tiempo evaluado se han encontrado una serie de hallazgos, producto de la creciente demanda y la entrada de proyectos de ERNC, éstos fueron presentados en cada caso tratado, así como las posibles soluciones recomendadas.
- La incorporación de proyectos de generación renovable implica capacidad adicional en los periodos diurnos, sin embargo, estos proyectos no aportan al control de tensión ni a la regulación de la frecuencia. Tal como se pudo analizar en los casos 2030 y 2035, será necesario contar con recursos que mitiguen los problemas de tensión en distintas zonas del sistema. Los proyectos térmicos e hidroeléctricos son una solución a esta situación, no obstante, los proyectos renovables forman una gran parte de la planificación futura.

- Se debe considerar requerir que la generación a base de tecnología renovable no convencional incluya mecanismos capaces de regulación de tensión y de frecuencia, tal como se evidenció en los escenarios posteriores al 2025, será necesario evaluar la incorporación de sistemas de almacenamiento (BESS, hidroeléctrica de bombeo, almacenamiento térmico, etc) y exigir que estos correspondan a un porcentaje de la capacidad nominal de las centrales renovables. Alternativamente, en ciertas zonas, se debe plantear la incorporación de compensación reactiva. Otra medida, es permitir la entrada de pequeños proyectos térmicos en las zonas más críticas a nivel de tensión.
- Una medida importante a implementar en el futuro es el cambio de capacidad de líneas de transmisión y transformadores en varios puntos del sistema. En el escenario 2035, se observa sobrecarga de elementos en zonas de alta concentración de demanda.
- Los resultados de la simulación de la operación del año 2035 muestran la necesidad de incorporar capacidad térmica adicional para satisfacer la demanda máxima proyectada. Sin embargo, los análisis energéticos, cuyo propósito es el abastecimiento de electricidad a mínimo costo, no reflejan esta necesidad en el escenario de crecimiento tendencial de la demanda. En el caso del crecimiento alternativo de la demanda si se hace evidente la necesidad de nueva generación térmica en ese año. Conformando la región de posibles escenarios donde, dependiendo de la evolución, será necesario realizar los ajustes pertinentes a ser evaluados en las próximas revisiones de este documento.
- En este análisis, no se contempla la evaluación de estabilidad del SENI, que consiste en verificar los efectos dinámicos que producen en la red la entrada de los nuevos elementos contemplados en este estudio. Una variable muy importante que analizar mediante la simulación de estabilidad dinámica es la frecuencia, ya que el desbalance entre la generación y demanda ocasionado por la salida intempestiva de generación en una zona provoca efectos adversos al régimen de operación en estado normal. Razón por la cual se deben considerar los efectos en la frecuencia que provocaría la salida de la nueva generación y el aumento de demanda contemplado en los distintos escenarios de este análisis. Adicionalmente, en el horizonte de estudio planteado se consideró el margen de regulación que podría aportar cada central despachada y la influencia de las centrales renovables no convencionales en la reserva. Es importante realizar un análisis de estabilidad que considere la entrada de una gran cantidad de proyectos renovables y su efecto en el sistema ante un evento, en vista de que esto puede afectar la respuesta de las máquinas síncronas. Dicho esto, esta evaluación será contemplada en futuras actualizaciones debido a su extrema importancia.

Estas medidas en conjunto a los proyectos de generación y transmisión planteados satisfacen el suministro de la demanda para el horizonte de tiempo evaluado.



Recomendaciones

a. Hidrocarburos:

- Continuar la diversificación de la Matriz Energética, incrementando el uso de gas natural y otras fuentes renovables de energía (eólica, solar, etc.), tomando en cuenta la tendencia mundial que cada vez más incorpora otras fuentes de energías, menos dependientes del petróleo.
- Fomentar la construcción de terminales y almacenamientos de combustibles en la zona Norte de manera estratégica, especialmente de gas natural y combustibles líquidos derivados de petróleo; de igual manera en las otras zonas del territorio dominicano en función del desarrollo planificado en la región, caso de la región Enriquillo, zona del noreste entre otras.
- Analizar la factibilidad de instalar otra terminal de gas natural en la zona de Manzanillo, que pueda suplir otras generadoras que se instalen en la zona Norte. Actualizar el estudio del mercado potencial para el gas natural en República Dominicana, realizado por la CNE en el 2003.
- Crear las condiciones pertinentes para el desarrollo de una red de gasoductos para el transporte masivo de gas natural hacia las diferentes zonas de la geografía dominicana.
- Crear las condiciones necesarias, que permita atraer las inversiones y tecnologías necesarias en el área de la exploración petrolera, que permita determinar el verdadero potencial petrolífero de nuestro país, a mediano y largo plazo.
- Redefinir las condiciones y normativas para la exploración y explotación de petróleo en la República Dominicana.
- Crear las condiciones pertinentes para lograr la utilización de sistemas más eficientes en el sector transporte, que consume el 43 % de la energía total del país.
- Crear una Ley Marco de Hidrocarburos, con el propósito de unificar, ordenar y actualizar el régimen legal de estos energéticos, que defina claramente los derechos y obligaciones de quienes se dediquen a la actividad de importación almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos, en territorio dominicano.

- Evaluar la posibilidad de lograr la mayor versatilidad posible, en el uso de distintos combustibles y RSU en las plantas de generación eléctrica ya existentes, como una vía de soluciones multisectoriales.
- Evitar la dispersión institucional que dupliquen las funciones y esfuerzos institucionales; creación de un organismo regulador (superintendencia de hidrocarburos) para el sector de hidrocarburos en su conjunto, que fiscalice, imponga y haga cumplir las normas del sector y dé coherencia a las políticas recomendadas, por el MEM.
- Profundizar los estudios para la construcción de una refinería de alta conversión en la zona norte, aprovechando las condiciones geopolíticas y facilidades ambientales de nuestro país.
- Continuar fortaleciendo la vía de la integración energética regional, que asegure el suministro de hidrocarburos a puertos dominicanos.

b. Bioenergía

De acuerdo con lo expuesto pueden proponerse las siguientes medidas de promoción de la bioenergía:

- Desarrollo de un plan general con definición de metas con plazos determinados para la bioenergía, con una clara convocatoria de actores económicos y sociales.
- Fortalecimiento presupuestario del brazo financiero (Fondo de Ciencias y Tecnología, artículo 94 de la Ley 139-01) del MESCyT, y dentro del dicho Fondo, especializar una partida para financiar la investigación y desarrollo de la bioenergía a los fines de contribuir a la reducción de la “brecha de conocimiento” de la bioenergía. Se debe determinar las entidades que sean elegibles para recibir dichos fondos entre las cuales tendríamos el IIBI instituciones como IDIAF.
- Fomentar la alianza público-privada entre las entidades estatales (MESCyT, Banco Agrícola, etc.) y la academia (universidades y centros de investigación), en cumplimiento a lo establecido en el artículo 92 de la Ley 139-01, el cual ordena orientar recursos a las universidades y centros de investigación.
- Facilidades y reducción de impuestos para el desarrollo de cultivos energéticos o por el tratamiento adecuado de residuos.
- A los efectos de la retribución de la energía eléctrica a partir de la bioenergía, se debe integrar el componente del costo de gestión de la biomasa al cálculo de la misma, dado de que la electricidad servida

conlleva una cadena de valor desde logística de suministro, precio de compra, proceso de conversión termoquímico entre otros; máxime si se considera el carácter gestionable de la misma, frente a sus contrapartes fotovoltaicas y eólicas, las cuales disponen de recursos gratuitos como el sol y el viento. Coordinación institucional entre los distintos estamentos del Estado, responsables de energía, medio ambiente, tributario, desarrollo social, agricultura y ganadería, industrial, turismo, salud pública que participan en algún modo en los beneficios de la bioenergía o en la implementación de sus requerimientos.

Para implementar las medidas de promoción propuestas para incrementar la utilización de la bioenergía, debe verificarse el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- Implementación de Estudio de Recursos Biomásico a los fines de determinar la disponibilidad de la biomasa, en cantidad, sus características de estacionalidad, disposición para el suministro por parte del propietario, accesibilidad y transporte, costos asociados en particular para cada tipo de biomasa.
- Incentivar al sector privado a ponderar la partición proyectos de bioenergía.
- Clara voluntad política para instrumentar las medidas conducentes en forma sostenida y asignar los recursos necesarios.
- Clara conciencia de la sociedad de las ventajas ambientales, económicas y sociales que proporciona la promoción de la bioenergía. De cara a los consumidores esto conllevaría al desarrollo de campañas de sensibilización que resalten las bondades medioambientales del uso de la bioenergía. Orientadas en principio a consumidores discernientes con miras a fomentar una preferencia en el consumo de productos y servicios que de manera explícita o implícita ostenten un “Sello Verde”, lo cual, de manera similar a la agricultura orgánica, podría generar “efecto demostración” en los otros segmentos de la población.

c. Generación eléctrica

Basados en estos resultados, podemos recomendar lo siguiente:

- Las expansiones térmicas que se requieran en el sistema deben ser utilizando turbinas de gas de alta eficiencia operando en ciclo combinado. Luego de que exista una infraestructura de gas natural más

robusta y no sea necesario contemplar la instalación de una terminal de regasificación, el costo nivelado de electricidad para una central de este tipo podría estar por debajo de los 60 US\$/MWh.

- En caso de que se requieran centrales térmicas en un menor tiempo, en zonas con espacio limitado o por requerimientos específicos del sistema, se recomienda optar por centrales con motores de combustión interna, operando con gas natural, con una turbina de vapor que aproveche los gases de escape de estos. Estas centrales han demostrado ser flexibles y brindar el soporte que necesita el sistema en términos de regulación de frecuencia.
- Para el caso de las centrales de energía renovable no convencional (ERNC) se deben crear las condiciones para que, de manera planificada, las inversiones en parques fotovoltaicos y eólicos en tierra continúen desarrollándose. Actualmente éstas son las tecnologías que presentan un LCOE más competitivo.
- La normativa debe contemplar el reconocimiento de potencia firme para aquellos sistemas de almacenamiento de energía en baterías que puedan inyectar toda su potencia de manera sostenida durante las horas de demanda máxima, como mínimo. Esto permitirá exigir a proyectos de ERNC sus propios sistemas de almacenamiento y otorgar una mayor flexibilidad operativa a estas instalaciones, además de que podrán brindar un mayor soporte a la red. De acuerdo con las estimaciones realizadas, el impacto de reconocer la potencia firme de las baterías a una instalación renovable fotovoltaica reduce en un 18 % el costo nivelado de electricidad. Para fines prácticos se asumió un costo marginal de potencia de punta igual para centrales térmicas que para el sistema de baterías.
- Una central térmica de vapor operando con carbón debe ser una opción solo si se consiguen contratos de suministro de largo plazo que permitan asegurar un costo por MMBtu inferior que los del gas natural. Para costos similares, la opción de la central a ciclo combinado a gas natural presentara mejores condiciones. Las plantas a carbón han tenido una participación importante en el suministro de electricidad de manera histórica por la relativa abundancia del combustible fósil, sin embargo, en términos de eficiencia térmica y costos de desarrollo, las centrales a carbón son opciones costosas en comparación con las demás tecnologías convencionales. Todo esto sin tomar en cuenta los efectos medioambientales de la misma.

-
- Analizar la relación costo-beneficio del incremento del margen de reserva rodante, en el sentido del aumento de los costos operacionales del sistema y la reducción de estos a partir de un mayor desarrollo de las ERNC.
 - Formular políticas energéticas que promuevan el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de manera que permita su incorporación oportuna y la comercialización de todos los servicios auxiliares que las mismas puedan proveer.

Bibliografía

2007. *Diario Perfil*. 03 de Noviembre de 2007.
2008. *La Nación*. 24 de Mayo de 2008.
2008. *La Nación*. 27 de Mayo de 2008.
2008. *El Cronista*. 25 de Mayo de 2008.
2008. *La Nación*. 03 de Junio de 2008.
2008. *La Nación*. 06 de Julio de 2008.
2008. *El Cronista*. 29 de Julio de 2008.
2008. *El Cronista*. 13 de Marzo de 2008.
2013. *El Cronista*. 21 de Marzo de 2013.
- Administradora de Subsidios Sociales**. [En línea]
<http://www.adess.gob.do/subsidios/bonoluz/>.
- AES Salvador**. Memoria de Sostenibilidad 2019.
- AIE**. 2021. Coal total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. Electricity total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. Natural Gas total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. Oil total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. World Energy supply by region. 2021.
- . 2021. World total energy supply by source. 2021.
- . 2021. World total energy supply by source 1971 - 2019. París : s.n., 15 de Febrero de 2021.
- . 2021. World total final consumption by region. 2021.
- . 2021. World total final consumption by source. 2021.
- . 2021. World total final consumption by source 1971 - 2018. 2021.
- Australian Energy Market Operator (AEMO)**. 2020. 2019 Costs and Technical Parameter Review, Consultation Report. . Marzo de 2020.
- Banco Central de la República Dominicana**. 2020. 2020.
- Banco Central de la República Dominicana** .
- Banco Central de la República Dominicana**. 2021. Importaciones mensuales de Petróleo y Derivados. 2021.
- Banco Central de la República Dominicana y de la Dirección General de Crédito Público**. 2020. 2020.
- Banco Mundial**. 2020. 09 de Abril de 2020.
- CNE**. 2020. *Archivos y documentación de la institución*. Santo Domingo : Comisión Nacional de Energía, 2020.
- . 2021. Inventario de Concesiones Provisionales y Definitivas. 2021.
- Comisión Nacional de Energía**. 2021. 2021.
- . Santo Domingo : s.n.
- Congreso Nacional**. 2013. Gaceta No. 10732. *Resolución 144-13*. 4 de Octubre de 2013.
- Constitución de La República Dominicana**. Artículo 100 y 101 Ley 125-01.
- Constitución De La República Dominicana**. Artículo 217. Libre Competencia.
- . Artículo 219. Iniciativa Privada.
- . Artículo 6. Supremacía de la Constitución.
- . Artículo 147. Finalidad de los servicios públicos numeral 2.
- . Ley 394-14.
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales**. [En línea]
<https://cdeee.gob.do/cdeeesite/>.

Bibliografía

2007. *Diario Perfil*. 03 de Noviembre de 2007.
2008. *La Nación*. 24 de Mayo de 2008.
2008. *La Nación*. 27 de Mayo de 2008.
2008. *El Cronista*. 25 de Mayo de 2008.
2008. *La Nación*. 03 de Junio de 2008.
2008. *La Nación*. 06 de Julio de 2008.
2008. *El Cronista*. 29 de Julio de 2008.
2008. *El Cronista*. 13 de Marzo de 2008.
2013. *El Cronista*. 21 de Marzo de 2013.
- Administradora de Subsidios Sociales**. [En línea]
<http://www.adess.gob.do/subsidios/bonoluz/>.
- AES Salvador**. Memoria de Sostenibilidad 2019.
- AIE**. 2021. Coal total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. Electricity total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. Natural Gas total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. Oil total final consumption by sector. 2021.
- . 2021. World Energy supply by region. 2021.
- . 2021. World total energy supply by source. 2021.
- . 2021. World total energy supply by source 1971 - 2019. París : s.n., 15 de Febrero de 2021.
- . 2021. World total final consumption by region. 2021.
- . 2021. World total final consumption by source. 2021.
- . 2021. World total final consumption by source 1971 - 2018. 2021.
- Australian Energy Market Operator (AEMO)**. 2020. 2019 Costs and Technical Parameter Review, Consultation Report. . Marzo de 2020.
- Banco Central de la República Dominicana**. 2020. 2020.
- Banco Central de la República Dominicana**. .
- Banco Central de la República Dominicana**. 2021. Importaciones mensuales de Petróleo y Derivados. 2021.
- Banco Central de la República Dominicana y de la Dirección General de Crédito Público**. 2020. 2020.
- Banco Mundial**. 2020. 09 de Abril de 2020.
- CNE**. 2020. *Archivos y documentación de la institución*. Santo Domingo : Comisión Nacional de Energía, 2020.
- . 2021. Inventario de Concesiones Provisionales y Definitivas. 2021.
- Comisión Nacional de Energía**. 2021. 2021.
- . Santo Domingo : s.n.
- Congreso Nacional**. 2013. Gaceta No. 10732. *Resolución 144-13*. 4 de Octubre de 2013.
- Constitución de La República Dominicana**. Artículo 100 y 101 Ley 125-01.
- Constitución De La República Dominicana**. Artículo 217. Libre Competencia.
- . Artículo 219. Iniciativa Privada.
- . Artículo 6. Supremacía de la Constitución.
- . Artículo 147. Finalidad de los servicios públicos numeral 2.
- . Ley 394-14.
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales**. [En línea]
<https://cdeee.gob.do/cdeeesite/>.

- . Aviso Licitación Pública Internacional CDEEE-LPI-ABREVIADA-001-2017.
- . Informe de desempeño diciembre 2020 .
- . Informes de Desempeño CDEEE.
- . Informes de Desempeño CDEEE.
- Diario La Nación.** Datos De Cotización Diaria del Crudo WTI . Buenos Aires, Argentina : s.n.
- Dirección General de Impuestos Internos. 2021.** *Boletín Estadístico Parque Vehicular 2021.* 2021.
- EDEESTE.** [En línea]
<https://www.edeeste.com.do/transparencia/index.php/datos-abiertos/>.
- EDENORTE.** [En línea] <https://edenorte.com.do/transparencia/datos-abiertos/>.
- EGEHID. 2021.** Capacidad Instalada de Centrales Hidroeléctricas. 2021.
- Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.** Ejecución de Gastos/Aplicaciones Financieras 2018 - 2020 .
- Energy Information Administration.** Global EV Outlook 2021, Accelerating ambitions despite the pandemic.
- Evergo. 2021.** [En línea] 2021. <https://evergonet.com/edesur-texaco-y-evergo-inauguran-cargador-para-vehiculos-electricos-en-estacion-de-combustible-texaco/>.
- FAO, CEPAL, CGEE Y BNDES. 2008.** Bioetanol de Caña de Azúcar-Energía para el Desarrollo Sostenible. [En línea] Noviembre de 2008.
www.bioetanolcanadeazucar.org .
- Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre.** Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica de República Dominicana.
- Investopedia.** [En línea] <https://www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp>.
- La Nación. 2007.** 30 de Noviembre de 2007.
- Ley 125-01.** Artículo 138 .
- MEM/CNE/BID/FB. 2020.** Balance Nacional de Energía Neta 2018. 2020.
- . 2020. Encuesta Nacional a Sectores de Uso Final de Energía. 2020.
- OC-SENI. 2021.** *Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas.* 2021.
- OEA-INDRHI. 1995.** *Situación de la Hidroelectricidad en República Dominicana.* 1995.
- Oficina para el Reordenamiento del Transporte.** Informe Trimestral de Evolución de la Demanda Octubre-diciembre 2020 .
- ONE. 2014.** Estimaciones y Proyecciones Nacionales de Población 1950-2100. 2014.
- Organismo Coordinador.** *Diagrama Unifilar del SENI.*
- . Informe anual 2020.
- . **2018, 2019 y 2020.** Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas. 2018, 2019 y 2020.
- . Informe de operación en islas del SENI.
- . Informe de Operación períodos 2018-2020.
- . Informe de Operación Real diciembre 2019.
- . Informe de Transacciones Económicas.
- . Informe de Transacciones Económicas de Potencia.
- . Informe de Transacciones Económicas de Potencia.
- . **2020.** Informe de Transacciones Económicas de Potencia. 2020.

–. Informe de Transacciones Económicas de Potencia, Informes de Operación Real.

–. Informes de Operación.

–. Informes de Operación del OC .

–. Informes de Operación Real.

–. Informes de Operación Real.

–. Informes de Operación Real.

–. Informes de Transacciones Económicas de Energía .

–. Informes OC Mediano Plazo.

–. Plano RD Líneas Transmisión.

–. Resoluciones OC: 05-2018, 02-2019, 06-2020 e Informe de Transacciones Económicas de Potencia.

Organización de Países Exportadores de Petróleo. 2019 . Annual Statistical Bulletin. 2019 .

Plugshare. [En línea]

–. [En línea]

Portal de Datos Abiertos de la RD. [En línea]

<http://datos.gob.do/id/dataset/nominas-de-subsidios-sociales/resource/>.

Procesadora De Alimentos PRODAL. Correlación tareas de arroz sembradas versus producción de cascarilla.

Ruiz-Paredes, Carlos Fabián y Ruiz-Paredes, Luis Eduardo. 2017.

Justificación Topológica del índice de Herfindahl-Hirschman como índice generado por normas. Diciembre de 2017.

Scheck , Justin y Gross, Jenny. 2013. *Diario La Nación*. 19 de Junio de 2013.

Sistema de Información Energética Nacional, Comisión Nacional de Energía. 2021. Santo Domingo : s.n., 2021.

–. 2020. Santo Domingo : s.n., 2020.

Superintendencia de Electricidad . Resoluciones de la Superintendencia de Electricidad .

–. Resoluciones Peaje .

Trading Economics. [En línea]

<https://tradingeconomics.com/commodity/nickel>.

Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña. Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña. [En línea] repositorio.unphu.edu.do/.

Índice de Tablas

Tabla 1. Demanda energética mundial según fuentes, 1971 vs 2018.	20
Tabla 2. Demanda de energía mundial, según región económica, 1971 vs. 2018.	26
Tabla 3. Oferta energética mundial según fuentes, 1971 vs 2019.	29
Tabla 4. Total residencial - Consumo de energía neta por fuentes y usos.	61
Tabla 5. Total residencial - Distribución del consumo de energía neta según usos ...	61
Tabla 6. Total residencial - Rendimientos según uso.	62
Tabla 7. Total industria - Consumo de energía neta por fuentes y usos.	64
Tabla 8. Total industria - Participación de las fuentes en el consumo de energía neta	65
Tabla 9 Total industrial - Participación de los usos en el consumo de energía	66
Tabla 10. Total industria - Rendimientos de utilización.	67
Tabla 11. Total comercial, servicios y público - Consumo de energía neta por fuentes y usos	68
Tabla 12. Total comercial, servicios y público - Participación de las fuentes en el consumo de energía neta	69
Tabla 13. Comercial, servicios y público - Distribución del consumo de energía neta	70
Tabla 14. Total comercial, servicios y público - Rendimientos de utilización.	71
Tabla 15. Consumo Total Sector Transporte en términos de energía neta, 2018.	72
Tabla 16. Consumo total por tipo de vehículo en cada combustible, 2018.	74
Tabla 17. Estimación vehículos eléctricos en República Dominicana.	75
Tabla 18. Infraestructura de carga	76
Tabla 19. Importaciones de petróleo y derivados, 2010 - 2020.	85
Tabla 20. Infraestructura de almacenamiento de combustible según tipo de actividad económica, 2018	93
Tabla 21. Infraestructura de almacenamiento según provincia, 2018.	94
Tabla 22. Infraestructura de almacenamiento de combustible según tipo, 2018	95
Tabla 23. Importación y Refinación de derivados del petróleo.	95
Tabla 24. Precio promedio de los derivados de petróleo, según mes, 2018.	96
Tabla 25. Precio de los combustibles en la región SICA	98
Tabla 26. Impuestos y Márgenes de Comercialización de los Combustibles.	101
Tabla 27. Pronóstico de demanda de gas natural.	106
Tabla 28. Reservas de gas natural según zona geográfica, 2019.	107
Tabla 29. Indicadores de Potencial Hidroeléctrico en República Dominicana, 1995	112
Tabla 30. Centrales Hidroeléctricas Instaladas en República Dominicana	112
Tabla 31. Concesiones Definitivas para Mini hidroeléctricas	114
Tabla 32. Instalaciones térmicas para la producción de vapor	119
Tabla 33. Instalaciones de producción de energía eléctrica a partir del vapor proveniente de Calderas de Biomasa.	120
Tabla 34. Instalaciones de aprovechamiento de Biogás para la producción de vapor.	121
Tabla 35. Instalaciones de Biodigestores en funcionamiento para la producción de energía eléctrica.	121
Tabla 36. Instalaciones de producción de energía eléctrica y térmica a partir de la Gasificación de la Biomasa.	122
Tabla 37. Concesiones definitivas, proyectos eólicos.	127
Tabla 38. Concesiones definitivas en el SENI, proyectos solares fotovoltaicos	134
Tabla 39. Concesiones definitivas en Sistema Aislado, proyectos solares fotovoltaicos	135
Tabla 40. Cantidad de usuarios y capacidad instalada PMN.	137
Tabla 41. Instituciones gubernamentales auditadas, 2011-2020.	142
Tabla 42. Composición oferta generación en el SENI al cierre 2020.	148

Tabla 43. Evolución Activos de Transmisión 2018 - 2020.	151
Tabla 44. Líneas de Transmisión Subutilizadas	154
Tabla 45. Evolución Pérdidas Líneas de Transmisión.....	155
Tabla 46. Histórico de Congestion Operativas de la Red de Transmisión por Zona	156
Tabla 47. Horas de desacoples económicos por congestión.....	157
Tabla 48. Evolución del Costo de la Energía No Servida por Causas Vinculadas a Transmisión	158
Tabla 49. Ingresos por concepto de peaje y gastos operativos/administrativos de ETED.....	158
Tabla 50. Relación Proyectos Ejecutados y Enlaces entre zonas.....	163
Tabla 51. Costos de desarrollo y operación centrales térmicas.	170
Tabla 52. Pago Mensual Requerido Costos de Inversión más Costos Fijos.....	171
Tabla 53. Centrales Marginales SENI, 2015 - 2020.....	171
Tabla 54. Pliego tarifario aplicado	186
Tabla 55. Cantidad clientes distribuidoras SENI	189
Tabla 56. Cantidad de Beneficiarios Bonoluz	189
Tabla 57. Disponibilidad de los circuitos	190
Tabla 58. Composición de la energía comprada por las EDE.....	191
Tabla 59. Energía Facturada y Cobrada.....	192
Tabla 60. Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica expresado en millones de dólares	193
Tabla 61. Demanda Declarada por segmentos	197
Tabla 62. Generación Energía 2018 - 2020	199
Tabla 63. UNR por actividad comercial, 2020.....	202
Tabla 64. Inyecciones totales de energía por parte de los UNR correspondiente al período 2018 -2020, clasificados por regiones	208
Tabla 65. Inyecciones de energía por parte de los UNRs correspondiente al período 2018 -2020, clasificados por puntos de retiros.....	208
Tabla 66. Producción Electricidad por Fuente Primaria.	210
Tabla 67. Producción Electricidad por Agente del SENI	212
Tabla 68. Consumo de electricidad en los sistemas aislados 2018 - 2020.	216
Tabla 69. Demanda por Sector en los Sistemas Aislados 2018 - 2020.....	217
Tabla 70. Capacidad instalada autoproductores 2018.	218
Tabla 71. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario tendencial	228
Tabla 72. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario alternativo	228
Tabla 73. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario tendencial	229
Tabla 74. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario alternativo	229
Tabla 75. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario tendencial	231
Tabla 76. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario alternativo	232
Tabla 77. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector residencial - Escenario tendencial.....	234
Tabla 78. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector residencial - Escenario alternativo	234
Tabla 79. Demanda de energía neta por usos energéticas en el sector residencial - escenario tendencial.....	235
Tabla 80. Demanda de energía neta por usos energéticas en el sector residencial - Escenario tendencial.....	236

Tabla 81. Demanda de energía neta por sectorial en el sector residencial - Escenario tendencial	236
Tabla 82. Demanda de energía neta por sectorial en el sector residencial - Escenario alternativo	236
Tabla 83. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en los sectores comercial, servicios y público - Escenario tendencial	237
Tabla 84. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en los sectores comercial, servicios y público - Escenario alternativo.....	237
Tabla 85. Demanda de energía neta por ramas del sector comercio, servicios y público - Escenario tendencial	238
Tabla 86. Demanda de energía neta por ramas del sector comercio, servicios y público - Escenario alternativo.....	238
Tabla 87. Demanda de energía neta por usos energéticos - Comercios - Escenario tendencial	239
Tabla 88. Demanda de energía neta por fuentes - Comercios - Escenario tendencial	239
Tabla 89. Demanda de energía neta por usos energéticos comercios - Escenario alternativo	240
Tabla 90. Demanda de energía neta por fuentes - Comercios - Escenario alternativo	240
Tabla 91. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hoteles - Escenario tendencial	240
Tabla 92. Demanda de energía neta por fuentes - Hoteles - Escenario tendencial .	241
Tabla 93. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hoteles - Escenario alternativo	241
Tabla 94. Demanda de energía neta por fuentes - Hoteles - Escenario alternativo.	242
Tabla 95. Demanda de energía neta por usos energéticos - Restaurantes - Escenario tendencial.....	243
Tabla 96. Demanda de energía neta por fuentes - Restaurantes - Escenario tendencial	243
Tabla 97. Demanda de energía neta por usos energéticos - Restaurantes - Escenario alternativo	243
Tabla 98. Demanda de energía neta por fuentes - Restaurantes - Escenario tendencial	244
Tabla 99. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hospitales - Escenario tendencial	244
Tabla 100. Demanda de energía neta por fuentes - Hospitales - Escenario tendencial	245
Tabla 101. Demanda de energía neta por usos energéticos - Hospitales - Escenario alternativo	245
Tabla 102. Demanda de energía neta por fuentes - Hospitales - Escenario alternativo	245
Tabla 103. Demanda de energía neta por usos energéticos - Administración pública y defensa - Escenario tendencial.....	246
Tabla 104. Demanda de energía neta por fuentes - Administración pública y defensa - Escenario tendencial.....	246
Tabla 105. Demanda de energía neta por usos energéticos - Administración pública y defensa - Escenario alternativo	246
Tabla 106. Demanda de energía neta por fuentes - Administración pública y defensa - Escenario alternativo	247
Tabla 107. Demanda de energía neta por usos energéticos - Agua y saneamiento - Escenario tendencial.....	247
Tabla 108. Demanda de energía neta por fuentes - Agua y saneamiento - Escenario tendencial	248

Tabla 109. Demanda de energía neta por usos energéticos - Agua y saneamiento - Escenario alternativo	248
Tabla 110. Demanda de Energía Neta por Fuentes - Agua y Saneamiento - Escenario alternativo	248
Tabla 111. Demanda de energía neta por fuentes - Otros servicios - Escenario tendencial.....	248
Tabla 112 Demanda de energía neta por usos energéticos - Otros servicios - Escenario tendencial.....	249
Tabla 113. Demanda de energía neta por usos energéticos - Otros servicios - Escenario alternativo	249
Tabla 114. Demanda de energía neta por fuentes - Otros servicios - Escenario alternativo	249
Tabla 115. Demanda de energía neta por usos energéticos - Alumbrado público - Escenario tendencial.....	250
Tabla 116 Demanda de energía neta por usos energéticos - Alumbrado público - Escenario alternativo	250
Tabla 117. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector industrial - Escenario tendencial.....	251
Tabla 118. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector industrial - Escenario alternativo	251
Tabla 119. Demanda de energía neta por sectores en el sector industrial - Escenario tendencial	252
Tabla 120. Demanda de energía neta por sectores en el sector industrial - Escenario alternativo	252
Tabla 121. Demanda de energía neta por usos energéticos - Ingenios azucareros - Escenario tendencial.....	253
Tabla 122. Demanda de energía neta por fuentes - Ingenios azucareros - Escenario tendencial.....	253
Tabla 123. Demanda de energía neta por usos energéticos - Ingenios azucareros - Escenario alternativo	254
Tabla 124. Demanda de Energía Neta por Fuentes - Ingenios Azucareros - Escenario Alternativo	254
Tabla 125. Demanda de energía neta por usos energéticos - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario tendencial	254
Tabla 126. Demanda de energía neta por fuentes - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario tendencial.....	255
Tabla 127. Demanda de energía neta por usos energéticos - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario alternativo.....	256
Tabla 128. Demanda de energía neta por fuentes - Resto industria alimenticia y tabaco - Escenario alternativo	256
Tabla 129. Demanda de energía neta por usos energéticos - Textiles y cueros - Escenario tendencial.....	256
Tabla 130. Demanda de energía neta por fuentes - Textiles y cueros - Escenario tendencial.....	257
Tabla 131. Demanda de energía neta por usos energéticos - Textiles y cueros - Escenario alternativo	257
Tabla 132. Demanda de energía neta por fuentes - Textiles y cueros - Escenario alternativo	257
Tabla 133. Demanda de energía neta por usos energéticos - Papel e imprenta - Escenario tendencial.....	258
Tabla 134. Demanda de energía neta por fuentes - Papel e imprenta - Escenario tendencial.....	259
Tabla 135. Demanda de energía neta por usos energéticos - Papel e imprenta - Escenario alternativo	259

Tabla 136. Demanda de energía neta por fuentes - Papel e imprenta - Escenario alternativo	260
Tabla 137. Demanda de energía neta por usos energéticos - Química, caucho y plásticos - Escenario tendencial	260
Tabla 138. Demanda de energía neta por fuentes - Química, caucho y plásticos - Escenario tendencial.....	261
Tabla 139. Demanda de energía neta por usos energéticos - Química, caucho y plásticos - Escenario alternativo	261
Tabla 140. Demanda de energía neta por fuentes - Química, caucho y plásticos - Escenario alternativo	261
Tabla 141. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería no metálica - Escenario tendencial.....	262
Tabla 142. Demanda de energía neta por fuentes - Minería no metálica - Escenario tendencial	262
Tabla 143. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería no metálica - Escenario alternativo	263
Tabla 144. Demanda de energía neta por fuentes - Minería no metálica - Escenario alternativo	263
Tabla 145. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería metálica - Escenario tendencial.....	264
Tabla 146. Demanda de energía neta por fuentes - Minería metálica - Escenario tendencial.....	264
Tabla 147. Demanda de energía neta por usos energéticos - Minería metálica - Escenario alternativo	264
Tabla 148. Demanda de energía neta por fuentes - Minería metálica - Escenario alternativo	265
Tabla 149. Demanda de energía neta por usos energéticos - Zonas francas - Escenario tendencial.....	265
Tabla 150. Demanda de energía neta por fuentes - Zonas francas - Escenario tendencial	266
Tabla 151. Demanda de energía neta por usos energéticos - Zonas francas - Escenario alternativo	266
Tabla 152. Demanda de energía neta por fuentes - Zonas francas - Escenario alternativo	266
Tabla 153. Demanda de energía neta por usos energéticos - Resto de industrias - Escenario tendencial.....	267
Tabla 154. Demanda de energía neta por fuentes - Resto de industrias - Escenario tendencial	267
Tabla 155. Demanda de energía neta por usos energéticos - Restos de industrias - Escenario alternativo	268
Tabla 156. Demanda de energía neta por fuentes - Restos de industrias - Escenario alternativo	268
Tabla 157. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector transporte - Escenario tendencial.....	269
Tabla 158. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el sector transporte - Escenario alternativo	269
Tabla 159. Demanda de energía neta sector transporte sectorial - Escenario tendencial.....	270
Tabla 160. Demanda de energía neta sector transporte sectorial - Escenario alternativo	270
Tabla 161. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el resto de los sectores - Escenario tendencial	271
Tabla 162. Demanda de energía neta por fuentes energéticas en el resto de los sectores - Escenario alternativo	271

Tabla 163. Demanda de energía neta por fuentes en no energéticos - Escenario tendencial.....	271
Tabla 164. Demanda de energía neta por fuentes en no energéticos - Escenario alternativo.....	272
Tabla 165. Demanda de energía neta por fuentes en consumos propios - Escenario tendencial.....	273
Tabla 166. Demanda de energía neta por fuentes en consumos propios - Escenario alternativo.....	273
Tabla 167. Demanda de energía neta sectorial - Consumos propios - Escenario tendencial.....	273
Tabla 168. Demanda de energía neta sectorial - Consumos propios - Escenario alternativo.....	273
Tabla 169. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario tendencial.....	274
Tabla 170. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario alternativo.....	275
Tabla 171. Demanda de energía útil por fuentes en el sector residencial - Escenario tendencial.....	278
Tabla 172. Demanda de energía útil por fuentes en el sector residencial - Escenario alternativo.....	278
Tabla 173. Demanda de energía útil por fuentes en los sectores comercio, servicios y público - Escenario tendencial.....	279
Tabla 174. Demanda de energía útil por fuentes en los sectores comercio, servicios y público - Escenario alternativo.....	279
Tabla 175. Demanda de energía útil por fuentes en el sector industrial - Escenario tendencial.....	280
Tabla 176. Demanda de energía útil por fuentes en el sector industrial - Escenario alternativo.....	281
Tabla 177. Demanda de energía útil por fuentes en el sector transporte - Escenario tendencial.....	282
Tabla 178. Demanda de energía útil por fuentes en el sector transporte - Escenario tendencial.....	282
Tabla 179. Demanda de energía útil por fuentes en el resto de los sectores - Escenario tendencial.....	283
Tabla 180. Demanda de energía útil por fuentes en el resto de los sectores - Escenario alternativo.....	284
Tabla 181. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario tendencial.....	284
Tabla 182. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario alternativo.....	285
Tabla 183. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario tendencial.....	286
Tabla 184. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario alternativo.....	286
Tabla 185. Requerimientos de energía primaria y secundaria - Escenario de sensibilidad tendencial.....	293
Tabla 186. Requerimientos de energía primaria y secundaria - Escenario de sensibilidad alternativo.....	293
Tabla 187. Requerimientos de energía primaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial.....	294
Tabla 188. Requerimientos de Energía Primaria por Fuentes - Escenario de sensibilidad Alternativo.....	294
Tabla 189. Requerimientos de energía secundaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial.....	296
Tabla 190. Requerimientos de energía secundario por fuentes - Escenario de sensibilidad alternativo.....	296
Tabla 191. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial.....	298
Tabla 192. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad alternativo.....	299
Tabla 193. Importación de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial.....	300
Tabla 194. Importación de energía primaria - escenario de sensibilidad alternativo.....	300

Tabla 195. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad tendencial	302
Tabla 196. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad alternativo	302
Tabla 197. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad tendencial	304
Tabla 198. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad alternativo	305
Tabla 199. Demanda final sectorial, esc. tendencial vs esc. alternativo	309
Tabla 200. Demanda e importaciones de combustibles esc. tendencial.	310
Tabla 201. Demanda e importaciones de combustibles esc. alternativo.	311
Tabla 202. Bloques de demanda considerados.....	335
Tabla 203. Factores emisión fuente primaria	344
Tabla 204. Supuestos proyecto genérico.....	346
Tabla 205. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico ángulo fijo.	347
Tabla 206. Supuestos proyecto genérico.....	347
Tabla 207. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico tracker 1 eje	348
Tabla 208. Supuestos proyecto genérico.....	348
Tabla 209. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico tracker 1 eje + almacenamiento.....	349
Tabla 210. Supuestos proyecto genérico.....	350
Tabla 211. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Fotovoltaico - Potencia firme ..	350
Tabla 212. Supuestos proyecto genérico.....	351
Tabla 213. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Eólico Onshore	351
Tabla 214. Supuestos proyecto genérico.....	352
Tabla 215. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Eólico Offshore	353
Tabla 216. Supuestos proyecto genérico.....	353
Tabla 217. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Hidroeléctrica.....	354
Tabla 218. Supuestos proyecto genérico - RSU	354
Tabla 219. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - RSU	355
Tabla 220. Supuestos proyecto genérico.....	356
Tabla 221. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Ciclo combinado	357
Tabla 222. Sensibilidad LCOE vs factor capacidad - Ciclo combinado.....	357
Tabla 223. Supuestos proyecto genérico - Turbina de vapor	358
Tabla 224. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Turbina vapor USC.....	359
Tabla 225. Sensibilidad LCOE vs factor capacidad	359
Tabla 226. Supuestos proyecto genérico.....	360
Tabla 227. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - Turbina de gas ciclo simple	360
Tabla 228. Sensibilidad LCOE vs factor de capacidad.....	361
Tabla 229. Supuestos proyecto genérico.....	361
Tabla 230. Sensibilidad LCOE vs costo desarrollo - MCI.....	362
Tabla 231. Sensibilidad LCOE vs Factor de capacidad - MCI	363
Tabla 232. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 1 - Tendencial	369
Tabla 233. Emisiones Evitadas - Escenario 1A - Crecimiento tendencial.....	370
Tabla 234. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 1B - Crecimiento alternativo	373
Tabla 235. Emisiones evitadas - Escenario 1B - Crecimiento alternativo	374
Tabla 236. Emisiones evitadas - Escenario 1C - Sensibilidad visión actual	377
Tabla 237. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 2A - Crecimiento tendencial	380
Tabla 238. Emisiones evitadas - Escenario 2A - Crecimiento tendencial.....	381
Tabla 239. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 2B - Crecimiento alternativo	383

Tabla 240. Emisiones evitadas - Escenario 2B - Crecimiento alternativo	384
Tabla 241. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 3A - Crecimiento tendencia	388
Tabla 242. Emisiones Evitadas - Escenario 3A - Crecimiento tendencial.....	388
Tabla 243. Participación EERR en producción total electricidad SENI - Escenario 3B - Crecimiento alternativo.....	392
Tabla 244. Emisiones evitadas - Escenario 3B - Crecimiento alternativo	392
Tabla 245. Participación EERR en producción total Electricidad SENI - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE.....	395
Tabla 246. Emisiones evitadas - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE	396
Tabla 247. Participación EERR en producción total Electricidad SENI - Escenario 3D - Meta ERNC.....	399
Tabla 248. Emisiones evitadas - Escenario 3D - Meta ERNC	400
Tabla 249. Costos operativos e inversión según escenarios de expansión	401
Tabla 250. Proyección de demanda 2025-2030-2035.....	402
Tabla 251. Proyectos escenario 3	403
Tabla 252. Hallazgos caso 2025 - 21 hrs	406
Tabla 253. Hallazgos caso 2025 - 12hrs	408
Tabla 254. Hallazgos caso 2030 - 21hrs	410
Tabla 255. Hallazgos caso 2030 - 12hrs	413
Tabla 256. Hallazgos caso 2035 - 21hrs	416
Tabla 257. Hallazgos caso 2035 - 12hrs	418

Índice de gráficos

Gráfico 1. Demanda energética mundial, según fuentes, 1971 - 2018.	20
Gráfico 2. Demanda de petróleo y derivados por sector de consumo final, 1971	21
Gráfico 3. Demanda de petróleo y derivados por sector de consumo final, 2018	21
Gráfico 4. Demanda de electricidad por sector de consumo final, 1971.....	23
Gráfico 5. Demanda de electricidad por sector de consumo final, 2018.....	23
Gráfico 6. Demanda de carbón mineral por sector de consumo final, 1971.....	24
Gráfico 7. Demanda de carbón mineral por sector de consumo final, 2018.....	24
Gráfico 8. Demanda de gas natural por sector de consumo final, 1971.....	25
Gráfico 9. Demanda de gas natural por sector de consumo final, 2018.....	25
Gráfico 10. Demanda energética según región, 1971 - 2018.....	27
Gráfico 11. Oferta energética mundial según fuentes, 1971 -2019.....	28
Gráfico 12. Matriz de oferta energética según procedencia, 2018.	30
Gráfico 13. Evolución histórica de la producción de petróleo de los 10 países con mayor participación	32
Gráfico 14. Dinámica de crecimiento de la República Dominicana e influencia del contexto económico mundial y regional	36
Gráfico 15. Crecimiento económico de la República Dominicana frente al mundo, EE. UU., Unión Europea y América Latina y el Caribe.....	37
Gráfico 16. Evolución porcentual de los componentes del Valor Agregado, 2007 - 2019	38
Gráfico 17. Evolución comparada de la estructura productiva de la República Dominicana en el período 2007 - 2019	39
Gráfico 18. Dinámica de las actividades productivas en los periodos 1991-2000, 2001-2010, 2011-2018 y 1991-2018.....	40
Gráfico 19. Evolución del PIB a precios corrientes y remesas	40
Gráfico 20. Ingresos por Remesas, Turismo, saldo comercial de Zonas Francas y Balance Comercial de bienes y servicios.....	41
Gráfico 21. Evolución de la Deuda Externa y su relación con el PIB.	42
Gráfico 22. Evolución de las importaciones de fuentes energéticas dentro del total de las importaciones nacionales.....	43
Gráfico 23. Evolución de la cantidad y el valor unitario de las importaciones de combustibles (*).....	44
Gráfico 24. Tasa de crecimiento de las importaciones de combustibles y su relación con la tasa de crecimiento del PIB nómina	44
Gráfico 25. Número de pasajeros que ingresaron por vía aérea a República Dominicana, 2000 - 2019	45
Gráfico 26. Disponibilidad anual de habitaciones y tasa de ocupación hotelera, 2000 - 2019	46
Gráfico 27. Gasto medio en US\$ y duración media por estadía, 2000 - 2019.	46
Gráfico 28 Modelo Institucional del sector energético dominicano	52
Gráfico 29. Participación por sectores de consumo final en la demanda energética, 2018	58
Gráfico 30. Participación por fuente en la demanda energética, 2018	59
Gráfico 31. Total industria - Participación de las fuentes en el consumo de energía neta	64

Gráfico 32. Total Industria - Participación de los Usos en el Consumo de Energía Neta	65
Gráfico 33. Total comercial, servicios y público - Participación de las Fuentes en el Consumo de Energía Neta.....	68
Gráfico 34. Total comercial, servicios y público - Participación de los usos en el consumo de energía neta	70
Gráfico 35. Total transporte - Participación de los medios de transporte.....	72
Gráfico 36. Total transporte - Participación de los combustibles.....	73
Gráfico 37. Infraestructura de carga vehículos eléctricos.	76
Gráfico 38. Oferta energética según fuentes, 2018.	80
Gráfico 39 Cuencas con potencial para extracción de petróleo en República Dominicana.....	82
Gráfico 40. Importaciones de petróleo crudo, 2010 - 2020	83
Gráfico 41. Importación de derivados de petróleo, 2010 - 2021.	84
Gráfico 42. Carga de petróleo y producción de derivados de FALCONDO, 2003 - 2008	87
Gráfico 43. Importaciones y carga de crudo de FALCONDO, 2003 - 2008.	87
Gráfico 44. Carga de petróleo y producción de derivados, 2004 - 2020.....	89
Gráfico 45. Importaciones de petróleo y derivados de REFIDOMSA, 2000 - 2020	89
Gráfico 46. Importaciones de derivados de petróleo vs productos destilados por REFIDOMSA, 2009 - 2019	90
Gráfico 47. Esquema de REFIDOMSA de un lote diario de producción.	92
Gráfico 48. Precio promedio de los derivados de petróleo, según mes, 2018.....	97
Gráfico 49. Precio de los combustibles de Centroamérica y RD, semana del 27 de febrero al 07 de marzo 2021.....	97
Gráfico 50. Ingresos generados vs sacrificio fiscal	99
Gráfico 51. Márgenes de comercialización de derivados, 2018.....	103
Gráfico 52. Impuestos generados por los hidrocarburos.....	105
Gráfico 53. Mapa de gasoductos por la consultoría “El Puente - CNE”	107
Gráfico 54. Importaciones de gas natural.	108
Gráfico 55. Consumo Sectorial de gas natural, 2018.....	109
Gráfico 56. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio de las centrales de generación a partir de energía eólica, instaladas en la región Norte de la República Dominicana	128
Gráfico 57. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio de las centrales de generación a partir de energía eólica, instaladas en la región Enriquillo de la República Dominicana.....	130
Gráfico 58. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio de las centrales de generación a partir de energía eólica, instaladas en la región Valdesia de la República Dominicana	131
Gráfico 59. Demanda horaria del SENI para el año 2020 contra las curvas de carga promedio acumuladas de las centrales de generación a partir de energía eólica en la República Dominicana	132
Gráfico 60 Curva de carga de proyectos de generación conectados al SENI.....	135
Gráfico 61. Evolución del Programa de Medición Neta.	136
Gráfico 62. Instrumentos para promover las energías renovables	137
Gráfico 63. Evolución Capacidad Instalada en el SENI	145

Gráfico 64. Capacidad Instalada en el SENI según fuente energética.	147
Gráfico 65. Capacidad Instalada en el SENI según agente del MEM, 2020.	149
Gráfico 66. Capacidad Instalada en el SENI según tecnología.	150
Gráfico 67 Mapa ubicación líneas de transmisión y centrales del SENI.	152
Gráfico 68. Áreas Eléctricas y Enlaces entre zonas.	159
Gráfico 69. Comportamiento de los combustibles, 2018 - 2020.	166
Gráfico 70. Histórico Costos Marginales del SENI, 2018 - 2020.	167
Gráfico 71. Costo marginal de potencia de punta.....	169
Gráfico 72 Valorización de las inyecciones eléctricas excedentarias acumuladas el Parque Eólico Los Cocos.....	173
Gráfico 73. Valorización de las inyecciones eléctricas excedentarias acumuladas de la central térmica San Pedro Bioenergy	174
Gráfico 74. Zonas de concesión de las empresas distribuidoras.....	182
Gráfico 75. Desempeño de las EDE	184
Gráfico 76. Evolución de la gestión de la demanda en las EDES	184
Gráfico 77. Evolución energía no servida (ENS).....	185
Gráfico 78. Comportamiento tarifa indexada y aplicada, BTS1	187
Gráfico 79. Comportamiento tarifa indexada y aplicada, BTS2	188
Gráfico 80. Composición Demanda Máxima 2018 - 2020.....	194
Gráfico 81. Demanda Máxima SENI 2018 -2020	195
Gráfico 82. Evolución del consumo de electricidad - SENI	198
Gráfico 83. Participación Distribuidoras - UNR en la demanda.....	199
Gráfico 84. Perfil Demanda Diaria EDES, 2018 -2020	200
Gráfico 85. Composición de la cartera de clientes regulados de las EDES.	201
Gráfico 86. Perfil Demanda Diaria UNR, 2018 -2020.	203
Gráfico 87. Perfil Demanda Diaria EDES, Impacto del COVID-19.	203
Gráfico 88. Perfil Demanda Diaria UNR, Impacto del COVID-19.	204
Gráfico 89. Producción de energía por fuente primaria.....	210
Gráfico 90. Balance Producción Electricidad.....	211
Gráfico 91. Estimación Índice de Herfindahl-Hirshman.....	214
Gráfico 92. Sistemas Eléctricos Aislados de República Dominicana.....	216
Gráfico 93. Evolución Consumo por sectores en los Sistemas Aislados, 2018 - 2020	217
Gráfico 94. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica en República Dominicana	219
Gráfico 95. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario tendencial.....	228
Gráfico 96. Demanda de energía neta por sector socioeconómico - Escenario alternativo	228
Gráfico 97. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario tendencial.....	230
Gráfico 98. Demanda de energía útil por sector socioeconómico - Escenario alternativo	230
Gráfico 99. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario tendencial	233
Gráfico 100. Demanda de energía neta por fuentes energéticas - Escenario alternativo	233
Gráfico 101. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario tendencial	276
Gráfico 102. Demanda de energía útil por fuentes - Escenario alternativo	276

Gráfico 103. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario tendencial	285
Gráfico 104. Demanda de electricidad en energía neta - Escenario alternativo.....	285
Gráfico 105. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario tendencial.....	287
Gráfico 106. Demanda de electricidad en energía útil - Escenario tendencial.....	287
Gráfico 107. Requerimientos de energía primaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial	295
Gráfico 108. Requerimientos de energía primaria por fuentes - Escenario de sensibilidad alternativo	295
Gráfico 109. Requerimientos de energía secundaria por fuentes - Escenario de sensibilidad tendencial	297
Gráfico 110. Requerimientos de energía secundaria por fuentes - Escenario de sensibilidad alternativo	297
Gráfico 111. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial	299
Gráfico 112. Producción de energía primaria - Escenario de sensibilidad alternativo	299
Gráfico 113. Importación de energía primaria - Escenario de sensibilidad tendencial	301
Gráfico 114. Importación de energía primaria - Escenario de sensibilidad alternativo	301
Gráfico 115. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad tendencial	303
Gráfico 116. Importación de energía secundaria - Escenario de sensibilidad alternativo	303
Gráfico 117. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad tendencial	305
Gráfico 118. Importaciones energéticas totales - Escenario de sensibilidad alternativo	306
Gráfico 119. Composición de la demanda total de Hidrocarburos	307
Gráfico 120. Oferta de energía, escenario tendencial al 2026.	308
Gráfico 121. Oferta de energía, escenario tendencial al 2036.	308
Gráfico 122 Mapeo de proyectos ERNC - TSL	329
Gráfico 123 Perfiles de producción proyectos ERNC - TSL	330
Gráfico 124 Gestor de datos.....	331
Gráfico 125 Panel visualización despacho térmico - Power BI.....	331
Gráfico 126. Proyección demanda electricidad - Esc. tendencial.....	332
Gráfico 127. Proyección demanda electricidad - Esc. Alternativo.....	333
Gráfico 128. Proyección demanda máxima - Escenario tendencial y alternativo....	334
Gráfico 129. Capacidad instalada según tecnología, en junio 2021.....	336
Gráfico 130. Estimación capacidad disponible.....	337
Gráfico 131. Oferta potencial considerada.....	338
Gráfico 132. Proyección precios combustibles fósiles.	339
Gráfico 133 Precios futuros gas natural.....	340
Gráfico 134. Resumen Costos Nivelados de Electricidad	363
Gráfico 135. Evolución capacidad instalada - Escenario 1	366
Gráfico 136. Tecnología capacidad adicional - Escenario 1	367

Gráfico 137. Proyección costos marginales y déficit - Escenario 1A - Crecimiento tendencial	368
Gráfico 138. Producción por fuente- Escenario 1A - Crecimiento tendencial	368
Gráfico 139. Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 1A - Crecimiento tendencial	370
Gráfico 140. Proyección costos marginales y déficit - Escenario 1B - Crecimiento alternativo	371
Gráfico 141. Producción por fuente - Escenario 1B - Crecimiento alternativo	372
Gráfico 142. Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 1B - Crecimiento alternativo.....	373
Gráfico 143. Proyección costos marginales - Escenario 1C - Crecimiento tendencial.....	374
Gráfico 144. Producción por fuente - Escenario 1C - Crecimiento tendencial	375
Gráfico 145. Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 1C - Sensibilidad visión actual....	376
Gráfico 146. Evolución parque generación - Escenario 2	377
Gráfico 147. Tecnología capacidad adicional - Escenario 2	378
Gráfico 148. Proyección costos marginales - Escenario 2A - Crecimiento tendencial.....	379
Gráfico 149. Producción por fuente - Escenario 2A - Crecimiento tendencial	380
Gráfico 150 Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 2A - Crecimiento tendencial	381
Gráfico 151. Proyección costos marginales - Escenario 2B - Crecimiento alternativo	382
Gráfico 152. Producción por fuente - Escenario 2B - Crecimiento alternativo	382
Gráfico 153 Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 2B - Crecimiento alternativo	383
Gráfico 154. Evolución parque generación - Escenario 3A - Crecimiento tendencial	385
Gráfico 155. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3A - Crecimiento tendencial	386
Gráfico 156. Proyección costos marginales y déficit - Escenario 3A - Crecimiento tendencial	387
Gráfico 157. Producción por fuente- Escenario 3A - Crecimiento tendencial	387
Gráfico 158. Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 3A - Crecimiento tendencial	388
Gráfico 159. Evolución parque de generación - Escenario 3B - Crecimiento alternativo	389
Gráfico 160. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3B - Crecimiento alternativo	390
Gráfico 161. Proyección costos marginales - Escenario 3B - Crecimiento alternativo	390
Gráfico 162. Producción por fuente - Escenario 3B - Crecimiento alternativo	391
Gráfico 163. Factor Emisión CO ₂ SENI, Escenario 3B - Crecimiento alternativo.....	392
Gráfico 164. Evolución parque generación - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE	393
Gráfico 165. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE	394
Gráfico 166. Proyección costos marginales - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE	394
Gráfico 167. Producción por fuente - Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE.....	395
Gráfico 168. Factor emisión CO ₂ SENI, Escenario 3C - Sensibilidad Visión CNE	396
Gráfico 169. Evolución parque generación - Escenario 3D - Meta ERNC.....	397
Gráfico 170. Tecnología capacidad adicional - Escenario 3D - Meta ERNC.....	397
Gráfico 171. Proyección costos marginales - Escenario 3D - Meta ERNC	398
Gráfico 172. Producción por fuente - Escenario 3D - Meta ERNC	399
Gráfico 173. Factor de emisión CO ₂ SENI, Escenario 3D - Meta ERNC	400
Gráfico 174 Costos operativos e inversión según escenarios de expansión	401

Gráfico 175.Composición del parque de generación por fuente primaria 2025 - 21hrs	405
Gráfico 176. Composición del parque de generación por fuente primaria 2025 - 12hrs	408
Gráfico 177. Composición parque de generación por fuente primaria 2030 - 21hrs.	410
Gráfico 178 Composición parque de generación por fuente primaria 2030 - 12hrs..	412
Gráfico 179. Composición del parque de generación por fuente primaria 2035 - 21hrs	415
Gráfico 180. Composición de parque de generación por fuente primaria 2035 - 12hrs	418

Anexos

Acrónimos

AIE	Agencia Internacional de la Energía
AV	Gasolina de Aviación
AVT	Avtur
BAU	Business as usual
BCRD	Banco Central de la República Dominicana
BEN	Balance Energético Nacional
BEU	Balance Energía Útil
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BZ	Bagazo
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CEI	Comunidad de Estados Independientes
CELADE	Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía
CFDT	Commodity Futures Trading Commission
CM	Carbón Mineral
CNE	Comisión Nacional de Energía
CQ	Petcoke o Coque de Petróleo
CV	Carbón Vegetal
DO	Diesel Oil
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos
EDEs	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EE	Energía Eléctrica
EE.UU.	Estados Unidos de América

EIA	Administración de Información Energética de Estados Unidos
FO	Fuel Oil
Fracking	Fracturación hidráulica
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GM	Gasolina Motor
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNCOySER	Gas Natural Comercial y Servicios
GNIND	Gas Natural Industrial
GNV	Gas natural vehicular
GO	Gas Oil
GS	Gasolina
HI	Hidro
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	Agencia Internacional de Energía
IED	Inversión Extranjera Directa
IPCC	Panel Intergubernamental para el Cambio Climático
Kep	Kilogramo Equivalente de Petróleo
LE	Leña
LEAP	Long range Energy Alternatives Planning System
MEPyD	Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo
MIC	Ministerio de Industria y Comercio
NE	No Energético

OC	Organismo Coordinador
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OP	Otras Primarias
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PIB	Producto Interno Bruto
PD	Países Desarrollados
PDV	Países en Vía de Desarrollo
PE	Petróleo
PENN	Universidad de Pensilvania
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIEN	Sistema de Información Energético Nacional
SO	Solar
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
URE	Uso Racional de Energía
VAB	Valor Agregado Bruto
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAT	Valor Agregado de Transmisión
WEO	World Economic Outlook International Energy Agency

Planes de Mejora

La Comisión Nacional de Energía realizará actualizaciones anuales al Plan Energético Nacional con el objetivo de evaluar el grado de cumplimiento de las propuestas plasmadas, así como la necesidad de cambiar las estrategias de acuerdo con coyunturas internas y externas que afecten el desarrollo económico nacional, y por ende el sector energético. Esto así en cumplimiento del Art. 27 literal f) del Reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01 (aprobado mediante el Decreto No. 555-02) y en virtud de lo que establece el literal h) artículo 3 de la Ley 57-07 de *“Contribuir al logro de las metas propuestas por el Plan Energético Nacional específicamente en lo relacionado con las fuentes de energías renovables, incluyendo los biocombustibles*. En este sentido se han identificado los siguientes aspectos, según la temática que corresponda al sector energético:

Política Energética

- Analizar el impacto de las externalidades multisectoriales del sector energético para los ciudadanos, así como las diversas actividades económicas de la República Dominicana.
- Incrementar el uso de herramientas georreferenciadas para el análisis de indicadores energéticos de oferta y demanda.
- Cumplimiento del objetivo del 25% en el consumo final de la energía en la matriz de energía secundaria, de conformidad con lo establecido en el Art. 21 de la Ley 57-07.

Hidrocarburos

- Robustecer el análisis de costos de los combustibles en los mercados internacionales y los efectos en la economía dominicana, así como las alternativas de respuesta a los escenarios posibles.
- Análisis impacto de la importación de los hidrocarburos con la integración de la electromovilidad.
- Análisis del impacto de las medidas tomadas por el Estado con relación al retiro de las exoneraciones de combustibles de las centrales de generación en los sistemas aislados.

Energía Renovable y Eficiencia Energética

- Diagnóstico de la aplicación del hidrógeno verde en República Dominicana.
- Potencial de Biogás en la República Dominicana
- Potencial para el desarrollo de proyectos eólica offshore

- Sinopsis de contratos de compra-venta de energía suscritos entre los promotores de proyectos de energías renovables y las empresas distribuidoras bajo el amparo del Poder Especial PE-121-15 y decreto 608-21.
- Incluir recomendaciones de provincias o zonas territorialmente idóneas que debieran decretarse como “polos de desarrollo de generación renovables (en especial eólica y fotovoltaica)”.
- Realizar análisis de Intensidad Energética.
- Integración tecnologías de energías renovables variables en el SENI, de la mano de la incorporación de soluciones de almacenamiento Solar FV + BESS y Eólico + BESS.
- Evaluar efectividad fomento de uso de tecnología solar térmica para agua sanitaria (ACS) y refrigeración en RD (disposición del Art. 20 del reglamento de aplicación de la Ley 57-07).
- Incorporar estimación producción anual (kWh/año) en proyectos o emprendimientos comunitarios con energías renovables.
- Estimación producción anual (kWh/año) en instalaciones subsector emprendimientos o iniciativas de autoproducción.

Subsector eléctrico.

- Analizar la cantidad necesaria vinculada a la reserva fría, así como su ubicación, costo y señales regulatorias que promuevan su sostenibilidad en el tiempo.
- Incluir nuevos escenarios de toma de decisión de inversión, tomando en consideración el establecimiento de un protocolo de retiro por obsolescencia de plantas de generación que operen en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.
- Modelo de optimización capaz de estimar la adopción de tecnología vinculadas a la generación distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial, respectivamente, utilizando paneles solares fotovoltaicos, electromovilidad y climatización.
- Propuesta de nuevos escenarios mediante implementación de un “impuesto a las emisiones de carbono”.
- Analizar los efectos y la interrelación entre la expansión de la generación distribuida y la instalación de nueva capacidad en el SENI.
- Profundizar en los efectos de la penetración de la movilidad eléctrica para el SENI.







@cnerd

Ave. Rómulo Betancourt No. 361, Bella Vista. Santo Domingo, República Dominicana.
809-540-9002 / cne-info@cne.gob.do