

Proyecto fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

**Presente y Futuro de las Energías Renovables en el  
sector eléctrico de la República Dominicana**

Autor:  
Elidy Herrera Alcántara

Tutor:  
Ángel Luis Trigo  
Profesor Contratado Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020



Proyecto fin de Máster: Presente y Futuro de las Energías Renovables en el sector eléctrico de la República Dominicana

Autor: Elidy Herrera

Tutor: Ángel Luis Trigo

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:



## **Agradecimientos**

Hay un conjunto de personas e instituciones que, de no ser así, no estaría escribiendo estas líneas.

Es por eso por lo que quiero agradecerles de manera especial.

A la Universidad de Sevilla por acogerme como estudiante y darme la oportunidad de complementar mis estudios en tan prestigioso centro de estudios superiores.

Al Ministerio de Educación Superior, Ciencia y Tecnología (MESCyT), por otorgarme la beca de estudios y estancia para el Máster en Sevilla España.

A mi tutor de TFM, Dr. Ángel Luis Trigo, por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo bajo su tutela, ser paciente y siempre estar dispuesto a brindar una mano cuando lo necesité.

A mis profesores por el tiempo que dedicaron en compartir sus conocimientos y experiencias conmigo.

A mis padres, Carlos Herrera y Elizabeth Alcántara, por el apoyo incondicional siempre. Gracias por estar tan cerca de mí aun en la distancia, los amo.

A mis hermanos, ustedes me impulsan y son mi fuente de inspiración.

A mi novio, por comprenderme, ayudarme y apoyarme. Por ser y estar.

A mi mejor amiga por ayudarme a mantenerme en equilibrio.

A mi tía y mi primo, por la acogida emocional y familiar, con ustedes me siento en casa.

A todas las personas que de una forma u otra aportaron su granito de arena para hacer posible alcanzar la meta. A todos gracias.



# Índice General

Agradecimientos .....	5
Notación .....	14
1. Introducción .....	16
2. Sector Eléctrico dominicano .....	18
2.1. Antecedentes .....	18
2.2. Instituciones que componen al sector eléctrico y relacionadas con la integración de las renovables .....	25
2.3. Evolución de la matriz de la matriz energética.....	30
2.4. Sistema Eléctrico Dominicano actual .....	36
3. Energía Renovable en la República Dominicana .....	47
3.1. Acuerdos .....	47
3.2. Marco Conceptual .....	50
3.3. Variabilidad de la Energía Renovable .....	55
3.4. Impacto de la Energía Renovable.....	59
3.5. Aporte de las Renovables en la República Dominicana .....	64
4. Situación Eléctrica Actual .....	69
4.1. Mercado Eléctrico Dominicano.....	69
5. Escenario futuro basado en proyectos concedidos en el corto plazo .....	83
5.1. Próximos proyectos .....	83
5.2. Precios del Mercado Eléctrico.....	86
5.3. Cobertura de la demanda.....	94
6. Escenario futuro basada en el potencial de Recurso Renovable .....	101
6.1. Potencial de Energía Renovable en la República Dominicana.....	101
6.2. Caso referencia REmap (IRENA, 2017).....	103
6.3. Reducción de emisiones de CO2.....	108
7. Escenario futuro basado en el objetivo de la Ley 57-07.....	111
8. Conclusión.....	119
9. Bibliografía.....	121



## Índice de tablas

Tabla 1. Comparación de la variación de la Generación Total, la Demanda Máxima y la Capacidad Instalada Bruta desde 2001 hasta 2019. ....	32
Tabla 2. Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2019. ....	36
Tabla 3. Capacidad Instalada Total, con énfasis en los proyectos de fuente de generación renovables.....	40
Tabla 4. Cantidad Usuarios y Capacidad Instalada (kW) Programa Medición Neta para abril 2020 .....	43
Tabla 5. Instalaciones Fuera de Programa Medición Neta.....	43
Tabla 6. Pronóstico Demanda Máxima y Demanda Máxima Anual Real 2019 [KW]. ....	45
Tabla 7. Costos nivelados de generación eléctrica según tecnología aplicada (2018 USD x MWh), proyectados a partir de 2023.....	51
Tabla 8. Proyecciones de demanda de energía según sector. ....	65
Tabla 9. Costo marginal tope de energía en el 2019 [US\$/MWh].....	76
Tabla 10. Tarifa Indexada y Aplicada para el trimestre de abril - junio 2020 de la Rep. Dom. ...	80
Tabla 11. Plan de expansión de generación, proyectos con concesiones definitivas por tecnología y propietario.....	84
Tabla 12. Nuevos proyectos de generación contemplados en el informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador.....	85
Tabla 13. Potencial y costos de suministro de bioenergía en la República Dominicana, 2030. ....	103
Tabla 14. Resumen de resultados por tecnología para los años 2010, 2014, 2019 y REmap – sector eléctrico.....	105
Tabla 15. Capacidad Instalada y Generación de las plantas fotovoltaicas en el SENI y de las plantas fotovoltaicas en el Programa de Medición Neta. ....	113
Tabla 16. Capacidad Instalada y Generación en el SENI y en el Programa de Medición Neta. ....	113
Tabla 17. División de la Generación de cada tipo de tecnología entre su Potencia Instalada 2001-2019.....	114
Tabla 18. Generación Estimada por tecnología, partiendo de la capacidad instalada proveniente de las concesiones definitivas y el factor calculado.....	114
Tabla 19. Tasa de crecimiento de la Generación total por años del SENI. ....	115
Tabla 20. Crecimiento de la Generación total del SENI hasta 2030.....	116
Tabla 21. Cobertura de Generación total por parte de fuentes de generación Renovable estimada.....	116
Tabla 22. Generación Esperada por tipo de combustible del plan programado por el OC. ....	118
Tabla 23. Cobertura de Generación total por parte de fuentes de generación Renovable Esperada por tipo de combustible del plan de programación del OC. ....	118



## Índice de figuras

Figura 1. Mapa de la República Dominicana. ....	16
Figura 2. Estructura del sector eléctrico pre-capitalización.....	19
Figura 3. Estructura del sector eléctrico post-capitalización. ....	21
Figura 4. Evolución del Mercado Eléctrico.....	22
Figura 5. Estructura del sector eléctrico postcrisis bancaria y petrolera. ....	24
Figura 6. Estructura actual del sector eléctrico.....	28
Figura 7. Comparación de la variación de la Generación Total, la Demanda Máxima y la Capacidad Instalada Bruta desde 2001 hasta 2019. ....	31
Figura 8. Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2019 [GWh] .....	33
Figura 9. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI 2000-2019 [MW].....	33
Figura 10. Evolución de la capacidad instalada bruta de fuentes renovables del SENI 2000-2019 [MW].....	34
Figura 11. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2000-2019 [MW] .....	34
Figura 12. Evolución programa medición Neta.....	35
Figura 13. Capacidad nominal total instalada en el país, 2018. (Cifras expresadas en MW y participaciones en %). ....	36
Figura 14. Mapas de las líneas de transmisión y generadoras del OC-SENI para el cierre del 2019. ....	37
Figura 15. Porcentaje de capacidad instalada SENI según fuente de energía primaria.....	38
Figura 16. Porcentaje de capacidad instalada SENI según tecnología.....	39
Figura 17. Generación total del SENI por fuente primaria de energía 2019 .....	39
Figura 18. Generación total del SENI por tecnología 2019 .....	40
Figura 19. Capacidad Instalada del SENI según fuente de energía primaria renovable. ....	41
Figura 20. Generación Mensual del SENI por fuente primaria de Energía Renovable en 2019. ....	41
Figura 21. Generación Mensual del SENI por fuente primaria de Energía Renovable en 2019 en porcentajes.....	41
Figura 22. Mapa del alcance geográfico de las tres compañías estatales de distribución EDESUR, EDENORTE y EDEESTE y de los mayores sistemas aislados. ....	42
Figura 23. Curva evolución de la demanda abastecida en un día típico en la República Dominicana. ....	44
Figura 24. Demanda máxima estimada en octubre-diciembre según hora, 2018 (cifras expresadas en MW).....	46
Figura 25. Demanda máxima abastecida en octubre-diciembre según hora, 2018 (cifras expresadas en MW).....	46
Figura 26. Fuentes renovables potenciales para la generación de energía. ....	50
Figura 27. Tecnología fotovoltaica. ....	52
Figura 28. Curva de Generación Eléctrica típica de una planta fotovoltaica a gran escala de la República Dominicana en un día. ....	56
Figura 29. Comparación de la generación y el consumo de una instalación fotovoltaica de una residencia.....	57
Figura 30. Generación promedio mensual de una generadora fotovoltaica de gran escala, por mes y por hora. ....	57
Figura 31. Generación promedio mensual de una generadora fotovoltaica de gran escala. ....	58
Figura 32. Comparación de la irradiación solar prevista vs irradiación medida para un mismo punto de la Republica Dominicana. ....	59

Figura 33. Requisitos de reserva de funcionamiento en función de la penetración de la energía eólica. ....	82
Figura 34. Mapa de ubicación de las plantas generadoras a partir de fuentes conectadas al Sistema Energético Nacional Interconectado (SENI). ....	67
Figura 35. Estructura Institucional en el mercado eléctrico de la República Dominicana. ....	69
Figura 36. Orden de mérito según CVD del último día del año 2019. ....	71
Figura 37. Energía contratada y mercado spot. ....	72
Figura 38. Modelo de Mercado en la Rep. Dom. ....	73
Figura 39. Evolución del Costo Marginal Tope en el 2019 [US\$/MWh]. ....	76
Figura 40. Promedios Anuales del Costo Marginal Energía [RD\$/MWh]. ....	76
Figura 41. Costo marginal de potencia de punta en barra de referencia 2019. ....	78
Figura 42. Costo promedio anual marginal potencia de punta. ....	78
Figura 43. Distribución de capacidad actual instalada SENI según tecnología, sumada el plan de expansión de generación. ....	84
Figura 44. Distribución de la capacidad de los nuevos proyectos de generación contemplados informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador. ....	86
Figura 45. Costos Marginales de Corto Plazo de Energía (USD\$/MWh) Promedio 2001-2019 .	87
Figura 46. Costo promedio mensual del Fuel Oil 2001-2019 (RD\$/Gal). ....	88
Figura 47. Costo promedio mensual del Gas Natural 2003-2019 (RD\$/MMBTU). ....	88
Figura 48. Costo promedio mensual del Carbón Mineral 2001-2019. ....	89
Figura 49. Costos marginales de Potencia Punta Mensual 2001-2019. ....	89
Figura 50. Pronóstico precios Gas Natural, Fuel Oil No. 2, Fuel Oil No. 6 y Carbón para 2020 – 2029. ....	90
Figura 51. Costos marginales promedios esperados escenario base de demanda proyectada. ....	92
Figura 52. Costos marginales promedios esperados, escenario demanda empresas distribuidora y UNR. ....	93
Figura 53. Costos marginales promedios escenario base + incremento de un 13.2%. ....	93
Figura 54. Costos marginales promedios escenario base para los años 2025 - 2029. ....	94
Figura 55. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2020. ....	95
Figura 56. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2021. ....	95
Figura 57. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2022. ....	95
Figura 58. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2023. ....	96
Figura 59. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2024. ....	96
Figura 60. Generación por fuente primaria de generación promedio 2020 – 2024 para los diferentes escenarios de referencia. ....	97
Figura 61. Comparación generación escenario y por tipo de combustibles 2020-2025. ....	98
Figura 62. Comparación generación escenario y por tipo de combustibles 2026-2029. ....	99
Figura 63. Mapa de recurso solar promedio anual. ....	102
Figura 64. Mapa del potencial eólico en MW de la República Dominicana. ....	102
Figura 65. Capacidad instalada de generación eléctrica, 2010–2030. ....	104
Figura 66. Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REmap en 2030. ....	104
Figura 67. Uso total de energías renovables en REmap: 87 PJ/año. ....	107
Figura 68. Emisiones de CO <sub>2</sub> provenientes de usos energéticos, 2010–2030. ....	109
Figura 69. Distribución de la Capacidad Instalada total del País para el cierre del 2019. ....	111
Figura 70. Distribución de la generación del SENI por tecnologías para el cierre del 2019. ....	112
Figura 71. Distribución de la Generación estimada a 2030 por fuentes primaria de generación. ....	117



## Notación

W	Vatio
MW	Megavatios
GWh	Gigavatios hora
V	Voltio
kV	Kilovoltio
km	Kilómetro
kWh	Kilovatios hora
MWp	Megavatios pico
MWh	Megavatios hora
Vp	Vatio pico
US\$	Dólar estadounidense
kVA	Kilovoltio amperes
Ktep	Tonelada equivalente de petróleo



## 1. Introducción

La República Dominicana es un país ubicado en el continente americano, específicamente en el Mar Caribe, con superficie total de 48,442 km<sup>2</sup>. Junto con Haití conforman la isla La Española (véase Figura 1), ocupando el 74% del territorio total de la isla. Se estima que el país cuenta con 11,165,553 habitantes, acorde al último censo realizado (Oficina Nacional de Estadística, 2010). La República Dominicana tiene un clima predominantemente tropical donde las lluvias son abundantes, una temperatura media entre los 25 y 35 °C, con pocas excepciones en regiones con una gran altitud, donde la temperatura puede descender hasta -3 °C en invierno.

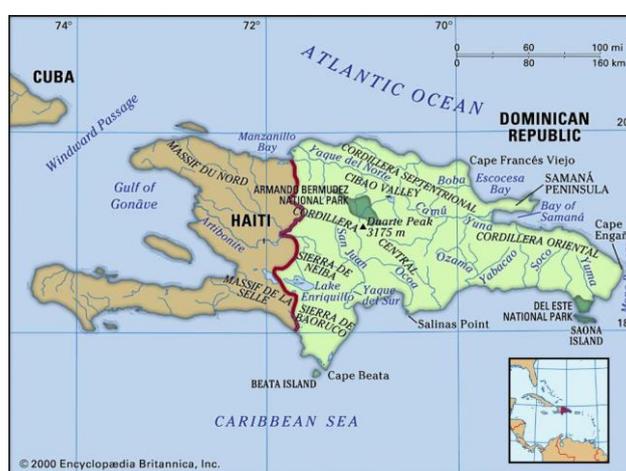


Figura 1. Mapa de la República Dominicana.  
Fuente: (Chou Huang, 2019)

Es una de las economías más importantes de América Latina, siendo la novena más grande y la mayor de Centro América y el Caribe. y ocupa la séptima posición en ingreso per cápita en Latinoamérica.

El crecimiento económico de un país está estrechamente ligado a la generación eléctrica cómo funciona y los costes que genera el presupuesto.

Uno de los caminos más importantes de los que ha apostado el Estado dominicano para mejorar la situación del sector eléctrico es a la inclusión de la Ley 57-07 de incentivo a las tecnologías de fuentes de generación renovables en 2007. A partir de acá el sector eléctrico dado cambios trascendentales que marca un antes y un después.

El objetivo de este estudio es analizar los hitos más trascendentales que han generado la inclusión de la generación renovable en el mercado y sector eléctrico dominicano, la manera en la que estos han definido positivo negativamente su estado actual y los retos que deben ser enfrentados para mejorarlo. Para ello se inicia analizando los antecedentes antes del despegue de la generación renovable, pasando a su estado actual, Para coordinar con los posibles escenarios futuros que

posibilita el sector. Además de evaluar en cada punto sí efectivamente el sector tiene un ambiente adecuado para el desarrollo su continuo.

## 2. Sector Eléctrico dominicano

### 2.1. Antecedentes

El primer alumbrado público de la República Dominicana se instaló en el siglo XIX en la ciudad de Baní y, posteriormente, fueron instalados en otros puntos del país sistemas de iluminación a partir de gas o electricidad como el que existía para alumbrar el trayecto del ferrocarril Samaná-Santiago. Para inicios del siglo XX, la energía era suministrada por plantas eléctricas en algunas ciudades del interior y ya en el 1911 se hacían arreglos para construir estaciones generadoras. Ya en el año 1920 varias ciudades del interior del país tenían electricidad provistas por empresas, en algunos casos de inversión extranjera, como en el caso de la Compañía Anónima Dominicana de Luz y Fuerza Motriz. (ADIE, 2018)

En 1928, acontece el primer paso importante del sector energético con la creación, mediante Decreto Presidencial, se autorizó la creación de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, la cual quedó encargada de generar, construir, rehabilitar y extender las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. (CDEEE, 2020)

El próximo hito importante no sucede hasta el 1954 cuando el Congreso Nacional aprobó la Ley No. 4018 que declaró de alto interés nacional la adquisición por el Estado de las compañías que entonces producían, transmitían y distribuían electricidad al público en general. Esta ley dio lugar a la estatización de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo a través del decreto No. 555 que creó la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), responsable de mantener, extender y generar toda la energía eléctrica del país. En abril de 1955 se promulgó la Ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Electricidad (Ley No. 4115), que permitía a la CDE ejercer de manera exclusiva la autoridad eléctrica en el país. (CDEEE, 2020).

La historia del sector eléctrico en la República Dominicana se caracteriza por intentos constantes de mejoras, con historias de éxitos y fracasos. Los primeros pasos de mayor avance se dieron de 1955 a 1966 con la construcción de 15 líneas de transmisión de 15 líneas de transmisión de 69 kilovoltios, cinco líneas de transmisión de 12.5 kilovoltios, 709,667 metros de nuevas líneas de distintos voltajes y 5,187 postes, incluyendo los utilizados para distribución. En adición, se hicieron otras reformas institucionales, incluyendo la promulgación de la Ley No. 6116 de 1962, que otorga autonomía y personería jurídica a la CDE y crea su Consejo Directivo, así como la Ley Orgánica de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio No. 290 de 1966, en la cual se le asigna a esta entidad la responsabilidad de supervisar a la Corporación Dominicana de Electricidad. (ADIE, 2018).

Luego de la muerte de Trujillo, presidente de la República, en 1961 continuó la expansión de la generación de electricidad, pero no a la misma velocidad con la que crecía la demanda. Durante la década de los setenta el servicio eléctrico era precario y se tomaron acciones para incrementar la generación, incluyendo la creación en 1979, mediante el Decreto No. 584, de la Comisión

Nacional de Energía (CNE), bajo la Dirección de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, para delinear y proponer al Poder Ejecutivo los programas de inversión para la generación de energía. La ampliación del parque de generación eléctrica continuó durante gran parte de la década de los ochenta en un entorno caracterizado por fallos continuos en el servicio, pérdidas de electricidad y déficits operativos de la CDE que limitaban su capacidad para invertir en mejorar la calidad de generación y suministro de energía. (ADIE, 2018)

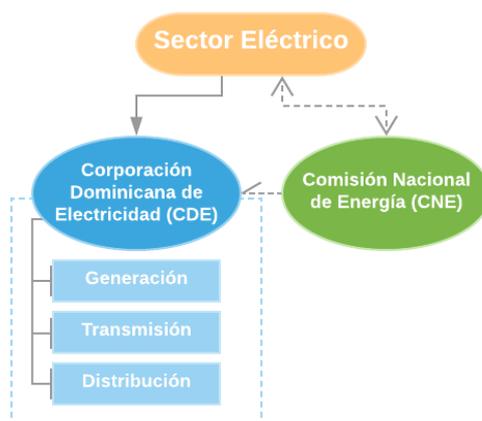


Figura 2. Estructura del sector eléctrico pre-capitalización.  
Fuente: elaboración propia con datos de (CDEEE, 2020)

Como se observa en la Figura 2, desde la década de los 60 (periodo pre-capitalización del sector eléctrico) con la creación de la CDE, por más de cuatro décadas el sector eléctrico quedó verticalmente integrado con pocas modificaciones en lo adelante. Esta integración vertical se caracterizaría por ineficiencias y baja capacidad de producción, mala administración del sector, aumento de la demanda y gestión débil, así como el robo generalizado, la falta de pago y las pérdidas técnicas (transmisión y distribución). Lo que provoca constantes apagones y racionamiento de la electricidad en todo el país. (The Economist, 2015)

### 2.1.1. Proceso de capitalización y evolución del sector eléctrico hasta la introducción de las Renovables.

Toda la década de los 90's se caracterizó por los esfuerzos en el ámbito regulatorio e institucional para mejorar el sector. En 1990 se promulgó la Ley No. 14-90 sobre Incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional, y como resultado empiezan a incorporarse como generadores al sistema los productores privados independientes (IPPs, por sus siglas en inglés), los que mediante Acuerdos de Compra de Energía (PPAs, por sus siglas en inglés) con la CDE ofertaban electricidad que era luego distribuida por la CDE. La entrada de los IPPs permitió a la CDE aumentar la oferta de generación eléctrica (ADIE, 2018). En 1993, para dar continuidad a las conversaciones iniciadas el año anterior, se creó el Consejo Nacional de Energía (CNE) (CDEEE, 2020), mediante el Decreto Presidencial n.º 148-93, por medio del cual se estableció «que es responsabilidad del

Gobierno dominicano promover un consenso en torno a una estrategia de desarrollo del sector energía, que minimice el impacto de los costos [...], junto con incentivar la inversión privada...». Los objetivos principales de esta nueva estrategia no solo tomaron en cuenta la participación del sector privado, sino que además promovieron su participación en el sector eléctrico, colocándolo como un aliado del Estado. (GCPS, 2018)

Este consejo, conformado por altos funcionarios de las Secretarías de Estado concernientes al sector eléctrico, tenía el deber de proponer al Poder Ejecutivo estrategias de desarrollo que no solo incluyeran al subsector eléctrico, sino también al de los combustibles, hidroeléctrico y cualquier otra fuente alterna de energía. El Consejo tenía el poder suficiente para gestionar las contrataciones de los financiamientos que fueran necesarios, así como ejecutar los proyectos y vigilar la ejecución de lo que fuere aprobado por el Poder Ejecutivo. El Consejo también elegía los directivos o representantes del sector privado que participarían en estos proyectos de reestructuración. Sin embargo, y aunque en manos del Consejo quedó el poder necesario para proponer al Poder Ejecutivo, el Decreto a su vez creó un grupo técnico de especialistas, no conformado por funcionarios públicos, el cual realizaría las investigaciones y estudios necesarios para «mantener, actualizar y considerar» todo lo que fuere presentado por el CNE. (GCPS, 2018)

Todos estos pasos, junto con la promulgación de la Ley General de Reforma de la Empresa Pública n.º 141-97, en el año 1997, iniciaron la mayor reestructuración realizada en el sector eléctrico dominicano en más de cuarenta años. Esta ley inicia el proceso de transformación y renovación del sector eléctrico, a través de reformas a las empresas del sector público, que finalizaría en el 2001, y sirvió de base para la posterior capitalización de la CDE y sirvió de base para la posterior capitalización de la CDE, creando cinco nuevas empresas a las que se les asignarían los activos correspondientes a sus respectivas actividades:

- Generadoras de Electricidad:
  - Empresa Generadora de Electricidad ITABO (EGE-ITABO)
  - Empresa Generadora de Electricidad HAINA (EGE-HAINA)
- Distribuidoras de Electricidad (Las EDEs):
  - Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte EDENORTE
  - Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur EDESUR
  - Empresa Distribuidora de Electricidad del Este EDEESTE

Estas empresas fueron objeto de capitalización (propiedad mixta Estado y empresa privada). Los activos no asignados, incluyendo los de transmisión y de generación hidroeléctrica, permanecieron a cargo de la CDE.

Posteriormente, en 1998, se creó el marco regulatorio del sector que establecería la base para el futuro de la industria a través de la Ley General de Electricidad n.º 118-98. Con esta ley quedaría conformada la Superintendencia de Electricidad (SIE) bajo la dependencia de la entonces Secretaría de Estado de Industria y Comercio. Adicionalmente, se aprobó el Reglamento N° 4285-

98 para el funcionamiento de la Corporación (GCPS, 2018). Además, se creó una empresa de transmisión propiedad del Estado en un 100%, y una tercera de generación hidráulica (EGEHID), que permaneció en manos de la CDE. (ADIE, 2018)

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC) fue creado el 29 de octubre de 1998, mediante la Resolución N° 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana. Posteriormente, la Ley General de Electricidad N°125-01, promulgada el 26 de julio de 2001, establece que las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los auto productores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, deben coordinar la operación de sus instalaciones para prestar el mejor servicio al mínimo costo, y que para ello deben constituir e integrar un organismo que coordine la operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización en el SENI, denominado Organismo Coordinador (OC). (OC, 2020)

La Ley 125 de 2001 (Ley de Electricidad) estableció el marco legal para el sector. la CDE es sustituida por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en su papel de líder del sector energético y de supervisor directo para la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y para la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) que seguían siendo propiedad del Estado, en la Figura 3 se muestra la estructura del sector eléctrico previo a la capitalización. (GCPS, 2018)

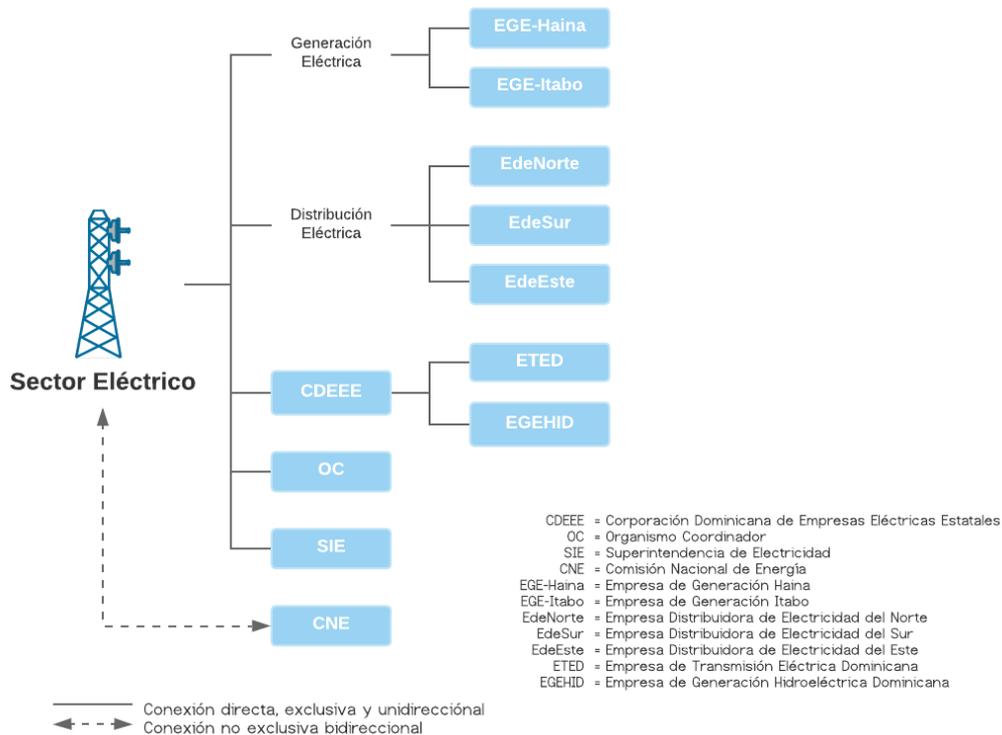


Figura 3. Estructura del sector eléctrico post-capitalización.  
Fuente: elaboración propia con datos de (GCPS, 2018)

El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, emitido mediante Decreto N°555-02 del 19 de julio de 2002, y modificado por los Decretos N° 749-02 y N° 494-07, reglamenta las funciones del OC y establece que debe estar constituido a los fines de obtener personalidad jurídica propia como una asociación sin fines de lucro. (OC, 2020)

La reforma del sector tuvo un impacto positivo en el flujo de divisas. El proceso de capitalización atrajo inversión extranjera, tanto en la generación como en la distribución de energía. En el período 1999-2001 la inversión extranjera en el sector eléctrico totalizó US\$1,455 millones, representando el 34% del total de la inversión extranjera de esos años. Adicionalmente, en el marco de la reforma se mejoraron las señales de precio mediante el desarrollo de un mercado mayorista. En este mercado se trazan libremente las operaciones en la compra y venta de energía entre generadores, distribuidores y grandes usuarios dentro de un mercado de contratos y Mercado Spot. Este mercado es manejado por el organismo coordinador como administrador y la ETED como los facilitadores de este mercado. Este sistema, que parte de las leyes de demanda donde el generador más eficiente es el primero en entrar al sistema, incentivó la inversión en plantas de bajo costo (tanto por el tipo de combustible como por la tecnología utilizada). (ADIE, 2018)

Este proceso incentivó la inversión en energía con participación privada. Dicha inversión abarca los proyectos de infraestructura en materia de energía (electricidad y gas natural y de distribución) que han alcanzado el cierre financiero y, directa o indirectamente, sirven al público. Se excluyen los activos móviles y pequeños proyectos tales como los molinos de viento. (ADIE, 2018)

El sector eléctrico a nivel mundial ha enfrentado grandes e importantes cambios estructurales y paradigmáticos (véase Figura 4), cuyo objetivo central ha sido permitir una creciente competencia en el sector y la libertad de elección de los consumidores en un afán por lograr mejor calidad y mejores precios del producto eléctrico. Un paso trascendental en esta visión de la industria eléctrica como un mercado, ha sido la separación de los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización en negocios autónomos, que se relacionan entre sí a través de contratos comerciales.

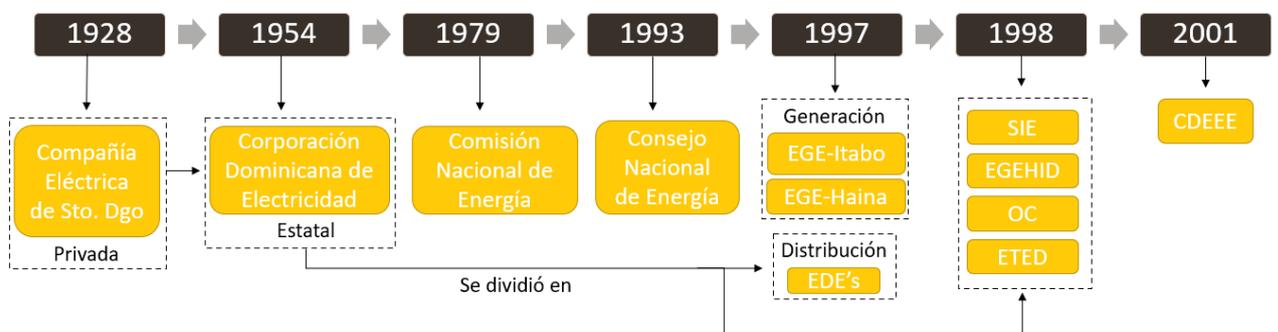


Figura 4. Evolución del Mercado Eléctrico  
Fuente: Elaboración propia

Todas estas reformas prometían dar solución a los grandes problemas que aquejaban al sector desde hacía décadas. Sin embargo, el incipiente modelo fue afectado fuertemente por la crisis de los precios del petróleo a partir de la década del 2000, a causa de la Guerra de Irak. Una crisis que provocaría que los precios del barril de petróleo, que hasta el momento rondaban los 25 dólares estadounidenses, ascendieran hasta 146.90 dólares, en su punto más elevado el 11 de julio de 2008. La crisis en los precios del petróleo, aunada a la importancia política que tiene el sector energético en el país, detonó la intervención estatal a los controles establecidos a partir de las reformas, con el fin de aliviar las subidas de precios en la electricidad. (ADIE, 2018)

El Gobierno dominicano tomó varias medidas para hacer frente a la crisis energética que afectaba al país. Primero, congeló las tarifas y las subvenciones directamente a los distribuidores por la creciente diferencia entre los costos de generación y los precios de distribución. Segundo, y para aliviar la situación de los distribuidores, en 2001 se firmó el Acuerdo de Madrid, por medio del cual se negociaron los contratos bajo los cuales los distribuidores compraban energía a las generadoras. Estos contratos tendrían vigencia por 15 años a partir de 2004. Finalmente, los precios de compra fueron indexados a un combustible menos costoso, posponiendo el esquema de tarifa técnico. Esta reforma permitía que la industria eléctrica elevara las tarifas en caso de que los precios de los combustibles experimentasen alzas, a la vez que no le obligaba a reducirlas cuando los combustibles disminuyesen sus precios en el mercado. (The Economist, 2015)

La situación se complicó aún más en 2003, cuando una crisis bancaria generó la peor recesión económica en la historia dominicana y probó la insostenibilidad de las medidas tomadas anteriormente para contrarrestar la crisis petrolera internacional (The Economist, 2015). Aunque el Acuerdo de Madrid no estaba totalmente fuera de lugar, esta crisis causó que la deuda pública como proporción del PIB casi se triplicó, haciendo imposible el pago de los subsidios a las generadoras. Como consecuencia, comenzaron los atrasos de pago. La crisis bancaria, a su vez, provocó desequilibrios macroeconómicos que mermaron la confianza en la economía dominicana. Entre estos desequilibrios económicos, resalta especialmente la depreciación de la moneda y, por tanto, inflación de los precios de los productos importados, entre ellos el combustible. El alza de los precios de los combustibles se tradujo en más aumento de los subsidios a las generadoras, situación que agravó la estabilidad del sector y a la que el Gobierno dominicano reaccionó congelando las tarifas. Como resultado de estas acciones, Unión Fenosa, la empresa a cargo de las distribuidoras eléctricas, decide cesar sus operaciones en dos de las tres unidades de distribución, EdeNorte y EdeSur. El Gobierno dominicano, entonces, se vio en la obligación de comprar estas empresas y aumentar el peso de la deuda nacional. (Cochón, 2018)

En octubre de 2003 los organismos multinacionales sugirieron realizar una reforma en el sector eléctrico que tomara en cuenta incrementar las tarifas a los usuarios finales, cambiar el enfoque de los subsidios, regularizar los pagos a los generadores y buscar un pacto nacional entre partidos políticos, consumidores y sector privado para controlar el fraude. Para finales de 2004, gracias a

un aumento de la tarifa eléctrica y al fortalecimiento de la tasa de cambio, las pérdidas económicas del sector eléctrico mejoraron. En noviembre y diciembre de 2004, la tarifa eléctrica aumentó un promedio de 9.3% para tarifas por encima de 200 Kwh. Esto se hizo para combatir el déficit del sector en las empresas de distribución, y, a la vez, proteger a los consumidores de energía que utilizan menos de 200 Kwh al mes. (ADIE, 2018)

Es importante destacar que, si bien la crisis cambiaria interna fue un detonante importante para el ajuste de la tarifa eléctrica, el incremento internacional en los precios de los combustibles incrementó los precios de la energía a nivel mundial a inicios del milenio. Cuando observamos países más allá de América Latina, inclusive con gobiernos más robustos, observamos que el incremento en precios de energía para el período 2001 - 2005 osciló alrededor de un 50%. En España el precio de la energía se incrementó de 10 centavos de dólar el Kwh a 15.4 centavos para el período. En el caso de Portugal estos precios fueron de 11.8 centavos a 18 centavos respectivamente y en Italia de 14.8 centavos se incrementó a 19.8 centavos para el mismo período. (ADIE, 2018)

Posteriormente, una nueva ola de reformas fue necesaria para reencauzar el sector eléctrico (véase Figura 5). En 2004, el CNE diseñó un Plan Energético Nacional para hacer autosostenible al sector, reducir las tarifas a los consumidores finales y concientizar a la población en general sobre los buenos usos de la energía. Sin embargo, la crisis internacional del petróleo aún no había concluido y los precios continuaban alzándose. (GCPS, 2018)

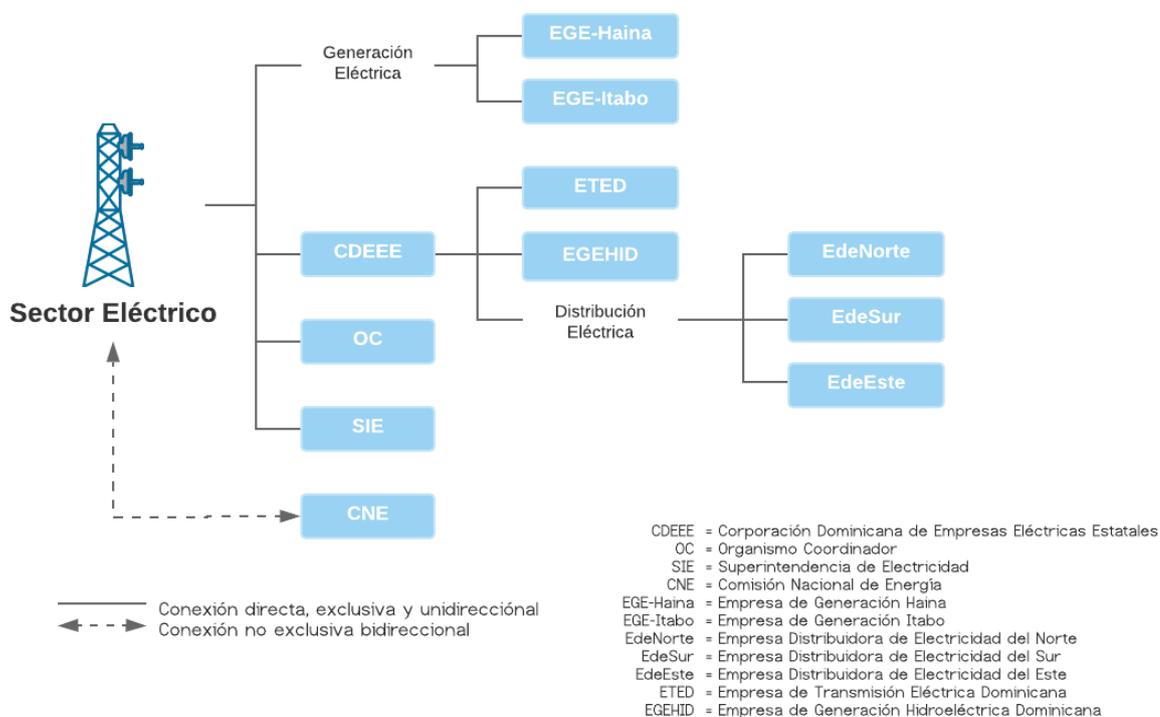


Figura 5. Estructura del sector eléctrico postcrisis bancaria y petrolera.  
Fuente: elaboración propia con datos de (GCPS, 2018)

A pesar de estas medidas, el sector aún enfrentaba los mismos problemas como la deficiencia la calidad del servicio, exceso de subsidios y transferencias al sector para contrarrestar el continuo déficit, deficiencia en la distribución de energía y poco atractivo en inversión en el sector eléctrico por parte de agentes extranjeros. La Ley No. 57-07 de Incentivos a la Energía Renovable, promulgada en 2008, con el propósito de diversificar la matriz de generación para depender menos de los combustibles fósiles, desarrollar un mercado más competitivo entre los generadores, atraer inversión extranjera y mitigar los impactos ambientales. Esta tiene por meta lograr que el 25 % de la producción eléctrica provenga de fuentes de energía renovables. (ADIE, 2018)

En 2013, el Poder Ejecutivo sometió un proyecto de ley que crea un Ministerio de Energía y Minas que tendrá como responsabilidad promover el desarrollo de programas de uso racional y eficiente de energía, así como coordinar la política en materia de uso racional de energía y desarrollo de fuentes alternas, promover políticas que aseguren la cobertura y accesibilidad de la energía y propiciar un marco normativo que facilite el desarrollo sostenible de un sector energético eficiente, entre otros. (ADIE, 2018)

En 2016, se inauguró en Monte Plata la primera planta de energía solar fotovoltaica en el país, y la más grande en su tipo en la región del caribe. Esta planta está en su primera etapa y cuenta con la capacidad para generar 30 MW (33 MWp) de energía usando 132,000 módulos solares. En su etapa final, esta planta generará 69 MW usando 270,000 paneles solares. En este punto, será capaz de suministrar energía eléctrica a más de 50,000 hogares y reducir anualmente 70 000 toneladas de CO. (CNE, 2020)

## **2.2. Instituciones que componen al sector eléctrico y relacionadas con la integración de las renovables.**

A partir de la Ley 125-01 (modificada por la Ley 186-07) se inicia lo que se puede llamar la estructura del sector eléctrico. (ADIE, 2018) La estructura encadena un conjunto de empresas públicas y privadas, unas con funciones relacionadas al ámbito de regulación y administración del sistema y otras con funciones más operativas en lo que a la producción, transmisión y distribución de electricidad se refiere.

Entre las empresas relacionadas con administración y regulación del sistema, tenemos estas instituciones estatales:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM): es una dependencia de la Presidencia de la República Dominicana, creado 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. Corresponde a este, en su calidad de órgano rector del sistema, la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos

y servicios relativos al sector energético y sus subsectores de energía eléctrica, energía renovable, energía nuclear, gas natural y minería. (MEM, 2020)

- Comisión Nacional de Energía (CNE): es la institución encargada de trazar la política del Estado en el Sector Energía. Fue creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) No.125-01, del 26 de julio de 2001; la cual consagra las actividades de los subsectores: Eléctrico, Hidrocarburos, Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía; es decir, del sector energético en general. CNE es la responsable de dar seguimiento al cumplimiento de la Ley de Incentivo al desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales (Ley No.57-07) (CNE, 2020)
- Superintendencia de Electricidad (SIE): constituye el ente Regulador del Subsector Eléctrico Dominicano, y tiene la obligación de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y la normativa técnica aplicables al subsector, en relación con el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y así mismo es responsable de establecer las tarifas y peajes sujetos a regulación de precios. (SIE, 2020)
  - PROTECOM: su función es dar respuestas a las reclamaciones interpuestas por los usuarios del Servicio Público de Electricidad, cumpliendo con los estándares de calidad y los tiempos de respuestas establecidos en la normativa vigente. (SIE - PROTECOM, 2020)
- Organismo Coordinador (OC-SENI): tiene la misión de planificar y coordinar la operación del sistema eléctrico nacional interconectado para un abastecimiento de energía seguro, a mínimo costo y determinar las transacciones económicas entre los agentes, conforme a la normativa, con una organización interdependiente y uso efectivo de los recursos. (OC, 2020) El OC es una institución sin ánimo de lucro constituida por todos los agentes del mercado.
- Corporación Dominicana de Empresas Estatales Eléctricas (CDEEE): La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales es la administradora de todas las empresas del sector energético donde el Estado dominicano es propietario o socio mayoritario, también funciona como órgano gestor de la generación, distribución y transmisión de la energía eléctrica en la República Dominicana. (CDEEE, 2020) Además, realiza la comercialización de energía de las IPPs.

Entre las empresas con funciones operativas hay empresas públicas y privadas. Entre las de patrimonio público está:

- La Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID): una empresa del sector energético donde el estado dominicano es propietario. Administra 27 centrales hidroeléctricas con una potencia instalada de 613.81 megavatios. La generación promedio

es de 1.480 GWh/Año lo que representa aproximadamente el 12% de la producción energética del sistema eléctrico nacional interconectado. (EGEHID, 2020)

- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EdeSur), del Norte (EdeNorte) y del Este (EdeEste): se encargan de explorar instalaciones de distribución de electricidad para su comercialización y/o su propio uso en un sistema interconectado, explorar instalaciones de distribución en la forma, modo y porcentajes que se establezcan en la Resolución 235-98 de fecha 29 de octubre de 1998 dictada por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, así como cualquier otra actividad de lícito comercio que sea similar o esté relacionada directamente con el negocio principal de la misma (EdeSur, 2020). Su alcance está delimitado por las regiones geográficas Norte, Sureste y Suroeste del país.
- La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED): compañía eléctrica estatal cuyo objetivo es operar el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) para proveer servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión a todo el territorio nacional. Su responsabilidad es la operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión, subestaciones, equipos, maquinarias, sistemas de transmisión de electricidad, bienes muebles e inmuebles transferidos desde la CDE. (ETED, 2020)
  - Centro de Control de Energía (CCE): es una dependencia de la ETED y está encargado de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), siguiendo las directrices del Organismo Coordinador, que incluye las tareas de ejecución de la programación de corto plazo, la supervisión y control del suministro de electricidad, en resguardo de la calidad del servicio y la seguridad del sistema. (CCE, 2020)

La generación de electricidad a partir de otras fuentes la mayoría a cargo de un conjunto de empresas privadas y dos generadoras de capital mixto (público y privado).

A partir de la capitalización, el sector eléctrico toma un giro trascendental, y son precisamente las leyes y sus reglamentos los que marcan el inicio para el verdadero ordenamiento de este importante subsector para la vida nacional y su desarrollo sostenible. En la Figura 6 se muestra la estructura actual del sector eléctrico.

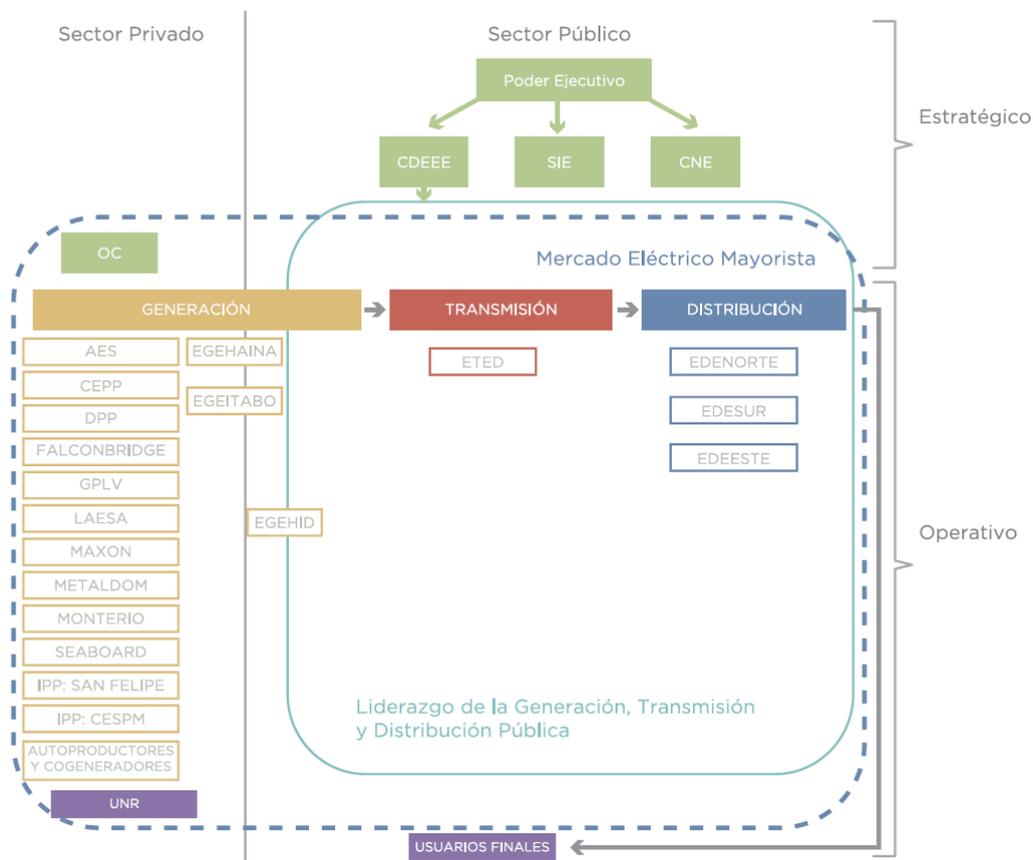


Figura 6. Estructura actual del sector eléctrico.  
Fuente: (GCPS, 2018)

La normativa que regula el sector eléctrico, relacionadas con el sector renovable en la República Dominicana son las siguientes:

- Ley general de electricidad No. 125-0 (modificada por la Ley No. 186-07): rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos del Estado relacionados con estas materias. Es importante señalar que la nueva Ley establece que las funciones esenciales del Estado son de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador, funciones que serán ejercidas por el Estado a través de las instituciones especializadas creadas por la Ley. Es la base de todo el sector eléctrico, y de ella parten todas las instituciones y demás leyes del sector. Los objetivos de esta son:
  - a) Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales;
  - b) Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico;
  - c) Promover una sana competencia en todas aquellas actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, impidiendo prácticas que constituyan

- competencias desleales o abuso de posición dominante en el mercado, de manera que en estas actividades las decisiones de inversión y los precios de la electricidad sean libres y queden determinados por el mercado en las condiciones previstas;
- d) Regular los precios de aquellas actividades que representan carácter monopólico, estableciendo tarifas con criterios económicos, de eficiencia y equidad a manera de un mercado competitivo;
  - e) Velar porque el suministro y la comercialización de la electricidad se efectúen con criterios de neutralidad y sin discriminación; y,
  - f) Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.
  - g) (Literal incluido mediante el Decreto 749-02) Garantizar y resguardar los derechos de los concesionarios en un clima de seguridad jurídica, en conformidad con las leyes nacionales y las regulaciones vigentes. (Ley No. 125-01, 2001)
- Reglamento para la aplicación de la Ley general de electricidad No. 125-0 (modificada por la Ley No. 186-07): Aprobado mediante Decreto No. 555-02, creado por la CNE. Norma todas aquellas materias que, de acuerdo con la Ley, deben ser objeto de una normativa complementaria a ser dictada por el Poder Ejecutivo. Este Reglamento busca promover la consecución de los objetivos expresados en el Título II de la Ley. (CNE, 2012)
  - Ley No. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales (modificada por la Ley No. 253-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible): constituye el marco normativo y regulatorio básico que se ha de aplicar en todo el territorio nacional, para incentivar y regular el desarrollo y la inversión en proyectos que aprovechen cualquier fuente de energía renovable y que procuren acogerse a dichos incentivos. Tiene como objetivo:
    - a. Aumentar la diversidad energética del país en cuanto a la capacidad de autoabastecimiento de los insumos estratégicos que significan los combustibles y la energía no convencionales, siempre que resulten más viables;
    - b. Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados;
    - c. Estimular los proyectos de inversión privada, desarrollados a partir de fuentes renovables de energía;
    - d. Propiciar que la participación de la inversión privada en la generación de electricidad a ser servida al SENI esté supeditada a las regulaciones de los organismos competentes y de conformidad al interés público;
    - e. Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles;

- f. Propiciar la inversión social comunitaria en proyectos de energías renovables;
  - g. Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica y biocombustibles, para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía; y
  - h. Contribuir al logro de las metas propuestas en el Plan Energético Nacional específicamente en lo relacionado con las fuentes de energías renovables, incluyendo los biocombustibles. (Ley No. 57-07, 2007)
- Reglamento de aplicación de la Ley No. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales: Aprobado mediante Decreto No. 208-02, creado por la CNE. (Reglamento Ley No. 57-07 , 2008)
  - Reglamento de medición Neta: creado por la CNE para establecer las condiciones para acceder al Programa de Medición Neta en la República Dominicana. La medición Neta es el proceso de medir de forma simultánea, la energía consumida por el Cliente de las redes del Distribuidor y acreditar la energía exportada por él a las redes del Distribuidor, generada con Fuentes Renovables de Energía. En el mismo se establecen los derechos y responsabilidades que competen al Distribuidor y al Cliente. (Reglamento Medición Neta, 2012)
  - Reglamento Interconexión Generación Distribuida: creado por la CNE para establecer los requisitos y el proceso para la instalación y operación de los Sistemas de Generación interconectados con el Sistema de Distribución Eléctrica. El propósito de este es servir de plataforma para promover el uso eficiente de la energía y al desarrollo de alternativas de energía renovable garantizando la seguridad de los empleados, clientes y equipos del distribuidor, así como la preservación del medio ambiente. Las disposiciones de este reglamento aplican a todo Proyecto de Generación que se interconecte al Sistema de Distribución Eléctrica. Este Reglamento no aplica a la instalación u operación de Sistemas de Generación interconectados al sistema de transmisión, o que operen de forma aislada del Sistema de Distribución Eléctrica. (Reglamento Interconexión Generación Distribuida, 2012)
  - Ley General Sobre Medio Ambiente y recursos naturales No. 64-00: tiene por objeto establecer las normas para la conservación, protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente y los recursos naturales, asegurando su uso sostenible. (Ley No. 64-00, 2000)

### **2.3. Evolución de la matriz de la matriz energética.**

La República Dominicana es la economía más grande de la región del Caribe y una de las más diversas, lo cual está relacionado con el consumo energético que está creciendo de forma

acelerada en los últimos años. La demanda nacional de electricidad ha crecido en aproximadamente un 45% con respecto a la década anterior y de la misma manera ha aumentado la generación de energía en el SENI para intentar abastecer a los usuarios.

La Figura 7 muestra en sí mismo la evolución de la Capacidad Instalada Bruta en MW, la Demanda Máxima en MW y la Generación Total en GWh.

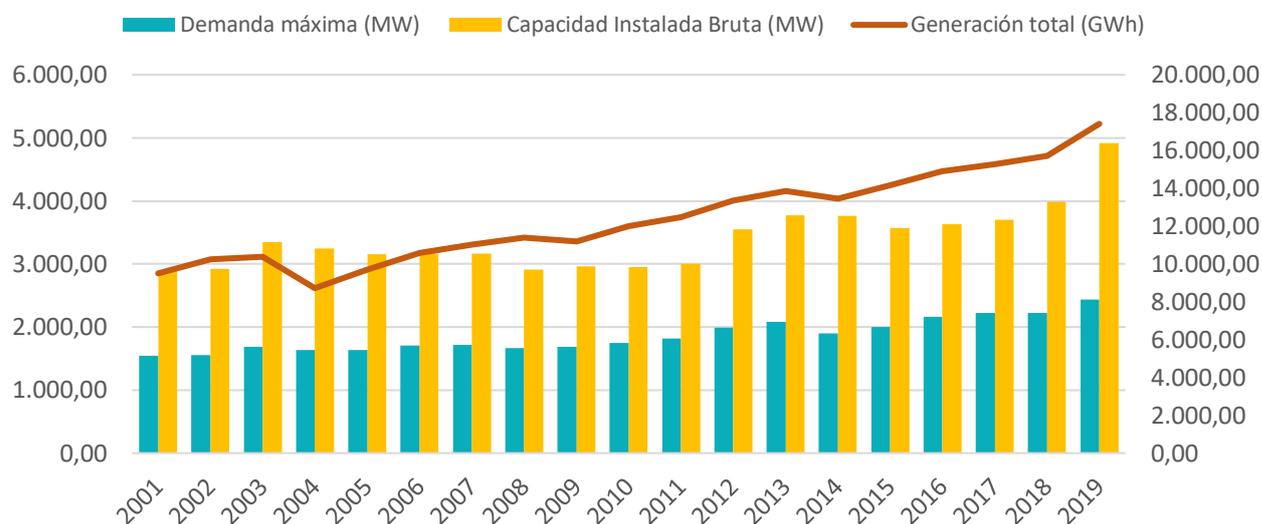


Figura 7. Comparación de la variación de la Generación Total, la Demanda Máxima y la Capacidad Instalada Bruta desde 2001 hasta 2019.

Fuente: Elaboración propia con datos de (OC, 2019)

Si se compara la variación que ha mostrado el SENI en la Demanda Máxima, la Capacidad Instalada Bruta y la Generación Total desde 2001 hasta 2019, se muestra un crecimiento constante en las tres variables. En promedio, la variación es tiene una relación proporcional entre las tres variables para la mayoría de los años, es decir, se muestra una relación entre la tasa de crecimiento que muestra en los tres casos. Para la Demanda Máxima se calcula una variación promedio respecto año anterior de 2.52%, para Capacidad Instalada Bruta una variación promedio de 3.10% respecto al año anterior, y 3.42% para la Generación total. Además, respecto al año 2001, para 2019 se muestra un crecimiento total del 57.32% en la Demanda máxima, 69.98% en la Capacidad Instalada Bruta y 83.08% en la Generación Total.

Datos	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demanda máxima (MW)	1,548.91	1,550.77	1,687.98	1,638.92	1,634.42	1,702.57	1,718.76	1,670.23	1,684.99	1,744.62
Capacidad Instalada Bruta (MW)	2,895.00	2,925.00	3,349.00	3,245.00	3,157.00	3,164.00	3,164.00	2,916.00	2,960.00	2,957.00
Generación total (GWh)	9,510.58	10,231.28	10,384.89	8,722.58	9,711.49	10,593.08	11,029.52	11,391.93	11,177.69	12,011.60
Diferencia entre Capacidad Instalada y Demanda	46.5%	47.0%	49.6%	49.5%	48.2%	46.2%	45.7%	42.7%	43.1%	41.0%
Variación Demanda Max. Respecto Año Anterior	0.00%	0.12%	8.85%	-2.91%	-0.27%	4.17%	0.95%	-2.82%	0.88%	3.54%
Variación Cap. Inst. Bruta Respecto Año Anterior	0.00%	1.04%	14.50%	-3.11%	-2.71%	0.22%	0.00%	-7.84%	1.51%	-0.10%
Variación Generación Respecto Año Anterior	0.00%	7.58%	1.50%	-16.01%	11.34%	9.08%	4.12%	3.29%	-1.88%	7.46%
Variación Demanda Max. Respecto Año 2001	0.00%	0.12%	8.98%	5.81%	5.52%	9.92%	10.97%	7.83%	8.79%	12.64%
Variación Cap. Inst. Bruta Respecto Año 2001	0.00%	1.04%	15.68%	12.09%	9.05%	9.29%	9.29%	0.73%	2.25%	2.14%
Variación Generación Respecto Año 2001	0.00%	7.58%	9.19%	-8.29%	2.11%	11.38%	15.97%	19.78%	17.53%	26.30%

Datos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda máxima (MW)	1,821.02	1,994.90	2,084.26	1,896.55	2,002.37	2,159.37	2,218.83	2,219.27	2,436.69
Capacidad Instalada Bruta (MW)	3,002.00	3,550.00	3,775.00	3,765.00	3,574.00	3,636.00	3,704.00	3,983.00	4,921.00
Generación total (GWh)	12,478.31	13,355.79	13,850.85	13,464.27	14,177.38	14,893.35	15,282.45	15,701.68	17,411.50
Diferencia entre Capacidad Instalada y Demanda	39.3%	43.8%	44.8%	49.6%	44.0%	40.6%	40.1%	44.3%	50.5%
Variación Demanda Max. Respecto Año Anterior	4.38%	9.55%	4.48%	-9.01%	5.58%	7.84%	2.75%	0.02%	9.80%
Variación Cap. Inst. Bruta Respecto Año Anterior	1.52%	18.25%	6.34%	-0.26%	-5.07%	1.73%	1.87%	7.53%	23.55%
Variación Generación Respecto Año Anterior	3.89%	7.03%	3.71%	-2.79%	5.30%	5.05%	2.61%	2.74%	10.89%
Variación Demanda Max. Respecto Año 2001	17.57%	28.79%	34.56%	22.44%	29.28%	39.41%	43.25%	43.28%	57.32%
Variación Cap. Inst. Bruta Respecto Año 2001	3.70%	22.63%	30.40%	30.05%	23.45%	25.60%	27.94%	37.58%	69.98%
Variación Generación Respecto Año 2001	31.20%	40.43%	45.64%	41.57%	49.07%	56.60%	60.69%	65.10%	83.08%

Tabla 1. Comparación de la variación de la Generación Total, la Demanda Máxima y la Capacidad Instalada Bruta desde 2001 hasta 2019.

Fuente: Elaboración propia con datos de (OC, 2019)

El año 2019 es precisamente el que muestra una mayor variación respecto al año anterior para las tres variables, con un crecimiento de 9.8% para la Demanda Máxima, un 23.55% en la Capacidad Instalada Bruta y un 10.89% en la Generación Total. Cabe destacar que potencia total de la Capacidad Instalada Bruta en promedio supera la Demanda Máxima en un 45% para el período de 2011 a 2019.

En la Figura 8 se observa el comportamiento de la energía bruta generada por tipo de tecnología desde el año 2001 hasta el año 2019, evidenciando que la tecnología de motor de combustión interna ha sido la dominante en la generación del SENI. También se nota que a partir del 2014 se presenta un repunte en la tecnología ciclo combinado. Otro hecho a resaltar es la incorporación de la tecnología solar desde el 2016. Todos estos datos son extraídos de los Sistemas de Medición Comercial.

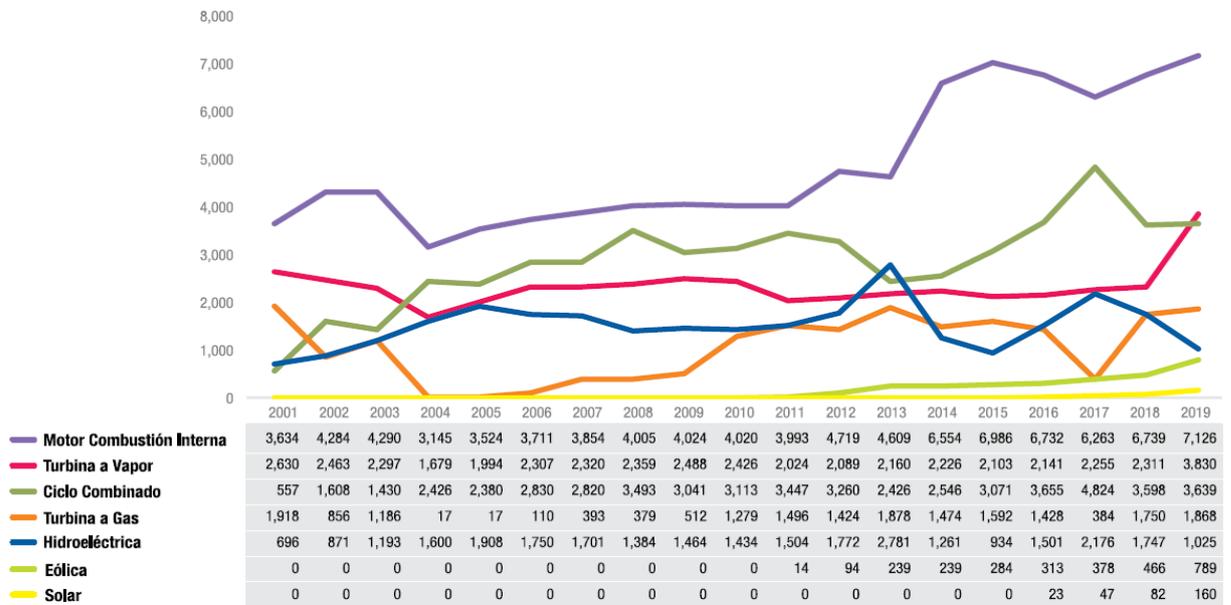


Figura 8. Evolución de la energía generada por tecnología 2001-2019 [GWh]  
Fuente: (OC, 2019)

Como se muestra en la Figura 9, la capacidad instalada bruta del SENI viene aumentando en las últimas dos décadas para abastecer la demanda. Con relación al 2000, en la generación convencional se muestra un aumento de su porcentaje en la matriz energética a las generadoras de ciclo combinado, motor de combustión interna y turbina a vapor, y una disminución en el porcentaje de turbina gas.

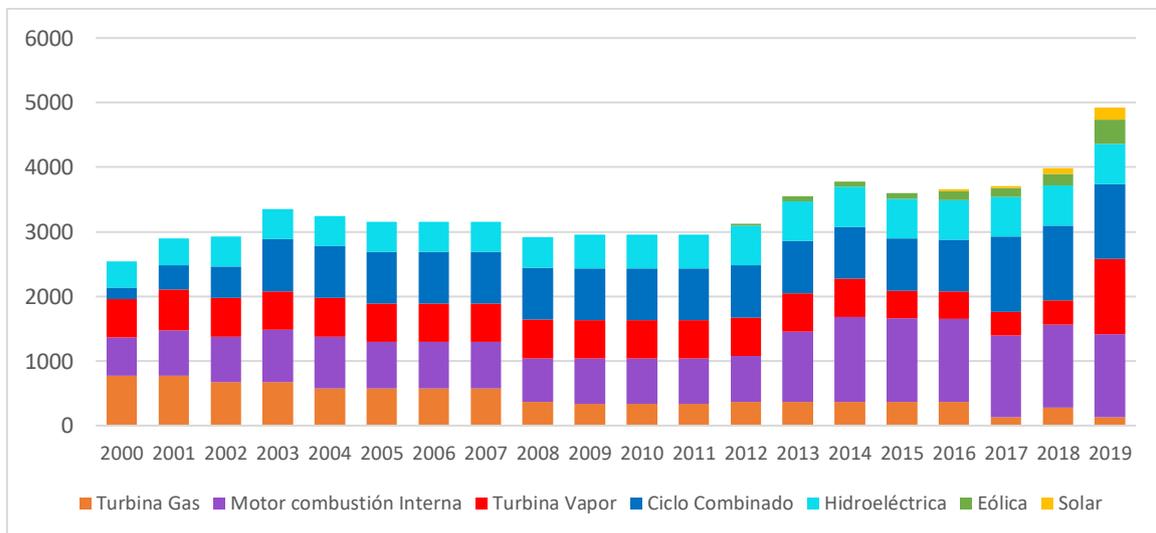


Figura 9. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI 2000-2019 [MW]  
Fuente: Elaboración propia con datos de (OC, 2019)

Tomando en cuenta la Figura 9, haciendo énfasis en la capacidad instalada de las tecnologías proveniente de fuentes renovables, se obtiene la Figura 10. Donde se evidencia un aumento significativo de la matriz de generación para los últimos años en la energía eólica, fotovoltaica y

biomasa, y una evolución constante en la hidroeléctrica, manteniéndose a la fecha aún como la de mayor capacidad.

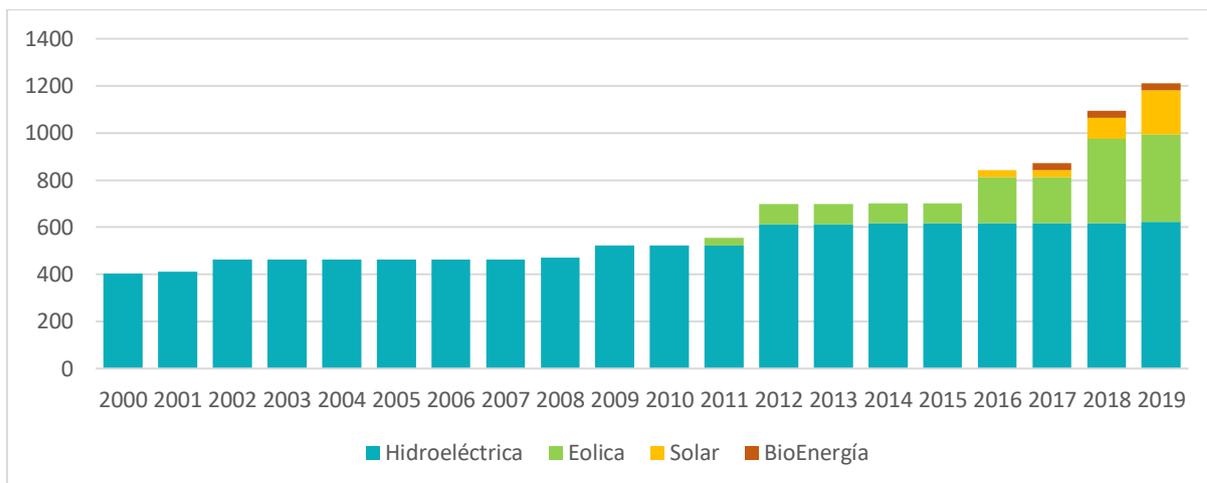


Figura 10. Evolución de la capacidad instalada bruta de fuentes renovables del SENI 2000-2019 [MW].  
Fuente: Elaboración propia con datos de (OC, 2019)

En la Figura 11 se evidencia que la generación eólica en el SENI no aparece hasta el año 2012 y solar fotovoltaica hasta el 2016, marcando un aumento continuo en ambas tecnologías hasta el último año.

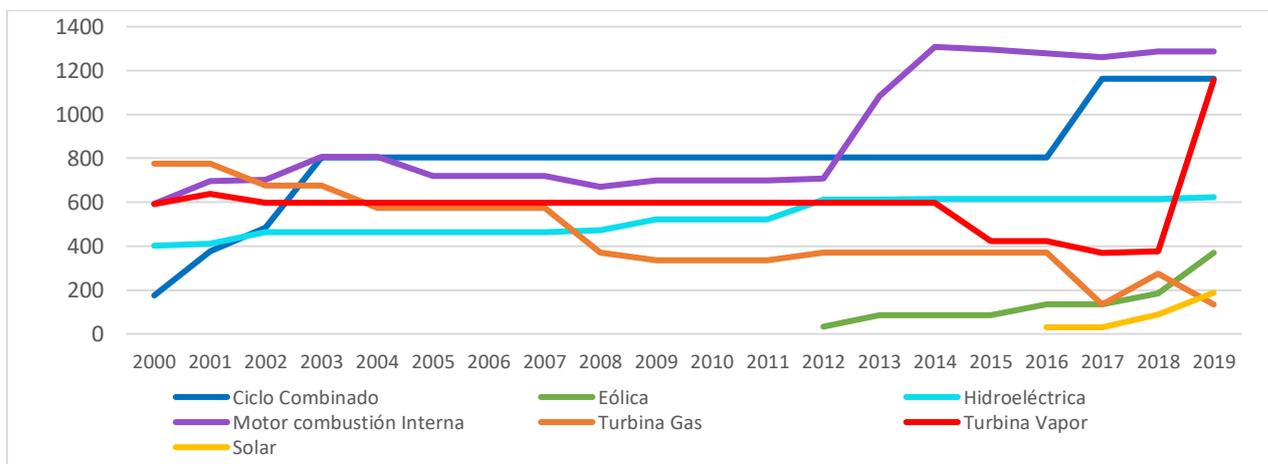


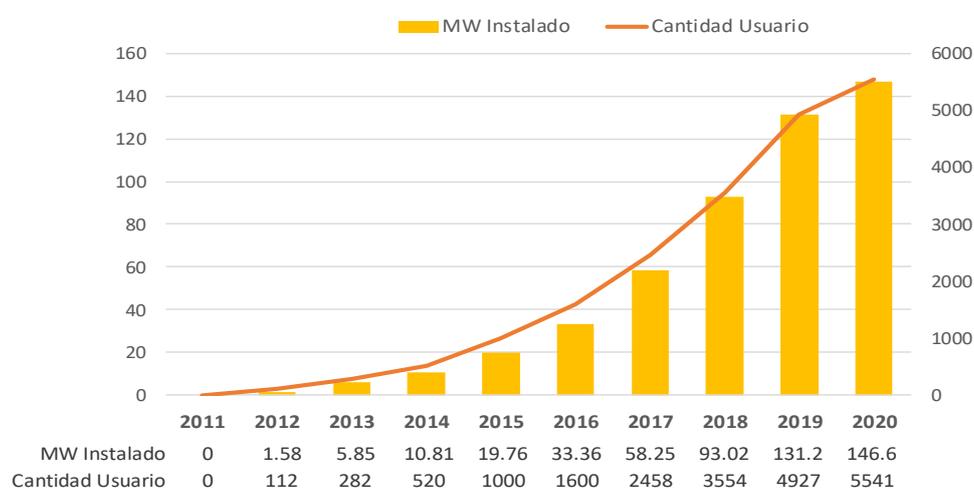
Figura 11. Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2000-2019 [MW].  
Fuente: Elaboración propia con datos de (OC, 2019)

La Red del sistema eléctrico nacional interconectado (SENI) de la República Dominicana está compuesta por líneas en Alta Tensión y Media Tensión para la red de transporte y líneas de Media Tensión (MT) y Baja Tensión para la red de distribución.

En la actualidad, en la red de distribución, la generación distribuida está completamente en manos de la fotovoltaica, donde el programa de Medición Neta de la CNE cuantifica las generadoras de clientes regulados (conectados a distribuidoras estatales o EDE's y sistemas aislados) y las instalaciones fuera del programa de Medición Neta corresponden a las generadoras de Usuarios no Regulados. Debido a los límites colocados en la normativa, las generadoras dentro de Medición

Neta son generadoras de pequeña y mediana escala y las que están fuera del programa son de Mediana Escala.

El Programa de Medición Neta es un servicio provisto por el distribuidor a los clientes con sistemas de generación propia que utilicen fuentes renovables de energía interconectadas a sus redes de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 20 de la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Este Programa ha tenido un gran impacto en la sociedad, ya que permite a los usuarios vender el excedente de su autoproducción, lo cual junto a los incentivos fiscales establecidos por la Ley No.57-07, garantiza la recuperación de la inversión realizada en un período aproximado de 5 años. En la Figura 12 se muestra como ha ido evolucionando la cantidad de usuarios y la potencia instalado que hacen uso del programa. (CNE , 2020)



*Figura 12. Evolución programa medición Neta*  
*Fuente: elaboración propia con datos de (CNE , 2020)*

Su capacidad instalada ha mostrado un crecimiento exponencial en los últimos años, en 2011 era básicamente nula y para abril 2020 se registra una capacidad instalada de 146.60 MW con 5,541 usuarios a lo largo del territorio dominicano.

## 2.4. Sistema Eléctrico Dominicano actual

La demanda de electricidad alcanzó 16,78 TWh en 2018, con una generación anual aproximada de 19.65 TWh en el mismo año (incluyendo la autoproducción y sistemas aislados). El 35.3% de este total es usado en el sector industrial. El 64.7% restante se consume en edificios y se divide en 31.5% para residencial y 26.2% para edificios comerciales, agro/pesca y minería un 6.7 % y transporte el restante 0.3 %. La demanda de electricidad ha crecido en un 7% por año, en promedio, en la última década.

La capacidad instalada en República Dominicana para generación al cierre del año 2018 es de 5,425.65 MW (véase Figura 13) de acuerdo con los datos disponibles en la Comisión Nacional de Energía. El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) cuenta con el 69.4 % de la capacidad nominal instalada en el país. (CNE, 2018)

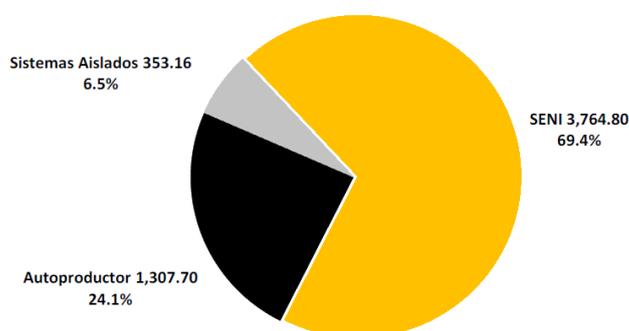


Figura 13. Capacidad nominal total instalada en el país, 2018. (Cifras expresadas en MW y participaciones en %). Fuente: (CNE, 2018)

### 2.4.1.1. Red de transporte

La red eléctrica de transporte de la republica Dominicana está distribuida a lo largo del país para llevar hasta los puntos de consumo (generadoras y usuarios no regulados), a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las grandes centrales. Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión (alta tensión). La red de transporte está conformada por cuatro niveles de tensión 345 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV. Aunque las líneas a 230 kV se instalaron exclusivamente para la industria minera y está relativamente aislada topológicamente. La longitud y capacidad que se tiene en cada nivel de tensión para el cierre del año 2019 se puede ver en la Tabla 2.

LONGITUD Y CAPACIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 2019		
Nivel de voltaje (kV)	Longitud Líneas de Transmisión (km)	Capacidad Instalada Transformadores/Autotransformadores (MVA)
69.00	1,696.00	-
138.00	3,141.00	2,415.00
230.00	275.00	500.00
345.00	350.00	2,100.00
<b>Total</b>	<b>5,462.00</b>	<b>5,015.00</b>

Tabla 2. Longitud y capacidad del sistema de transmisión en 2019. Fuente: (OC, 2019)

El sistema de transmisión tiene principalmente una configuración radial en las zonas más remotas del norte, sur y este del país. Estas zonas están conectadas entre sí a 138 kV y 69 kV. Los dos principales centros de consumo incluyen a Santo Domingo y Santiago. El suministro de los dos principales centros de consumo Santo Domingo y Santiago se hace a través de anillos de 138 kV interconectados a través de circuitos de 345 kV y 138 kV.

Para la planificación de las operaciones, el sistema se divide en cuatro áreas: Central, Oriental, Sur y Norte. Un diagrama del sistema de transmisión y sus zonas y subzonas operacionales se proporciona en la Figura 14. La zona Central, que incluye la ciudad capital Santo Domingo, tiene la mayor demanda de electricidad. Seguida por la zona Norte, que incluye la ciudad de Santiago.

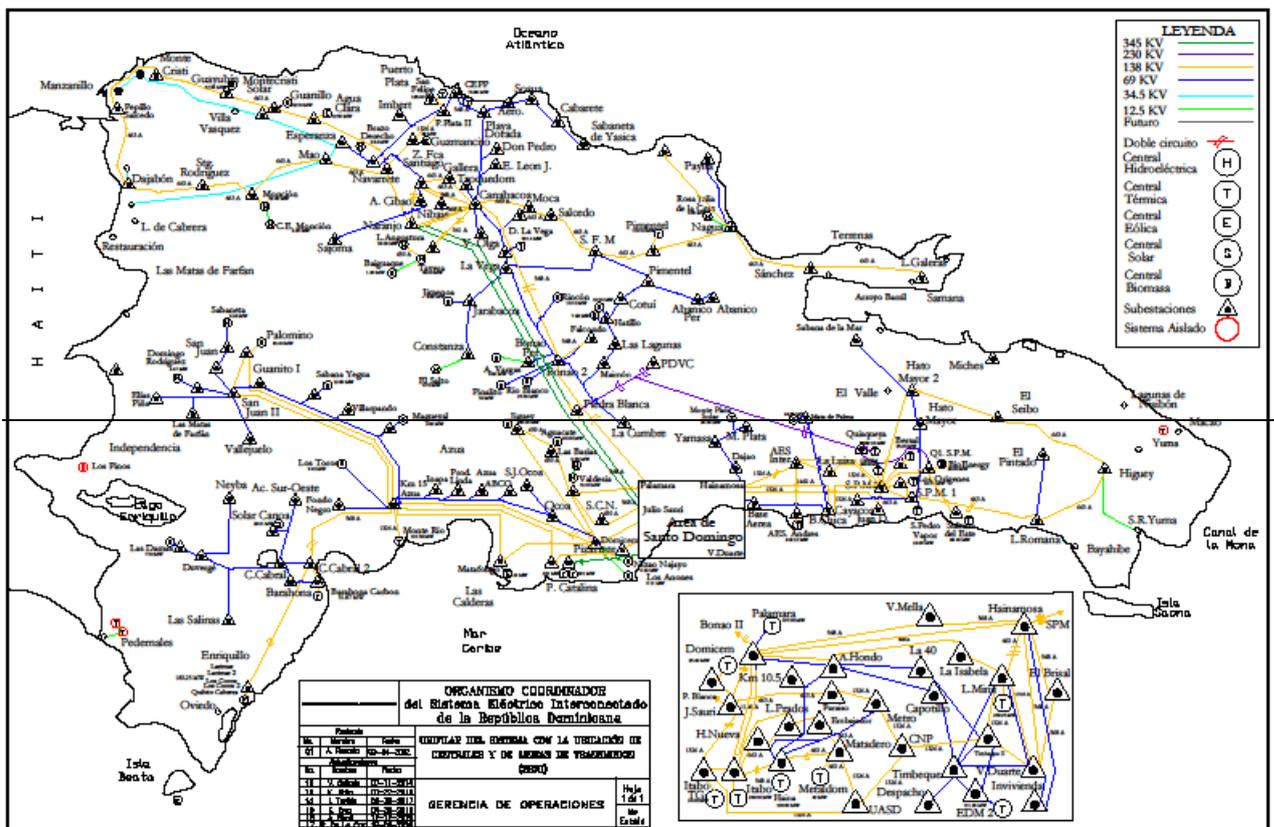


Figura 14. Mapas de las líneas de transmisión y generadoras del OC-SENI para el cierre del 2019. Fuente: base de datos del OC.

Las zonas con menor electrificación coinciden con las zonas en las que existen sistemas aislados en el país, las zonas con áreas protegidas o de difícil acceso, o las zonas rurales más pobres donde hay menor impacto industrial. En la Figura 22 se muestran, además de los tres grandes sistemas de distribución del país, los sistemas aislados más importantes.

#### 2.4.1.2. Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

El total de los retiros de energía de las propias empresas generadoras (consumos propios), las empresas distribuidoras y los Usuarios No Regulados (UNR) que obtuvieron su suministro

directamente del SENI, fue de 17,081.15 GWh. La generación total de electricidad por parte del SENI alcanzó los 17,411.50 GWh en 2019 a partir de una capacidad instalada bruta de generación de alrededor de 4,921.03 MW par el 31 de diciembre del mismo año (OC, 2019). Pero el país está dependiendo en gran medida de las importaciones de combustibles fósiles, los cuales comprenden casi todo el suministro energético primario hasta hoy en día (IRENA, 2017). Como se puede observar en la Figura 15, el 76% de la capacidad instalada opera con combustibles fósiles tradicional, principalmente fueloil pesado el cual es especialmente contaminante, el restante es proveniente de fuentes de energías renovables.

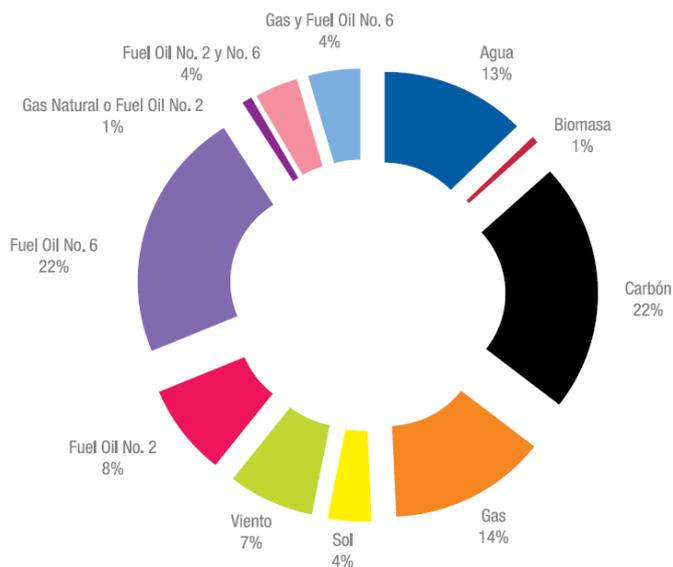


Figura 15. Porcentaje de capacidad instalada SENI según fuente de energía primaria.  
Fuente: (Organismo Coordinador, 2019)

Antes del año 2000, el aceite combustible suministraba el 90% de la energía en el sistema, mientras que la hidroelectricidad constituía el resto. Han ocurrido avances sustanciales hacia la diversificación de generación puramente a base de aceite combustible. Hoy en día, las tecnologías principales son los generadores de motor de combustión interna, ciclo combinado y turbina a vapor, estas tecnologías ocupan el (26.1%), (23.6%) y (23.5%) respectivamente de la capacidad total instalada, luego está la Hidroeléctrica (12.7%), Eólica (7.5%), solar fotovoltaica (3.8%), y por último tecnología turbina a gas contribuye un 2.7%, estas se pueden ver en la Figura 16, donde está dada la potencia instalada según la tecnología..

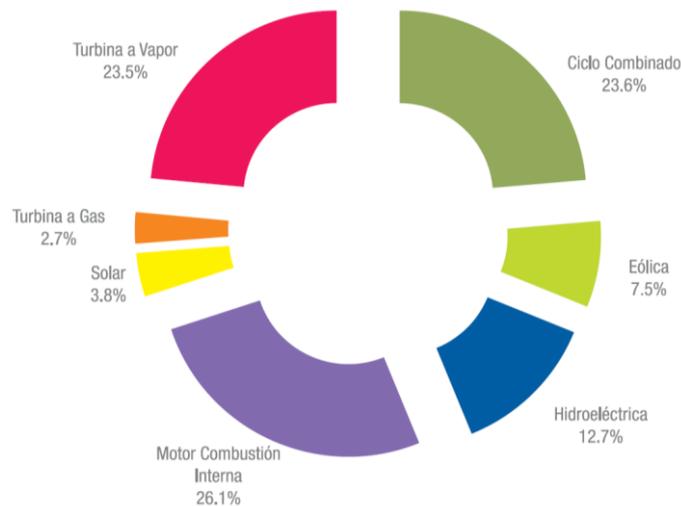


Figura 16. Porcentaje de capacidad instalada SENI según tecnología.  
Fuente: (Organismo Coordinador, 2019)

La potencia instalada en tecnologías de energía renovables de momento representa un momento un 24% en la capacidad total de generación instalada. Con una participación que entre todas las fuentes primarias de Energías Renovables suman un 11.87% de la generación total registrada para 2019, como se puede observar en la Figura 17, el Fuel Oil No. 6 predomina en las fuentes primarias de generación.

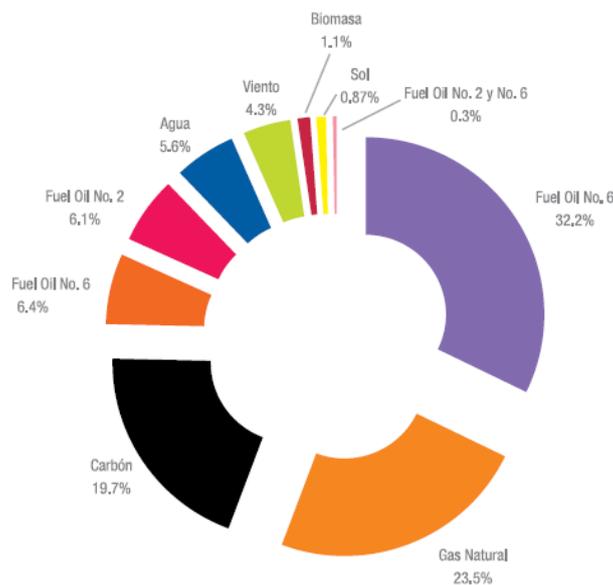


Figura 17. Generación total del SENI por fuente primaria de energía 2019  
Fuente: (Organismo Coordinador, 2019)

Agrupando la generación total registrada a final del año 2019 por tecnología se muestra el 38.65% de la generación proviene de Motores de Combustión, siendo es esta la tecnología con mayor incidencia, seguido por las Turbinas a Vapor con 20.78%, ciclo combinado 19.78% y turbina a gas 10.73%. Las tecnologías renovables suman 11.87%. En la Figura 18 se puede observar gráficamente la generación por tecnología para el año 2019.

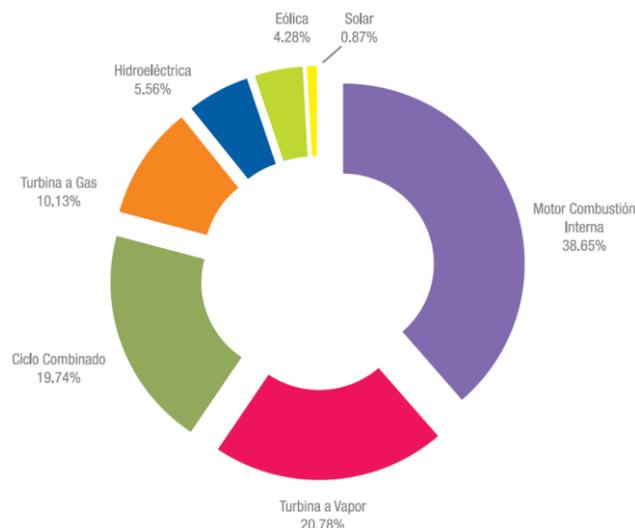


Figura 18. Generación total del SENI por tecnología 2019  
Fuente: (Organismo Coordinador, 2019)

La Tabla 3 muestra un desglose de capacidad instalada total en MW de país, poniendo especial atención a los proyectos y/o agentes de mercado que pertenecen a las tecnologías proveniente de fuente de generación renovables.

		Tecnología	Capacidad Total
<b>Total de capacidad no renovable</b>			<b>3,709.3 MW</b>
		Ciclo Combinado	1,162.4 MW
		Motor de Combustion Interna	1,256.0 MW
		Tubina a Gas	134.0 MW
		Turbina a Vapor	1,156.9 MW
Proyecto	Propietario	Tecnología	Capacidad Total
<b>Total de capacidad renovable</b>			<b>1,210.2 MW</b>
<b>Capacidad de Bioenergía</b>			<b>30.0 MW</b>
San Pedro Bio-energy	San Pedro Bio-energy SRL	Biomasa	30.0 MW
<b>Capacidad Energía hidroeléctrica</b>			<b>622.4 MW</b>
42 proyectos	EGEHID	Hidroeléctrica	622.4 MW
<b>Capacidad Solar Fotovoltaica</b>			<b>187.5 MW</b>
Mata de Palma	WCG Energy, LTD	Fotovoltaica	66.9 MW
Montecristi Solar	Montecristi Solar FV, S.A.S.	Fotovoltaica	58.0 MW
Monte Plata Solar	Electronic J.R.C., S.R.L.	Fotovoltaica	30.0 MW
Canoa Solar	EMERALD SOLAR ENERGY, S.R.L.	Fotovoltaica	32.6 MW
<b>Capacidad del viento</b>			<b>370.3 MW</b>
Los Cocos I y II	EGEHAINA, S.A.	Eólica	77.2 MW
Los guzmancitos	Poseidon Energias Renovables, C. por A.	Eólica	48.0 MW
Agua Clara	IC Power DR Operations, S.A.S.	Eólica	52.5 MW
Larimar I y II	EGEHAINA, S.A.	Eólica	97.8 MW
Matafongo	Grupo Eólico Dominicano, C. por A.	Eólica	34.0 MW
Quívio Cabrera	EGEHAINA, S.A.	Eólica	8.3 MW
Guanillo	Parques Eolicos del Caribe, S.A. (PECASA)	Eólica	52.5 MW

Tabla 3. Capacidad Instalada Total, con énfasis en los proyectos de fuente de generación renovables  
Fuente: elaboración propia con datos de (Organismo Coordinador, 2019)

De acá se puede destacar que la Hidroeléctrica es fuente con mayor cantidad de proyectos ya terminados y conectados, con 42, y mayor capacidad en el país, seguido por la Eólica con 9 proyectos y 370MW, continuando con la Solar Fotovoltaica con 4 proyectos y 188 MW, y ya finalizando con la Bioenergía con un proyecto de 30 MW. En la Figura 19 se muestra de manera porcentual la capacidad instalada de fuentes renovables.

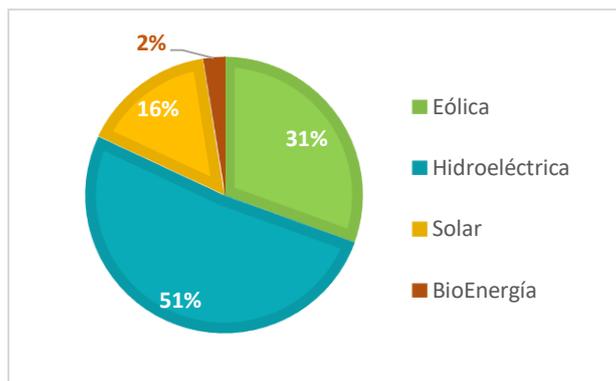


Figura 19. Capacidad Instalada del SENI según fuente de energía primaria renovable.  
Fuente: elaboración propia con datos de (Organismo Coordinador, 2019)

Con esta capacidad instalada, el SENI registró en total de 2,180.2 GWh de generación de tecnologías de fuente primaria de energía renovable, en el 2019. En la Figura 20 se detalla para cada mes, la generación en cada una de las tecnologías, siendo la mayor por parte de la Hidroeléctrica con 1,025.1 GWh, seguido por la Eólica con 789.0 GWh, continuando con la Biomasa 206.6 GWh, y finalizando con la Solar Fotovoltaica con 159.6 GWh.

Meses	Biomasa	Solar	Eólica	Hidroeléctrica	Total
Enero	19.4 GWh	12.2 GWh	50.3 GWh	100.5 GWh	182.4 GWh
Febrero	17.7 GWh	11.6 GWh	54.8 GWh	80.8 GWh	164.8 GWh
Marzo	19.7 GWh	13.8 GWh	46.4 GWh	75.7 GWh	155.5 GWh
Abril	18.9 GWh	14.1 GWh	68.7 GWh	68.6 GWh	170.2 GWh
Mayo	14.4 GWh	13.3 GWh	62.3 GWh	72.1 GWh	162.0 GWh
Junio	18.9 GWh	13.7 GWh	96.3 GWh	103.1 GWh	232.1 GWh
Julio	19.6 GWh	14.1 GWh	105.0 GWh	90.5 GWh	229.1 GWh
Agosto	19.8 GWh	13.8 GWh	88.0 GWh	89.7 GWh	211.3 GWh
Septiembre	19.4 GWh	11.9 GWh	39.9 GWh	94.4 GWh	165.6 GWh
Octubre	20.4 GWh	12.8 GWh	52.2 GWh	105.2 GWh	190.6 GWh
Noviembre	0.0 GWh	11.3 GWh	45.7 GWh	70.9 GWh	127.9 GWh
Diciembre	18.4 GWh	17.1 GWh	79.5 GWh	73.7 GWh	188.7 GWh
<b>Total</b>	<b>206.6 GWh</b>	<b>159.6 GWh</b>	<b>789.0 GWh</b>	<b>1,025.1 GWh</b>	<b>2,180.2 GWh</b>

Figura 20. Generación Mensual del SENI por fuente primaria de Energía Renovable en 2019.  
Fuente: elaboración propia con datos de (Organismo Coordinador, 2019)

Lo ya dicho se muestra de forma porcentual en la Figura 21.

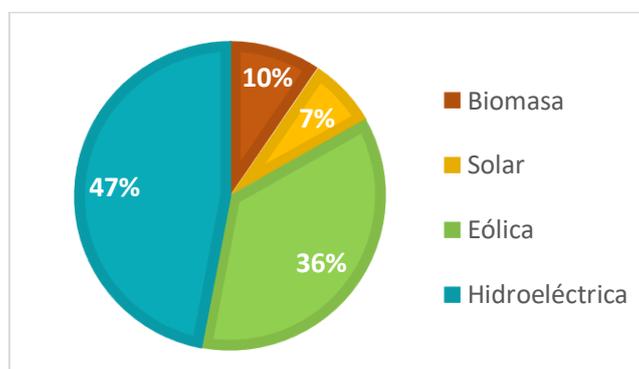


Figura 21. Generación Mensual del SENI por fuente primaria de Energía Renovable en 2019 en porcentajes.  
Fuente: elaboración propia con datos de (Organismo Coordinador, 2019)

### 2.4.1. Red Eléctrica de Distribución

En la República Dominicana, la red eléctrica de transmisión deriva en una red de distribución o a Usuarios no Regulados (ver apartado 4.1. Mercado Eléctrico Dominicano). La red de distribución tiene como función el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor o contador del cliente) y se lleva a cabo por la distribuidora de electricidad. Está conformada por cuatro niveles de tensión 69 kV, 34.5kV, 12.46 kV, 7.2 kV. Las líneas a 69 kV son líneas de subtransmisión y se utilizan para llevar grandes cantidades de energía de un circuito a otro, disminuyendo las pérdidas.

La mayoría de las pérdidas en el nivel de distribución son no-técnicas. Esto ha afectado la capacidad de las empresas de distribución para recuperar sus costos operativos a través de las tarifas. Esta situación representa un riesgo en el futuro a largo plazo de la cadena de suministro de energía del país y ha dado lugar a una serie de interrupciones del suministro.

La distribución de energía eléctrica en el país está dividida por regiones geográficas entre las empresas EDENORTE, EDESUR y EDEESTE, cada una de las cuales posee el monopolio de la distribución en su respectiva área de concesión.

Cabe destacar que el país tiene sistemas aislados, que operan de manera independiente gestionando para sí mismos la distribución y comercialización de la energía. Esos sistemas pertenecen y son administrados por empresas privadas que de todos modos son regulados por la Superintendencia de Electricidad para la facturación, tal como se puede notar en la Figura 22. En su momento el estado dominicano optó por permitir la instalación de estos sistemas aislados, ubicados en lugares estratégicos, para evitar que las deficiencias que aún presenta el Sistema Eléctrico nacional Interconectado afecten la industria hotelera y por tanto el turismo, por lo que se les permitió una gestión y administración independiente.



Figura 22. Mapa del alcance geográfico de las tres compañías estatales de distribución EDESUR, EDENORTE y EDEESTE y de los mayores sistemas aislados.  
Fuente: (IRENA, 2017)

La medición neta representa la mayor parte de la generación distribuida del país, que son clientes conectados a las EDE's o sistemas aislados. La generación distribuida está compuesta completamente de instalaciones de plantas de tecnología solar fotovoltaica. La Tabla 4 muestra la cantidad de usuarios y capacidad instalada para las tres distribuidoras del país y los sistemas aislados.

La distribuidora EDENORTE concentra el 53.4% y el 57.2% de la capacidad instalada y del número de clientes registrados en el programa de medición neta de la generación distribuida, respectivamente. Siguen, en ese mismo orden, EDESUR con el 31.7% y el 29.5% y, EDEESTE con el 12.4% y el 8.4%, respectivamente. El restante 2.5% de capacidad instalada y 4.8% del número de clientes registrados se concentra en las instalaciones conectadas a sistemas aislados.

Empresa Suministradora Servicio	Cantidad Clientes	Capacidad Instalada kW
Cap Cana Caribe	2	33
CEB	7	99
CEPM	136	2200.93
Corp. Punta Cana	50	873
Costasur Dominicana	1	8
EDEESTE, S.A.	464	18180.28
EDENORTE Dominicana, S.A.	3172	78330.83
EDESUR Dominicana, S.A.	1637	46470.739
El Limón	8	26
Luz y Fuerza	63	325
Puerto Plata Electricidad	1	50
<b>Total general</b>	<b>5541</b>	<b>146597.</b>

*Tabla 4. Cantidad Usuarios y Capacidad Instalada (kW) Programa Medición Neta para abril 2020  
Fuente: elaboración propia con datos de (CNE, 2020)*

En las instalaciones fuera del programa de Medición Neta, para el final del 2019, se registra una potencia instalada total de 9,990 kW. En total suman 141,160.56 kW. La Tabla 5 muestra la capacidad instalada para los clientes que por su potencia instalada quedan fuera del programa de medición neta.

Proyecto	Capacidad Instalada kW
Aeropuerto Internacional Del Cibac	1500
Quisqueya Solar	1500
CEMEX	1500
AES Dominicana	1240
ITABO	1500
Pastas Alimenticia J. Rafael	1500
Carrefour	1250
<b>Total</b>	<b>9990</b>

*Tabla 5. Instalaciones Fuera de Programa Medición Neta  
Fuente: elaboración propia con datos de (CNE, 2020)*

## 2.4.2. Cobertura de la demanda

La Figura 7 y la Tabla 1 muestran una comparación de la variación de la Generación Total, la Demanda Máxima y la Capacidad Instalada Bruta desde 2001 hasta 2019, donde se evidencia que en todos los años la potencia instalada supera la demanda máxima. La demanda máxima registrada en el SENI para 2019 alcanzó el 50.5% de la capacidad instalada del país, lo que quiere decir que el país tiene generación más que suficiente para abastecer la demanda nacional sin tomar en cuenta la generación distribuida y los auto productores. Para este año la generación total del SENI fue de 17,411.50.

La Figura 23 muestra la curva de seguimiento y cobertura de la demanda que se realiza teniendo en cuenta las consideraciones técnicas y económicas de las distintas centrales disponibles.

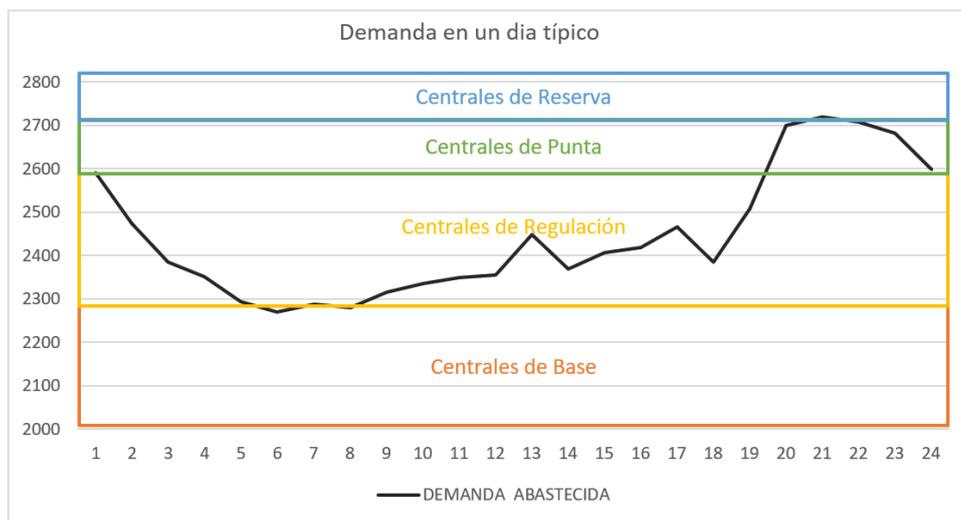


Figura 23. Curva evolución de la demanda abastecida en un día típico en la República Dominicana.  
Fuente: base de datos del OC

En la República Dominicana, los generadores están clasificados según el tipo de central de la siguiente forma:

- Centrales de base: toda la renovable o convencional (grandes centrales térmicas), AES Andrés, ITABO, Los Mina 5, Los Mina 6, Los Mina CC, Barahona Carbón, Los Orígenes Gs Natural y Quisqueya.
- Centrales de regulación: hidroeléctricas y centrales térmicas fácilmente controlables como Sultana del Este, Pimentel (LAESA), Estrella del Mar, METALDOM, Monterio Power, CEPP, Los Orígenes diésel, Palamara y La Vega.
- Centrales de punta: centrales de conexión rápida como CESPМ y Haina 4.
- Centrales de reserva: centrales de arranque rápido o centrales explotadas a una fracción de su capacidad (reserva rodante) como San Lorenzo, San Pedro Vapor y Haina

Para elegir el orden exacto de entrada de las generadoras El OC realiza a diario un listado llamado Orden de Méritos acorde al costo y disponibilidad declarado por cada generadora y sus

limitaciones técnicas. más adelante el apartado “4.1. Mercado Eléctrico Dominicano” se explica el Orden de Mérito Dominicano.

La Tabla 6 muestra el pronóstico de demanda máxima anual del año 2019, determinado conforme al Artículo 265 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad. Adicionalmente, la tabla incluye las demandas máximas del SENI registradas en las horas de punta de cada mes del 2019. Los resultados indican que la máxima demanda real anual pertinente para la reliquidación de potencia firme se registró en la hora 21 del 27 de agosto de 2019.

La inyección neta en alta tensión al SENI en la hora de demanda máxima del año 2019 fue de 2,436.69 MW, donde 2,384.56 MW (97.86%) corresponden a retiros totales, mientras que 52.13 MW (2.14%) son las pérdidas de potencia de punta estimadas.

Respecto a los retiros totales, estos se desglosan en 2,045.05 MW (83.93%) destinado a las empresas distribuidoras y 339.52 MW (13.93%) a las demandas de potencia de punta de las empresas generadoras y UNR.

RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (Kw)							
Pronóstico Demanda Máxima 2019 (kW)	ENE 2019 día 25 a la hora 21	FEB 2019 día 11 a la hora 21	MAR 2019 día 5 a la hora 21	ABR 2019 día 30 a la hora 21	MAY 2019 día 13 a la hora 22	JUN 2019 día 19 a la hora 24	
<b>DISTRIBUIDORAS RES-OC-09-2019</b>							
EDEESTE	711,363.00	516,549.00	548,614.00	548,959.00	597,115.00	616,114.00	676,058.00
EDENORTE	676,600.00	578,718.00	559,078.00	588,444.00	598,600.00	633,839.00	643,631.00
EDESUR	682,884.00	633,426.00	657,582.00	659,501.00	651,206.00	650,895.00	678,577.00
LUZ Y FUERZA LAS TERRENAS	6,042.00	5,795.00	5,343.00	5,597.00	5,580.00	5,616.00	5,673.00
EPDL	706.00	759.00	720.00	757.00	819.00	870.00	812.00
<b>SUB TOTAL</b>	<b>2,077,595.00</b>	<b>1,735,247.00</b>	<b>1,771,337.00</b>	<b>1,803,257.00</b>	<b>1,853,320.00</b>	<b>1,907,334.00</b>	<b>2,004,751.00</b>
<b>USUARIOS NO REGULADOS</b>							
<b>UNR</b>	<b>251,116.00</b>	<b>318,133.00</b>	<b>311,057.00</b>	<b>337,755.00</b>	<b>355,656.00</b>	<b>351,030.00</b>	<b>312,194.00</b>
<b>OTROS RETIROS</b>							
METALDOM	900.00	96.00	111.00	108.00	175.00	60.00	58.00
DPP	411.00	1,068.00	591.00	798.00	768.00	578.00	594.00
CDEEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SUB TOTAL	1,311.00	1,164.00	702.00	906.00	943.00	638.00	652.00
<b>SUB TOTAL RETIROS GENERADORES</b>	<b>1,042.00</b>	<b>19,292.00</b>	<b>3,114.00</b>	<b>22,593.00</b>	<b>2,340.00</b>	<b>4,819.00</b>	<b>7,951.00</b>
<b>TOTAL RETIROS</b>	<b>2,331,064.00</b>	<b>2,073,836.00</b>	<b>2,086,210.00</b>	<b>2,164,510.00</b>	<b>2,212,258.00</b>	<b>2,263,762.00</b>	<b>2,325,491.00</b>
<b>INYECCIÓN TOTAL</b>							
BRUTA		2,194,347.00	2,208,089.00	2,279,340.00	2,341,526.00	2,391,683.00	2,462,124.00
NETA EN BT	2,388,406.00	2,128,127.00	2,141,671.00	2,217,000.00	2,262,198.00	2,319,902.00	2,388,120.00
NETA EN AT	2,377,181.00	2,124,885.00	2,134,898.00	2,209,017.00	2,253,844.00	2,310,632.00	2,377,836.00
PÉRDIDAS*	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
RETIROS POR EMPRESA EN LA HORA DE DEMANDA MÁXIMA (Kw)							
Pronóstico Demanda Máxima 2019 (kW)	JUL 2019 día 26 a la hora 21	AGO 2019 día 27 a la hora 21	SEP 2019 día 13 a la hora 22	OCT 2019 día 16 a la hora 24	NOV 2019 día 27 a la hora 21	DIC 2019 día 2 a la hora 21	
<b>DISTRIBUIDORAS RES-OC-09-2019</b>							
EDEESTE	711,363.00	673,816.00	686,258.00	684,576.00	705,522.00	635,612.00	641,341.00
EDENORTE	676,600.00	646,611.00	657,584.00	656,962.00	618,008.00	606,187.00	603,524.00
EDESUR	682,884.00	675,194.00	693,953.00	707,775.00	721,822.00	731,060.00	718,747.00
LUZ Y FUERZA LAS TERRENAS	6,042.00	7,643.00	6,313.00	6,825.00	5,069.00	5,788.00	5,444.00
EPDL	706.00	997.00	938.00	948.00	750.00	797.00	777.00
<b>SUB TOTAL</b>	<b>2,077,595.00</b>	<b>2,004,262.00</b>	<b>2,045,046.00</b>	<b>2,057,085.00</b>	<b>2,051,170.00</b>	<b>1,979,445.00</b>	<b>1,969,833.00</b>
<b>USUARIOS NO REGULADOS</b>							
<b>UNR</b>	<b>251,116.00</b>	<b>319,734.00</b>	<b>311,666.00</b>	<b>297,477.00</b>	<b>287,021.00</b>	<b>315,266.00</b>	<b>307,133.00</b>
<b>OTROS RETIROS</b>							
METALDOM	900.00	62.00	76.00	70.00	61.00	1,360.00	76.00
DPP	411.00	1,952.00	1,159.00	3,930.00	0.00	2,497.00	578.00
CDEEEE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	37.00
SUB TOTAL	1,311.00	2,014.00	1,235.00	4,000.00	61.00	3,857.00	691.00
<b>SUB TOTAL RETIROS GENERADORES</b>	<b>1,042.00</b>	<b>11,546.00</b>	<b>26,614.00</b>	<b>18,530.00</b>	<b>14,843.00</b>	<b>38,287.00</b>	<b>30,458.00</b>
<b>TOTAL RETIROS</b>	<b>2,331,064.00</b>	<b>2,337,495.00</b>	<b>2,384,561.00</b>	<b>2,377,092.00</b>	<b>2,353,095.00</b>	<b>2,336,854.00</b>	<b>2,308,115.00</b>
<b>INYECCIÓN TOTAL</b>							
BRUTA		2,482,696.00	2,531,749.00	2,513,643.00	2,493,774.00	2,480,720.00	2,451,106.00
NETA EN BT	2,388,406.00	2,395,616.00	2,443,781.00	2,428,120.00	2,406,206.00	2,392,792.00	2,364,468.00
NETA EN AT	2,377,181.00	2,390,373.00	2,436,689.00	2,418,910.00	2,397,998.00	2,387,798.00	2,358,416.00
PÉRDIDAS*	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02

Tabla 6. Pronóstico Demanda Máxima y Demanda Máxima Anual Real 2019 [KW].  
Fuente: (OC, 2019)

En el 2019 la demanda máxima alcanzó los 2,436.69 MW (véase Figura 24), lo que supone un crecimiento del 9.80% respecto al año anterior. El pronóstico de la demanda máxima de potencia

horaria durante el periodo abril-junio, se calculó en 2,747.67 MW para la hora de ocurrencia. Comparada con la máxima abastecida, la previsión arroja una desviación absoluta relativa de 13.1%.

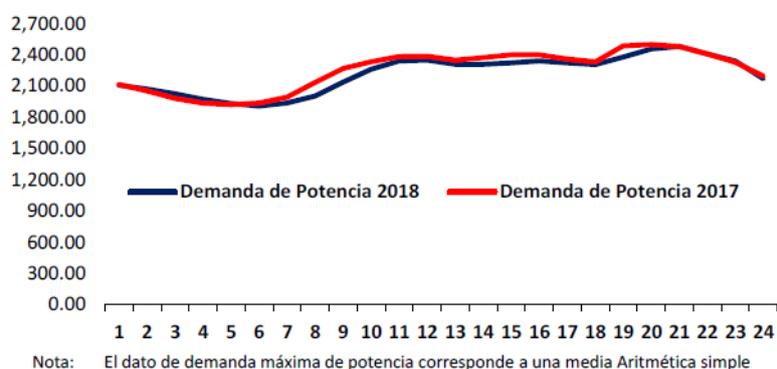


Figura 24. Demanda máxima estimada en octubre-diciembre según hora, 2018 (cifras expresadas en MW)  
Fuente: (CNE, 2019)

En el periodo octubre-diciembre del 2018, la demanda máxima de potencia abastecida por las centrales del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, ascendió a 2,429.10 MW y el día de ocurrencia fue el 26 de octubre a las 21 horas (véase Figura 25). Respecto a la demanda máxima de potencia del mismo trimestre del año anterior, representa una caída de 31.18 MW, un decrecimiento de 1.3 %.

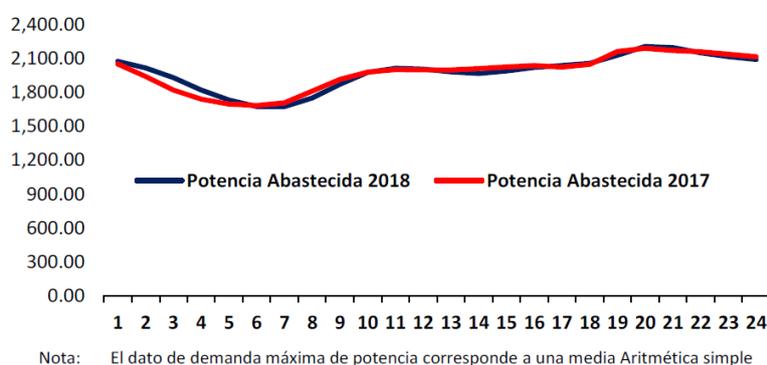


Figura 25. Demanda máxima abastecida en octubre-diciembre según hora, 2018 (cifras expresadas en MW)  
Fuente: (CNE, 2019)

### **3. Energía Renovable en la República Dominicana**

El concepto de energía renovable refiere a las fuentes de energía que no son agotables, al menos en términos de escala humana. Además de ser técnicamente ilimitadas, las fuentes de energía renovable se caracterizan por ser más limpias que la producida a través de combustibles fósiles, y no se encuentran circunscritas a una región específica del planeta. Su potencial para evitar los efectos del cambio climático es clave en la solución de la problemática. De hecho, el uso de fuentes renovables para la generación de energía (en conjunto con mayor eficiencia en su uso) podría cubrir el 90 % de las reducciones de dióxido de carbono necesarias para mitigar el impacto del cambio climático con miras a 2050. (Fedkin, 2020)

#### **3.1. Acuerdos**

##### **3.1.1. Protocolo de Kioto**

Es un acuerdo internacional en que en un primer momento 83 países muestran reales intenciones de tomar acciones para luchar contra el cambio climático generado al planeta. Aunque el acuerdo fue firmado por 83 países, fue también ratificado por 46 y para el 2001 esta cantidad se había incrementado a 180 países. El principal objetivo de este es la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero en el periodo comprendido entre 2008 y 2012 (5% con respecto a los niveles de 1990), pues estos gases son los causantes del aumento de la temperatura en el planeta y el cambio climático. (Naciones Unidas, s.f.)

El otro modo de contribuir consiste en plantar árboles con los que equilibrar la cantidad de emisiones permitidas; la importancia de los bosques en el equilibrio medioambiental queda patente al analizar lo ocurrido en los países tropicales: entre 1980 y 1995 se han perdido solo en esos países un promedio de 13 millones de hectáreas de bosque por año. Se estima que esta deforestación ha inyectado a la atmósfera una media de 1,4 millones de toneladas de carbono por año, durante los últimos 15 años, equivalente al 20% de las emisiones globales de carbono en la atmósfera. (Taveras Vasquez, 2017) La idea, en definitiva, es que los ecosistemas se adapten al cambio climático de forma natural. Las medidas que se llevan a cabo en el tratado de Kioto van encaminadas a la adaptación más que a cómo frenar el cambio climático, de ahí que se sugirieran las propuestas sobre disminución de las emisiones producidas por la electricidad, el refinado de hidrocarburos, la calcinación, la fabricación de cemento y cal y la producción de acero (El Español, 2019). Aunque el Protocolo de Kioto no logró sus objetivos, este sirvió para marcar un punto de partida para los acuerdos internacionales luego firmados.

##### **3.1.2. El Acuerdo de París**

Es un acuerdo dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático firmado en 2016 que establece medidas para la reducción de gases de Efecto Invernadero

aplicable para 2020, cuando finaliza la vigencia del Protocolo de Kioto. Para noviembre de 2016 el acuerdo había sido firmado por 96 países individualmente más la Unión Europea. El 1 de junio de 2017, el presidente Donald Trump anunció la retirada de Estados Unidos de este acuerdo, acción que justificó ser realizada en pro de los intereses económicos de la nación. Todos los demás países del mundo reiteraron su compromiso.

El acuerdo tiene como objetivo “reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza”, para lo cual en el capítulo 2 del documento define las siguientes acciones:

- a) Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático;
- b) Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos;
- c) Elevar las corrientes financieras a un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.  
(Comisión Europea, s.f.)

El acuerdo de París no impone límites de forma obligada, sino voluntaria (cada Nación declara sus propios compromisos). Sin embargo, la ventaja del Acuerdo de París es que por primera vez incluye la participación de todos los países, incluidos países emergentes, como China y la India, que no estaban incluidos en el Protocolo de Kioto y que son grandes emisores. Aunque los efectos del Acuerdo de París no se materializaron hasta el 2020, su entrada en vigor antes de ese año permitió ir preparando la revisión para alcanzar los compromisos de reducción de gases presentado por cada uno de los países que ratificaron este acuerdo. (Taveras Vasquez, 2017)

### 3.1.3. Cámara de diputados aprueba resolución para ratificación de Acuerdo de París



## *Presidencia de la República Dominicana*

Consejo Nacional para el Cambio Climático y el Mecanismo de Desarrollo Limpio  
"Año del Desarrollo Agroforestal"

### **Cámara de Diputados aprueba resolución para la ratificación del Acuerdo de París**

**SANTO DOMINGO.**- La Cámara de Diputados aprobó este miércoles, en única lectura, el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático, con el que el país se adhiere de pleno derecho a este acuerdo global que procura evitar el incremento de la temperatura del planeta a niveles que no sean compatibles con la vida.

La presidenta de la Cámara, Lucía Medina, sometió la pieza a votación luego de que fuera acogida la recomendación de la Comisión Permanente de Medio Ambiente y Recursos Naturales del hemiciclo, de que se votara favorablemente.

Tras su aprobación, el vicepresidente ejecutivo del Consejo Nacional para el Cambio Climático y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CNCCMDL), Ernesto Reyna Alcántara, quien estuvo presente en la sesión junto con una delegación de la institución, agradeció la labor de la Comisión de Medio Ambiente para que el acuerdo fuera aprobado.

Resaltó que el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático es el instrumento de mayor ambición con que cuentan los países para controlar la temperatura media del planeta, que tiene entre sus objetivos mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de los dos grados Celsius (2 °C) con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C, y aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del fenómeno.

Reyna Alcántara dijo que este acuerdo reviste mucha importancia para el país debido a que República Dominicana es altamente vulnerable a los impactos que genera, como son elevación del nivel medio del mar, temporadas de lluvias extremas y sequías prolongadas, entre otros.

De su lado, al motivar que fuera aprobado, Matos calificó el cambio climático como la mayor amenaza que afecta a la humanidad, y recordó que el Tribunal Constitucional, mediante la sentencia TC 0651/16 lo declaró conforme con la Constitución dominicana. Dijo que con este acuerdo se busca reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza.

### 3.2. Marco Conceptual

A nivel mundial, la demanda de energía no solo se corresponde al uso de electricidad. El transporte, la industria, la climatización de espacios son todos tipos diferentes de uso de energía. Sin embargo, la electricidad se encuentra entre las más importantes, y su vinculación con las tecnologías renovables constituye una parte esencial en las discusiones para la disminución de emisiones de gases a escala global. Esto es debido a que la generación de electricidad es el uso de energía más compatible con las tecnologías de aprovechamiento de fuentes renovables. Sin importar el tipo de energía renovable, como se puede observar en la Figura 26, casi todas pueden ser aprovechadas de alguna forma u otra para producir energía eléctrica. (GCPS, 2019)

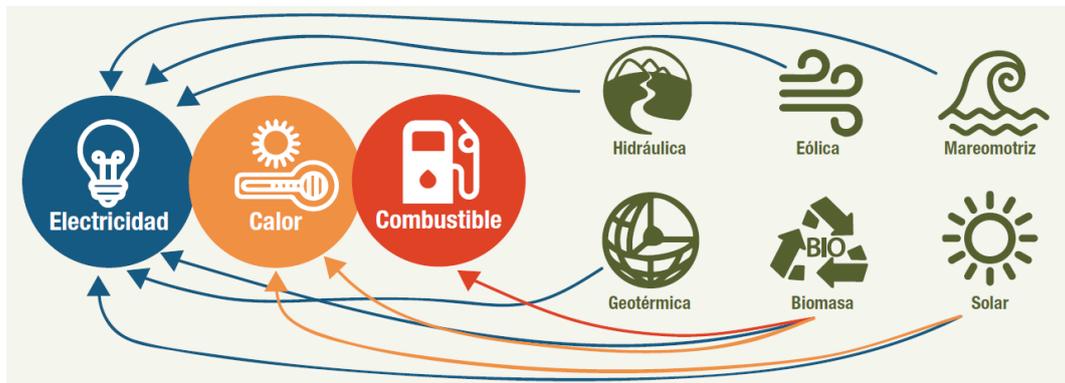


Figura 26. Fuentes renovables potenciales para la generación de energía.  
Fuente: (GCPS, 2019)

En 2019, la cuota de energías renovables (FER, incluida la energía hidroeléctrica) en el conjunto de la oferta de generación energética se incrementó en unos 1,1 puntos porcentuales, hasta rozar el 27 % de la oferta eléctrica, siguiendo la tendencia al alza iniciada en la década de 2000. Este crecimiento se deriva principalmente de las nuevas capacidades eólicas y solares, puesto que la cuota que representa la energía hidroeléctrica en la oferta energética global ha permanecido ampliamente estable desde 2000, alrededor del 15 %. El descenso continuo del coste de las tecnologías solar y eólica y la implantación de políticas climáticas ambiciosas en la UE y en EE. UU., China, la India, Japón y Australia contribuyeron a un incremento de las capacidades de renovables y de generación eléctrica. (Enerdata, 2020)

Según las estimaciones de la Agencia Nacional de Energía de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés), los costes de producción de electricidad a partir de fuentes renovables ya se acercan a los de las energías convencionales. En la Tabla 7 se muestran las proyecciones de costos nivelados para los distintos tipos de plantas generadoras, tomando en cuenta la inversión inicial, los gastos operativos y otras variables. Según las proyecciones, las energías geotérmicas, eólica y solar estarán entre las más costo-eficientes a partir de la década siguiente (2020-2030), aunque el gas natural y el carbón continúen siendo opciones viables en el corto plazo. (GCPS, 2019)

Tecnologías despachables	Total costo promedio (USD x MWh)
Carbón convencional	46.3
Ciclo combinado convencional (gas natural)	46.3
Turbina de combustión convencional	89.3
Avanzada nuclear	77.5
Geotérmica	41
Biomasa	92.2
Tecnologías no despachables	Total costo promedio (USD x MWh)
Viento, onshore	55.9
Viento, offshore	130.4
Solar fotovoltaica	60
Solar térmica	157.1
Hidroeléctrica	39.1

Tabla 7. Costos nivelados de generación eléctrica según tecnología aplicada (2018 USD x MWh), proyectados a partir de 2023.

Fuente: elaboración propia con datos de (GCPS, 2019)

A continuación, se define y explica el funcionamiento de las tecnologías de producción de electricidad renovables instaladas en la República Dominicana.

### 3.2.1. Solar

La energía solar es la producida por la luz (energía fotovoltaica) o el calor del sol (termo solar) para la generación de electricidad o la producción de calor. Inagotable y renovable, pues procede del sol, se obtiene por medio de paneles y espejos.

Cada hora, el sol arroja sobre la Tierra más energía –en forma de luz y calor- de la suficiente para colmar las necesidades globales de un año completo. Necesidades energéticas que la radiación solar podría satisfacer 4.000 veces cada año.

El sol proporciona energía de dos formas diferentes:

- Proporciona calor, aprovechado mediante espejos de manera que los rayos del sol se concentran en un receptor que alcanza temperaturas de hasta 1.000 °C. El calor se utiliza para calentar un fluido que genera vapor. El vapor finalmente mueve una turbina y produce electricidad.
- Proporciona luz que se convierte en electricidad a través de paneles solares fotovoltaicos. Los paneles fotovoltaicos están formados por grupos de células o celdas solares que transforman la luz (fotones) en energía eléctrica (electrones).

Las células solares fotovoltaicas convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica (ver Figura 27). Por otro lado, los colectores solares térmicos usan paneles o espejos para absorber y concentrar el

calor solar, transferirlo a un fluido y conducirlo por tuberías para su aprovechamiento en edificios e instalaciones o también para la producción de electricidad (solar termoeléctrica). (Acciona, 2020)

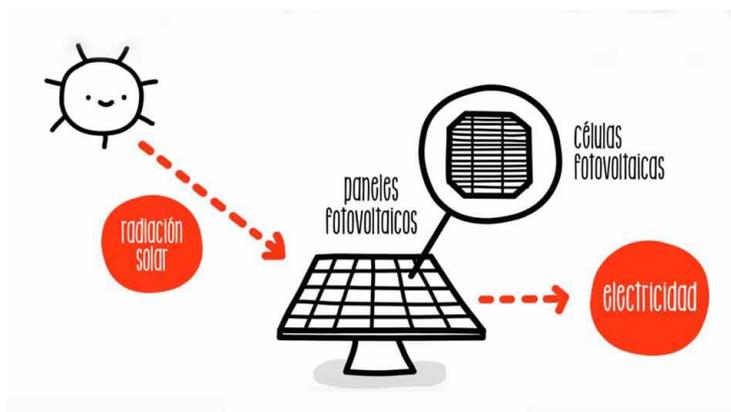


Figura 27. Tecnología fotovoltaica.  
Fuente: (Acciona, 2020)

Para clasificar las generadoras fotovoltaicas se usa la potencia instalada en módulos solares (potencia en DC) como referencia y esta se mide en Vatio pico Wp. Aunque el rango asignado para clasificación depende mucho del contexto y del país en donde se esté ubicado, en la República Dominicana (tomando en cuenta que no existe un reglamento que detalle esta información) en el sector renovables se aceptan los siguientes:

- Generadoras de Gran Escala: también conocidas por el término anglosajón *Utility Scale*, son las generadoras que no cumplen los requisitos para el Reglamento de Medición Neta o Reglamento Interconexión Generación Distribuida, por tanto, para su aprobación necesitan pasar por el proceso desde concesión provisional hasta concesión definitiva por parte del estado. Estas generadoras tienen una capacidad instalada mayor a 2 MWp.
- Generadoras de Mediana Escala: tienden a ser instalaciones realizadas a clientes comerciales o industriales, con una capacidad instalada que va desde 100 kWp a 2,000 kWp. Estas generadoras cumplen los requisitos de los reglamentos de Medición Neta o Interconexión Generación Distribuida que pueden estar conectados a las distribuidoras de electricidad o no (Usuario Regulado o Usuario no Regulado).
- Generadoras de Pequeña Escala: por su tamaño tienden a ser generadoras instaladas a residencias de Usuarios Regulados si están conectados a la red o aislados. Tienen una capacidad instalada menor a 100 kWp.

En República Dominicana hay generación fotovoltaica tanto en la red de transporte (generadoras a gran escala, también conocidas como *Utility Scale*) como en la red de distribución (generadoras de mediana y pequeña escala, también conocidas como *Comercial / Industrial Scale* y *Residencial Scale*).

La Ley General de Electricidad estipula que se consideran IPP todas las generadoras mayores a 2 MW de potencia instalada, lo que significa que su venta de energía debe realizarse en el Mercado Spot o por Mercado de Contratos “PPA” (Ver información completa en el apartado “4.1.1. Estructura del Mercado Eléctrico: Mercado Eléctrico Mayorista”). Las exigencias a un IPP aumentan mucho con relación a las de los generadores de menos de 2 MW de potencia instalada, y esto también aumenta sus costos de operación. Evidentemente, para una generadora es más rentable justificar estos costos de operación con una mayor capacidad instalada, pues también genera más ingresos. Es de destacar que es precisamente esta situación la que causa que la mayoría de las propuestas para los proyectos fotovoltaicos en el país por parte de las empresas de construcción sean menores a 2 MWp, donde no tienen las exigencias de PPA, o mayores a 20 MWp, donde a fecha de hoy es rentable justificar los costos de operación e instalación de una generadora fotovoltaica PPA. Además, del hecho de que para instalarse un generador a gran escala el estado debe conceder concesiones, cosa que no pasa en los generadores de menos de 2 MWp. La energía solar goza de numerosos beneficios que la sitúan como una de las más prometedoras. Renovable, no contaminante y disponible en todo el planeta, contribuye al desarrollo sostenible y a la generación de empleo en las zonas en que se implanta.

Igualmente, la simplicidad de esta tecnología la convierte en idónea para su uso en puntos aislados de red, zonas rurales o de difícil acceso, como zonas rurales del municipio de Jimaní, en la provincia Independencia, donde empresas del sector han promovido diversos proyectos para facilitar el autoabastecimiento eléctrico de sus habitantes, en su mayoría de Bombeo Solar. La energía solar también es útil para generar electricidad a gran escala e inyectarla en red, en especial en zonas geográficas cuya meteorología proporcione abundantes horas de sol al año.

Actualmente en la red de transporte existen 4 generadoras fotovoltaicas inauguradas todas de capital privado que suman una potencia total instalada de 187.5 MW, registrando una generación de 159.56 GWh en el 2019, lo que representa aproximadamente el 0.87% de la producción energética del sistema eléctrico nacional interconectado (OC, 2019). Cabe destacar que en los últimos 12 meses (mayo 2019-abril 2020) se ha registrado una generación de 214.58 GWh, debido a la inclusión de 2 de las 4 generadoras actuales, lo que promete una generación mayor para 2020 bajo las mismas condiciones. (CNE, 2020)

Para el final del año 2019, dentro del programa de Medición Neta, se registraron 5,541 clientes (incluyendo distribuidoras estatales y sistemas aislados) con una capacidad instalada de 131,171 kW. En el mismo año, las instalaciones fuera de la Medición Neta suman una capacidad instalada de 9,990 kW. Lo que significa que las instalaciones fuera y dentro de la Medición Neta suman un total de 141,160.56 kW.

### **3.2.1. Hidroeléctrica**

En la República Dominicana la Empresa De Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID) es la encargada de gestionar todas las centrales hidroeléctricas. Actualmente en el país existen 27 centrales hidroeléctricas con una potencia total instalada de 613.81 MW, la generación promedio es de 1.480 GWh/Año lo que representa aproximadamente el 12% de la producción energética del sistema eléctrico nacional interconectado. (EGEHID, 2020)

Actualmente se ha ocupado el 90% de la capacidad aprovechable de esta tecnología en el país. Los proyectos por instalar serán siempre minihidráulicos pues ya se han ocupado todas las grandes cuencas hidráulicas de posibles instalaciones a gran escala. En el apartado “6.1. Potencial de Energía Renovable en la República Dominicana” se desarrolla toda la información al respecto.

### **3.2.2. Eólica**

Para el cierre del 2019, la República Dominicana contaba con 9 parques eólicos terminadas, todas de capital privado, que suman una potencia total instalada de 371.78 MW. La generación total de esta fue de 789.12 GWh, que representaba aproximadamente el 4.28% de la producción energética del SENI (OC, 2019).

Cabe destacar que 4 de las 9 generadoras con las que se cerró el 2019 fueron instaladas durante dicho año de manera paulatina, eso quiere decir, que la generación total eólica con la que se cerró este año no incluye el total de la potencia instalada en todo el año. Considerando una ventana de tiempo, de un año, en la que sí esté incluida toda esta potencia instalada (mayo 2019 - abril 2020) se registra una suma total de fuentes de generación eólica de 924.84 GWh, Esto promete una producción anual de energía para el cierre de 2020 mayor a las de 2019, suponiendo las mismas condiciones ambientales. (CNE, 2020)

### **3.2.3. Biomasa**

En la República Dominicana, a la fecha, existe una planta de cogeneración de electricidad y vapor termoeléctrica “San Pedro Bio Energy” diseñada para usar biomasa (Bagazo de Caña) como fuente primaria de energía, producido por el Ingenio Cristóbal Colón (unos de los más importantes del país).

Es la primera central energética a biomasa conectada al SENI. En su primera etapa tiene una capacidad instalada de 30 MW, de los cuales hasta 12 serán consumidos por el Ingenio Cristóbal Colón en período de zafra; y en período de no zafra la totalidad de la generación irá al SENI.

La planta cuenta con una caldera de 140 TPH de 82 BARS y 525 C, un generador de 30 MW con posibilidad de aumentar su capacidad de generación a 60 MW en segunda etapa., además es multicomcombustible.

Evitará la emisión de más de 80 mil toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera por años. San Pedro Bio Energy y el Ingenio Cristóbal Colón tienen un acuerdo de cogeneración que permitirá al segundo poder aumentar su eficiencia drásticamente, ya que tendrá la capacidad de incrementar su molienda de 7 mil toneladas de caña de azúcar diarias a 12 mil toneladas de caña, lo que representa un aumento de más de un 50% de la molienda. (San Pedro Bio Energy, 2020)

La situación actual y estimaciones de presencia futura de esta y las demás tecnologías mencionadas se desarrolla en los siguientes apartados: 4. Situación Eléctrica Actual, 5. Escenario futuro basado en proyectos concedidos en el corto plazo y 6. Escenario futuro basada en el potencial de Recurso Renovable.

### **3.3. Variabilidad de la Energía Renovable**

República Dominicana poseen un rico patrimonio de recursos naturales, no sólo de origen renovable. El aprovechamiento de los recursos renovables en el país ha estado centrado históricamente en las centrales de energía hidroeléctrica, que ha hecho con que el país tenga hoy, en lo que se refiere a las emisiones de gases de efecto invernadero, una disminución del impacto que estas generan sobre el medio ambiente.

Si bien la disponibilidad y la calidad de los datos sobre el potencial real cada uno de estos recursos varían mucho, el potencial de explotación de nuevas fuentes de energía renovable, tales como eólicas, biomasa, geotérmica y solar es en principio extraordinario. (Batlle, 2014)

Tanto la energía eólica como la solar son no controlables, impredecibles e intermitentes (lo que hace que en el cómputo general se las califique como “variables”). El hecho de ser no controlable implica que la posibilidad de que una unidad determinada no esté disponible cuando es necesaria es significativamente mayor que en el caso de plantas controlables, por ejemplo, una térmica convencional. (Batlle, 2014)

En base a los estudios realizados en la República Dominicana, se estima que de las 24 horas que tiene un día, en promedio una generadora fotovoltaica estará disponible unas 5.5 horas a máxima capacidad de generación de su potencia instalada. La cual tiene una alta probabilidad de variación, pues las estimaciones se realizan en base a las previsiones meteorológicas del lugar y a una recopilación de datos base tomada de los últimos 25 años por satélites espaciales, para el caso de la Fotovoltaica. Dicha variabilidad también ocurre en escala estacional. En la Figura 28 se muestra una curva típica de generación de una planta fotovoltaica.

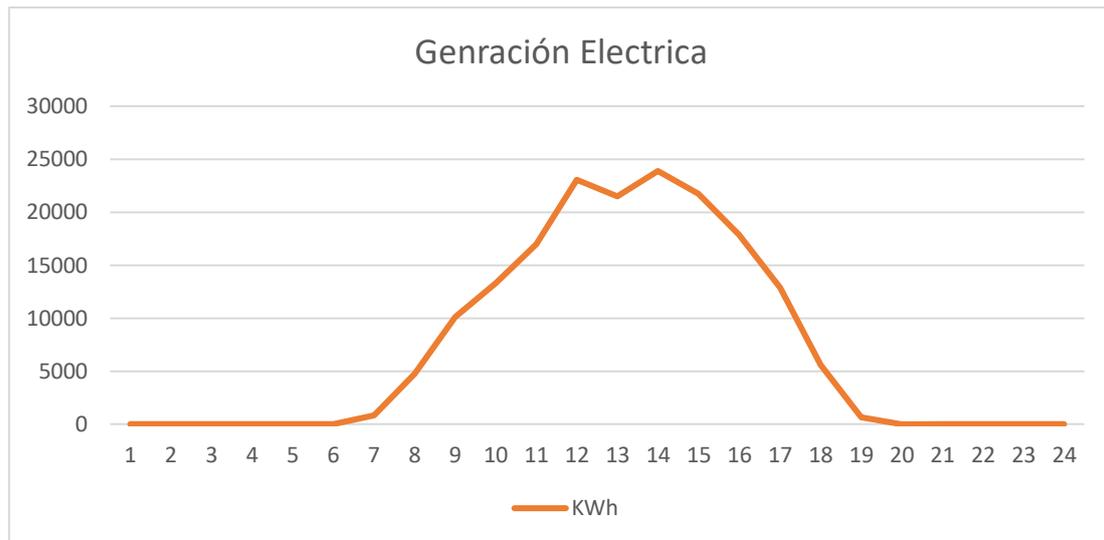


Figura 28. Curva de Generación Eléctrica típica de una planta fotovoltaica a gran escala de la República Dominicana en un día.

Fuente: Elaboración Propia con datos del OC-SENI

En lo que se refiere a la energía solar, la variabilidad se caracteriza por un patrón diario y estacional, donde el pico de producción ocurre en las horas centrales del día y en el verano, lo que presenta, para niveles de penetración bajos, una buena correlación con las horas de alta demanda de muchos sistemas eléctricos.

En la República dominicana en particular, cuando los picos de demanda se deben al consumo de los equipos de aire acondicionado en verano, la penetración solar (fotovoltaica) reduce el pico de la demanda neta (demanda menos producción solar). Sin embargo, conviene matizar que la demanda máxima se produce después de la puesta del sol (desde las 18:00 a las 22:00 horas), cuando la energía solar ya no está disponible. Es por esto por lo que su aportación en este sentido es limitada. En la Figura 29 muestra un ejemplo de este comportamiento con la superposición de la generación y el consumo de una instalación fotovoltaica de una residencia. Este es el gráfico típico que tienen este tipo de instalaciones.

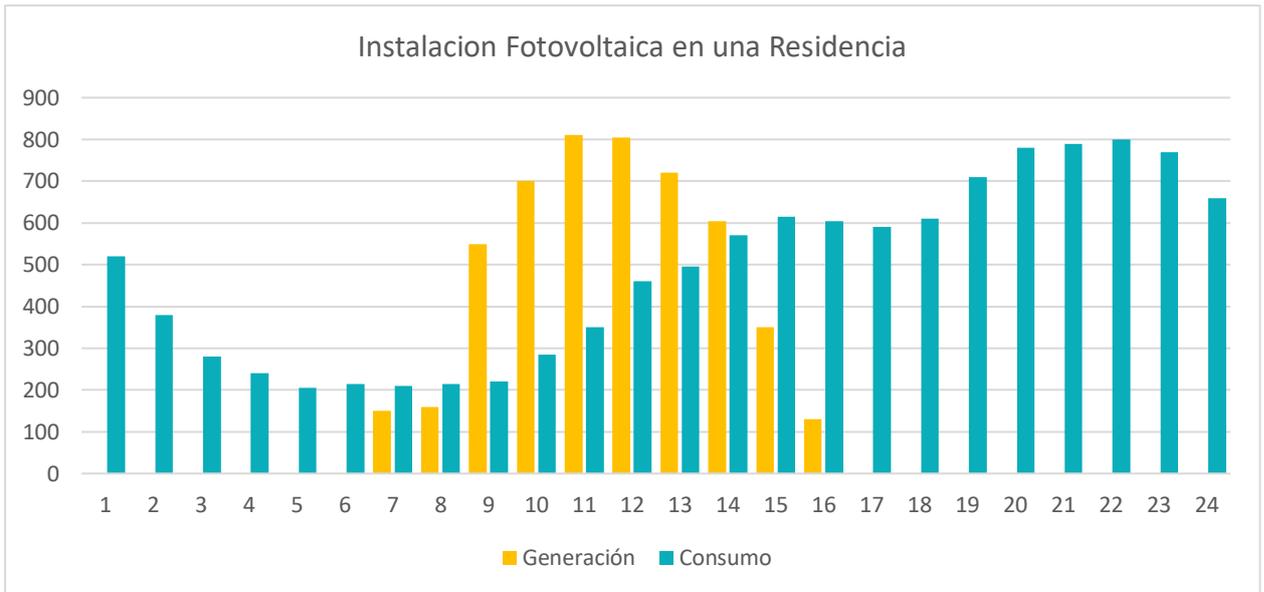


Figura 29. Comparación de la generación y el consumo de una instalación fotovoltaica de una residencia.  
Fuente: elaboración propia.

La Figura 30 muestra un gráfico de la generación promedio de todos los días de cada mes durante un año de una generadora fotovoltaica de gran escala ubicada en la República Dominicana. La generación inicia entre las 7:00 y 8:00 y se corta entre las 19:00 y 20:00. El mes con el pico de generación más alto se muestra en agosto y el mes con el pico de generación más bajo se muestra en el mes de noviembre. El pico de generación en promedio se muestra a las 13:00. Cabe mencionar que esta planta no tiene sombra localizadas.

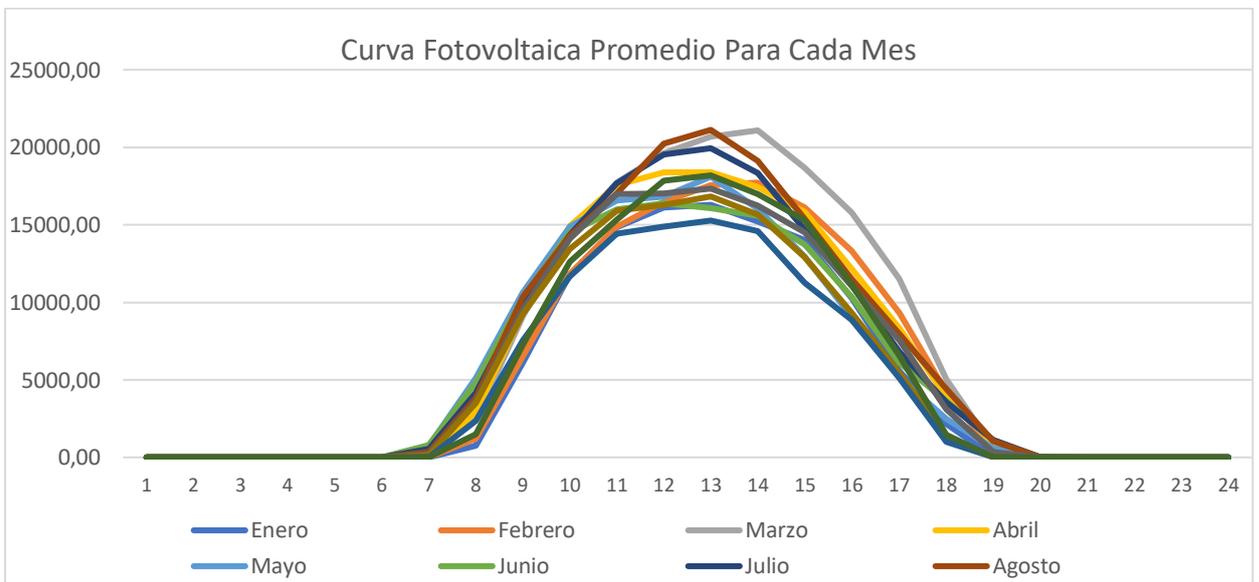


Figura 30. Generación promedio mensual de una generadora fotovoltaica de gran escala, por mes y por hora.  
Fuente: elaboración propia.

El comportamiento de la curva fotovoltaica no se desplaza en gran medida de manera estacional debido a que, por la ubicación geográfica del país, el azimut varía entre de 17 a 18 grados, es decir, el país se encuentra muy cerca de la línea del ecuador. La mayor diferencia del

desplazamiento se muestra en los meses de inicio y final de año (diciembre - enero) con los meses de mediados de año (junio - julio), que con los primeros se muestra una gráfica de generación más ancha y en los últimos una gráfica más estrecha. Esto quiere decir que la generación inicia hora antes y termina hora después para los meses de junio - julio con relación a los meses de diciembre – enero. Esto se puede ver en la Figura 31.

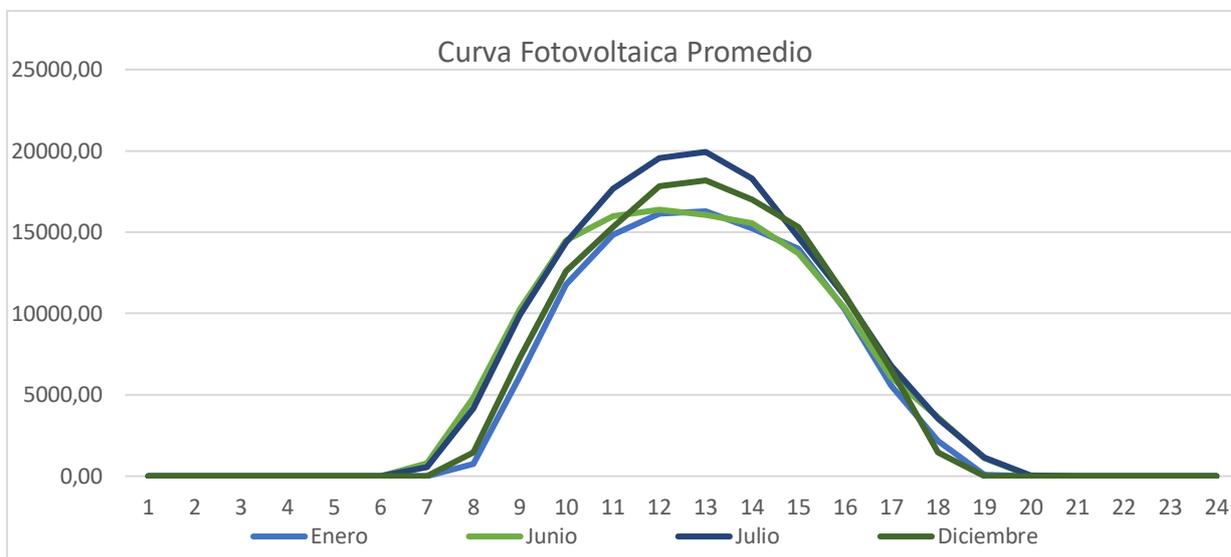


Figura 31. Generación promedio mensual de una generadora fotovoltaica de gran escala.  
Fuente: Elaboración propia

La variabilidad de la generación eólica se reduce también teniendo en cuenta la agregación espacial. La producción eólica repartida en grandes áreas tiene una menor variabilidad que la producción de un parque eólico en particular. (Batlle, 2014)

Si bien es cierto que las técnicas de predicción de la producción eólica han mejorado significativamente en los últimos años, las mismas siguen siendo más difíciles que, por ejemplo, la predicción de la demanda. En general, solo las predicciones muy cercanas al tiempo real tienen una alta precisión. Si ya el error en la predicción a una o dos horas del tiempo real (para un determinado parque eólico) está alrededor del 5-7%, para previsiones de un día para otro, el error aumenta hasta el 20% (Milligan, 2009).

Por otro lado, debido al efecto de la nubosidad y la falta de inercia térmica y mecánica en las plantas fotovoltaicas, esta tecnología presenta grandes variaciones de potencia en intervalos bastante cortos. La diversificación espacial, tal como en el caso de la eólica, puede mitigar parcialmente esta variabilidad.

La producción de las plantas fotovoltaicas es en general más predecible que las eólicas, gracias a la posibilidad de utilizar satélites para obtener informaciones sobre la dirección y la velocidad de desplazamiento de las masas de nubes, además del hecho de que no existe tanta variabilidad de forma estacional. La Figura 32 muestra una comparación de la irradiación solar prevista anual para un punto geográfico en el país y la irradiación real medida durante un año en el mismo punto.

La recta predicción acumulada en el año se acerca mucho a la irradiación acumulada medida en el sitio.

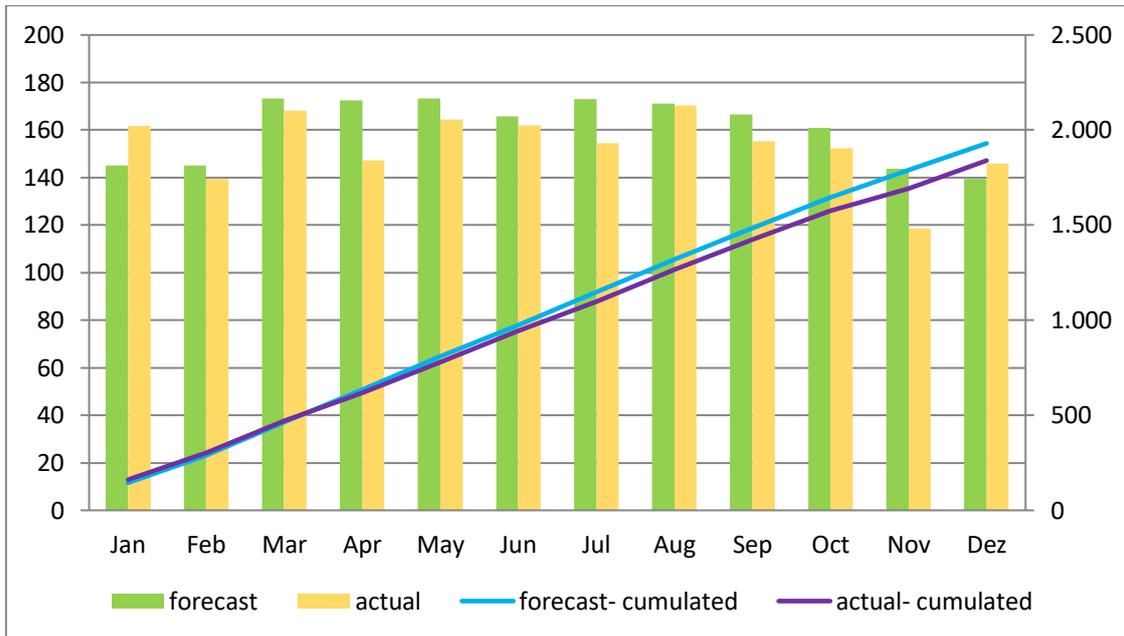


Figura 32. Comparación de la irradiación solar prevista vs irradiación medida para un mismo punto de la República Dominicana.

Fuente: Elaboración propia con datos de la National Aeronautics and Space Administration (NASA) y la Oficina Nacional de Meteorología (ONAMET).

Este fenómeno no se ve en la generación hidroeléctrica, la gestión es similar a la que se puede dar en una central térmica con la diferencia que en vez de controlar con combustibles se controla con agua. El agua se almacena en embalses lo que se convierte en la capacidad para el operador en la capacidad de generación de dicha planta y hace que la previsión de esta sea exacta.

### 3.4. Impacto de la Energía Renovable

El crecimiento de la energía inyectada al Sistema Eléctrico procedente de energías de origen renovable y, en particular las de origen no gestionable, principalmente la de origen eólico y en menor medida la de origen solar, supondrá sin duda un reto para los agentes involucrados en la operación y desarrollo del Sistema. (Energía y Soceidad, 2020)

Desde la perspectiva de la confiabilidad del suministro, se deben considerar diferentes horizontes de tiempo. En el horizonte de segundos o minutos hasta tiempo real, la confiabilidad está controlada en gran medida por equipos automáticos y sistemas de control. Para el horizonte de tiempo entre minutos y una semana, la planificación de la operación debe determinar las unidades que participan en el plan para garantizar la seguridad del suministro en condiciones normales y en caso de emergencias y disturbios. Para horizontes de tiempo más largos, los planificadores deben asegurarse de que las instalaciones de generación y transmisión de energía sean suficientes para mantener condiciones de operación confiables.

La penetración de la generación de energía intermitente afectará la toma de decisiones en todo momento y horizonte temporal y geográfico, pues la tecnología de producción de generación de energía es variable y solo se puede predecir parcialmente, y los costos operativos son iguales a cero, se incorporará al sistema de generación de energía. Un sistema donde la generación y la demanda cambian con el tiempo debe mantener un equilibrio constante. Cuando la tasa de penetración es alta, las características generales del sistema eléctrico pueden cambiar significativamente. Estos cambios deben ser considerados y considerados en la planificación y operación, que no estén diseñados para incorporar una gran cantidad de generación intermitente. Se deben resolver una variedad de nuevos problemas:

- (i) mejorar la flexibilidad del sistema haciendo un mejor uso de la capacidad de transporte entre áreas adyacentes;
- (ii) asegurar la calidad del suministro;
- (iii) gestión activa de la demanda;
- (iv) uso óptimo de la capacidad de almacenamiento (incluido el bombeo); y
- (v) cambios en las reglas del mercado para hacer cambios en los programas de producción más cercanos al tiempo real.

La futura cartera de tecnología de generación de energía deberá poder integrar alta penetración de recursos intermitentes de y poder gestionar un mayor grado de circulación de las unidades térmicas, menos horas de uso y cambios en los patrones de precios del mercado.

En la operación de un sistema de energía con una gran cantidad de recursos de generación de energía intermitentes, un tema clave es la cantidad de reserva operativa requerida para garantizar una operación segura y eficiente. En realidad, esto significa: (i) Mayores costos operativos, porque independientemente del marco regulatorio, un cierto número de centrales eléctricas deben estar listas para entrar en producción en lugar de usarse para la generación regular de energía. (ii) El impacto de largo plazo en la estructura de generación de energía, porque es necesario realizar inversiones adecuadas en aquellas centrales que puedan brindar reservas para que puedan ser puestas en operación cuando el nivel de penetración de tecnología intermitente alcance cierto nivel que las haga impredecibles.

Revisando numerosos estudios sobre la relación entre la penetración de tecnología intermitente y la necesidad de reservas adicionales, se extraen algunas conclusiones generales:

- La observación y el análisis de los datos de operación obtenidos de los parques eólicos reales muestra que el cambio en el valor de producción no es tan rápido como para considerarlo impredecible.
- La incertidumbre del pronóstico y la variabilidad de la energía eólica afectarán la cantidad de reservas secundarias requeridas, pero en la mayoría de los casos no la afectarán significativamente. Las reservas de respuesta rápida (primarias y de regulación) deben estar preparadas para hacer frente a las rápidas fluctuaciones en la producción eólica y

solar. Sin embargo, los sistemas eléctricos siempre necesitan este tipo de reserva para hacer frente a cambios en la demanda o contingencias inesperadas. Por lo tanto, en la práctica, la relevancia de la penetración intermitente de generación de energía en términos de costo y capacidad de reserva puede considerarse muy limitada.

- Más importante aún, en la programación de las unidades convencionales realizada en el "día siguiente", a causa del impacto de los errores en la predicción de la programación de energía eólica y solar que se denomina como en el mercado del *day-ahead*. Esto hace necesario preparar una gran cantidad de generación de energía flexible, por ejemplo, centrales de ciclo combinado o turbinas de gas o hidráulicas, con tiempos de puesta en marcha relativamente cortos y/o la capacidad de variar rápidamente los niveles de producción, para poder monitorear la oferta y la demanda de la tercera reserva. La determinación de estos niveles de reserva se suele realizar en el *day-ahead*, aunque el modelo de pronóstico mejorará con el tiempo, el error en la predicción de viento sigue siendo relativamente alto. En un sistema razonablemente diseñado, es necesario tener un número suficiente de centrales flexibles de punta para el raro caso en el que la generación de energía eólica y solar se mantiene a un nivel bajo durante un tiempo relativamente largo. Es importante señalar que la necesidad de reservas no significa necesariamente que estas plantas de última generación se utilizarán realmente para producir electricidad, sino la posibilidad de que puedan hacerlo rápidamente.

Este requisito de reserva adicional significa que se deben programar cada vez más unidades térmicas de manera obligatoria. Esto reduce la posibilidad de que las empresas generadoras de energía administren sus plantas de energía (la posibilidad de vender su energía en el mercado diario es limitada) y por lo tanto reduce la cantidad de energía que se puede ofertar, lo que puede conducir a un aumento del precio en la generación de energía.

Los resultados obtenidos en varios estudios realizados en todo el mundo muestran que, con la alta penetración de la energía eólica, la demanda de reservas también aumenta (véase Figura 33).

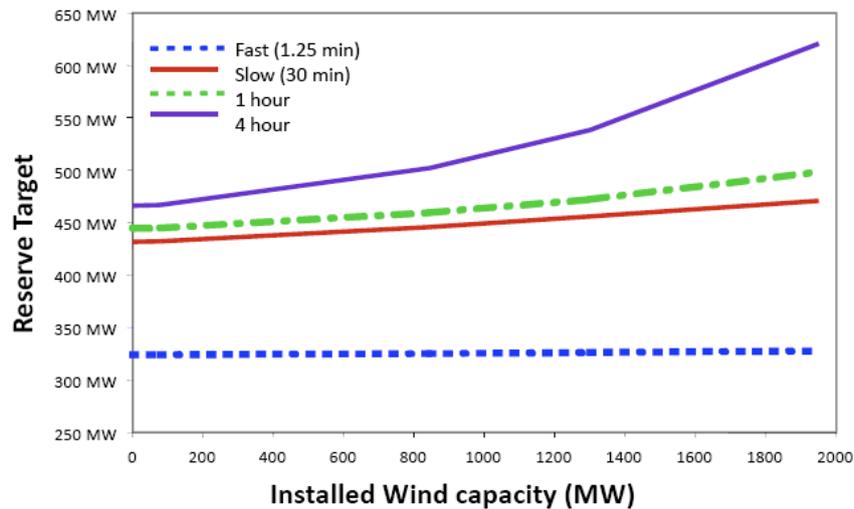


Figura 33. Requisitos de reserva de funcionamiento en función de la penetración de la energía eólica.  
Fuente: (O'Malley, 2011)

"Aumentar los requisitos de reserva" no significa necesariamente una nueva inversión. Cabe señalar que la mayor parte de la demanda de reservas relacionada con la energía eólica surge cuando la producción de energía eólica es alta, por lo que las centrales convencionales tienen más capacidad ociosa para abastecer las reservas. El problema más importante parece ser que en el caso de grandes errores en los pronósticos de energía eólica, algunas centrales térmicas convencionales tienen una capacidad limitada para seguir rampas pronunciadas y prolongadas en el tiempo. En el país, las ventajas de la energía hidroeléctrica juegan un papel importante al brindar flexibilidad operativa para la integración de la energía renovable.

Sin embargo, se debe prestar especial atención a la relación entre flexibilidad y reservas. Se debe considerar que la demanda de flexibilidad no es consistente con la demanda de reservas y la demanda de reservas se reduce porque una parte de la variación de la demanda neta (demanda bruta menos producción intermitente). Como se mencionó anteriormente, las reservas están relacionadas principalmente con errores de pronóstico mientras que la flexibilidad en la programación de centrales también puede resolver las desviaciones en la producción. Esto plantea un problema no resuelto, a saber, cómo definir con precisión los requisitos de flexibilidad del sistema de energía y cómo estimular la inversión en la tecnología adecuada y proporcionar servicios de flexibilidad.

Debido a las características de la generación de energía intermitente descritas anteriormente, la combinación de generación de energía ideal a largo plazo es propensa a cambios significativos. Por un lado, un alto nivel de penetración intermitente hará que la inversión inteligente sea más flexible. Por otro lado, está claro que se requerirá apoyo en aquellos momentos en que la disponibilidad de recursos sea baja. Debido al desplazamiento causado por la producción de generación de energía intermitente, la mayor parte de esta generación de tecnología sufrirá factores de utilización muy bajos.

Generalmente, como ya se señaló, estos requisitos dependen en gran medida de que el parque de generación sea térmico puro o tenga una cierta cantidad de recursos hidráulicos ajustables.

### **3.4.1. Desde el punto de vista de Transporte**

Por un lado, debido a que la producción de la mayoría de las tecnologías de generación de energía renovable es intermitente, por otro lado, debido a la distribución no uniforme de la energía primaria, es previsible que la integración de un gran número de tales tecnologías tendrá un gran impacto. El flujo de energía entre diferentes áreas de aquellos sistemas eléctricos que exhiben una diversidad significativa aumenta y la variabilidad de las condiciones del sistema aumenta.

Una gran cantidad de pequeñas plantas de energía renovable con producción y demanda variable se encuentran dispersas en el país, lo que plantea muchos desafíos para la planificación de la red de transmisión. Además de estos desafíos, también existe la necesidad de representar el desarrollo de otras fuentes de energía, lo que convierte la planificación de la transmisión en un tema de alta complejidad. Desde una perspectiva regulatoria, el desafío es cómo desarrollar una planificación efectiva y asignar el costo correcto entre las energías renovables.

### **3.4.1. Desde el punto de vista de distribución**

Si la tasa de penetración de ENRC en el sistema de distribución de energía es importante, y además si se mantiene la estrategia "business as usual" (es decir, una gestión basada únicamente en la instalación de nuevos equipos), los costos operativos de la red aumentarán. De hecho, el aumento de las fusiones de ENRC tiene dos tipos de efectos sobre la estructura de costos del negocio de distribución. Primero, se requiere una gran cantidad de inversión para conectar este sistema de generación de energía distribuida a la red de distribución para administrar adecuadamente los cambios de flujo y las fluctuaciones de la demanda neta y los cambios en la demanda punta, e instalar tecnologías relacionadas para optimizar la información. En segundo lugar, estas tecnologías de próxima generación se combinan con equipos de almacenamiento y de respuesta activa de la demanda y, al mismo tiempo, proporcionan una serie de nuevas herramientas para la operación de la red y, por lo tanto, brindan una herramienta que permite a los operadores de red utilizar de manera más efectiva para completar sus tareas para obtener una distribución de energía confiable, segura y efectiva. Estos nuevos recursos distribuidos permitirán una gestión activa del sistema de distribución y reducirán el costo global del distribuidor. Por ejemplo, para resolver una congestión específica de la red, la gestión de ENRC y el consumo puede retrasar la necesidad de invertir en nuevas redes.

Ha sido posible encontrar mucha investigación para analizar el aumento en los costos de operación y planificación de la red de distribución debido a la expansión de la generación de

energía distribuida. La producción de estas instalaciones cambia el flujo en la red y, por tanto, cambia el consumo de energía y sus pérdidas. Este efecto puede ser positivo o negativo, dependiendo de muchos parámetros, a saber, el grado de penetración en el sistema, la concentración y ubicación de la generación de energía y la naturaleza de la tecnología en sí.

Para niveles bajos de penetración, la generación distribuida tiende a reducir las pérdidas porque la generación local es absorbida por cargas locales. Cuando aumenta la tasa de penetración, la generación de energía comienza a exceder la demanda local (especialmente para líneas de baja carga y / o cuando la demanda es baja), lo que provocará un flujo inverso y aumentará las pérdidas. Por otro lado, una red reconfigurable (es decir, una red que puede cambiar su topología mediante la apertura y cierre de interruptores en la línea y por lo tanto cambiar dinámicamente su topología en respuesta al comportamiento de carga y suministro) puede reducir las pérdidas y permitir una disponibilidad intermitente con mayor penetración de energías renovables.

### **3.5. Aporte de las Renovables en la República Dominicana**

Según lo que mostrado en el Boletín 19 “Energías de fuentes renovables como motor de desarrollo sostenible” del Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales (GCPS, 2019), el desarrollo de una sociedad está estrechamente vinculado con el consumo de energía que se expresa en la transición de una economía de producción puramente agrícola hacia la generación del conocimiento, pasando por la producción industrial, que son más intensas en el uso de la energía. Basándose en ese fenómeno el uso de la energía eléctrica se ha convertido en un medio básico para acceder a otros bienes y servicios, convirtiéndose en un determinante esencial de la calidad de vida.

El sector energético de la República Dominicana es de gran importancia para el país por suplir la base para que el resto de la economía pueda funcionar. El 2.1 % del PIB de 2018 provino del sector agua y energía, según datos del Banco Central de la República Dominicana (BCRD). Por su parte, aunque solo aporta el 1.2 % del empleo nacional, el sector de agua y electricidad por lo general crea empleos bien remunerados y formalizados, en un contexto donde prima la informalidad.

En el sentido social, al igual que el resto de la región, la República Dominicana ha avanzado considerablemente en los últimos 20 años en el acceso a la electrificación. A principios de milenio más de una décima parte de la población carecía de acceso a la energía eléctrica en el país, es decir, uno de cada 10 dominicanos. Sin embargo, a 2016, el margen se redujo a menos de un 5% de la población, dándose avances principalmente en la década del 2000.

Pese a estos avances notables, las suspensiones en el servicio de energía continúan siendo una problemática que afecta de manera directa la competitividad nacional y la calidad de vida de los ciudadanos. Según el Índice de Pobreza Multidimensional (IPM-RD), el 8.3% de los hogares del país todavía presentaba algún tipo de carencia en el acceso a la energía eléctrica a 2015. La

mayoría de este porcentaje está atribuido a hogares que reciben menos que el compromiso asumido en la política energética del país (es decir, que reciben 14 horas de energía eléctrica al día) a pesar de estar conectados a la red principal. En ese sentido, las brechas en el uso de la energía eléctrica no provienen del acceso, sino de la calidad y estabilidad del servicio brindado. De acuerdo con las estimaciones de la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE), los cortes de suministro causaron pérdidas de más de USD 564.2 millones de dólares a empresas y familias de la República Dominicana durante 2017. En promedio, cada hogar dominicano recibió tres horas diarias de apagones durante el primer semestre de dicho año, constituyéndose esta situación en un coste financiero y de oportunidad importante que es desproporcionalmente más elevado para las familias con menos recursos y las empresas pequeñas.

A la problemática histórica de los apagones se suma una creciente demanda de energía, impulsada por el crecimiento económico y poblacional. Según las estimaciones de la Comisión Nacional de Energía, la demanda de electricidad para 2030 podría llegar a superar los 30 GWh, dependiendo de los distintos escenarios. La demanda para uso industrial sería la de mayor aumento (ver Tabla 8), pero el uso residencial de energía también aumentaría significativamente, creciendo hasta un 30.7 % de 2020 a 2030 según las proyecciones.

Por otra parte, la electricidad que se genera en el país depende sustancialmente de los hidrocarburos, lo que nos hace muy vulnerables a la volatilidad en los precios de los combustibles fósiles en los mercados internacionales de hidrocarburos y derivados.

Año	Residencial	Servicios y comercio	Industrial
2020	6031 – 6305 GWh	3243 – 3664 GWh	7895 – 9484 GWh
2025	6629 – 7077 GWh	3609 – 4410 GWh	9421 – 11 996 GWh
2030	7523 – 8242 GWh	4054 – 5312 GWh	11 063 – 14 921 GWh
Aumento 2020 - 2030	24.9 – 30.7 %	25.0 – 45.0 %	40.1 – 57.3 %

*Tabla 8. Proyecciones de demanda de energía según sector.  
Fuente: (Prospectiva de la Demanda de Energía de la República Dominicana, 2014)*

Además de eso, el país se enfrenta a fuertes pérdidas en el sector de la distribución que afecta la sostenibilidad económica del sistema. En 2018, las pérdidas en las distribuidoras promediaron un 28.4 % mensualmente, generando un déficit financiero de 665 millones de dólares en ese año (equivalentes a 0.8 % del PIB), sobrepasándose en más de 150 millones de dólares frente a lo que se tenía previsto, debido al aumento de los precios del petróleo.

Lo datos revelan un contraste que es necesario abordar dentro de la política energética de la nación: por un lado, el país ha avanzado mucho en puntos clave del sistema, eliminando prácticamente las barreras de acceso en las zonas urbanas, pero existen retos que todavía deben ser afrontados para asegurar un disfrute justo y estable de la energía eléctrica para todos los ciudadanos del país, sin distinción. Las energías renovables constituyen una oportunidad para

atacar estas problemáticas señaladas y dada las condiciones del país, podría basar su potencial crecimiento económico en este aspecto.

La Ley General de Electricidad 125-0, A pesar de su relativa antigüedad, la normativa ya reconocía la importancia de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables. En el capítulo III sobre los precios al usuario final regulado en el artículo 112, la legislación detalla que:

*“Las empresas distribuidoras y comercializadoras en igualdad de precios y condiciones, les darán preferencia en las compras y despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa y marina y otras fuentes de energía renovable”*

Partiendo de dicha base, la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales es el paso más claro hacia el impulso de las energías renovables en la República Dominicana. La Ley de 2007 incluye incentivos fiscales para el desarrollo de este tipo de tecnología, y establece las reglas y criterios para la adhesión a estos beneficios. La Ley también proporcionó un marco de actuación para que las pequeñas comunidades pudieran acceder al régimen de incentivos, permitiendo que el emprendimiento social pudiera beneficiarse.

Entre 2014 y 2017 las exenciones fiscales al sector de energías renovables ascendieron a RD\$ 4,220 millones, representando anualmente menos del 1 % del total de exenciones fiscales. Esta es una cifra relativamente baja con relación a otros sectores económicos ya consolidados como son el turismo y las zonas francas, por ejemplo. A pesar de que el marco jurídico sobre el tema parece ser robusto, modificaciones a la Ley de Incentivos en años recientes han hecho menos atractiva la inversión en el país en esta área, lo cual ha sido criticado por diversos miembros del sector. En ese sentido, la política energética necesita mostrar una postura clara ante los agentes del mercado, debido a que otros países de la región y el mundo también compiten por recibir las inversiones en materia de energía renovable.

Como se dicho anteriormente, los recursos de energías renovables tienen prioridad en el orden de despacho, determinando la operación diaria del sistema eléctrico. El uso de estos recursos para generación eléctrica depende principalmente de su disponibilidad. En el año 2019, la electricidad generada a partir de recursos renovables en el SENI fue 1973.66 GWh, que representa el 11.8% del total SENI. A pesar del incremento en ambos, la capacidad total instalada y la capacidad de producción de electricidad a partir de fuentes eólicas y solar, la participación total de las energías renovables no ha crecido constantemente durante los últimos años. (IRENA, 2017)

De todos modos, la reforma ha permitido avances en la diversificación de la matriz, y por tanto en la sostenibilidad del sistema. La capacidad instalada de energías renovables en el Sistema Energético Nacional Interconectado (SENI) es de un 24%. Sin embargo, esto sugiere todavía una

alta dependencia de combustibles fósiles en la matriz de generación. En el apartado 2.4.1.1 “Red de transporte” se puede observar con más detalle la distribución de la matriz de generación a diciembre de 2019, donde el fueloil por sí solo agrupa casi la mitad de la capacidad de producción del país. Debido a que las energías renovables normalmente no aportan toda su capacidad al sistema, en la práctica el consumo es incluso más dependiente de los hidrocarburos. Por su parte, la más utilizada de las energías renovables en el país es la hidroeléctrica, seguida por la eólica, la solar y la biomasa.

La mayor parte de las plantas de generación de energía renovable se concentran en regiones de desarrollo relativamente bajo del país, contribuyendo a la descentralización de la matriz. En la Figura 34 se puede observar la distribución de las plantas generadoras de electricidad a partir de fuentes renovables dentro de la República Dominicana. Como era de esperarse, las grandes hidroeléctricas se encuentran agrupadas alrededor de la Cordillera Central, mientras las nuevas inversiones en tecnología eólica y solar se concentran en provincias como Azua, Pedernales, Montecristi y Monte Plata. Es difícil estimar el aporte financiero de estas empresas generadoras en las localidades donde se encuentran debido a la alta centralización fiscal del país, pero la deslocalización de la generación minimiza los riesgos asociados a desastres naturales, o ataques externos a la red.



Figura 34. Mapa de ubicación de las plantas generadoras a partir de fuentes conectadas al Sistema Energético Nacional Interconectado (SENI).  
Fuente: tomada de (CNE, 2020) y actualizada.

Por otro lado, aunque en términos generales la matriz de generación sigue basándose predominante en fuentes de energías contaminantes, el país ha hecho grandes esfuerzos en la

implementación de soluciones basadas en energías renovables fuera de las redes de transmisión regulares, y se pueden encontrar varios ejemplos de esfuerzos para ampliar y mejorar la calidad y el alcance de la energía utilizada por los dominicanos, especialmente soluciones minigríd y off-grid que pueden ser consideradas como buenas prácticas. Por ejemplo, la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) es una institución del Gobierno dominicano que actualmente articula alrededor de 61 proyectos de provisión de infraestructura a zonas rurales de difícil acceso, proveyendo soluciones tanto por fuentes renovables aisladas, como por incorporación al sistema interconectado de transmisión. Dicha iniciativa está proyectada a proveer unos 7135 kilowatts (KVA) para alrededor de 6207 familias a un costo de 887.8 millones de pesos dominicanos.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) también han jugado un papel importante en mejorar el acceso de cientos de personas a un precio competitivo y aumentando la eco-amabilidad de la generación. En el país existen actualmente alrededor de 107 PCH de las cuales 64 (60 %) se encontraban en operación, mientras que el resto aún se encuentran en estado de construcción o de estudio, la mayoría en la región del Yaque del Norte.

Igualmente, la generación de energía por medio de los desechos biológicos es otra de las opciones de generación limpia que se presenta actualmente en el país. En la República Dominicana existe una prominente industria ganadera, la cual, en conjunto con la silvicultura y la pesca, representó alrededor de un 1.7 % del PIB nacional para el año 2018. En vista de esto, provincias como Espaillat, Santiago, Santo Domingo, La Vega, entre otras, han desarrollado biodigestores que para mayo de 2019 generaban alrededor de 18.45 GWh y ahorran alrededor de 133,616 toneladas en emisiones de CO<sub>2</sub> por año, mediante la producción y procesamiento del gas metano proveniente de los desechos biológicos de granjas y fincas pecuarias.

## 4. Situación Eléctrica Actual

### 4.1. Mercado Eléctrico Dominicano

El mercado eléctrico en la república dominicana está dividido en Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y Mercado Eléctrico Minorista (Véase Figura 35). Su comportamiento es completamente distinto debido a los agentes que interactúan en ellos y su finalidad. El MEM está diseñado para fomentar la competencia entre los agentes y un mercado más liberal entre productores y compradores que pueden ser privados o estatales, por el contrario, las actividades en el mercado eléctrico minorista están confiadas completamente al Estado, quien controla la interacción comercial a través de decretos y reglamentos aplicados a nivel nacional, está orientado a Usuarios Regulados o usuarios finales (comercialización). Así como lo explica (Lorenzo García, 2017) en su trabajo de fin de máster, el Minorista fue definido como monopolio natural y dividido en zonas geográficas con usuarios sometidos a regulación de precios y remuneración en base a una tarifa que reconoce el valor agregado de distribución, obligatoriedad de dar el suministro a los usuarios que lo soliciten, así como mantener contratos para garantizar el suministro de la electricidad a sus usuarios.

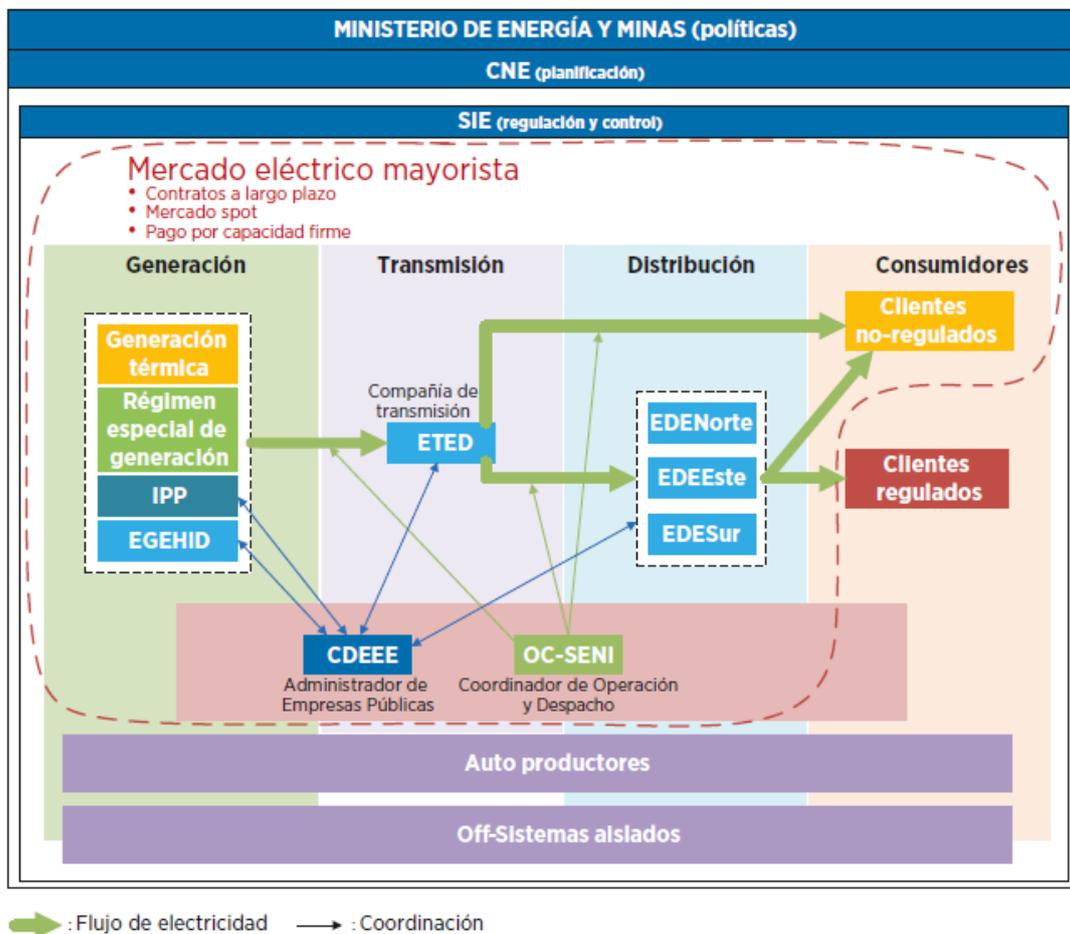


Figura 35. Estructura Institucional en el mercado eléctrico de la República Dominicana.  
Fuente: (IRENA, 2017)

#### **4.1.1. Estructura del Mercado Eléctrico: Mercado Eléctrico Mayorista**

El Mercado Eléctrico Mayorista está compuesto por los agentes del mercado: generadoras, empresa de transmisión (ETED), empresas de distribución (EDEs), Productores Privados Independientes (IPPs, por sus siglas en inglés) y cogeneradores, CDEEE, Usuarios no Regulados (UNRs) y por los operadores: la OC y el Centro de Control de Energía (CCE), dependiente de la ETED. (ADIE, 2018)

El Organismo Coordinador, operador del mercado, es responsable de las transacciones del mercado en la generación, transmisión y distribución, en el que observa la participación de cada uno de los generadores en el mercado. El OC otorga una lista de mérito basada en el coste variable de despacho (CVD) según las declaraciones de los agentes y las transacciones económicas entre los que transan sus operaciones a través del mercado. A la vez, administra el mercado y controla el sistema de medición comercial (SCM). (ADIE, 2018)

El CCE, operador del sistema, es responsable de ejecutar el programa diario de operación, elaborando el despacho de las unidades de producción al mínimo costo. “La operación en tiempo real de los agentes es vista por el CCE, las acciones tomadas por el CCE son vistas por el OC y las acciones del OC son vistas por el ente regulador al cual debe reportar todos los detalles de la operación”. Además de los costos de energía, el sistema administra los demás elementos del proceso: derechos de conexión, pagos frecuencia y uso forzado, entre otros. (ADIE, 2018)

El MEM en la República Dominicana es de tipo marginalista, es decir, que el precio de venta de energía es el precio de la última unidad que entra al sistema. Las unidades se incorporan en el sistema a medida que lo requiera la demanda y según su costo marginal. A medida que los hogares y las empresas incrementan su demanda, es necesario incorporar al sistema nuevas unidades en el orden de menor a mayor costo. Las plantas de menor costo marginal se incorporan desde el inicio del horario de menor demanda y pueden permanecer todo el día. En este mercado el costo que se paga en cada momento corresponde al costo de la última unidad que entró al sistema. Así, en un mercado como este el costo marginal de la energía para el comprador es creciente con la demanda (ADIE, 2018). Al listado los Costos Marginales de las generadoras ordenados por sus costos de menor a mayor se llama orden de méritos y es elaborado por el OC semanalmente de Utilizado en forma referencial en la elaboración del despacho económico de carga. En la Figura 36 viene dado el orden de mérito según CVD del último día del año 2019.

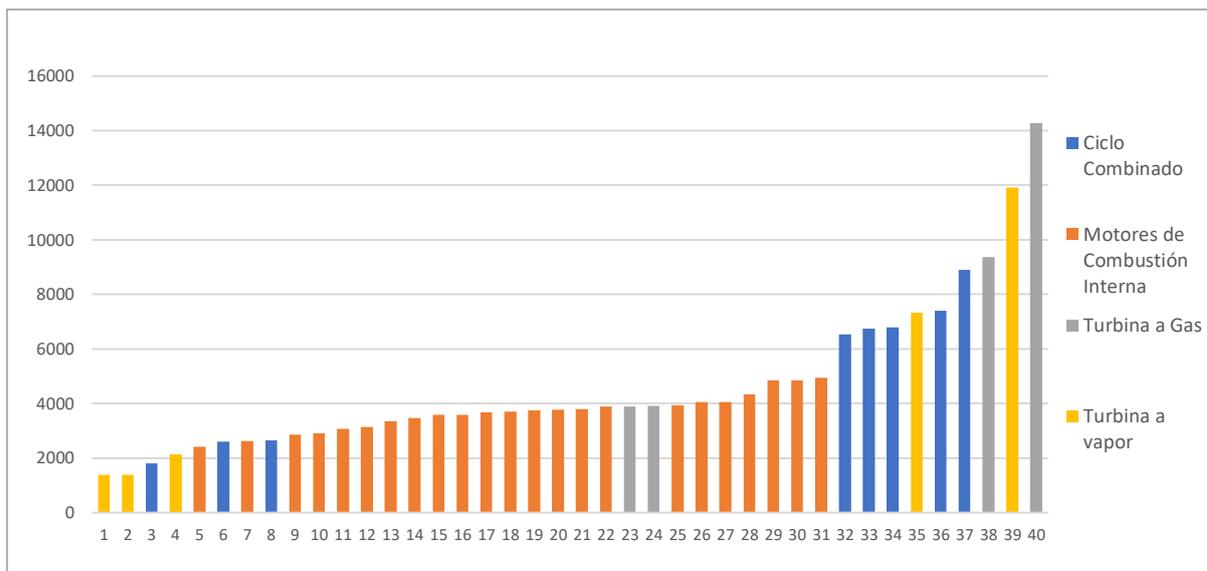


Figura 36. Orden de mérito según CVD del último día del año 2019.  
Fuente: elaboración propia con datos del (Organismo Coordinador, 2019)

La compra y venta de energía se puede realizar a través de contratos de abastecimiento de energía o Acuerdos de Compra de Energía (PPAs, por sus siglas en inglés), donde las partes negocian directamente entre ellas, o mercado Spot, donde las partes negocian de forma similar a una bolsa de valores.

#### 4.1.1.1. Mercado de Contratos (Lorenzo García, 2017)

Los agentes del mercado eléctrico mayorista, tales como generadores, distribuidores y clientes no regulados pueden suscribir contratos de compra y venta de energía y potencia (PPA, por sus siglas en inglés). En los PPA se definen todos los términos comerciales como precio, plazo, penalidades, formas de pago y cantidad de energía a ser transada entre las dos partes. Estos contratos son administrados por el Organismo Coordinador (OC).

Los PPA son de contratos de tipo financiero y sus precios se definen bien sea por negociación directa o como resultado de una licitación, según sea el caso. En tal sentido, los compromisos de venta de energía establecidos en estos contratos son independientes del despacho real de cada unidad generadora. No existe obligación de producir la electricidad necesaria para cubrir los compromisos de los PPA. Es decir, el OC despacha las unidades generadoras declaradas disponibles en el mercado en función de un despacho económico, esto es, según orden de mérito de menor a mayor coste variable de despacho (CVD). Las transacciones en los PPA son en dólares americanos, y dependen del precio contractual y de la demanda del cliente.

La compra y venta de potencia y energía en el mercado de contratos no puede superar el 80% de la demanda del sistema eléctrico interconectado, esto con el fin de garantizar precios razonables de generación en el mercado eléctrico.

Según el Art.110 LGE No.125-01, para el caso de contratos de largo plazo suscritos entre empresas generadoras y distribuidoras, los precios acordados deben ser el resultado de procedimientos sometidos a licitación pública, la misma que se rige mediante bases establecidas por la SIE.

Los productores independientes de energía mantienen contratos de suministro de energía PPA, los cuales son administrados y aplicados por la CDEEE.

En cada mes el OC ajusta las cantidades de energía suministradas por la generación y tomadas por los consumidores de la red y en base a ello realiza la liquidación comercial entre los agentes del mercado.

#### 4.1.1.2. Mercado Spot

En el Mercado Spot de la Republica Dominicana se realizan las transacciones de compra y venta de energía de corto plazo, estas transacciones resultan de la diferencia entre la energía total despachada de acuerdo con el despacho económico y la energía demandada de acuerdo con los contratos (Véase Figura 37) (Lorenzo García, 2017).

En el Mercado Spot también se realizan transacciones de potencia firme determinadas por el OC. Por ley, se debe garantizar que el mercado spot represente al menos el 20% del consumo total del SENI. Para el caso de empresas de generación vinculadas a empresas distribuidoras, estas deben vender el 40% de su producción en el mercado spot.

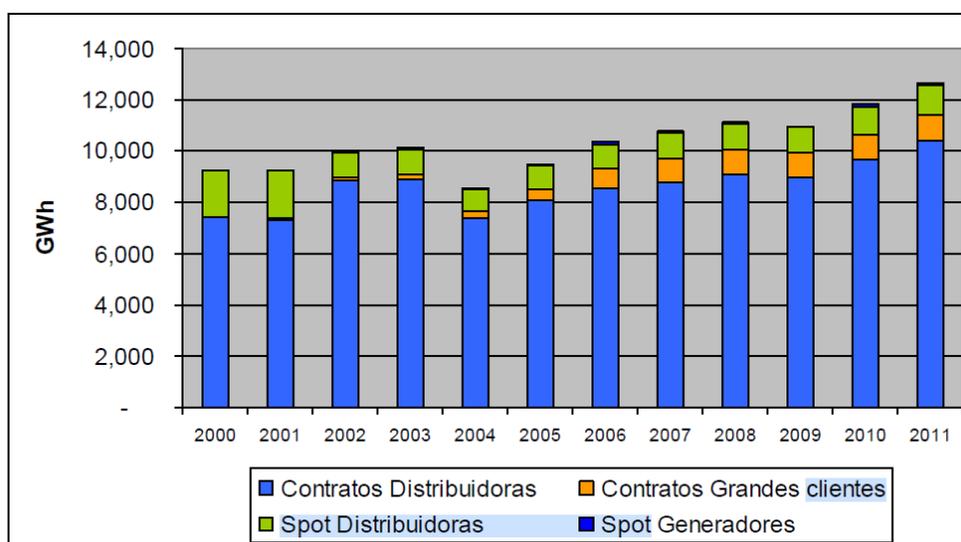


Figura 37. Energía contratada y mercado spot.  
Fuente: (López San Pablo, 2016)

Las transacciones de potencia y energía realizadas en el mercado spot se valoran sobre la base del coste marginal de corto plazo del sistema eléctrico. El coste marginal de corto plazo de la energía es el coste marginal que resulta de la operación óptima del sistema de generación y transmisión. El coste marginal de la potencia es el coste marginal de desarrollo de potencia de punta en el

sistema. En caso de racionamiento por falta de generación para abastecer la demanda, el coste marginal de corto plazo es fijado por la SIE como el coste de energía no servida.

(López San Pablo, 2016) en su tesis doctoral sobre la Privatización y Marco Regulatorio del sector eléctrico en la República Dominicana explica que el mercado spot es donde se realizan las transacciones de energía y potencia fuera del mercado de contratos. Está basado en la teoría económica marginalista, es decir, que el precio del mercado se determina por el coste de la última unidad disponible para suplir la unidad de energía adicional en kWh; en este mercado participan todos los agentes, generadores de electricidad (que representan los productores) y los distribuidores y grandes usuarios (que representan la demanda).

El mercado spot representa una bolsa donde cada agente inyecta o retira energía. Al cierre de cada mes se realiza un balance de cada agente con todas sus inyecciones y retiros distribuidos de forma horaria, esto se puede observar de forma más gráfica en la Figura 38.

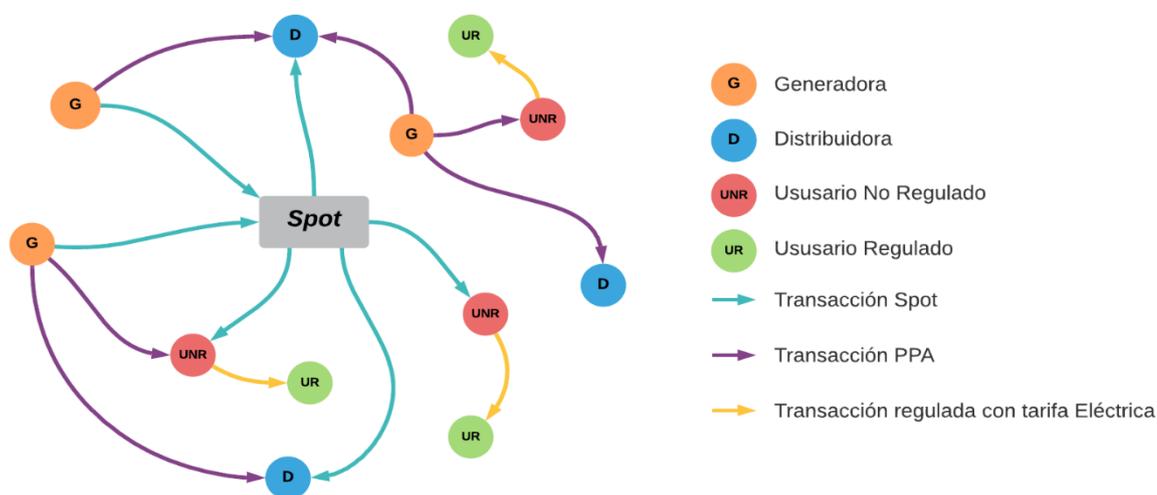


Figura 38. Modelo de Mercado en la Rep. Dom.  
Fuente: Elaboración propia con datos de (Lorenzo García, 2017)

El precio de la energía en cada hora es el coste marginal del sistema, igual al coste variable de la última unidad despachada. Este coste marginal es calculado por el Organismo Coordinador, horariamente, y es el coste en el que incurre el sistema para suministrar una unidad adicional de energía. Este coste será igual al coste variable de despacho de la central que suministra dicha unidad adicional; la cual actualmente en el sector eléctrico dominicano está suministrada por turbinas a gas de ciclo abierto que funcionan con gasoil y motores a fueloil o gasoil.

En caso de desabastecimiento, es decir, cuando no exista la disponibilidad de generación y ya se han utilizado todas las centrales para suplir la demanda, el marco regulatorio establece que el coste marginal de la energía en esa hora corresponderá al coste definido por la Superintendencia de electricidad, que actualmente lo fija en base al precio del acuerdo de Madrid, donde toma como precio base US\$ 55 por MWh y lo indexa en un 60% con el fueloil, tomando como base el precio del barril en US\$ 17. Además, este coste actúa como coste marginal máximo del mercado spot,

lo que indica que el precio marginal no sobrepasa este valor; siendo esto una intervención del mercado y, por lo tanto, existen unidades cuyo coste variable es mayor y es necesario establecer un mecanismo de compensación de estos costes que están fuera del mercado.

Esta situación de intervención en el precio del mercado no permite calcular exactamente el efecto real de la evolución del precio del mercado spot tras la entrada de nueva generación y la diversificación de la matriz energética.

#### 4.1.1.3. Cálculo del coste marginal de en el mercado spot (CNE, 2012)

El Costo Marginal de Corto Plazo de energía activa en la Barra De Referencia para cada hora “h”, ( $CMGREF_h$ ) corresponderá al mayor Costo Variable De Producción, referido a la Barra De Referencia (costo variable / factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora “h” que estén vinculadas a la Barra De Referencia del sistema y que cuenten con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora “h”.

De no existir máquinas despachadas que estén vinculadas a la Barra De Referencia del SENI y que cuenten con Potencia Disponible, corresponderá al menor Costo Variable De Producción referido a la Barra de referencia (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante la hora “h”, en la Barra De Referencia del sistema.

De no existir ninguna máquina vinculada a la Barra De Referencia que pueda entrar en servicio en la hora “h”, corresponderá al Costo De Desabastecimiento definido por la SIE.

Al determinar si una máquina en servicio posee Potencia Disponible, no se podrá considerar como Potencia Disponible el margen que pudieran tener las máquinas que regulan frecuencia. Asimismo, no se podrán considerar con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

El factor de nodo a aplicar para referir el Costo Variable de Producción de una máquina ubicada en una Barra “i” vinculado a la Barra De Referencia deberá ser calculado con la expresión (4.1):

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i} \quad (4.1)$$

Donde:  $\partial Perd / \partial P_i$  es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda  $P_i$ , asumiendo como Barra libre la Barra De Referencia del SENI.

#### 4.1.2. Costo marginal Actual

El artículo 2 del reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad define el Mercado Spot y señala que las transacciones económicas en dicho mercado se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y el Costo Marginal de Potencia.

##### 4.1.2.1. Costos marginales de energía

La Superintendencia de Electricidad emite todos los años la resolución para la “fijación costo marginal tope de energía de corto plazo en el mercado Spot y costo de desabastecimiento”.

Según la (Resolución SIE-114-2018-MEM, 2018), para el 2019, el valor del Costo Marginal Tope de Energía de Corto Plazo en el Mercado Spot en la barra de referencia del SENI para el mes “i” ( $CMET_{mes\ i, año\ 2019}$ ) se calcula bajo la fórmula (4.2):

$$\begin{aligned} CMET_{mes\ i, año\ 2019} &= CMET_0 \\ &\times \left( 0.255 \times \frac{CPI_{mes\ i-2}}{CPI_{noviembre\ 2016}} + 0.745 \times \frac{PHSFO_{mes\ i-1}}{PHSFO_{BASE}} \right) \end{aligned} \quad (4.2)$$

Donde:

$CMET_0$	= Valor base de CMET en vigor = 121.05 US\$/MWh;
$CPI_{mes\ i-2}$	= Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “Todas las ciudades, todos los elementos” en el segundo mes anterior al mes en que se realiza el ajuste;
$CPI_{Noviembre\ 2016}$	= Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América “All Cities, All Items”, mes de noviembre de 2016 = 241.353;
$PHSFO_{mes\ i-1}$	= Precio Platts del Fuel Oil USGC HSFO, USA Gulf Coast (Código Platts PUAZF00), para el mes “i-1”, calculado como el promedio de la media de los valores diarios mínimos y máximos en el mes anterior al mes que se realiza el ajuste;
$PHSFO_{BASE}$	= Precio Base Platts del Fuel Oil USGC HSFO = 45.31 US\$/MWh;

La Tabla 9 muestran la evolución del Costo Marginal Tope de Corto Plazo de energía referida a la barra de referencia del SENI en el año 2019, pertinente para las Transacciones Económicas del MEM (CMg Energía), conforme se establece en la (Resolución SIE-114-2018-MEM, 2018) de fecha 17 de diciembre 2018.

COSTO MARGINAL TOPE 2019		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Promedio
<b>Costo Marginal Tope Base</b>	[US\$/MWh]	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05	121.05
<b>CPI Noviembre 2016</b>		<b>241.35</b>												
CPI Mes i-2		252.04	251.23	251.71	252.78	254.2	255.55	256.09	256.14	256.57	256.56	256.76	257.35	254.75
A = CPI Mes i-2/CPI Noviembre 2016		1.0443	1.0409	1.0429	1.0473	1.0532	1.0588	1.0611	1.0613	1.063	1.063	1.0638	1.0663	1.0555
Precio Fuel Oil N°6 Base, Oil USGC HSFO	[US\$/barril]	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31	45.31
<b>Precio Fuel Oil N°6 - Promedio</b>	[US\$/barril]	<b>52.83</b>	<b>52.82</b>	<b>63.53</b>	<b>63.99</b>	<b>66.05</b>	<b>61.66</b>	<b>55.78</b>	<b>58.92</b>	<b>45.34</b>	<b>50.47</b>	<b>43.02</b>	<b>37.31</b>	<b>54.56</b>
Aporte CPI	[US\$/MWh]	32.23	32.13	32.19	32.33	32.51	32.68	32.75	32.76	32.81	32.81	32.84	32.91	32.58
Aporte Precio Fuel Oil N°6	[US\$/MWh]	105.15	111.1	126.45	127.36	131.45	122.73	111.02	117.27	90.24	100.44	85.63	74.26	108.59
<b>COSTO MARGINAL TOPE</b>	[US\$/MWh]	<b>137.38</b>	<b>143.23</b>	<b>158.64</b>	<b>159.69</b>	<b>163.97</b>	<b>155.41</b>	<b>143.77</b>	<b>150.03</b>	<b>123.05</b>	<b>133.26</b>	<b>118.47</b>	<b>107.17</b>	<b>141.17</b>
<b>Variación CMg Tope (respecto mes anterior)</b>	%	-11.20%	4.30%	10.80%	0.70%	2.70%	-5.20%	-7.50%	4.40%	-18.00%	8.30%	-11.10%	-9.50%	-2.63%
<b>Variación Cmgtope (respecto de enero)</b>	%	0.00%	4.30%	15.50%	16.20%	19.40%	13.10%	4.70%	9.20%	-10.40%	-3.00%	-13.80%	-22.00%	2.76%

Tabla 9. Costo marginal tope de energía en el 2019 [US\$/MWh]  
Fuente: (OC, 2019)

El Costo Marginal Tope de Energía de diciembre (véase Figura 39) tuvo una variación de -21.99% con respecto a enero 2019.

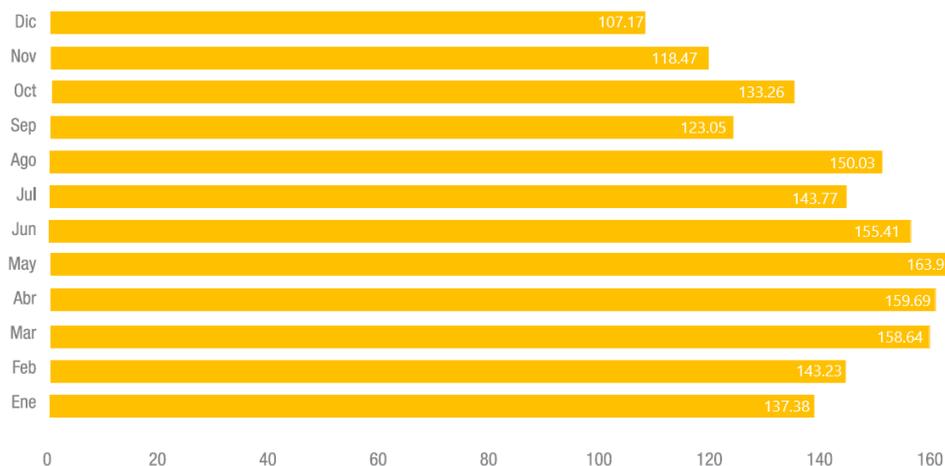


Figura 39. Evolución del Costo Marginal Tope en el 2019 [US\$/MWh].  
Fuente: (OC, 2019)

Como se puede observar en la Figura 40, si se compara el Costo Marginal Tope de Energía promedio para 2019 con el promedio para 2018, se destaca una variación de un -1.00%.

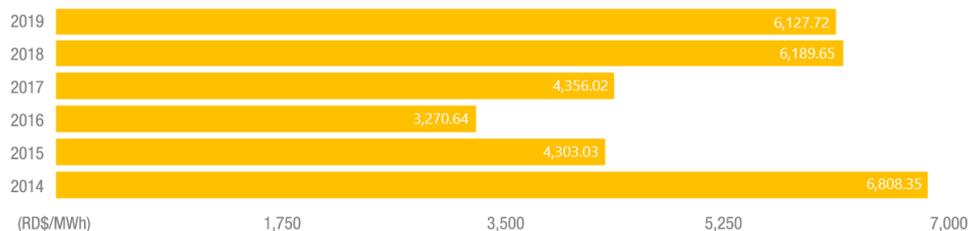


Figura 40. Promedios Anuales del Costo Marginal Energía [RD\$/MWh]  
Fuente: (OC, 2019)

Tomando en cuenta la fórmula de fijación del valor del Costo Marginal Tope de Energía de Corto Plazo en el Mercado Spot (4.2), y que dicha ecuación se ha mantenido relativamente sin cambios en los últimos años. Más el hecho de que los factores y variables de la ecuación dependen exclusivamente del precio de los combustibles fósiles y el precio al consumidor de los Estados Unidos, no existe manera alguna de que una mayor generación por parte de tecnología renovable tenga incidencia en la fijación del precio marcado en ese sentido, ni para aumentar, ni para disminuir. Y así será mientras el precio sea fijado de esta forma.

Cabe destacar que el CPI es una de las estadísticas más utilizadas para identificar períodos de inflación o deflación. Las variaciones del CPI se utilizan para evaluar los cambios de precios asociados con el costo de la vida. Examina el promedio ponderado de los precios de una canasta de bienes y servicios de consumo y se calcula tomando los cambios de precios de cada artículo de la canasta de bienes predeterminada y promediándolos. En la República Dominicana se utiliza el valor de Estados Unidos como referencia debido a que todo el combustible fósil de generación es comprado e importado de este país.

Por otro lado, una mayor inclusión de plantas proveniente de fuentes primaria de energía renovable en el SENI tiene un efecto positivo a la disminución del precio final fijado por el orden de méritos en el mercado mayorista debido a que, aunque no se toma en cuenta un precio fijado de estas plantas en el orden de méritos (listado los Costos Marginales de las generadoras ordenados de menor a mayor), sí que es cierto que la generación misma producida por estas (a costes muy bajos) desplaza las plantas con más alto costes de generación de dicho listado y como con secuencia el precio marginal cazado en cada instante es menor.

De momento el precio del mercado ha tenido una tendencia al crecimiento, aunque se espera una disminución para los próximos años. Para abundar en dicho análisis, ver en el apartado 5.2.

#### **4.1.2.1. Costos marginales de potencia**

Es el Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas en que el sistema eléctrico requiere incrementar su capacidad.

La Figura 41 muestra la evolución del Costo Marginal de Potencia de Punta de la barra de referencia en el 2019. El Costo Marginal Promedio para el 2019 fue de 473.38 RD\$/kW-mes. El precio de Potencia de Punta de diciembre tuvo una variación de 7.54% con respecto a enero 2019.

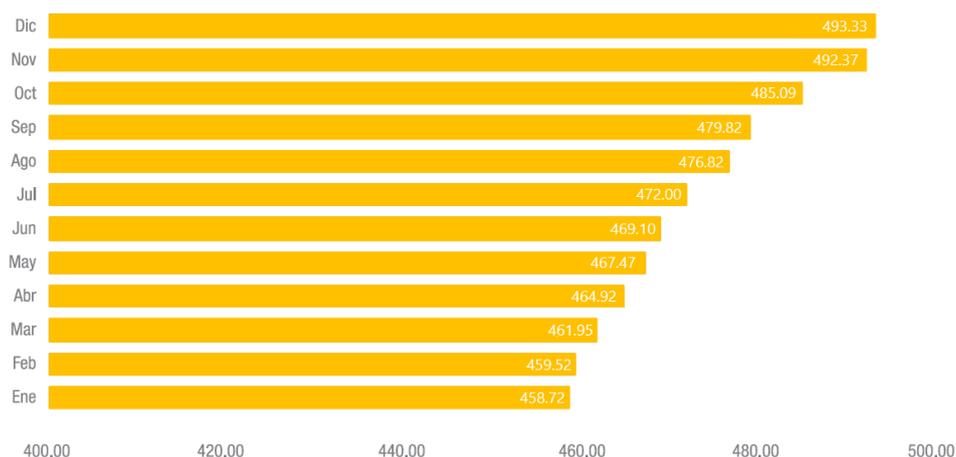


Figura 41. Costo marginal de potencia de punta en barra de referencia 2019.  
Fuente: (OC, 2019)

Si se compara el Costo Marginal Promedio para el 2019 con el de años anteriores, la variación del precio promedio de potencia de Punta de 2019 respecto a 2018 (véase Figura 42) es de 5.46%.

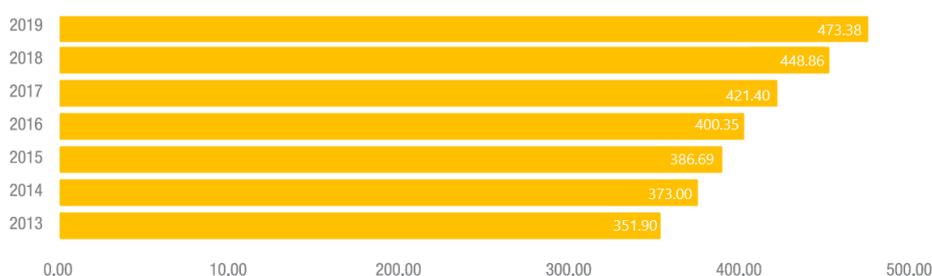


Figura 42. Costo promedio anual marginal potencia de punta.  
Fuente: (OC, 2019)

#### 4.1.3. Estructura del Mercado Eléctrico: Mercado Eléctrico Minorista

El Mercado Minorista está completamente en manos del estado, tanto en su estructura, como en su gestión. Las EDEs (distribuidoras y comercializadoras del país) se encargan de la planificación, administración y mantenimiento de la red, el cobro y facturación en base a las mediciones registradas a cada Usuario Regulado. La SIE emite la resolución nacional para facturación eléctrica a ser aplicada por las EDEs, los valores económicos aplicados en cada tipo de factura son ajustados periódicamente acorde a los cambios en el mercado eléctrico.

Como ya se ha dicho, es un mercado monopolizado. La forma en que se calcula la energía de consumo no varía entre los usuarios regulado conectado a la red de distribución, todas se ajustan a la más reciente resolución de facturación emitida por la SIE.

La manera de calcular la energía consumida no varía sobre un usuario que contenga una instalación de generación en distribución, esté la misma o no conectada a la red. En caso de que un usuario regulado tenga una instalación de inyección a red conectada al mismo punto de consumo, lo que se realiza es una medición neta del consumo y generación mensual registrada y

se factura sobre la energía resultante o se acredita la energía sobrante. En caso de que dicho usuario tenga una instalación renovable de autoconsumo, y además esté conectado a la red de distribución como carga, la energía generada por la planta de generación se debe consumirse por el usuario o almacenarse, y se debe instalar un sistema de protección sobre la planta generadora para evitar que la energía sobrante vaya a la red. Si el cliente genera más energía de la consumida pagará a la distribuidora dependiendo de la tarifa en la cual se encuentre: Tarifa monómica (kWh), le paga costos por cargos fijos; Tarifa Binómica (kWh + kW Max inyectados a la red). Esta retribución económica se le da al usuario cada enero y solo un 75% de la energía inyectada a la red. El programa permite una capacidad máxima de interconexión de 25 kW para clientes residenciales y 1 MW para los demás clientes.

Las instituciones que intervienen en las instalaciones renovables conectadas en la red de distribución:

- Distribuidoras y comercializadoras (EDEs), que comisionan al final de la instalación e instalan el contador bidireccional en caso de ser una instalación de inyección a red, y contador unidireccional en caso de ser de autoconsumo con doble conexión.
- Comisión Nacional de Energía (emiten los reglamentos y políticas, regula qué equipos se pueden instalar en el país, emite el permiso necesario para iniciar con la instalación)
  - Reglamento de generación distribuida
  - Reglamento de interconexión
  - Reglamento de medición neta
- SIE, por las tarifas eléctricas.

#### **4.1.3.1. Tarifa a Usuarios Regulados**

La tarifa eléctrica aplicada a los clientes regulados está compuesta por el costo de suministro de electricidad y el valor agregado de distribución.

1. El costo de suministro de electricidad corresponde al precio promedio de la energía comprada por cada distribuidora en el Mercado Mayorista, como el promedio ponderado de todos los contratos de largo plazo que haya suscrito dicha distribuidora con los generadores, y de los costos marginales de las compras sin contrato, en las que se incluyen las realizadas en el mercado Sport. Estos precios estarán referidos a los puntos de entrega de energía a las distribuidoras, por tanto, incluyen el peaje de transmisión.
2. El valor agregado de distribución corresponde a los costos asociados a la actividad de distribución, como resultado del mecanismo de regulación económica que la Superintendencia de Electricidad utiliza para la definición del nivel tarifario para esta actividad. (OLADE, 2013)

La Superintendencia de Electricidad es en este caso, la entidad encargada de regular la tarifa aplicada por las Empresas Distribuidoras estatales (EDESUR, EDEESTE, y EDENORTE) y privadas a los Usuarios Regulados (UR). Para esto emite de forma periódica la resolución para fijación de tarifa a UR para cada una de las Empresas Distribuidoras Privadas y una para las estatales, que para el caso de estas últimas es válida por 3 meses.

La resolución SIE-017-2020-TF (emitida el 27 de marzo de 2020) fija las tarifas para usuarios servidos por EDESUR, EDEESTE y EDENORTE, y en su artículo 1 establece el cuadro tarifario aplicable para trimestre abril - junio de 2020 servidos desde circuitos interconectados al SENI.

La Tabla 10 muestra la Tarifa Indexada y Aplicada para el trimestre de abril - junio 2020 del país.

- Para el consumo del mes entre 0 y 200 kWh: Toda la energía será valorada al precio indicado en el primer rango;
- Para el consumo del mes entre 201 y 300 kWh: (i) Los primeros 200 kWh de consumo serán valorados al precio indicado en el primer rango; (ii) la proporción restante hasta 100 kWh adicionales serán facturados al precio indicado en el segundo rango;
- Para el consumo del mes entre 301 y 700 kWh: (i) Los primeros 200 kWh de consumo serán valorados al precio indicado en el primer rango; (ii) los siguientes 100 kWh serán facturados al precio indicado en el segundo rango; (iii) La porción restante hasta 400 kWh adicionales serán facturados al precio indicado en el tercer rango;
- Para consumo del mes entre 701 kWh o mayor: Todos los kWh consumidos serán facturados todos a los precios indicados en el cuarto rango.

Tarifa	CONCEPTO	UNIDAD	TARIFAS INDEXADAS EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	TARIFAS A APLICAR
BTS-1	<b>Cargo Fijo por Rangos de Consumo:</b>					
	(i) Consumo mensual de 0 hasta 100 kWh	RD\$	45.92	36.83	41.97	<b>37.95</b>
	(ii) Consumo mensual de 101 kWh en adelante	RD\$	45.92	36.83	41.97	<b>137.25</b>
	<b>Cargos por Energía:</b>					
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>4.44</b>
(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>6.97</b>	
(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>10.86</b>	
(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>11.1</b>	
	<b>Cargo Fijo</b>	RD\$	45.92	36.83	41.97	<b>137.67</b>
BTS-2	<b>Cargos por Energía:</b>					
	(i) Los primeros kWh entre 0 y 200	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>5.97</b>
	(ii) Los siguientes kWh entre 201 y 300	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>8.62</b>
	(iii) Los siguientes kWh entre 301 y 700	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>11.3</b>
	(iv) Consumo de 701 kWh o mayor, todos los kWh a	RD\$/kWh	10.07	10.96	9.9	<b>11.49</b>
	<b>Cargo Fijo</b>	RD\$	73.64	58.46	66.7	<b>224.53</b>
BTD	<b>Cargo por Energía</b>	RD\$/kWh	6.31	6.53	5.76	<b>7.37</b>
	<b>Cargo por Demanda Máxima Potencia</b>	RD\$/kW	1485.06	2015.27	1824.15	<b>993.99</b>
	<b>Cargo Fijo</b>	RD\$	73.64	58.46	66.7	<b>224.53</b>
BTH	<b>Cargo por Energía</b>	RD\$/kWh	6.31	6.53	5.76	<b>7.26</b>
	<b>Cargo Demanda Máxima de Potencia HFP</b>	RD\$/kW	700.97	869.08	756.11	<b>253.35</b>
	<b>Cargo Demanda Máxima de Potencia HP</b>	RD\$/kW	1577.98	2167.77	1972	<b>1412.74</b>
MTD-1	<b>Cargo Fijo</b>	RD\$	81.07	78.36	74.04	<b>224.53</b>
	<b>Cargo por Energía</b>	RD\$/kWh	5.64	5.92	5.1	<b>7.81</b>
	<b>Cargo por Demanda Máxima Potencia</b>	RD\$/kW	597.32	1004.45	1016.94	<b>485.98</b>
MTD-1	<b>Cargo Fijo</b>	RD\$	81.07	78.36	74.04	<b>224.53</b>
	<b>Cargo por Energía</b>	RD\$/kWh	5.64	5.92	5.1	<b>7.38</b>
	<b>Cargo por Demanda Máxima Potencia</b>	RD\$/kW	597.32	1004.45	1016.94	<b>340.39</b>
MTH	<b>Cargo Fijo</b>	RD\$	81.07	78.36	74.04	<b>224.53</b>
	<b>Cargo por Energía</b>	RD\$/kWh	5.64	5.92	5.1	<b>7.26</b>
	<b>Cargo Demanda Máxima de Potencia HFP</b>	RD\$/kW	170.83	254.71	335.19	<b>97.33</b>
	<b>Cargo Demanda Máxima de Potencia HP</b>	RD\$/kW	665.65	1106.34	1151.02	<b>985.26</b>

Tabla 10. Tarifa Indexada y Aplicada para el trimestre de abril - junio 2020 de la Rep. Dom.

Fuente: (SIE, 2020)

Los rubros sobre los que se compone la factura eléctrica, independiente al consumo, se definen de la siguiente manera:

- Cargo fijo mensual: es un cargo que se cobra al cliente, de forma mensual, y que es independiente de si este consume o no energía.
- Cargo por energía: es el precio de cada kilovatio-hora consumido por el cliente.
- Cargo por potencia máxima: es un cargo que se aplica a la demanda de potencia de un usuario determinado, y su valor será igual a la multiplicación de la potencia máxima demandada al cliente en un mes, independientemente del valor de energía facturada.
- Cargo por potencia máxima en horas de punta: es un cargo que se aplica a clientes que accedan a tarifas horarias, y que, por tanto, sus medidores permitan obtener registros de energía y demanda en diferentes horas del día. Su valor es igual a la multiplicación del cargo por potencia máxima en horas de punta (desde las 18:30 hasta las 23:00), por la demanda máxima de potencia registrada en ese mismo periodo, independientemente del consumo de energía o de la demanda máxima registrada en el mes. (OLADE, 2013)

En el cuadro tarifario de la resolución se muestran varios tipos de tarifas aplicables a los usuarios con niveles de tensión Baja y Media. Se consideran clientes en baja tensión aquellos que están conectados con su empalme, a redes a un nivel tensión inferior a 1,000 Voltios. Hay cuatro opciones para clientes en baja tensión:

- Tarifa Baja Tensión Simple (BTS): sólo podrán optar por estas tarifas los clientes cuyo suministro se efectúe en baja tensión y su potencia conectada sea inferior a 10 kW. Existen dos tipos para esta tarifa, BTS-1 y BTS-2, donde la primera es aplicable exclusivamente a clientes residenciales y la segunda a clientes comerciales. Esta tarifa tiene un Cargo Fijo Mensual más un Cargo por Energía variable de manera escalonada acorde al consumo de la energía, para la BTS-1 el cargo fijo también puede variar en dos valores dependiendo del consumo.
- Tarifa en baja tensión con Demanda (BTD): sólo podrán optar por estas tarifas los clientes cuyo suministro se efectúe en baja tensión. Esta tarifa tiene un cargo fijo mensual, un único cargo por la energía que se consume, y un cargo por la demanda máxima de potencia. La potencia que considera para la facturación es la mayor entre la máxima registrada en el mes por el medidor instalado al cliente (en caso de que no existe medidor se toma la potencia contratada), y el promedio de las dos demandas mensuales máximas registradas en los últimos doce meses de ese cliente.
- Tarifa en Baja Tensión con demanda Horaria (BTH): sólo podrán optar por estas tarifas los clientes cuyo suministro se efectúe en baja tensión. Esta tarifa tiene un cargo fijo mensual, un único cargo por la energía que se consume, y un cargo por la demanda

máxima de potencia fuera de las horas de punta, y un cargo por la demanda máxima de potencia en las horas de punta. En caso de que los clientes no dispongan de medición en horas de punta, el valor facturado por este rubro es igual a la potencia máxima contratada tal como en la BTD. De forma similar a la facturación de la demanda máxima, la demanda máxima facturada en horas punta es igual a la mayor entre la demanda máxima en horas punta registrada en el medidor (o la contratada en caso de que el medido no la pueda registrar) y el promedio de las dos más altas de los últimos doce meses.

En media tensión podrán optar aquellos clientes que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es inferior o igual a 34.5 kV y superior o igual a 1,000 Voltios. A esta tarifa solo pueden optar clientes cuya potencia conectada sea mayor a 50 kVA para suministros monofásicos, y 75 kVA para suministros trifásicos. En ambos casos, el cliente debe contratar con la empresa distribuidora, un mínimo del 60% de su potencia conectada

Hay dos tipos de tarifas en Media Tensión: con demanda de potencia máxima MTD y tarifa con demanda Horaria MTH. Los conceptos para la facturación de los diferentes cargos son los mismos que los aplicados para clientes en baja tensión con potencia y horaria, respectivamente. La tarifa MTD-1 se les aplicará a los usuarios residenciales y comerciales interconectados en media tensión. La variante de la tarifa MTD-2 se aplicará sólo a la asignación inicial del artículo 4 de la Resolución 237-98, a las Zonas Francas y a todos los sectores industriales del país (que procesen materias primas).

## **5. Escenario futuro basado en proyectos concedidos en el corto plazo**

En cuanto a Energía, el objetivo declarado por República Dominicana es alcanzar un 25% de fuentes renovables en 2025, pero una larga renuencia a firmar PPA's de eólica y solar frenó inversiones que acudían tras las promesas de la Ley N.57 de 2007, rebajadas luego en 2012. En 2018 vuelve a hablarse de impulso de las renovables, además de la conversión paulatina a gas de 900 MW sumando 5 centrales. (KPMG , 2019)

### **5.1. Próximos proyectos**

En respuesta a la rápida y creciente demanda, varios proyectos nuevos de generación han sido previstos y han recibido una concesión de desarrollo del gobierno.

La concesión provisional: es el trámite y evaluación legal de la solicitud para el otorgamiento o negación de concesión provisional para realizar las prospecciones, análisis y estudios de una obra de generación eléctrica a partir de fuentes primarias de origen renovable y no renovable.

El Artículo 1 del reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01 (CNE, 2008) define la concesión provisional como una resolución administrativa dictada por la Comisión Nacional de Energía, que otorga la facultad de ingresar a terrenos públicos privados para realizar estudios y prospecciones relacionadas con obras eléctricas. Y la concesión definitiva como una autorización del Poder Ejecutivo, que otorga al interesado el derecho a construir y a explotar obras eléctricas previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Ley, su Reglamento de Aplicación o con cualquier otra ley que se refiera a la materia.

El Artículo 56 del mismo dice que requieren de concesión o permiso las Empresas Eléctricas que deseen explotar el negocio de generación o distribución de electricidad, así como los Auto productores y Cogeneradores que vendan sus excedentes en el SENI. Así mismo requerirán de concesión los Sistemas Eléctricos Aislados con una demanda superior a 2 megavatios (MW).

Dado que la construcción no ha comenzado aún en todos los proyectos con concesiones definitivas, no se puede decir que toda esta capacidad planeada se hará realidad. Sin embargo, esto aún refleja el interés en la expansión de la capacidad de generación. La capacidad combinada de los proyectos con una concesión definitiva asciende a 1815.2 MW. Toda esta capacidad debe ser desarrollada por las empresas privadas, y más del 75% corresponde a tecnologías de energía renovable, con el viento, las grandes hidroeléctricas y la energía solar fotovoltaica que tiene la mayor cuota. La Tabla 11 proporciona un resumen de los proyectos con concesiones definitivas.

Proyecto	Propietario	Tecnología	Capacidad Total
<b>Total de capacidad no renovable</b>			<b>433 MW</b>
Sultana del Este	EGE-HAINA	Térmica	153 MW, instalado 68 MW
FALCONDO	Falconbrigde Dominicana, S. A	Térmica	198 MW
Planta Gas Natural	Cervecería Nacional Dominicana, S. A. (CND)	Térmica	15 MW
LS Energía Dominicana, S. R. L.	LS Energía Dominicana, S. R. L.	Térmica	92 MW
BERSAL, S. A.	BERSAL, S. A.	Térmica	43 MW
<b>Total de capacidad renovable</b>			<b>1382.2 MW</b>
<b>Capacidad de Bioenergía</b>			<b>80 MW</b>
Sólidos de la Ciudad de Santiago Eco parque Rafey	Green Wheels Dominicana, S.R.L.	Biomasa	80 MW
<b>Capacidad Energía hidroeléctrica</b>			<b>599 MW</b>
8 proyectos	EGEHID	hidroeléctrica	590 MW
EVYP Caribe	EVYP Caribe, S.R.L.	pequeña hidráulica	4 MW
Arroyo Bonito	Shanti Investment, SRL	pequeña hidráulica	5 MW
<b>Capacidad Solar Fotovoltaica</b>			<b>322.2 MW</b>
Parque Solar Bayahonda (BAYASOL)	Parque Eólico Beata, S.R.L.	Fotovoltaica	50 MW
Parque Solar Fotovoltaico de 7.2 MW Electro-Solar	Consortio Energetico Punta Cana-Macao, S.A	Fotovoltaica	7.20 MW
Natural World Energy, Villarpando	Levitals Grupo Inversor, S.R.L. – Proceso Cd	Fotovoltaica	40 MW
AIC I	Natural World Energy Corporation, NWECC, S.R.L.	Fotovoltaica	100 MW
El Soco	Aeropuerto Internacional Cibao, S.A.	Fotovoltaica	3 MW
Los Negros	Koror Business, S.R.L.	Fotovoltaica	25 MW
Monte Plata Solar	Phinie & CO. Development, S.R.L.	Fotovoltaica	17 MW
La Victoria	Electronic J.R.C., S.R.L.	Fotovoltaica	60 MW, instalado 30 MW
	DSS Desarrollo Fotovoltaicos, SAS	Fotovoltaica	50 MW
<b>Capacidad del viento</b>			<b>381 MW</b>
Candelón	Los Cuatro Vientos C por A	Eólica	50 MW
Los Granadillos	Grupo Eólico Dominicano, C. por A	Eólica	50 MW
La Isabela	Dominicana Renovables, S.L.	Eólica	50 MW
Quilvio Cabrera	CEPM S.A.	Eólica	50 MW
Puerto Plata-Imbert	Jasper Caribbean Windpower, L.L.C.	Eólica	115 MW
Los guzmancitos	Poseidon Energias Renovables, C. por A.	Eólica	100 MW, instalado 50MW
Matafongo	Grupo Eólico Dominicano, C. por A.	Eólica	50 MW, instalado 34 MW

Tabla 11. Plan de expansión de generación, proyectos con concesiones definitivas por tecnología y propietario.  
Fuente: elaboración propia con datos de la (CNE, 2020).

Se prevé que, de suceder, los pasados proyectos se verían completados para los próximos 5 o 10 años. En todo caso, de completarse la instalación de estas plantas generadoras para su después interconexión con la red, sumada a la capacidad de potencia actual del SENI, la potencia instalada de la matriz energética de país quedaría con la distribución mostrada en la Figura 43. Donde la capacidad proveniente fuentes No Renovables sería de 4,142.30 MW y la Capacidad de fuentes Renovable 2,592.40 MW (un 38% de la capacidad total instalada), con una potencia instalada en Biomasa de 110.00 MW, 1,221.40 MW en Hidroeléctrica, 509.70 MW en energía Solar Fotovoltaica y 751.30 MW en energía Eólica.

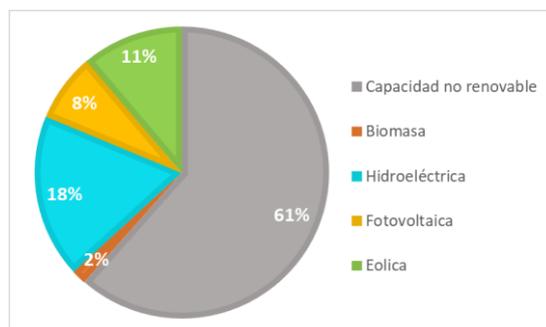


Figura 43. Distribución de capacidad actual instalada SENI según tecnología, sumada el plan de expansión de generación.

Fuente: elaboración propia con datos de la (CNE, 2020) y (OC, 2019)

El último informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador (OC, 2019) contempla cuarenta y uno nuevos proyectos de generación, aproximadamente 3,383.27 MW a ser instalados antes del 2023 (ver Tabla 12).

ÍTEM	NOMBRE EL PROYECTO	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	TECNOLOGÍA	FUENTE DE GENERACION	POTENCIA NOMINAL (MW)
1	POSEIDON	DICIEMBRE 2019	EOLICA	VIENTO	48
2	WCG	DICIEMBRE 2019	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
3	PARQUE SOLAR CANOA	ENERO 2020	FOTOVOLTAICA	SOLAR	25.6
4	PARQUE SOLAR ESPERANZA	JULIO 2020	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
5	MONTECRISTI SOLAR (EXPANSIÓN)	OCTUBRE 2020	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
6	MONTE PLATA SOLAR	NOVIEMBRE 2020	FOTOVOLTAICA	SOLAR	30
7	PARQUE EOLICO ESPERANZA	DICIEMBRE 2020	EOLICA	VIENTO	50
8	BAYASOL	DICIEMBRE 2020	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
9	PARQUE SOLAR MARTI	MAYO/JUNIO 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	43
10	PARQUE SOLAR TORNASOL	OCTUBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
11	PEDRO CORTO	NOVIEMBRE/DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	63.35
12	SABANA YEGUA	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	45
13	LAS BARIAS	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	9
14	PARQUE SOLAR GIRASOL II	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
15	LOS JOVILLOS	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	13.5
16	PLANTA SOLAR NOROESTE	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	100
17	DRG IV	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	19.25
18	AES PIZARRETE	DICIEMBRE 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
19	ENERGY SOLAR DEL ESTE CABRETO	ENERO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
20	PARQUE SOLAR GIRASOL	ENERO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	100
21	PARQUE EOLICO SAJOMA	ENERO 2022	EOLICA	VIENTO	50
22	SUNFARMING	ENERO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50
23	LUCILA	ENERO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	10.3
24	MATRISOL	ABRIL 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	40
25	PERAVIA SOLAR 1	MAYO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	60
26	PERAVIA SOLAR 2	MAYO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	60
27	EDP ENERGIAS RENOVABLES DOMINICANA	NOVIEMBRE 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	160
28	DRG III	NOVIEMBRE 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	46.75
29	ENREN	DICIEMBRE 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	50.63
30	DRG I	FEBRERO 2023	FOTOVOLTAICA	SOLAR	187
31	DRG II	FEBRERO 2023	FOTOVOLTAICA	SOLAR	20.89
32	PARQUE EÓLICO LOS MANGOS	DICIEMBRE 2023	EOLICA	VIENTO	50
33	SK E&S DOMINICANA	AGOSTO 2021	CC	GAS NATURAL	800
34	CONSORCIO ENERGÉTICO PALENQUE S.R.L.	ENERO 2024	CC	GAS NATURAL	300
35	QUISQUEYA III	JUNIO 2022	CC	GAS NATURAL	400
36	DOMINGO RODRIGUEZ SOLAR	ENERO 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	3
37	SABANETA SOLAR	ENERO 2021	FOTOVOLTAICA	SOLAR	3
38	SABANA YEGUA SOLAR	ENERO 2022	FOTOVOLTAICA	SOLAR	3
39	LAS PLACETAS	ENERO 2026	HIDROELECTRICA	AGUA	87
40	ARTIBONITO	ENERO 2026	HIDROELECTRICA	AGUA	45
41	BRAZO DERECHO EOLICO	ENERO 2026	EOLICA	VIENTO	10

Tabla 12. Nuevos proyectos de generación contemplados en el informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador.  
Fuente: (OC, 2019)

Con una distribución predominante en proyectos de fuentes renovables, sumando entre ellas una capacidad de 1,883.27 MW con un 56% de la capacidad total de los proyectos programados. De ese porcentaje, un 46% para fotovoltaica con 1543.27 MW, 6% en capacidad Eólica con 208 MW y 4% en Hidroeléctrica con 132 MW. El restante 44% de la capacidad total está programada para proyectos de Ciclo Combinado de Gas Natural. En la Figura 44 viene dada la distribución de la capacidad de los nuevos proyectos de generación según su tecnología.

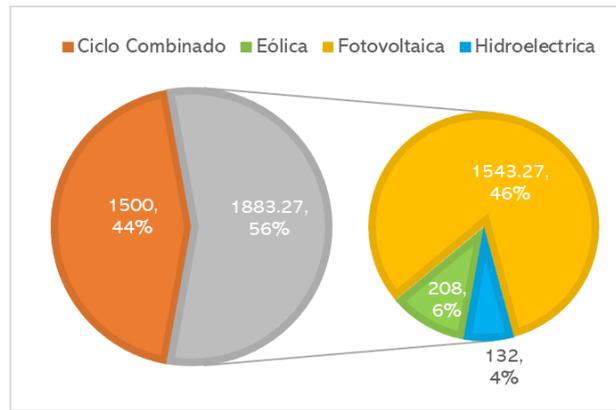


Figura 44. Distribución de la capacidad de los nuevos proyectos de generación contemplados informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador.  
Fuente: elaboración propia con datos de (OC, 2019)

## 5.2. Precios del Mercado Eléctrico

Como ya mencionó en el capítulo pasado, los precios del mercado eléctrico Spot están dados por los Costos Marginales de Energía y Costos Marginales de Potencia.

Para el 2019 la fórmula para calcular el valor del Costo Marginal Tope de Energía de Corto Plazo en el Mercado Spot en la barra de referencia del SENI para el mes “i” ( $CMET_{mes\ i, año\ 2019}$ ) (4.2), está regulada por la (Resolución SIE-114-2018-MEM, 2018) emitida por la Superintendencia de Electricidad. Cada año esta entidad es responsable de emitir una nueva resolución donde se establece la fijación de ese costo para el año siguiente. Esta fórmula está dada por el valor base del Costo Marginal Tope de Energía multiplicado por unos factores establecidos y términos que, según se puede ver, dependen de los valores del Fuel Oil y precios al consumidor de los Estados Unidos.

La Figura 45 muestra un histórico por año desde 2001 a 2019 para los meses de enero y julio de los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Promedio. Acá se puede destacar una tendencia al aumento del costo constante y lineal desde 2001 a 2010, con excepción de julio 2008 donde destaca un pico en el costo (este costo se puede considerar que se equilibra y se ajusta a la tendencia dado los siguientes costos hasta julio 2019). El costo vuelve a mostrar un gran aumento para 2011 y se mantiene relativamente lineal hasta 2013, donde a partir de este año la tendencia muestra una bajada en picada que alcanza su punto máximo en julio 2015, a partir de acá se retoma el aumento en la tendencia hasta enero de 2018, para posteriormente marcar una tendencia al descenso hasta la fecha.

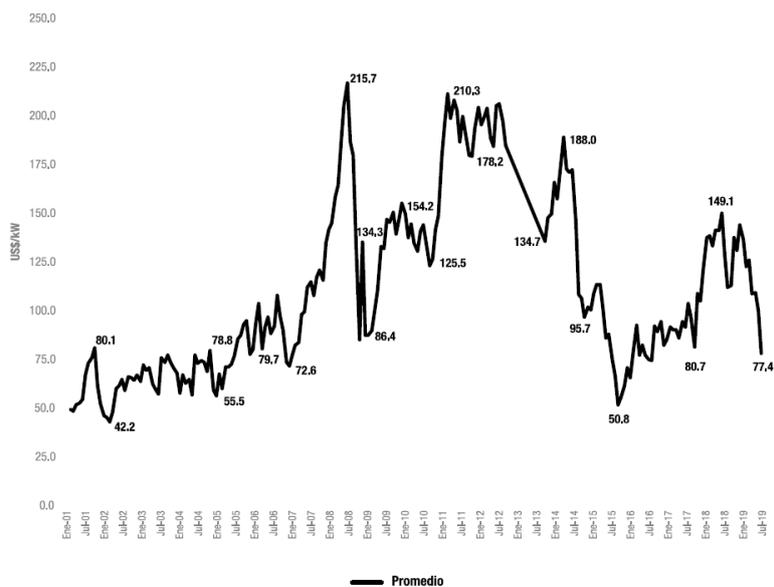


Figura 45. Costos Marginales de Corto Plazo de Energía (USD\$/MWh) Promedio 2001-2019  
Fuente: (OC, 2019)

Partiendo de que este costo se establece bajo la ecuación comprendida en la Resolución emitida por la Superintendencia de Electricidad para estos fines, (Resolución SIE-114-2018-MEM, 2018) para el 2019, y dicha ecuación (4.2) se mantiene relativamente igual en los últimos años. Además del hecho de que, como ya se ha dicho, los términos y factores de dicha ecuación dependen de los valores del Fuel Oil y precios al consumidor de los Estados Unidos. Los siguientes gráficos, iniciando en la Figura 46 muestran los históricos del costo promedio mensual para el Fuel Oil, Gas Natural y carbón Mineral, principales fuentes de energías primaria en la generación. Recordando que estas tres fuentes de generación primaria suman el 88.13% de la generación total para 2019.

La Figura 46 se muestra una tendencia al aumento en los costos del Fuel Oil desde 2001 hasta 2014, destacando sus puntos más altos en el período desde 2011 hasta 2014, pasando entonces a una bajada en picada con su punto más bajo para 2015, para luego volver a aumentar hasta la fecha actual, sin superar los costos de 2014.



Figura 46. Costo promedio mensual del Fuel Oil 2001-2019 (RD\$/Gal).  
Fuente: (OC, 2019)

La gráfica mostrada en la Figura 47 muestra una tendencia similar a la gráfica de Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Promedio, y la mayor relación se destaca para el período de 2011 a 2014, donde en ambos casos marcan el punto más alto de sus costos para luego tornarse a un descenso en picada con su punto más bajo para 2015 y luego volver a aumentar.

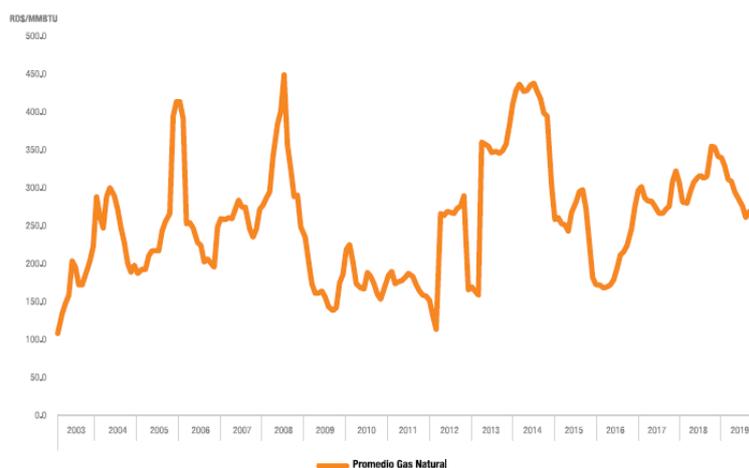


Figura 47. Costo promedio mensual del Gas Natural 2003-2019 (RD\$/MMBTU).  
Fuente: (OC, 2019)

Como se puede observar en la Figura 47, el costo promedio mensual del gas natural guarda mayor relación con los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Promedio para los últimos años, donde se muestra la misma tendencia al aumento hasta 2014, para luego disminuir hasta 2015 y luego volver a aumentar.

La Figura 48 muestra el Costo promedio mensual del Carbón Mineral, acá no se ve algo similar a lo ya visto en los demás: una tendencia constante al aumento, aunque en este caso marca su punto más alto en 2011, luego una disminución del costo hasta 2016 y entonces aumentar nuevamente, sin alcanzar los valores el pico pasado hasta el 2018, después muestra una

disminución hasta la fecha. Esta trayectoria se asemeja mucho a la marcada por el Fuel Oil No. 6.

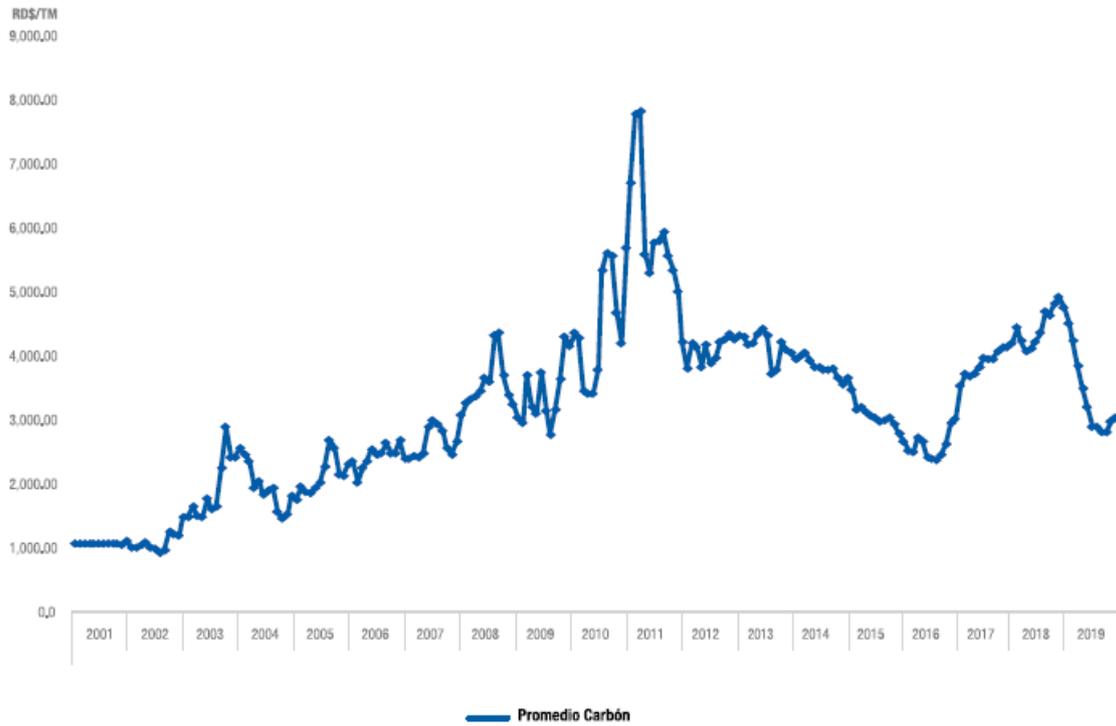


Figura 48. Costo promedio mensual del Carbón Mineral 2001-2019.  
Fuente: (OC, 2019)

La Figura 49 muestra un gráfico con el histórico de los costos marginales de Potencia Punta Mensual de 2001 a 2019. En ella es evidente destacar una tendencia al aumento lineal y constante del mismo en todo el registro.

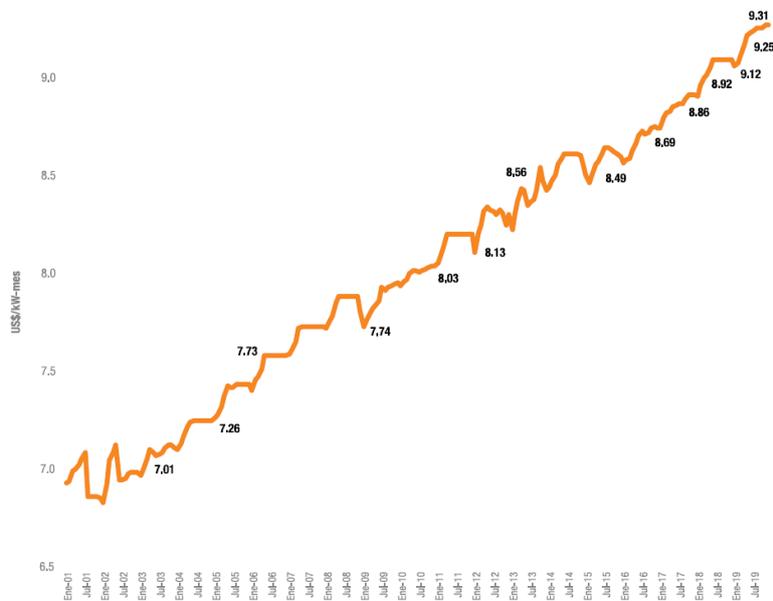


Figura 49. Costos marginales de Potencia Punta Mensual 2001-2019.  
Fuente: (OC, 2019)

Como se evidencia en el pasado análisis, la normativa vigente a la fecha para fijación del Costo Marginal Topo de Energía de Corto Plazo no deja opción a que, una mayor o menor a inserción de energía renovable en el Mercado Spot, tenga algún impacto sobre el mismo precio fijado.

En la Figura 50 se muestran los resultados de precios de combustibles promedio anuales desde 2020 a 2029 para el Gas Natural, Fuel Oil No. 2, Fuel Oil No. 6 y Carbón respectivamente.

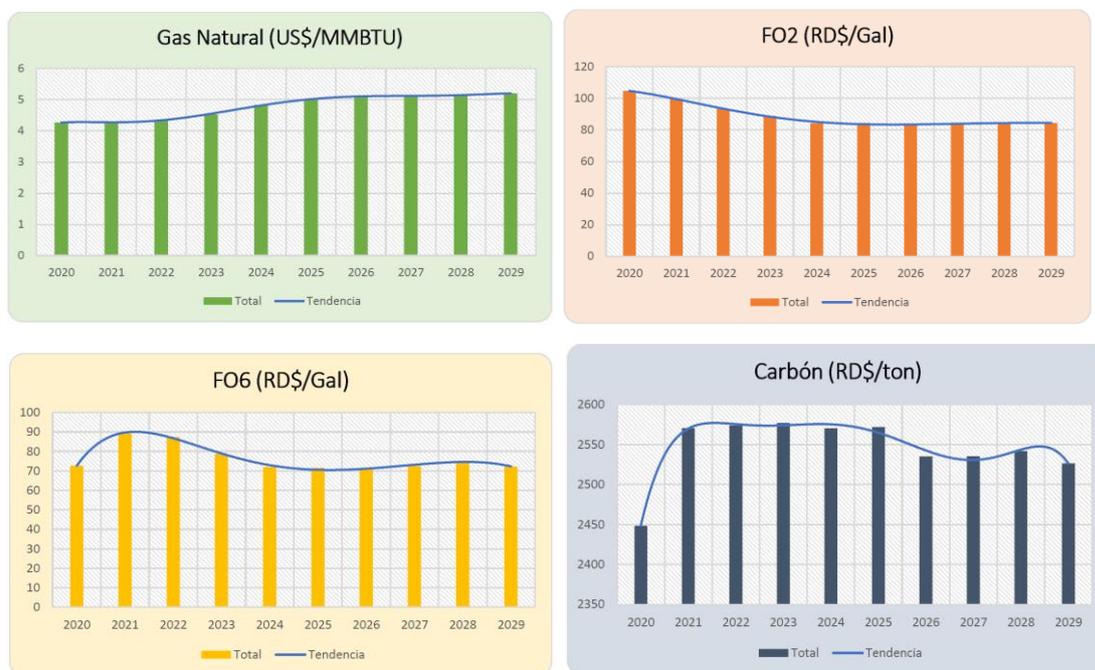


Figura 50. Pronóstico precios Gas Natural, Fuel Oil No. 2, Fuel Oil No. 6 y Carbón para 2020 – 2029. Fuente: (OC, 2019).

Sin embargo, el costo final que llega a las distribuidoras es el fijado por el orden de méritos en el mercado diario para cada hora, es decir, que el precio de venta de energía es el precio de la última unidad que entra al sistema. Como ya se ha dicho, las unidades se incorporan en el sistema a medida que lo requiera la demanda y según su costo marginal. A medida que los hogares y las empresas incrementan su demanda, es necesario incorporar al sistema nuevas unidades en el orden de menor a mayor costo. Las plantas de menor costo marginal se incorporan desde el inicio del horario de menor demanda y pueden permanecer todo el día. En este mercado el costo que se paga en cada momento corresponde al costo de la última unidad que entró al sistema. Así, en un mercado como este el costo marginal de la energía para el comprador es creciente con la demanda. Considerando esto y el hecho que la normativa actual especifica que los recursos de energías renovables tienen prioridad en el orden de despacho, determinando la operación diaria del sistema eléctrico (tomando en cuenta que el uso de estos recursos para generación eléctrica depende principalmente de su disponibilidad, es decir, se debe aprovechar toda la energía que ellos produzcan), es fácil inferir que una mayor inclusión plantas proveniente de fuentes primaria de energía renovable en el SENI tendrá in efecto positivo a la disminución del precio final fijado por el orden de méritos en el mercado. Puesto que, aunque no se toma en cuenta un precio fijado de

estas plantas en el orden de méritos (listado los Costos Marginales de las generadoras ordenados de menor a mayor), sí que es cierto que la generación misma producida por estas desplazaría las plantas con más alto costes de generación de dicho listado y como con secuencia el precio marginal cazado en cada instante sería menor.

Cabe destacar que el cálculo de la disminución de precio final estimado en el Orden de Méritos a consecuencia de inclusión de una determinada cantidad de generación renovable sería más complicado que con la generación convencional y en igual medida más impreciso, dado que la cantidad de energía generada depende de la disponibilidad de las plantas en cada instante, y este cálculo arrastraría dicha incertidumbre. Aunque sí es cierto que se podría calcular considerando principalmente la estimación de generación anual que tiene cada planta, estudio que ya considera la probabilidad meteorológica basada en estadísticas de décadas, no obstante, es algo que habría que hacer de manera individual a cada generadora para luego sumar.

Ahora bien, es preciso también recordar que no es la entrada de estas generadoras lo único que impactaría el Mercado Spot. El Estado Dominicano ha mostrado intenciones de construir más generadoras provenientes de fuentes primarias no renovables con un costo de generación más eficiente a las actuales. Esto también disminuiría aún más el precio final ya que también desplazaría generación cara en el orden de méritos. De momento se proyecta que estas generadoras sean de Gas Natural. Además, del hecho que muchas de las generadoras menos eficiente habrían cumplido con su tiempo de vida útil, y tendrían que salir del mercado.

Todas estas son variables que considerar para determinar la matriz y su generación real en un mediano plazo, y lo más adecuado sería partir de algún plan de expansión de la matriz ya realizado por el estado. En este sentido Republica Dominicana se encuentra en un punto crucial, el Sector Eléctrico está pasando por una reforma institucional y legal muy importante, quizá similar a la realizada a principios de siglo. Actualmente el país se encuentra en el proceso de firma de un nuevo Pacto Eléctrico, a consecuencia de esto se han detenido las emisiones de concesiones definitivas y, por ende, todos los planes de expansión de la matriz realizados se pueden ver afectados hasta no finalizar dicho proceso.

### **5.2.1. Proyección de Costos Marginales (OC, 2019)**

Basándose en la proyección de los costos de las fuentes de generación de energía para los próximos años (ver Figura 50), los nuevos proyectos de generación contemplados en el informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador (ver Tabla 12) y su fecha de entrada en operación, el crecimiento de la demanda y su cobertura por las generadoras más costo eficiente en cada punto, se estima la proyección de costos para diferentes escenarios, cada uno con un nivel de incertidumbre distinta.

### 5.2.1.1. Escenario base: demanda proyectada - base de datos histórica del OC de la demanda abastecida.

A continuación, se presentan los costos marginales tomados de “Programa Definitivo de la Operación de Largo Plazo Enero 2020 – Diciembre 2023” considerando cada uno de los escenarios de generación simulados así como el valor esperado para el horizonte de estudio 2020-2024. El costo marginal promedio, para el año 2020, será de aproximadamente 4,656 RD\$/MWh. En la Figura 51 se visualiza que el costo marginal promedio tiende a disminuir y mantiene esta tendencia durante todo el periodo de estudio. En comparación a años anteriores la tendencia de disminución de los precios se mantiene principalmente por la cantidad de proyectos de generación que se espera se adicionen al sistema en los próximos años. En el cuarto escenario se observa el efecto que se tendría en caso de que los proyectos con mayor incertidumbre no entren en operación.

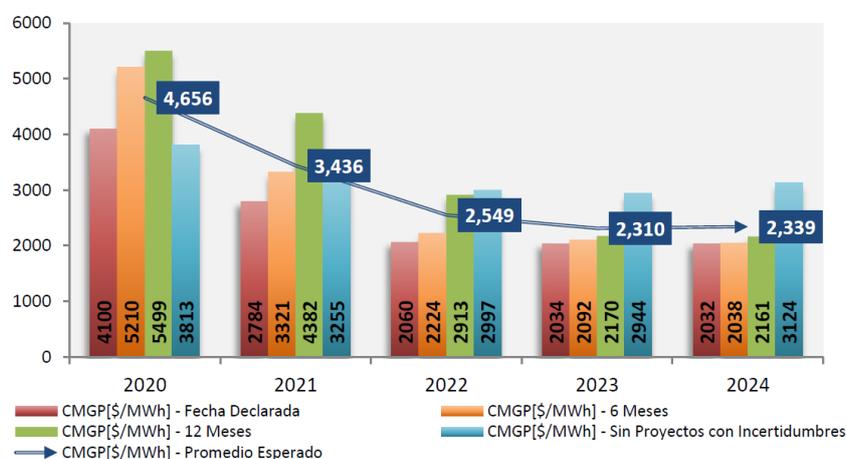


Figura 51. Costos marginales promedio esperados escenario base de demanda proyectada.  
Fuente: (OC, 2019)

### 5.2.1.2. Escenario: Proyección del pronóstico de demanda declarado por las empresas Distribuidoras + UNR y otros.

A continuación, se presentan los costos marginales considerando cada uno de los escenarios de generación simulados, así como el valor esperado para el horizonte de estudio 2020-2024. El costo marginal promedio, para el año 2020, será de aproximadamente 4,343 RD\$/MWh. Del análisis de la Figura 52 se presume que la misma mantiene el mismo comportamiento tendencial de disminución de los costos marginales para los siguientes años. En el cuarto escenario se observa el efecto que se tendría en caso de que los proyectos con mayor incertidumbre no entren en operación.

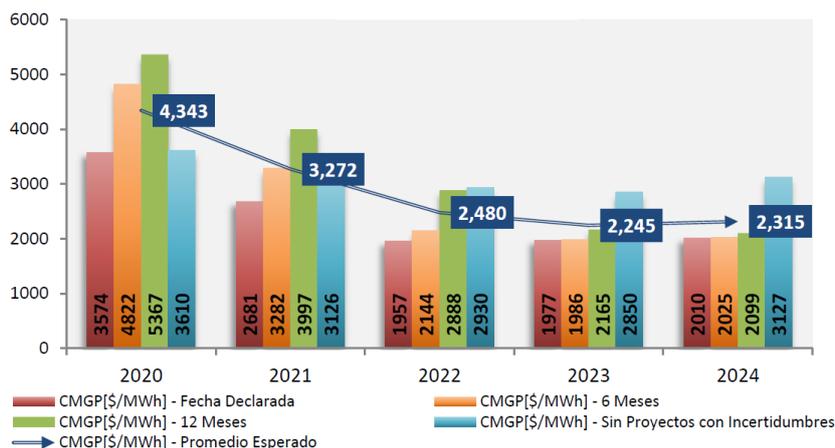


Figura 52. Costos marginales promedios esperados, escenario demanda empresas distribuidora y UNR.  
Fuente: (OC, 2019)

### 5.2.1.3. Escenario: Escenario base + incremento de un 13.2% de acuerdo con la base histórica del OC de desabastecimiento.

A continuación se presentan los costos marginales considerando cada uno de los escenarios de generación simulados así como el valor esperado para el horizonte de estudio 2020-2024. El costo marginal promedio, para el año 2020, será de aproximadamente 5,764 RD\$/MWh del análisis de la Figura 53, este se debe principalmente a que este escenario maneja unos niveles de déficit mayores que los anteriores.

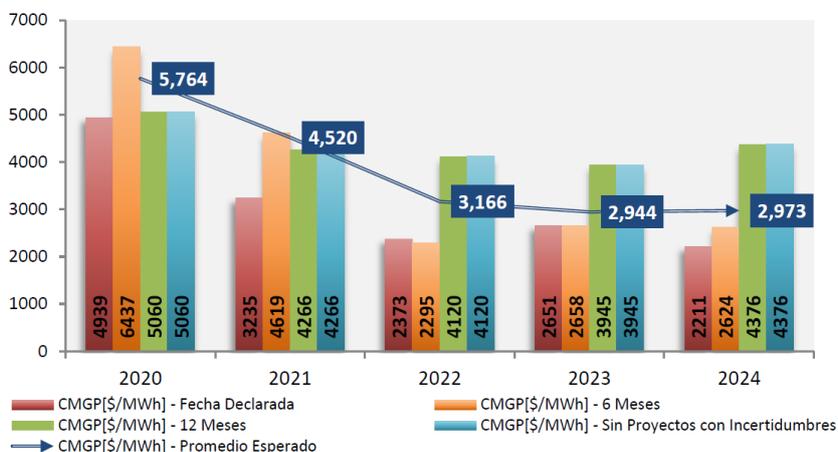


Figura 53. Costos marginales promedios escenario base + incremento de un 13.2%.  
Fuente: (OC, 2019)

En la Figura 54 se tienen los resultados del costo marginal esperado para los años restantes del análisis. Se observa que el costo marginal aumenta para los últimos años principalmente por la ausencia de entrada de generación, aumento de demanda y aumento de los costos de los combustibles.

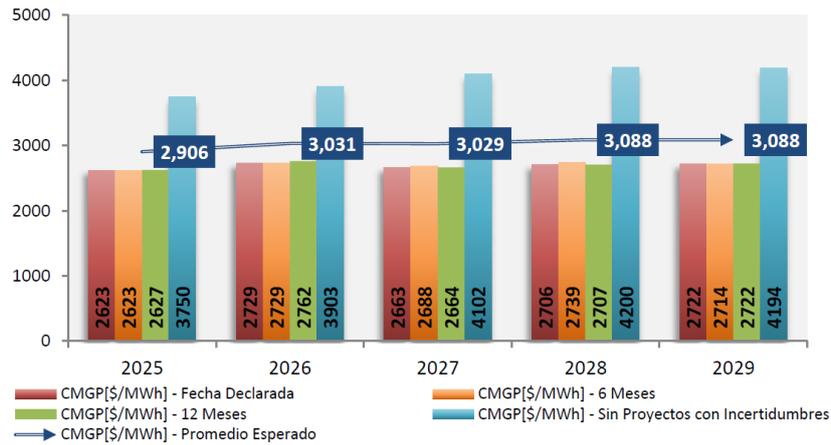


Figura 54. Costos marginales promedios escenario base para los años 2025 - 2029.  
Fuente: (OC, 2019)

Se puede observar que, durante todo el período de estudio, el costo marginal promedio tiende a disminuir y mantener esta tendencia. En comparación con años anteriores, la tendencia a la baja de los precios se mantiene principalmente por la cantidad de proyectos de generación eléctrica que se espera que se incorporen al sistema en los próximos años. Se puede observar que el costo marginal se ha incrementado en los últimos años (de 2028 a 2029), principalmente debido a la falta de insumos de generación de energía, mayor demanda y mayores costos de combustible.

En los escenarios: pronóstico demanda base y pronóstico de las empresas Distribuidoras, analizados en el Programa de Largo Plazo del OC, se proyecta prácticamente la desaparición del déficit de generación a partir de la entrada a operación de los nuevos proyectos de generación considerados.

El costo operativo experimentaría una reducción considerable a partir de la entrada de las nuevas centrales de generación en cada escenario de demanda, pero con el crecimiento proyectado del costo de combustible y la falta de entrada de generación económica en los últimos años del periodo de estudio este se incrementa otra vez.

En resumen, en el periodo abarcado por el Programa de Largo Plazo del OC, con la entrada al SENI de nuevas centrales de generación renovables, que utilizarán combustibles más económicos que la mayor parte de las centrales existentes, el SENI en su conjunto tendrá menor déficit de generación, menor costo marginal y costo operativo.

### 5.3. Cobertura de la demanda

La demanda esperada, expresada en tres bloques horario. En la Figura 55, Figura 56, Figura 57, Figura 58 y Figura 59 se muestra que la potencia máxima proyectada en MW y la energía máxima en GWh se presenta en los meses de (junio-agosto) de cada año del periodo estudio. La demanda mínima se proyectada en los meses de febrero, la energía mensual promedio, de los 48 meses, se estima en 1,678.43 GWh.

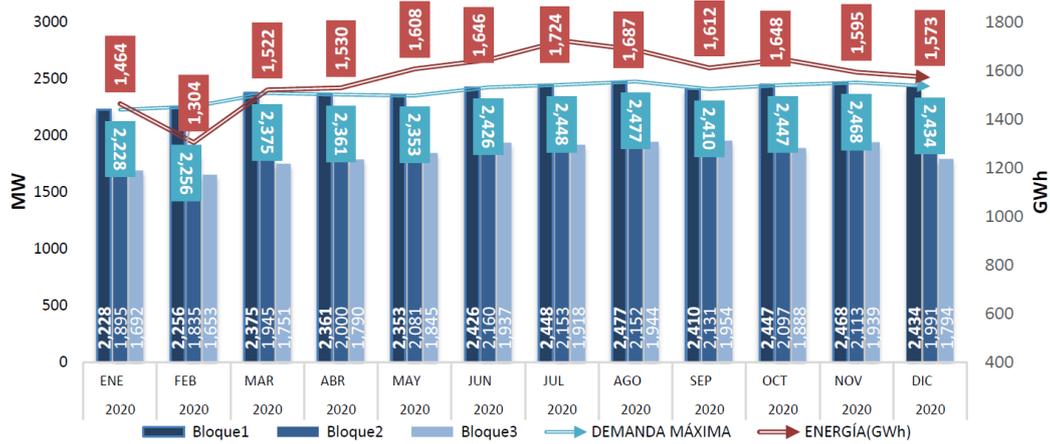


Figura 55. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2020.  
Fuente: (OC, 2019)

La demanda proyectada del SENI incluye la demanda de las tres distribuidoras de electricidad (EDENORTE, EDEESTE y EDESUR), así como también la demanda de los usuarios no regulados. En cada bloque de demanda se representan determinadas horas de cada mes.

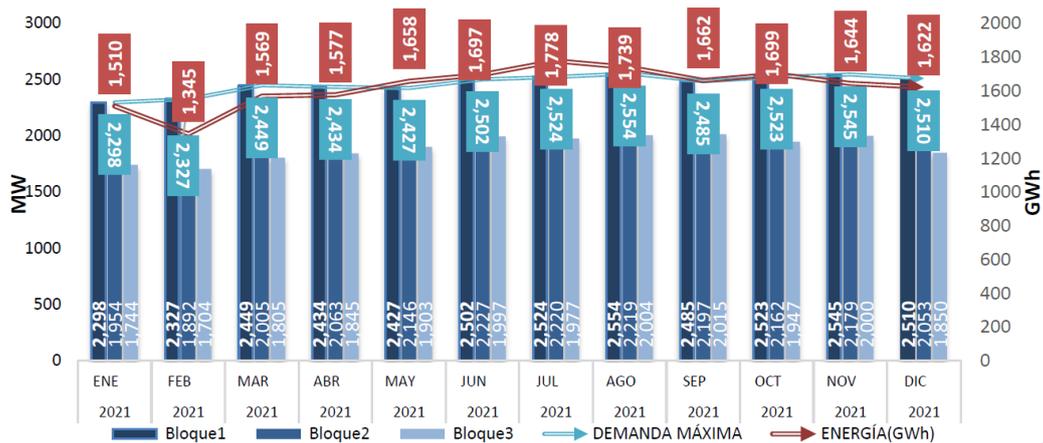


Figura 56. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2021.  
Fuente: (OC, 2019)

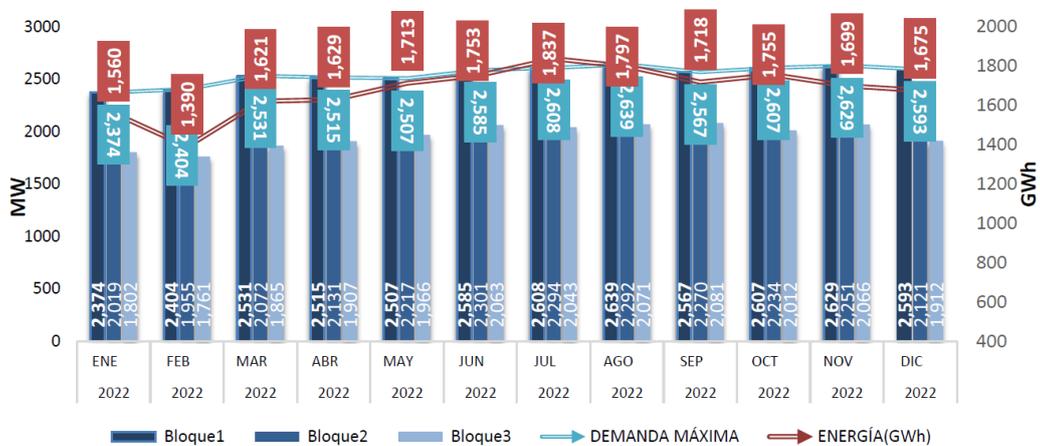


Figura 57. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2022.  
Fuente: (OC, 2019)

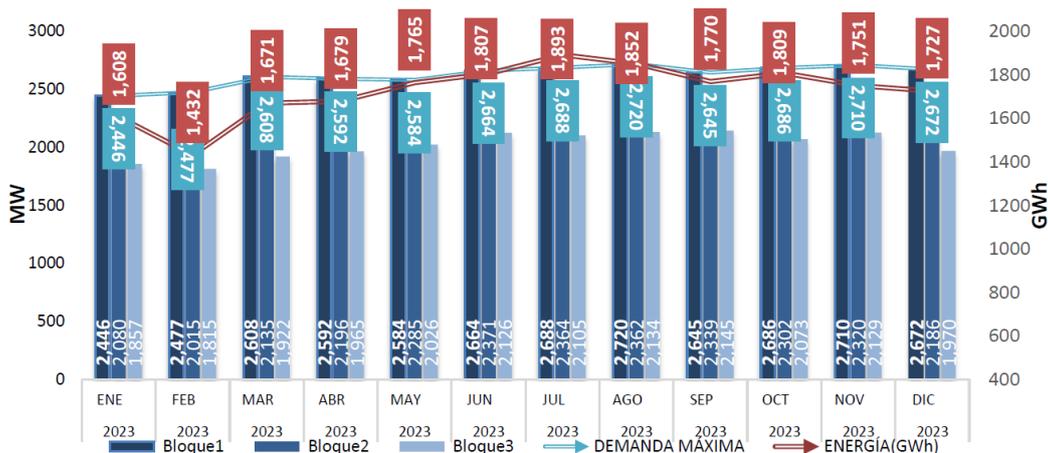


Figura 58. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2023.  
Fuente: (OC, 2019)

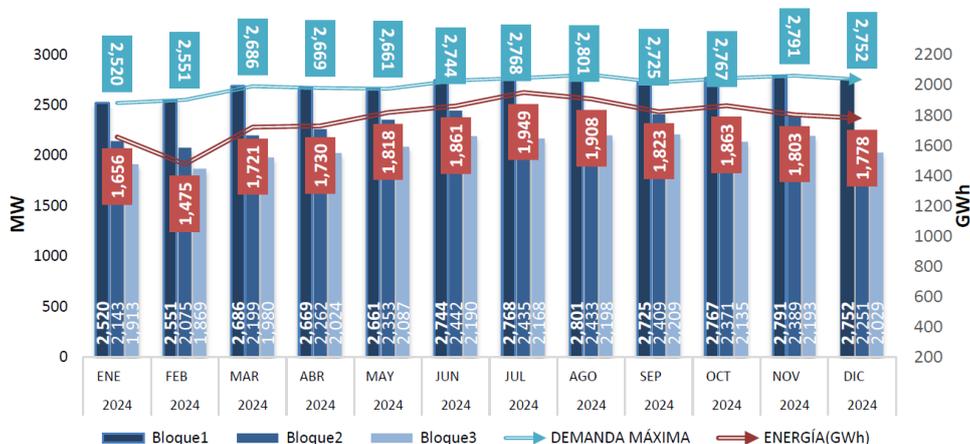


Figura 59. Demanda Promedio por Bloque Mensual esperada del SENI 2024.  
Fuente: (OC, 2019)

Con relación a la demanda en 2019, la demanda esperada en 2020 presenta un aumento en un 3,4%. Entre 2021 y 2023, la tasa de crecimiento promedio es de 3,2%, para el resto del período de estudio se estima en 2,8%.

En la Figura 60 se compara el abastecimiento de energía del SENI por tipo de combustible para 2020-2024 (véase 5.1. Próximos proyectos). Esta comparación permite observar las diferentes opciones de escenarios que se pudieran presentar en tanto a generación esperada promedio. Si comparamos el escenario de “Fecha declarada Esg-01” con el escenario “No Entrada de Proyectos con mayor incertidumbre Esg-04”, se observa como disminuye a más de la mitad la generación esperada por fuentes solares esto principalmente porque la mayoría de los proyectos fotovoltaicos plantean mucha incertidumbre en cuanto a su fecha de entrada, en tanto que las variaciones de las fuentes térmicas son en principio para tratar de satisfacer la ausencia de esa generación que no está siendo considerada. Por otro lado, con los escenarios del desplazamiento se observa las

variaciones que se tienen en la matriz de generación con respecto ambas a la entrada en la fecha declarada.

Pero algo que es evidente en los 4 escenarios es la dominancia del Carbón como fuente primaria con un 37.5% seguido del Gas Natural con un 34.5%, en tanto que el petróleo como fuente primaria de generación quedaría relegado a un penúltimo lugar en la mayoría de los casos evaluados siendo el Esg-03 “Desplazamiento a 12 meses” el escenario más favorable para esta fuente primaria con un escaso 6% de participación.

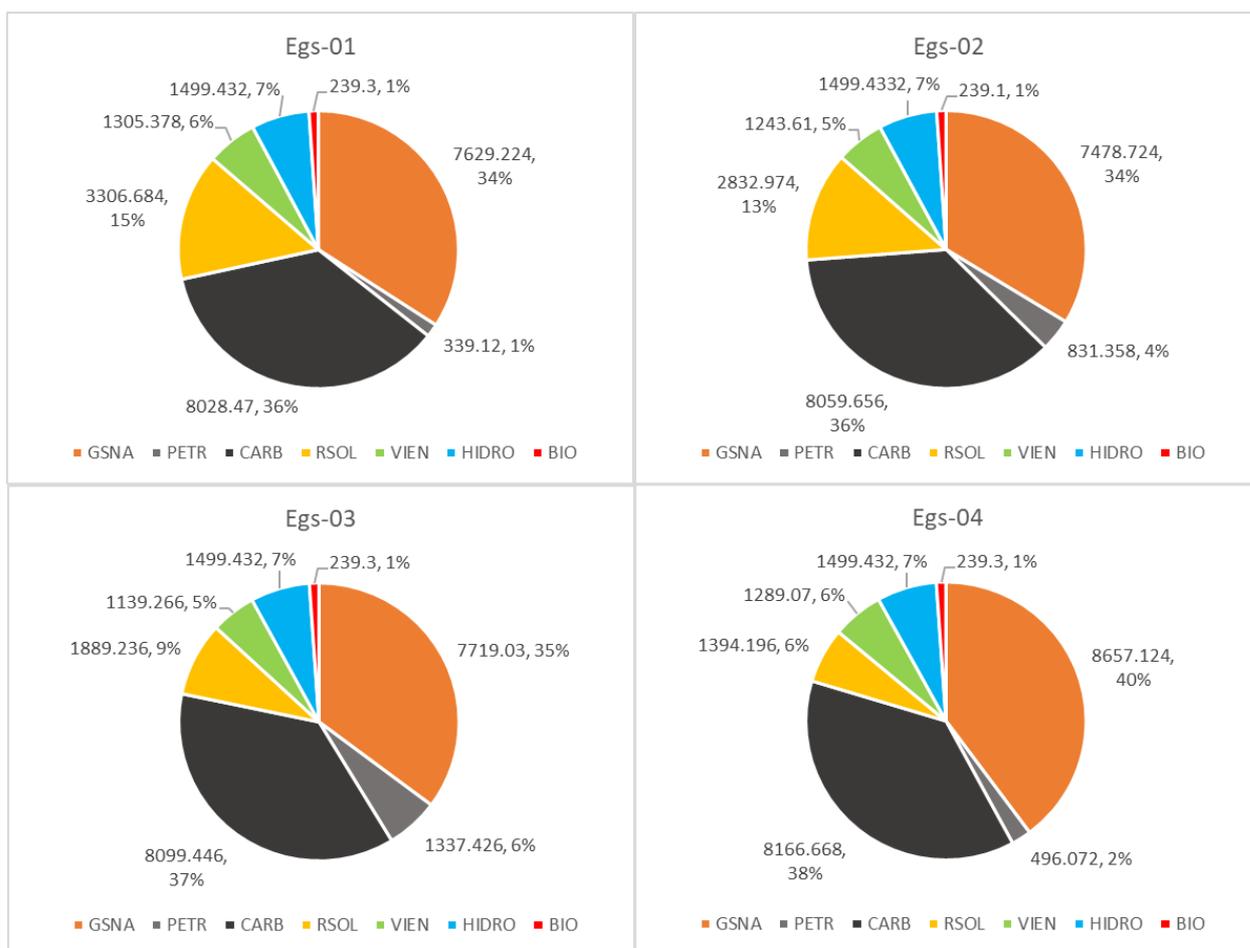


Figura 60. Generación por fuente primaria de generación promedio 2020 – 2024 para los diferentes escenarios de referencia.

Fuente: elaboración propia con datos de (OC, 2019)

En la Figura 61 y en la Figura 62 se compara el abastecimiento por tipo de combustible de energía del SENI, para el escenario de demanda base analizado considerando el horizonte de tiempo 2020 -2025 y 2026-2029.

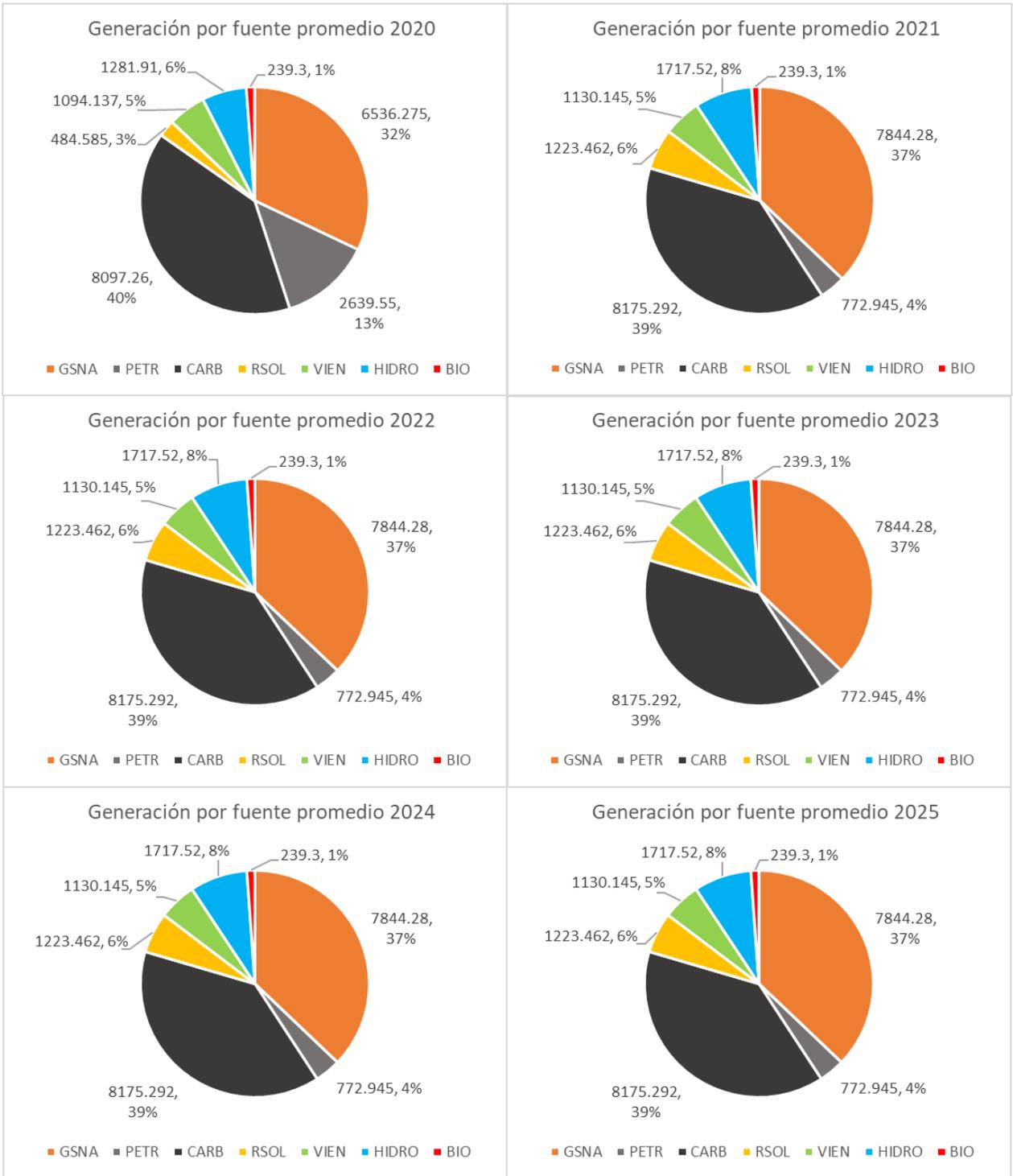


Figura 61. Comparación generación escenario y por tipo de combustibles 2020-2025.  
Fuente: elaboración propia con datos de (OC, 2019)

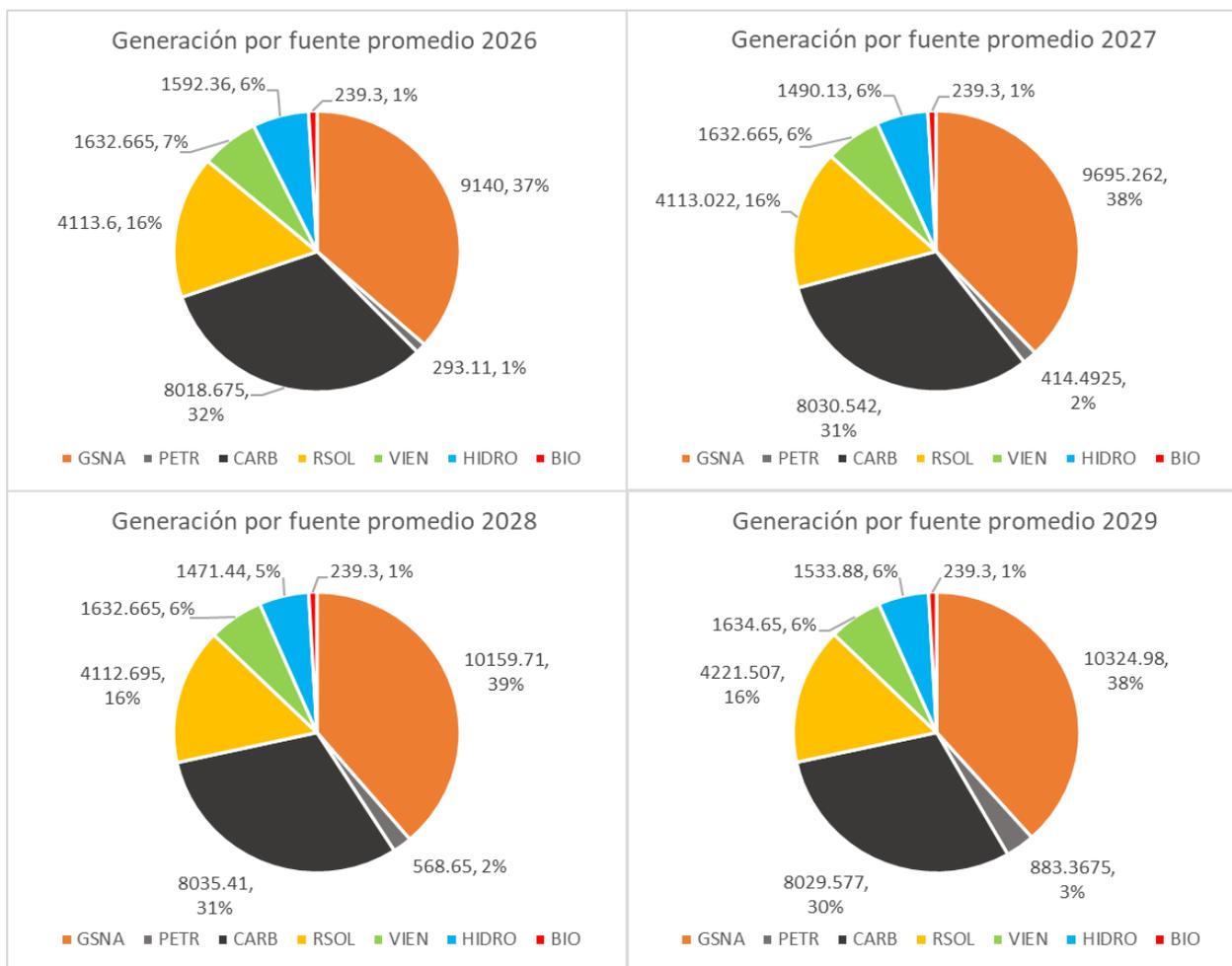


Figura 62. Comparación generación escenario y por tipo de combustibles 2026-2029.  
Fuente:elaboración propia con datos de (OC, 2019)

Aunque el hecho de que se lleven a cabo estos proyectos, y su tiempo de construcción depende también de la empresa propietaria, si es cierto que deben cumplir con los tiempos de las concesiones acordadas con el Estado. La construcción de las plantas fotovoltaicas y eólica y de biomasa son las que menos tiempo se toman, las fotovoltaicas y eólica, las menos impactan al ecosistema donde se colocan. Esto es por lo que se pueden considerar que las plantas de estas tecnologías serían las que menos tiempo se tomen antes de estar interconectadas al sistema y por tanto menor incertidumbre a la hora de llevarse a cabo, destacando que serían las plantas de generación hidráulica las que más tiempo se toman como proyectos. Ahora bien, como la mayoría de los proyectos contemplados por el OC son Eólicos y Fotovoltaicos, esto marca un buen pronóstico.

Se observa que dentro del período de tiempo que cubre 2020-2024, la generación de energía a partir de fuentes de combustibles carbón permanece sin cambios con un 37,5%, seguido del gas natural, el 35%, y a partir de 2022 el petróleo se reducirá al 1%. En el lapso de 2024 a 2027, dominará la generación de energía de gas natural, con el 35,25% de la generación de energía. Sin embargo, se ha observado cómo la generación de energía renovable mantendrá un buen

crecimiento a lo largo de los años, alcanzando el 29% de la generación de energía del sistema en 2027.

## **6. Escenario futuro basada en el potencial de Recurso Renovable**

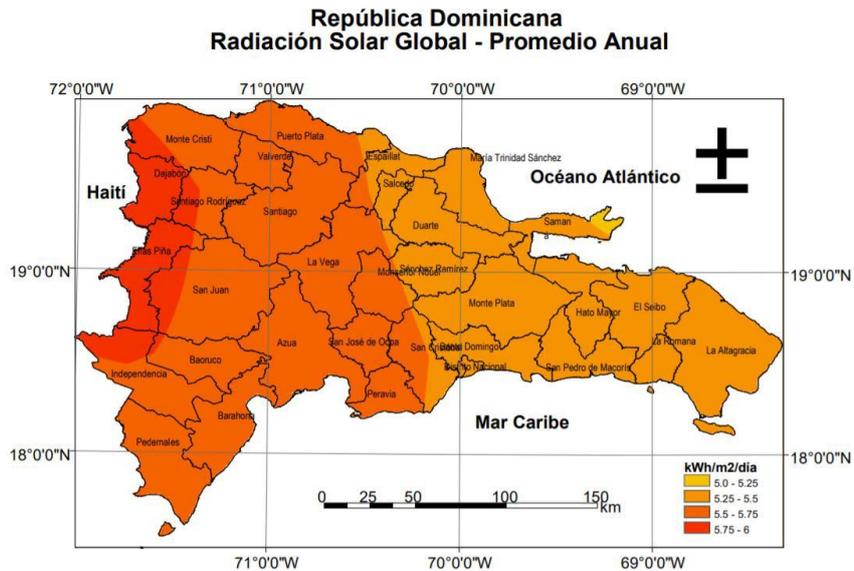
### **6.1. Potencial de Energía Renovable en la República Dominicana**

En los últimos años, el sector eléctrico ha experimentado una serie de reformas destinadas a garantizar un suministro eléctrico seguro y asequible para los consumidores. Como parte de estas reformas, la Ley 57-072 estableció metas específicas para que el sector eléctrico aumente su participación de energía renovable en la matriz de generación eléctrica al 25% para el 2025. Pero una larga renuencia a firmar PPA's de eólica y solar frenó inversiones que acudían tras las promesas de la Ley No.57 de 2007, rebajadas luego en 2012. En 2018 vuelve a hablarse de impulso de las renovables, además de la conversión paulatina a gas de 900 MW sumando 5 centrales. (KPMG , 2019)

Como se ha observado, el país está encaminado al alcance la meta del 30% de la capacidad instalada de energía renovable para el 2030. Sin embargo, el potencial del país puede superar con creces la meta establecida en 2012. Según estimaciones de la Comisión Internacional de Energías Renovables (Irena, abreviatura en inglés), el país puede llegar hasta el 59% de su capacidad instalada de energía renovable en 2030 para promover la inversión en este sector.

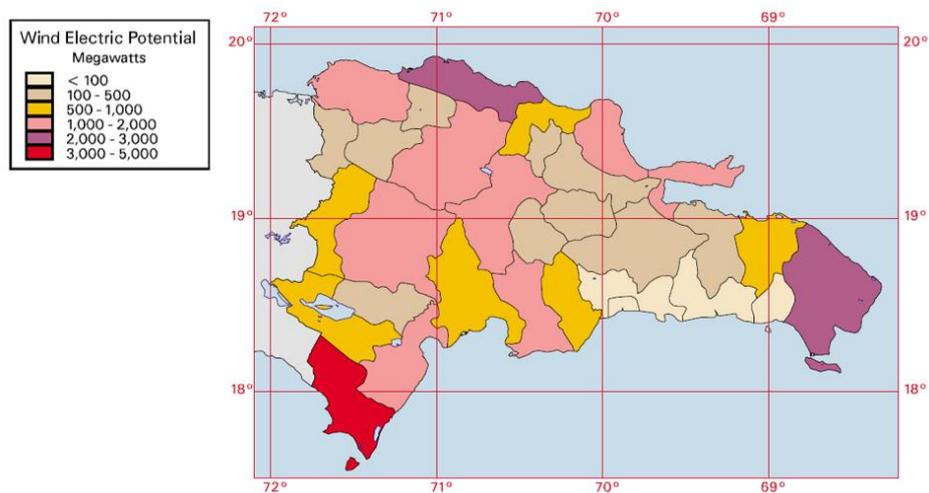
La República Dominicana tiene abundantes recursos de sol y viento. Las mini-hidroeléctricas también ofrecen algún potencial residual en ciertas partes del país. El potencial de la bioenergía se limita a algunas materias primas específicas (ver Tabla 13), pero podría beneficiarse de la vasta experiencia en el cultivo de la caña de azúcar y de las tierras no cultivadas sin avocarse a un cambio en su uso o a la preocupación por los recursos forestales. (IRENA, 2017)

La República Dominicana tiene abundantes recursos de sol (véase Figura 63) y viento para potenciar las energías renovables y, en el caso del agua, las mini-hidroeléctricas también ofrecen cierto potencial residual en ciertas partes del país. El potencial solar es particularmente grande, con niveles de irradiación (GHI) de 5–7 kWh/m<sup>2</sup>/día en la mayor parte del tiempo, lo cual constituye el doble de los niveles de GHI en Alemania. Esto proporciona condiciones favorables para sistemas solares fotovoltaicos en las azoteas y para la calefacción y refrigeración en edificios e industrias.



*Figura 63. Mapa de recurso solar promedio anual.*  
*Fuente: CNE*

El potencial eólico en el país también es grande, aproximadamente 30,500 MW, a esto habría que restarle las zonas protegidas donde no se puede construir proyectos de este tipo. Un análisis (zona por zona) del potencial eólico, indica que alrededor de la mitad de 500 puntos evaluados de la red, tienen un factor de capacidad de al menos 20%. Además, 120 y 78 puntos tienen factores de capacidad de al menos 25% y 30% respectivamente. Considerando un límite de 50 MW de capacidad de electricidad eólica, las estimaciones de IRENA a través de su REmap lo traduce en alrededor de 45 parques eólicos (KPMG , 2019). La Figura 64 muestra un mapa con el potencial eólico de la República Dominicana por provincias en MW.



*Figura 64. Mapa del potencial eólico en MW de la República Dominicana.*  
*Fuente: ( US Dept. of Energy - National)*

Mucho del gran potencial hidroeléctrico del país ya ha sido utilizado. Existe potencial para usar esta capacidad más eficientemente, incrementando de ese modo los factores de capacidad de las plantas que hoy están limitadas por las regulaciones de despacho, para priorizar el uso del agua para beber y para la agricultura. En comparación, hay un potencial de la capacidad de generación, para plantas hidroeléctricas más pequeñas llegando a decenas o centenas de kilovatios especialmente en las áreas del norte del país.

El análisis de IRENA del potencial de suministro de bioenergía en el año 2030 y los costos relacionados al suministro según la materia prima, se muestran en la Tabla 13. Residuos procedentes del sector agrícola proporcionan la mayor parte de este potencial, así como el estiércol de animales y los residuos domésticos para biogás. Las fuentes tradicionales de residuos agrícolas incluyen caña de azúcar, arroz, café y plantaciones de bananas y cacao. Aparte de los residuos de las cosechas que requieren costos adicionales de recolección, estas materias primas llegan a costos accesibles de 1–3 USD/GJ. Existe cierto potencial en la biomasa leñosa (madera combustible y residuos forestales). Sin embargo, dicho potencial es bajo y sus costos significativos.

	Potencial de suministro de Bioenergía		Costos de Suministro (USD/GJ)
	Bajo (PJ por año)	Alto (PJ por año)	
Residuos de cosechas	10.00 GWh	25.00 GWh	9.00 GWh
Residuos de procesos agrícolas	0.00 GWh	18.00 GWh	1.00 GWh
Estiércol de animales & desperdicios post-consumo	18.00 GWh	32.00 GWh	3.00 GWh
Cultivos energéticos de tierras forestales	6.00 GWh	6.00 GWh	17.00 GWh
Explotación de madera forestal y procesamiento de residuos	2.00 GWh	2.00 GWh	17.00 GWh
Madera de construcción, demolición y desperdicios de mobiliario	1.00 GWh	1.00 GWh	17.00 GWh
<b>Total</b>	<b>38</b>	<b>84</b>	<b>6–8.1</b>

Tabla 13. Potencial y costos de suministro de bioenergía en la República Dominicana, 2030.  
Fuente: (IRENA, 2017)

El país se beneficia también de recursos geotérmicos de baja a alta entalpía, pero se necesitan más estudios para determinar el potencial técnico. Para ello, el MEM y la Oficina Francesa de Recursos Geológicos y Mineros (BRGM por sus siglas en francés) han firmado un acuerdo para evaluar esto en una iniciativa financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo. Aún no hay datos disponibles para calcular la capacidad potencial de despliegue de la geotermia y por eso no han sido considerados en la evaluación de las Opciones REmap. (IRENA, 2017)

Este potencial ya contempla en sí mismo las limitantes que puede tener el sector a la hora de instalar proyectos algunas ubicaciones. Para esto se toma en cuenta parques nacionales y zonas...

## 6.2. Caso referencia REmap (IRENA, 2017)

El país tiene un gran potencial de recursos renovables, que está más allá del alcance considerado en la planificación hasta el momento. Esto se puede desarrollar no solo en el sector de la energía,

sino también en otras áreas, incluido el uso directo de energía renovable en edificios residenciales y comerciales, industria y transporte.

REmap muestra que una parte de la nueva demanda puede definitivamente ser satisfecha por energía hidroeléctrica, eólica en tierra, solar fotovoltaica y bioenergía. En el caso de productos derivados del petróleo cierta capacidad de generación existente que sería dada de baja en 2030, podría sustituirse también con las energías renovables. En la Figura 65 se muestra cómo quedaría distribuido en el año 2030 según el escenario planteado por REmap.

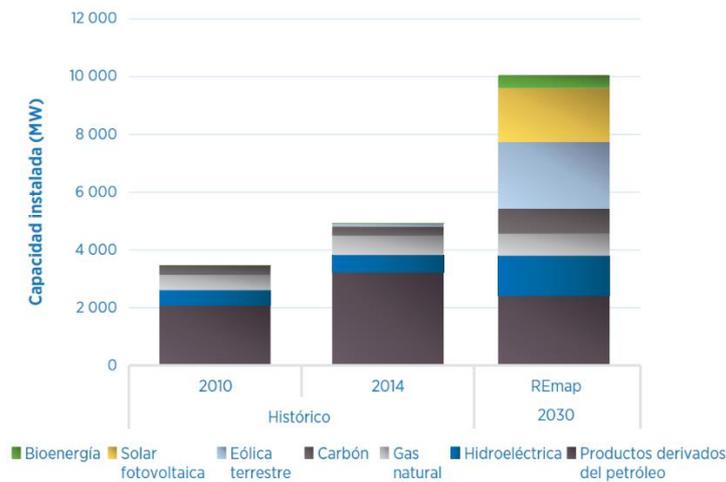


Figura 65. Capacidad instalada de generación eléctrica, 2010–2030.  
Fuente: (IRENA, 2017).

La Figura 66 representa la ubicación de la principal energía solar fotovoltaica, eólica en tierra, y la capacidad eléctrica de la bioenergía que pudiera estar instaladas en el año 2030 bajo el caso REmap. Los supuestos detallados y los resultados son representados por la tecnología.

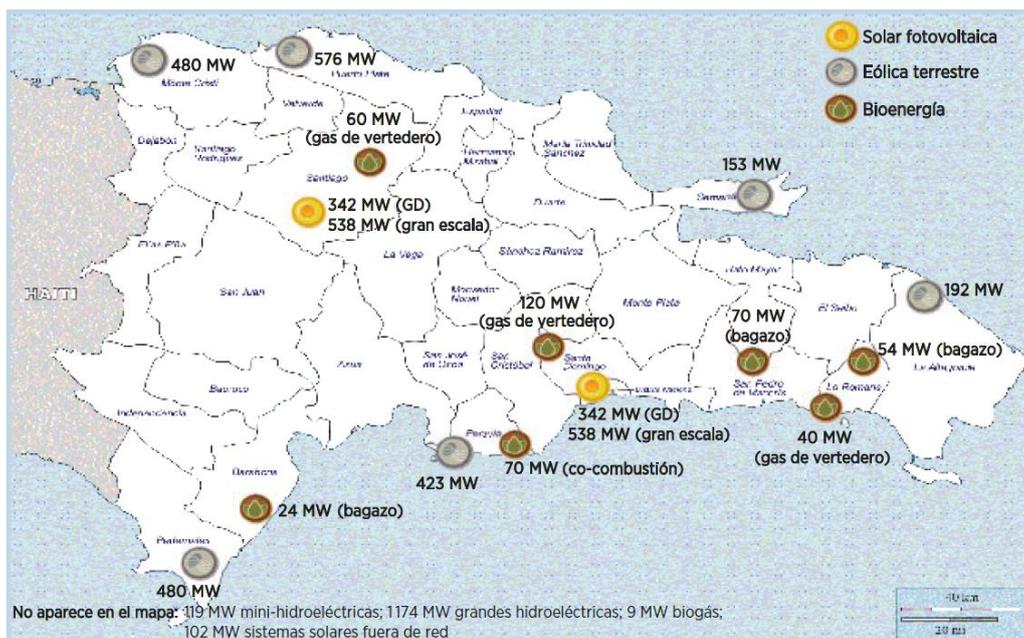


Figura 66. Ubicación de la capacidad de generación eléctrica con energías renovables en REmap en 2030.

Fuente: (IRENA, 2017).

La República Dominicana cuenta con abundantes recursos solares y eólicos y con potencial para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas que aún no se ha explotado en su totalidad. Por otro lado, en el ámbito de la bioenergía, los residuos y desechos agrícolas son las fuentes que ofrecen mayor potencial, el cual podría utilizarse para cubrir la demanda creciente de energía y a su vez incrementar la cuota de renovables más allá del Caso de Referencia. La capacidad de generación del sector eléctrico y la mezcla de generaciones se resumen a continuación en la Tabla 14.

		Unidad	2010	2014	2019	Remap 2030
<b>Capacidad de generación eléctrica instalada</b>	<b>Capacidad total instalada para generación de electricidad</b>	MW	3538	4995	5179	9913
	capacidad renovable	MW	608	795	1439	5817
	Hidroeléctrica	MW	530	613	623	1293
	Pequeña Hidroeléctrica (< 5M)	MW	15	15	43.8	119
	Grande Hidroeléctrica (> 5MW)	MW	515	598	579.2	1174
	Eólico en tierra	MW	8	85	371	2304
	Bioenergía (sólida, líquida, gaseosa)	MW	70	70	100	449
	Auto productores, MW de cogeneración (bagazo)	MW	70	70	70	148
	Biomasa (cogeneración)	MW	0	0	30	70
	Auto productores, digestor anaeróbico	MW	0	0	0	9
	Gas de vertedero	MW	0	0	0	220
	Solar fotovoltaica	MW	0	27	345	1772
	Fotovoltaica a gran escala	MW	0	0	188	989
	Fotovoltaica descentralizada (en la red)	MW	0	27	157	681
	Fotovoltaica descentralizada con almacenamiento	MW	0	0	-	112
Fotovoltaica para electrificación rural (aislado)	MW	0	0	-	102	
Capacidad no-renovable	MW	2930	4200	3740	4096	
<b>Participación de las energías renovables en la capacidad total</b>	%	17%	16%	28%	59%	
<b>Generación de electricidad</b>	<b>Total de generación eléctrica</b>	TWh	16.2	18	17.412	36.2
	Generación Renovable	TWh	1.6	2.1	2.1801	15.8
	Hidroeléctrica	TWh	1.4	1.6	1.025	4
	Eólica en tierra	TWh	0	0.3	0.789	6.1
	Bioenergía (sólida, líquida y gaseosa)	TWh	0.2	0.2	0.2066	2.7
	Solar fotovoltaica	TWh	0	0	0.1596	3
	Generación no-renovable	TWh	14.6	15.9	15.231	20.4
<b>Cuota de energía renovable en generación de electricidad</b>	TWh	9.8%	11.6%	12.5%	43.6%	

Tabla 14. Resumen de resultados por tecnología para los años 2010, 2014, 2019 y REmap – sector eléctrico.

Fuente: modificación a (IRENA, 2017).

Se ha explotado hasta el 90% del potencial hidroeléctrico para las grandes centrales hidroeléctricas. Por lo tanto, el potencial restante que brindan las pequeñas centrales hidroeléctricas (de acuerdo con la actual Ley de Energías Renovables de la República Dominicana) son centrales con una capacidad inferior a 5 MW. Según REmap, un aumento de 90 MW significa la construcción de unas 20 pequeñas centrales hidroeléctricas. Los recursos hidroeléctricos se encuentran dispersos por todo el país, por lo que hay muchas posibilidades, son más viables ambiental y económicamente, y hay demandas.

Si se toma como referencia el límite de capacidad eólica de 50 MW la consolidación de toda la capacidad REmap de 1,5 MW se traducirá en aproximadamente 45 parques eólicos, que se establecerán entre hoy y el 2030. Si cada uno de los 78 puntos identificados por el World Watch Institute en 2011 puede albergar un parque eólico de 50 MW, su factor de capacidad será superior al 30%.

Como se muestra en la Figura 66 las instalaciones fotovoltaicas, se supone que estarán ubicados cerca de los principales centros de demanda, es decir, las provincias de Santiago y Santo Domingo. La capacidad instalada total en REmap superará 1 GW para 2030.

Los residuos sólidos urbanos tienen un gran potencial, especialmente los residuos sólidos de los grandes vertederos del país. La cantidad total de residuos sólidos municipales utilizados para la generación de energía es de aproximadamente 8.000 toneladas por día, y el vertedero más grande (Duquesa) recibe más de 3.750 toneladas de residuos. REmap asume la construcción de una planta eléctrica de gas de relleno sanitario de 80 MW para el vertedero de Duquesa. Esta planta podría utilizar alrededor de 3 000 toneladas de residuos cada día (suponiendo que su diseño fuera similar al previsto para el vertedero de Rafey, que contaría con un gasificado). Mas de 350 vertederos han sido identificados en todo el país. Si se consideran los 10 más grandes y formales, podría ser posible desplegar el potencial de cerca de 60 MW de capacidad por encima del propuesto para Duquesa, aumentando el total a 220 MW.

Con relación al Biogás para generación eléctrica, REmap muestra un potencial realista de 9 MW en 2030, lo que implica alrededor de 60 granjas en el país utilizando biogás para la generación eléctrica integrada con digestores anaeróbicos, que se alimentan de estiércol de animales.

Con todas las opciones REmap implementadas, el uso total de energía renovable en la República Dominicana alcanzaría 87 PJ (2 080 ktep) en REmap, el doble del nivel de 2010. Más del 60% de este sería electricidad renovable (57 PJ) y el resto calefacción, enfriamiento y combustibles para transporte (30 PJ).

### **6.2.1. Distribución Energética**

El uso de energías renovables modernas en la República Dominicana alcanzaría el 27% en REmap, en comparación con el 8% entre 2010 y 2014. La capacidad de generación instalada de electricidad renovable aumentaría a 5.8 GW en REmap. El aumento proviene principalmente del viento, la energía solar fotovoltaica y la energía de biomasa. En la Figura 67 se muestra más a detalle.

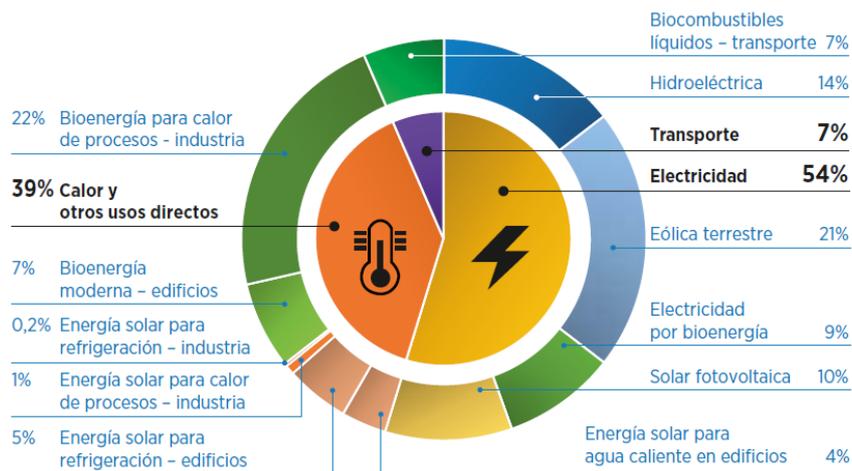


Figura 67. Uso total de energías renovables en REmap: 87 PJ/año  
Fuente: (IRENA, 2017).

En el caso de REmap, la bioenergía será la mayor fuente de energía renovable y representará casi la mitad del uso total de energía renovable para 2030. Esto se puede explicar por el hecho de que la bioenergía tiene múltiples usos en todos los sectores energéticos (incluido el sector eléctrico). La energía solar utilizada para la generación de energía, calefacción y refrigeración representa el 20% del consumo total de energía renovable. Finalmente, la energía eólica y la hidroeléctrica representaron el 21% y el 14% del uso total de energía renovable, respectivamente.

En el caso de REmap, para 2030, el 54% de toda la energía renovable utilizada provendrá del consumo de electricidad de fuentes renovables. Los datos proporcionados por las estimaciones de CNE e IRENA muestran que para el 2030, República Dominicana puede utilizar energía renovable para generar 16 TWh. Esta se generará a partir de 6 GW de energía renovable (se han instalado 10 GW en la capacidad total). Para 2030, la generación de energía renovable en REmap será ocho veces superior al nivel actual, y será muy superior al crecimiento proyectado en el caso de referencia (7,7 TWh, principalmente de energía hidroeléctrica y eólica terrestre). Para desarrollar el potencial renovable identificado en REmap, se deben aprovechar los abundantes recursos eólicos y solares terrestres del país, que es una de las opciones más rentables en la matriz energética.

La energía eólica terrestre será la mayor fuente de electricidad procedente de fuentes renovables, generando 6,1 TWh por año para 2030. Si se ponen en funcionamiento todas las opciones de REmap, la capacidad total de energía eólica será de 2,3 GW. De ahora a 2030, esto se traducirá en la construcción de unos 45 parques eólicos. Los proyectos de energía eólica se expandirán en el norte, este y sur del país, como se muestra en la Figura 4.

Según los datos de REmap, para 2030, la generación de energía solar fotovoltaica puede contribuir con 3 TWh de la capacidad total de 1,9 GW. Este potencial incluye la capacidad conectada a la red (a gran escala y descentralizada) y la capacidad fuera de la red en áreas no interconectadas. El potencial para desarrollar instalaciones a gran escala representa aproximadamente el 60% de

la capacidad de generación de energía fotovoltaica. Para desarrollar este potencial, la capacidad instalada anual promedio será de aproximadamente 77 megavatios (MW) desde ahora hasta 2030. Por otro lado, al 2030, la capacidad de generación eléctrica descentralizada conectada a la red nacional en sistemas residenciales y comerciales llegará a 685 MW, lo que permitirá cubrir el 8% de la demanda total de energía del sector de la construcción. Según REmap, el proyecto solar se dividirá en dos centros de demanda principales en Santo Domingo y San Diego, como se muestra en la Figura 68. Finalmente, un sistema solar doméstico con una capacidad total de 102 MW (aproximadamente 70.000 unidades) proporcionará energía al 2% de la población que aún no podrá suministrar electricidad en 2030.

La bioenergía y los residuos son otras fuentes importantes de generación de energía renovable. Es posible incrementar la capacidad total de biomasa mediante bagazo y biogás y mediante la co-combustión. En el caso de REmap, para el 2030, la capacidad instalada total alcanzará los 448 MW. Esto se divide en cuatro fuentes. La primera involucra el gas de vertedero, el gran vertedero de Duquesa y otros vertederos de gran capacidad, que pueden sumar 220 MW. En segundo lugar, se cree que los cuatro ingenios azucareros más importantes del país pueden alcanzar 148 megavatios de calor y energía combinados para proporcionar calor y electricidad a partir del bagazo. Finalmente, el estiércol animal se puede utilizar para proporcionar 9 megavatios de biogás, y la combustión combinada de biomasa y carbón en centrales eléctricas puede proporcionar otros 70 megavatios. La mayoría de los proyectos de bioenergía se ubicarán en el sur del país.

### **6.3. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>**

La estimación ascendente de las emisiones de CO<sub>2</sub>, en sectores cubiertos en este análisis sumo los 20 millones de toneladas métricas (TM) de CO<sub>2</sub> por año en 2010 (2 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita por año). La energía total relacionada con las emisiones de CO<sub>2</sub> en la República Dominicana aumentara a 35 millones de toneladas en 2030 (2.9 toneladas de CO<sub>2</sub> por habitante). Este es un resultado alarmante, dado que los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en el índice nacional de contribuciones (INDC) del país será un 25% en 2030, en comparación con el equivalente de 3.6 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita en 2010. Esto implica que el total de emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 deberán estar en un nivel equivalente a 2.7 toneladas de CO<sub>2</sub> per cápita (para todos los sectores incluyendo la energía). Sin embargo, solamente la energía relacionada con las emisiones de CO<sub>2</sub> ya está por encima del total de gases de efecto invernadero. (IRENA, 2017)

Si todas las Opciones REmap identificadas en este estudio se ponen en práctica, las emisiones totales de CO<sub>2</sub> se reducen a 27 millones de toneladas (2.3 toneladas CO<sub>2</sub> por habitante). Esto es 23% menor que había programado el estado para 2030 (o un volumen anual absoluto de 8 millones

de toneladas CO<sub>2</sub>), como se muestra en la Figura 68. Estas reducciones sería un paso importante en el cumplimiento de objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en INDC del país. (IRENA, 2017)

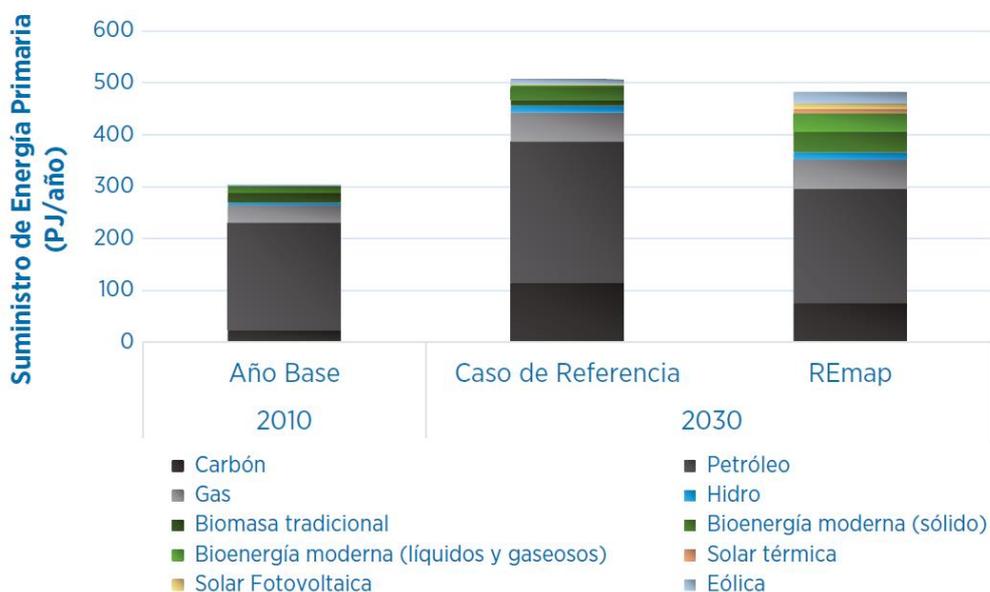


Figura 68. Emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de usos energéticos, 2010–2030.  
Fuente: (IRENA, 2017).

El sector eléctrico representa aproximadamente el 70% del potencial total de mitigación. Cumplir estos objetivos de reducción de emisiones y reducir aún más las emisiones significa acelerar la implementación de energías renovables y medidas de eficiencia energética para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de 2030.

Se pueden conseguir ahorros con base en la reducción de externalidades asociadas a las emisiones evitadas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y contaminantes atmosféricos. Según las estimaciones de la hoja de ruta, si se tiene en cuenta la reducción de las externalidades, el ahorro de costes adicionales anuales será de entre 1.100 millones y 4.300 millones de dólares estadounidenses para 2030. Esto dará como resultado un ahorro total de 210 a 5.300 millones de dólares estadounidenses para llegar a 1 millón de dólares anuales para 2030.

Además, también puede salvar la salud. Por un lado, se puede estimar en base al costo unitario de los cinco principales contaminantes del aire emitidos por la quema de combustibles fósiles en el proceso de generación de energía, calefacción y transporte. En adición, el uso tradicional de bioenergía en aplicaciones de cocina y calentamiento de agua en los hogares también puede causar contaminación en espacios reducidos. Teniendo en cuenta la evolución esperada de su PIB en 2030, estos costos externos unitarios son particularmente aplicables a República Dominicana.

Asimismo, el cálculo asume que el rango de precios está entre 17 USD y 80 USD por tonelada de dióxido de carbono, utilizando el mismo método que otros países / regiones en el programa REmap. En comparación con las actividades comerciales disponibles, el reemplazo de tecnologías

de energía renovable en REmap por tecnologías renovables reducirá la demanda de combustibles fósiles en 2170 ktep en 2030. Dado que la mayor parte del consumo de energía proviene de combustibles fósiles importados, la reducción de la demanda también reduce la factura anual de energía en 1.600 millones de dólares.

Para 2030, una menor combustión de combustibles fósiles reducirá las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en aproximadamente 8 megatoneladas (Mt). Esto significa una reducción del 23% en las emisiones. Esta reducción será un paso importante para que el país logre su objetivo Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés) de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Aproximadamente el 70% del potencial total de mitigación proviene del sector eléctrico.

## 7. Escenario futuro basado en el objetivo de la Ley 57-07

La Ley No. 57-07 de Incentivos a la Energía Renovable, promulgada en 2008, tiene como objetivo diversificar la matriz de generación de energía, reducir la dependencia de los combustibles fósiles, establecer un mercado más competitivo entre las empresas de generación de energía y atraer inversión extranjera y reducir el impacto medioambiental de la generación eléctrica. Esta tiene como meta lograr el 25% de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

La idea de este capítulo es estimar cuándo se alcanzará la meta de la Ley 57-07 de que la energía anual sea del 25% de fuentes renovables. Para ello lo primero que habría que calcular es cuál debe ser la potencia instalada en el país y cómo debe estar distribuida para que esto se cumpla.

Partiendo de la realidad actual cabe recordar que, para el cierre del 2019, el país tenía una capacidad instalada de 4,921 MW en el SENI, más 146,597 KW de planta fotovoltaicas dentro del Programa de Medición Neta, más 9,990 KW de plantas fotovoltaicas fuera del Programa de Medición Neta. Lo que suma un total de 5077.587 MW de potencia distribuidos como se muestra en la Figura 69. Distribución de la Capacidad Instalada total del País para el cierre del 2019., sumando un 73.1% la de tecnología no renovables y un 26.9% las de tecnologías renovables.

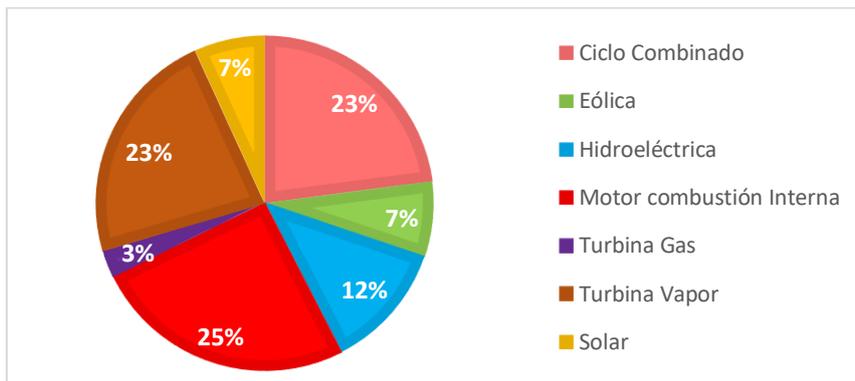


Figura 69. Distribución de la Capacidad Instalada total del País para el cierre del 2019.  
Fuente: elaboración propia.

Cabe recordar que la generación distribuida de la república dominicana es exclusivamente fotovoltaica y está conformada por las plantas fuera y dentro del Programa de Medición Neta.

Con esta capacidad instalada el país cerró el año con un total de 17,411.50 GWh de generación en el SENI. Distribuidos como se muestra en la Figura 70, sumando un 88.13% la de tecnología no renovables y un 11.87% las de tecnologías renovables.

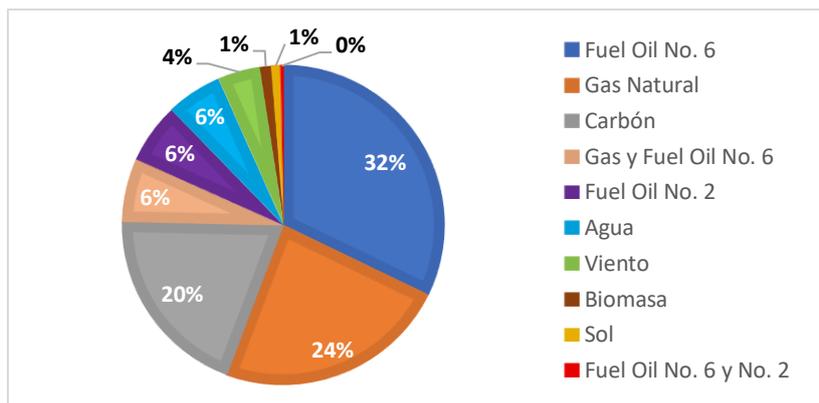


Figura 70. Distribución de la generación del SENI por tecnologías para el cierre del 2019.  
Fuente: elaboración propia.

Esta no es la generación total del País puesto que no se está considerando la generación proveniente de las plantas fotovoltaicas del Programa de Medición Neta, es decir, la generación distribuida. De momento, el país no cuenta un sistema de monitorización centralizado en distribución que recopile dicha información, por ende, no se es consciente de cuánto se genera en este nivel. Es por lo que es necesario estimar la generación que puede tener la capacidad instalada en generación distribuida y sumarla a la generación registrada por el SENI para obtener un estimado del total generado.

Para estimar la generación de las plantas del programa de medición neta se puede calcular en referencia a la generación total en las plantas fotovoltaicas del SENI, dada su potencia instalada, como se muestra en la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

$$GPMN_{año i} = PIPMN_{año i} \times \left[ \left( \frac{\sum_{año 2012}^{año 2019} \frac{GSENI_{año i}}{PISENI_{año i}} \right) / (2019 - 2012) \right] \quad (7.1)$$

Donde:

- $GPMN_{año i}$  = Generación de las plantas del Programa de Medición Neta en un año determinado;
- $PIPMN_{año i}$  = Potencia Instalada de las plantas del Programa de Medición Neta en un año determinado;
- $GSENI_{año i}$  = Generación de la tecnología solar fotovoltaica en el SENI en un año determinado;
- $PISENI_{año i}$  = Potencia Instalada de las plantas de la tecnología solar fotovoltaica en el SENI en un año determinado;

El valor de la generación estimada total del país fotovoltaica es igual al valor de generación de las plantas del Programa de Medición Neta sumado al valor de la Generación fotovoltaica del SENI, para un año determinado. En la Tabla 16 se puede ver el resultado.

AÑO	SENI		Medición Neta		Total	
	Capacidad Instalada	Generación	Capacidad Instalada	Generación Estimada	Capacidad Instalada	Generación Estimada
2012			1.58 MW	1.63 GWh	1.58 MW	1.63 GWh
2013			5.85 MW	6.02 GWh	5.85 MW	6.02 GWh
2014			10.81 MW	11.12 GWh	10.81 MW	11.12 GWh
2015			19.76 MW	20.33 GWh	19.76 MW	20.33 GWh
2016	30.00 MW	23.00 GWh	33.36 MW	34.33 GWh	63.36 MW	57.33 GWh
2017	30.00 MW	47.00 GWh	58.25 MW	59.94 GWh	88.25 MW	106.94 GWh
2018	88.00 MW	82.00 GWh	93.02 MW	95.72 GWh	181.02 MW	177.72 GWh
2019	188.00 MW	160.00 GWh	131.17 MW	134.98 GWh	319.17 MW	294.98 GWh

Tabla 15. Capacidad Instalada y Generación de las plantas fotovoltaicas en el SENI y de las plantas fotovoltaicas en el Programa de Medición Neta.

Fuente: elaboración propia

El valor de la generación estimada total del país es igual al valor de generación de las plantas del Programa de Medición Neta sumado al valor de la Generación total del SENI, para un año determinado.

Aplicando lo pasado al histórico de capacidad instalada en medición neta, desde cuando se tiene medida, se obtiene la Tabla 16 que muestra un estimado del histórico de la energía generada en el programa de medición neta o generación distribuida. Luego de esto se suma ambas magnitudes para obtener el total para cada año.

AÑO	SENI		Medición Neta		Total	
	Capacidad Instalada	Generación	Capacidad Instalada	Generación Estimada	Capacidad Instalada	Generación Estimada
2001	2,896.00 MW	9,510.58 GWh			2,896.00 MW	9,510.58 GWh
2002	2,924.00 MW	10,231.28 GWh			2,924.00 MW	10,231.28 GWh
2003	3,349.00 MW	10,384.89 GWh			3,349.00 MW	10,384.89 GWh
2004	3,246.00 MW	8,722.58 GWh			3,246.00 MW	8,722.58 GWh
2005	3,158.00 MW	9,711.49 GWh			3,158.00 MW	9,711.49 GWh
2006	3,159.00 MW	10,593.08 GWh			3,159.00 MW	10,593.08 GWh
2007	3,159.00 MW	11,029.52 GWh			3,159.00 MW	11,029.52 GWh
2008	2,916.00 MW	11,391.93 GWh			2,916.00 MW	11,391.93 GWh
2009	2,960.00 MW	11,177.69 GWh			2,960.00 MW	11,177.69 GWh
2010	2,960.00 MW	12,011.60 GWh			2,960.00 MW	12,011.60 GWh
2011	2,960.00 MW	12,478.31 GWh			2,960.00 MW	12,478.31 GWh
2012	3,125.00 MW	13,355.79 GWh	1.58 MW	1.63 GWh	3,126.58 MW	13,357.42 GWh
2013	3,553.00 MW	13,850.85 GWh	5.85 MW	6.02 GWh	3,558.85 MW	13,856.87 GWh
2014	3,781.00 MW	13,464.27 GWh	10.81 MW	11.12 GWh	3,791.81 MW	13,475.39 GWh
2015	3,595.00 MW	14,177.38 GWh	19.76 MW	20.33 GWh	3,614.76 MW	14,197.71 GWh
2016	3,658.00 MW	14,893.35 GWh	33.36 MW	34.33 GWh	3,691.36 MW	14,927.68 GWh
2017	3,709.00 MW	15,282.45 GWh	58.25 MW	59.94 GWh	3,767.25 MW	15,342.39 GWh
2018	3,986.00 MW	15,701.68 GWh	93.02 MW	95.72 GWh	4,079.02 MW	15,797.40 GWh
2019	4,921.00 MW	17,411.50 GWh	131.17 MW	134.98 GWh	5,052.17 MW	17,546.48 GWh

Tabla 16. Capacidad Instalada y Generación en el SENI y en el Programa de Medición Neta.

Fuente: elaboración propia

Del resultado de generación y potencia de la Tabla 16 se separan los valores provenientes de fuente de generación renovable y se clasifican en la Tabla 17.

Una estimación rápida con regla de tres, basándose en la generación macada en cada año dada su potencia instalada para cada uno de los tipos de tecnologías se obtendría un estimado de la cobertura generación total del SENI.

Se inicia calculando el cociente de la división de la Generación de cada tipo de tecnología entre su Potencia Instalada para cada año en los últimos 20 años, luego obtener el promedio de cada en cada tipo de tecnología.

$$factor_{tecnología} = \sum_{año\ 2001}^{año\ 2019} \frac{Generación}{Capacidad\ Instalada} / (2019 - 2001) \quad (7.2)$$

Año	Capacidad Instalada				Generación				Generación/Capacidad Instalada			
	Hidroeléctric a	Eólica	Fotovoltaic a	BioEnergí a	Hidroeléctric a	Eólica	Fotovoltaica	BioEnergía	FactorH	FactorE	FactorS	FactorB
2001	412.00 MW				696.00 GWh				1.69			
2002	464.00 MW				871.00 GWh				1.88			
2003	464.00 MW				1,193.00 GWh				2.57			
2004	464.00 MW				1,600.00 GWh				3.45			
2005	464.00 MW				1,908.00 GWh				4.11			
2006	464.00 MW				1,750.00 GWh				3.77			
2007	464.00 MW				1,701.00 GWh				3.67			
2008	472.00 MW				1,384.00 GWh				2.93			
2009	523.00 MW				1,464.00 GWh				2.80			
2010	523.00 MW				1,434.00 GWh				2.74			
2011	523.00 MW	33.00 MW			1,504.00 GWh	14.00 GWh			2.88	0.42		
2012	613.00 MW	85.00 MW	1.58 MW		1,772.00 GWh	94.00 GWh	1.63 GWh		2.89	1.11		
2013	613.00 MW	85.00 MW	5.85 MW		2,781.00 GWh	239.00 GWh	6.02 GWh		4.54	2.81		
2014	616.00 MW	85.00 MW	10.81 MW		1,261.00 GWh	239.00 GWh	11.12 GWh		2.05	2.81		
2015	616.00 MW	85.00 MW	19.76 MW		934.00 GWh	282.00 GWh	20.33 GWh		1.52	3.32		
2016	616.00 MW	195.00 MW	63.36 MW		1,501.00 GWh	313.00 GWh	57.33 GWh		2.44	1.61	0.90	
2017	616.00 MW	195.00 MW	88.25 MW	30.00 MW	2,176.00 GWh	378.00 GWh	106.94 GWh	207.00 GWh	3.53	1.94	1.21	6.90
2018	616.00 MW	359.00 MW	181.02 MW	30.00 MW	1,747.00 GWh	466.00 GWh	177.72 GWh	207.00 GWh	2.84	1.30	0.98	6.90
2019	623.00 MW	371.00 MW	319.17 MW	30.00 MW	1,025.00 GWh	789.00 GWh	294.98 GWh	207.00 GWh	1.65	2.13	0.92	6.90
	10,166.00	1,493.00	11,659.00	90.00	28,702.00	2,814.00	31,516.00	621.00	<b>2.84</b>	<b>1.94</b>	<b>1.01</b>	<b>6.90</b>

Tabla 17. División de la Generación de cada tipo de tecnología entre su Potencia Instalada 2001-2019.

Fuente: elaboración propia con datos del (OC, 2019)

Tomando la capacidad instalada en cada fuente de generación renovable de la “Tabla 11. Plan de expansión de generación, proyectos con concesiones definitivas por tecnología y propietario. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**”, que básicamente son los proyectos que tienen casi total probabilidad a llevarse a cabo, y multiplicándolo por el factor calculado, se obtiene un estimado de la generación que produciría esta capacidad en cada tipo de tecnología.

$$Generación\ Estimada_{tecnología} = Capacidad_{tecnología} \times factor_{tecnología} \quad (7.3)$$

Capacidad renovable	Hidroeléctrica	Eólica	Fotovoltaica	Biomasa	Total
	1,221.40 MW	751.30 MW	509.70 MW	110.00 MW	2,592.40 MW
Factor Tecnología	2.84	1.94	1.01	6.9	
Generación Estimada	3466.57	1455.82	512.58	759	6,193.97 GWh

Tabla 18. Generación Estimada por tecnología, partiendo de la capacidad instalada proveniente de las concesiones definitivas y el factor calculado.

Fuente: elaboración propia

Partiendo de la Generación Total registrada en el SENI por años desde 2001 a 2019, se calcula la tasa de crecimiento de la generación de un año al otro  $TCG_{años}$ , como se indica en la (7.4), y a

partir de estos valores, luego se toma esta como muestra para calcular el promedio de la tasa *PTCG* a partir de la ecuación (7.5). El resultado se muestra en la Tabla 19.

$$TCG_{años} = \frac{Generación_{año} - Generación_{año-1}}{Generación_{año-1}} \quad (7.4)$$

$$PTCG = \sum_{año\ 2010}^{año\ 2019} PTCG_{años} / (2019 - 2010) \quad (7.5)$$

Año	Generación Total	Tasa de Crecimiento
2001	9,510.58 GWh	
2002	10,231.28 GWh	7.58%
2003	10,384.89 GWh	1.50%
2004	8,722.58 GWh	-16.01%
2005	9,711.49 GWh	11.34%
2006	10,593.08 GWh	9.08%
2007	11,029.52 GWh	4.12%
2008	11,391.93 GWh	3.29%
2009	11,177.69 GWh	-1.88%
2010	12,011.60 GWh	7.46%
2011	12,478.31 GWh	3.89%
2012	13,357.42 GWh	7.05%
2013	13,856.87 GWh	3.74%
2014	13,475.39 GWh	-2.75%
2015	14,197.71 GWh	5.36%
2016	14,927.68 GWh	5.14%
2017	15,342.39 GWh	2.78%
2018	15,797.40 GWh	2.97%
2019	17,546.48 GWh	11.07%
<b>Promedio</b>		<b>3.65%</b>

Tabla 19. Tasa de crecimiento de la Generación total por años del SENI.  
Fuente: elaboración propia con datos del (OC, 2019)

Con el promedio de la tasa de crecimiento de la generación, se calcula el crecimiento de la generación para los próximos 10 años a partir de la generación de 2019, tal como en la ecuación (7.6), y el resultado se muestra en la Tabla 20.

$$\begin{aligned} &Crecimiento\ Generación_{año} \\ &= (PTCG \times Generación_{año-1}) + Generación_{año-1} \end{aligned} \quad (7.6)$$

Próximos Años	Crecimiento Generación
2020	18,187 GWh
2021	18,851 GWh
2022	19,539 GWh
2023	20,252 GWh
2024	20,992 GWh
2025	21,758 GWh
2026	22,552 GWh
2027	23,375 GWh
2028	24,229 GWh
2029	25,113 GWh
2030	26,030 GWh
<b>Total</b>	<b>240,878 GWh</b>

Tabla 20. Crecimiento de la Generación total del SENI hasta 2030.  
Fuente: elaboración propia.

Tomando como referencia el año 2019, con la generación total y el crecimiento de la generación ya calculado, además del estimado de generación que tendría la capacidad instalada de las concesiones definitivas a proyectos de fuentes primarias no renovables por tecnología (Tabla 20), se calcula la cobertura de la generación que tendrían las mismas con respecto a la generación total de cada año, en porcentajes, a partir de la ecuación (7.7).

$$Cobertura\ Generación_{año} = \frac{\sum Generación\ Estimada_{tecnología}}{Crecimiento\ Generación_{año}} \times 100 \quad (7.7)$$

La Figura 71 muestra la cobertura de la generación total para cada año por parte de las renovables de cumplirse la instalación de toda la capacidad instalada en ese año de los proyectos a los que se les ha emitido concesión definitiva.

	Año	Total	Hidroeléctrica	Eólica	Fotovoltaica	Biomasa	Cobertura Renovable
Generación	2019	17,546.48 GWh	1,025.00 GWh	789.00 GWh	294.98 GWh	207.00 GWh	13.20%
	2020	18,187.00 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	46.79%
	2021	18,850.90 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	45.14%
	2022	19,539.03 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	43.55%
	2023	20,252.29 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	42.02%
	2024	20,991.58 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	40.54%
	2025	21,757.86 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	39.11%
	2026	22,552.11 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	37.73%
	2027	23,375.36 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	36.41%
	2028	24,228.65 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	35.12%
	2029	25,113.10 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	33.89%
	2030	26,029.83 GWh	4,491.57 GWh	2,244.82 GWh	807.56 GWh	966.00 GWh	32.69%
		240,877.71 GWh	49,407.24 GWh	24,693.03 GWh	8,883.21 GWh	10,626.00 GWh	

Tabla 21. Cobertura de Generación total por parte de fuentes de generación Renovable estimada.  
Fuente: elaboración propia.

Aunque el hecho de que se lleven a cabo estos proyectos, y su tiempo de construcción depende principalmente de la empresa propietaria y la presión que el Estado coloque sobre ellas, sería muy ambiciosos pensar que estarían listas antes de los próximos 5 años. La construcción de las plantas fotovoltaicas y eólica y de biomasa son las que menos tiempo se toman, las fotovoltaicas y eólica, las menos impactan al ecosistema donde se colocan. Esto es por lo que se pueden considerar que las plantas de estas tecnologías serían las que menos tiempo se tomen antes de estar interconectadas al sistema destacando que serían las plantas de generación hidráulica las que se tomen más tiempo en estar listas, quizá 10 años.

Lo que significa que, para el peor de los casos, de instalarse esta potencia para el 2030 se obtendría 8,509.95 GWh provenientes de fuentes primarias de generación renovable en el SENI, lo que supondría un 32.69% de la generación total, a diferencia del 13.20% de la generación que marcan las renovables cerrado el 2019. La Figura 71 muestra en detalle un gráfico de ellos porcentajes de la generación estimada para fuentes renovables comparados con las de no renovables.

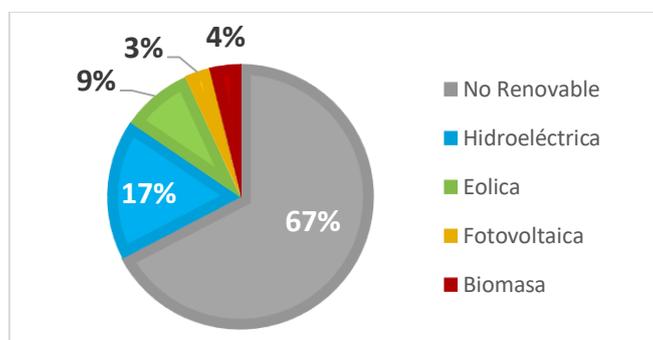


Figura 71. Distribución de la Generación estimada a 2030 por fuentes primaria de generación.  
Fuente: elaboración propia

Lo quiere decir, que el caso de que la entrada de estas generadoras no suceda hasta el 2030, aun así, la Ley 57-07 de incentivo a las renovables habría cumplido su cometido.

Se recuerda que la generación gracias a la entrada de estas concesiones supone un impacto positivo en la disminución del costo de la energía en el orden de mérito, gracias a la salida de las generadoras más caras y menos eficientes. Esta información se justifica el apartado 5.2.

Si en cambio, esto también se aplica a la “Tabla 12. Nuevos proyectos de generación contemplados en el informe de programación a largo Plazo del Organismo Coordinador.” y a su generación ya estimada en el apartado 5.3., la cual se puede considerar una programación más realista, dado de que incluye las fechas de entrada y los proyectos confirmados por el Organismo Coordinador, el proceso es el siguiente.

La Tabla 22 muestra un resumen de la generación esperada por tipo de combustible para los siguientes años acorde a la potencia instalada que tendría el país bajo el plan de programación del Organismo Coordinador. Esta generación ya contempla en sí misma la salida de algunas generadoras que no son eficientes o ya han culminado su vida útil.

Año	Gas Natural	Petroleo	Carbón	Solar	Viento	Hidroelectricia	BioEnergía	
2020	6,536.28 GWh	2,639.55 GWh	8,097.26 GWh	484.59 GWh	1,094.14 GWh	1,281.91 GWh	239.30 GWh	20,373.02 GWh
2021	7,844.28 GWh	772.95 GWh	8,175.29 GWh	1,223.46 GWh	1,130.15 GWh	1,717.52 GWh	239.30 GWh	21,102.94 GWh
2022	8,166.82 GWh	196.18 GWh	8,098.60 GWh	2,440.12 GWh	1,195.48 GWh	1,673.95 GWh	239.30 GWh	22,010.44 GWh
2023	8,385.77 GWh	135.62 GWh	8,022.06 GWh	4,061.43 GWh	1,503.63 GWh	1,416.76 GWh	239.30 GWh	23,764.56 GWh
2024	8,385.77 GWh	135.62 GWh	8,022.06 GWh	4,061.43 GWh	1,503.63 GWh	1,416.76 GWh	239.30 GWh	23,764.56 GWh
2025	8,701.02 GWh	171.00 GWh	8,028.84 GWh	4,127.97 GWh	1,584.18 GWh	1,578.53 GWh	239.30 GWh	24,430.83 GWh
2026	9,140.00 GWh	293.11 GWh	8,018.68 GWh	4,113.60 GWh	1,632.67 GWh	1,592.36 GWh	239.30 GWh	25,029.71 GWh
2027	9,695.26 GWh	414.49 GWh	8,030.54 GWh	4,113.02 GWh	1,632.67 GWh	1,490.13 GWh	239.30 GWh	25,615.41 GWh
2028	10,159.71 GWh	568.65 GWh	8,035.41 GWh	4,112.70 GWh	1,632.67 GWh	1,471.44 GWh	239.30 GWh	26,219.87 GWh
2029	10,324.98 GWh	883.37 GWh	8,029.58 GWh	4,221.51 GWh	1,634.65 GWh	1,533.88 GWh	239.30 GWh	26,867.26 GWh
87,339.89 GWh 6,210.52 GWh 80,558.31 GWh 32,959.83 GWh 14,543.83 GWh 15,173.24 GWh 2,393.00 GWh								

Tabla 22. Generación Esperada por tipo de combustible del plan programado por el OC.  
Fuente: elaboración propia.

Tomando la generación total por año y la generación por las tecnologías renovables, se calcula la cobertura por parte de fuentes renovables en la generación total de cada año, acorde a la ecuación (7.7). Los resultados se muestran en la Tabla 23, donde se puede evidenciar que a partir de 2022 se espera superar la meta de alcanzar el 25% de la generación total por parte de fuentes renovables colocada en la Ley 57-05. Lo que confirma la estimación de que antes de 2030 la Ley 57-07 habrá cumplido con su cometido.

Año	Total	Solar	Viento	Hidroelectricia	BioEnergía	Cobertura Renovable
2019	17,546.48 GWh	294.98 GWh	789.00 GWh	1,025.00 GWh	207.00 GWh	13.20%
2020	20,373.02 GWh	484.59 GWh	1,094.14 GWh	1,281.91 GWh	239.30 GWh	15.22%
2021	21,102.94 GWh	1,223.46 GWh	1,130.15 GWh	1,717.52 GWh	239.30 GWh	20.43%
2022	22,010.44 GWh	2,440.12 GWh	1,195.48 GWh	1,673.95 GWh	239.30 GWh	25.21%
2023	23,764.56 GWh	4,061.43 GWh	1,503.63 GWh	1,416.76 GWh	239.30 GWh	30.39%
2024	23,764.56 GWh	4,061.43 GWh	1,503.63 GWh	1,416.76 GWh	239.30 GWh	30.39%
2025	24,430.83 GWh	4,127.97 GWh	1,584.18 GWh	1,578.53 GWh	239.30 GWh	30.82%
2026	25,029.71 GWh	4,113.60 GWh	1,632.67 GWh	1,592.36 GWh	239.30 GWh	30.28%
2027	25,615.41 GWh	4,113.02 GWh	1,632.67 GWh	1,490.13 GWh	239.30 GWh	29.18%
2028	26,219.87 GWh	4,112.70 GWh	1,632.67 GWh	1,471.44 GWh	239.30 GWh	28.44%
2029	26,867.26 GWh	4,221.51 GWh	1,634.65 GWh	1,533.88 GWh	239.30 GWh	28.40%
239,178.61 GWh 32,959.83 GWh 14,543.83 GWh 15,173.24 GWh 2,393.00 GWh						

Tabla 23. Cobertura de Generación total por parte de fuentes de generación Renovable Esperada por tipo de combustible del plan de programación del OC.  
Fuente: elaboración propia.

## 8. Conclusión

El sector eléctrico dominicano de hoy es el resultado de muchas decisiones pasadas, no necesariamente las mejores, pues eran tomadas basadas en los intereses políticos de los dirigentes del país, así se mostrará la intención de mejorar su estructura. Este sector viene arrastrando problemas tanto organizativos, como técnicos desde siempre.

Asimismo, el acceso a la energía en las zonas rurales es uno de los principales problemas en los países en desarrollo. En República Dominicana, todavía hay muchas áreas con escasez de electricidad o incluso sin suministro eléctrico. Esto limita en gran medida el crecimiento económico, el desarrollo humano y la sostenibilidad ambiental.

Sin olvidar que el cambio climático es un problema de todos, el aumento del nivel del mar, la sequía y los fenómenos meteorológicos extremos cobran cada vez más importancia, especialmente para los países más vulnerables al cambio climático, como República Dominicana. La Ley 57-07 de incentivo a las renovables es precisamente una apuesta que toma el Estado dominicano como propuesta para encontrar una salida eficiente a la situación, aprovechando la excelente ubicación geográfica que tiene el país y la muestra de ventajas para producción de energía con este tipo de tecnologías.

Una vez fue emitida Ley, se genera todo un mercado alrededor de la misma. Y por supuesto, como era de esperarse, impacta el mercado eléctrico dominicano. El sector se ve obligado a cuestionar paradigmas de funcionamiento ya establecidos a los que estaban acostumbrados para hacer que la adaptación a esta nueva producción se haga lo más natural posible.

En los últimos años, debido a la bajada del coste de las energías renovables, estas nuevas tecnologías limpias de generación de energía han aumentado significativamente, principalmente la fotovoltaica y la eólica, que han tenido un impacto positivo en el mercado eléctrico. Por otro lado, para la electrificación rural del país, la energía fotovoltaica juega un papel muy importante, siendo los sistemas off-grid y las microrredes una de las opciones más adecuadas para lograr este tipo de desarrollo energético.

A pesar de las múltiples ventajas de las energías renovables, aún existen obstáculos que complican la integración de las energías renovables en la red de producción energética actual. El principal desafío para las energías renovables es que son consideradas en su mayoría tecnologías no-despachables, lo que quiere decir, que su provisión de energía es fluctuante en el tiempo, por lo tanto, es impredecible e inconstante. Esto se debe a que la cantidad de luz solar en un día o la dirección e intensidad del viento son variables que escapan al control humano. En este sentido, para asegurar un flujo continuo de energía, los operadores de redes de transmisión aún se ven obligados a mantener plantas de energía basadas en tecnologías menos limpias.

Actualmente se investigan alternativas para el almacenamiento de energía que permitan incrementar la participación de la generación de electricidad a partir de fuentes limpias. Pero estos

métodos son costosos o altamente ineficientes, y se prevé que continuarán siendo así por lo menos en el corto plazo. Por ello, si bien existen países que tienen la intención de que su matriz de generación sea totalmente basada de fuentes renovables, dada la necesidad de mantener la seguridad energética, la política pública de energía nacional debe buscar un equilibrio en tanto se desarrollan tecnologías que puedan facilitar un mayor almacenamiento de electricidad. No obstante, esto no ha retrasado la implementación y el desarrollo de la producción de electricidad en base a fuentes renovables.

En los últimos años la capacidad instalada por tecnologías de fuentes de generación renovable ha mantenido un crecimiento y cada vez más el porcentaje de la cobertura de la demanda se ve inclinado a este tipo de generación. Considerando que en 2011 la única fuente de generación renovable era la hidroeléctrica y en lo que respecta a la fotovoltaica, eólica y bioenergía, era considerada como nula, y actualmente la generación de fuentes renovables abarca un 13% de la generación total, esperando superar en 2022 el 25% de la generación renovable colocada como meta en la ley 57-07.

Aunque se ha evidenciado que la inclusión de tecnologías de fuentes de generación renovables en el sector tiene un impacto positivo en la disminución del costo marginal de la generación de electricidad, este es un punto que aún muestra debilidades en estructura, puesto que la disminución viene a favor de que con la inclusión de nuevas generadoras con coste cero de generación desplazan a generadoras con costes elevados y poco eficientes. Sin embargo, en la fórmula para colocación del precio del costo marginal no existe manera de que se tome en cuenta el costo las renovables para mejorar el costo. Este es posiblemente el tema más importante para considerar en los próximos años para este tipo de generación, ya que, la generación renovable dejará de ser una solución a un problema de deficiencia energética y pasará a ser un mercado en competencia.

## 9. Bibliografía

- US Dept. of Energy - National. (s.f.). *Wind Energy Resources Atlas of the Dominican Republic*. Springfield.
- Acciona. (20 de julio de 2020). *Energía Solar*. Obtenido de <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>
- ADIE. (2018). *Impacto del Sector de Generación Eléctrica*. Santo Domingo: ADIE Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica.
- Batlle, C. (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos Herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión*. Banco Interamericano de Desarrollo, División de Energía. Madrid: BID.
- CCE. (2 de Mayo de 2020). *Centro de Control de Energía*. Obtenido de ¿Quiénes Somos?: <http://www.eted.gov.do/cce/index.php/about/quienes-somos>
- CDEEE. (6 de Mayo de 2020). *Corporación Dominicana De Empresas Eléctricas Estatales ¿Quiénes Somos?* Obtenido de <https://cdeee.gob.do/cdeeesite/quienes-somos/>
- CDEEE. (2020). *Reseña histórica de la CDEEE*. Recuperado el 11 de marzo de 2020, de <https://cdeee.gob.do/cdeeesite/historia/>
- Chou Huang, T.-H. (2019). *Sistemas Fotovoltaicos Para Electrificación Rural: Su Potencial Para Modificar El Mix Eléctrico En La República Dominicana*. Trabajo de fin de Master, Universidad Politécnica de Cartagena, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Cartagena .
- CNE . (20 de Junio de 2020). *Medición Neta*. Obtenido de <https://www.cne.gob.do/medicion-neta/#:~:text=El%20Programa%20de%20Medici%C3%B3n%20Neta,Incentivo%20al%20Desarrollo%20Fuentes%20Renovables>
- CNE. (2008). Reglamento Ley No. 57-07 . *sobre Incentivo al desarrollo de fuentes Renovables de energía y sus Regímenes Especiales, Aprobado mediante Decreto No. 202-08*. Santo Domingo, República Dominicana: Comisión Nacional de Energía.
- CNE. ( de julio de 2012). Reglamento Interconexión Generación Distribuida. Santo Domingo, República Dominicana: Comisión Nacional de Energía .
- CNE. (2012). Reglamento Medición Neta. Santo Domingo, República Dominicana: Comisión Nacional de Energía.
- CNE. (2012). Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01. *(Modificada por la Ley No. 186-07) Aprobado mediante Decreto No. 555-02*. Santo Domingo, República Dominicana: Comisión Nacional de Energía.
- CNE. (2014). *Prospectiva de la Demanda de Energía de la República Dominicana*. Santo Domingo: Comisión Nacional de Energía.
- CNE. (2018). *Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético*. Santo Domingo: Comisión Nacional de Energía (CNE).

- CNE. (2019). *Boletín trimestral de estadísticas energéticas octubre-diciembre 2018*. Santo Domingo: Comisión Nacional de Energía.
- CNE. (6 de Mayo de 2020). *Comisión Nacional De Energía ¿Quiénes Somos?* Obtenido de <https://www.cne.gob.do/sobre-nosotros/quienes-somos/>
- CNE. (14 de agosto de 2020). *Concesiones*. Obtenido de Comisión Nacional de Energía: <https://www.cne.gob.do/concesiones-cne/>
- CNE. (20 de julio de 2020). *Sistema de Informacion Geográfico Comisión nacional de Energía*. Obtenido de <http://mapas.cne.gob.do/>
- Cochón, M. (2018). *Evolucion del Sector Electrico Dominicano*. Santo Domingo: ADIE.
- Comisión Europea. (s.f.). *Acuerdo de París*. Recuperado el 7 de mayo de 2020, de [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es#tab-0-0)
- EdeSur. (6 de Mayo de 2020). *Edesur Dominicana ¿Quienes Somos?* Obtenido de <http://www.edesur.com.do/empresa/>
- EGEHID. (6 de Mayo de 2020). *Quiénes Somos*. Obtenido de Empresa De Generación Hidroeléctrica Dominicana: <https://hidroelectrica.gob.do/sobre-nosotros/quienes-somos/>
- El Español. (11 de diciembre de 2019). *¿Qué es el Protocolo de Kioto?* Obtenido de [https://www.elespanol.com/ciencia/medio-ambiente/20191211/protocolo-kioto/451205260\\_0.html#:~:text=El%20Protocolo%20de%20Kioto%20es,a%20los%20niveles%20de%201990.](https://www.elespanol.com/ciencia/medio-ambiente/20191211/protocolo-kioto/451205260_0.html#:~:text=El%20Protocolo%20de%20Kioto%20es,a%20los%20niveles%20de%201990.)
- Enerdata. (2020). *Anuario Estadístico Mundial de Energía 2020*. Obtenido de Cuota de energías renovables en la producción de electricidad: <https://datos.enerdata.net/energias-renovables/produccion-electricidad-renovable.html>
- Energía y Soceidad. (2020). *Manual de Energía*. (PwC, Ed.) España: Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Universidad Politécnica de Madrid.
- ETED. (6 de May de 2020). *Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)*. Obtenido de ¿Quiénes Somos?: <http://www.eted.gov.do/index.php/sobre-nosotros/quienes-somos.html>
- Fedkin, M. V. (20 de julio de 2020). *Renewable Energy Basics*. (D. d. minerales, Editor, & P. S. University, Productor) Obtenido de <https://www.e-education.psu.edu/eme807/node/649>
- GCPS. (2018). *El Sector Eléctrico Dominicano: Retos Para El Crecimiento Económico*. Vicepresidencia de la República, GCPS Gabinete coordinacion Politicas Sociales, Santo Domingo.
- GCPS. (2019). *Energías de fuentes renovables como motor de desarrollo sostenible*. Vicepresidencia de la República Dominicana. Santo Domingo: Gabinete de Coordinación de Políticas Sociales GCPS.
- IRENA. (2017). *Perspectivas de Energías Renovables: República Dominicana, REMap 2030*. Santo Domingo: Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).

- KPMG . (2019). *Informe final: Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana. Consultoría para la Reformulación del Plan Estratégico para el período 2019-2026*. Santo Domingo: EGEHID.
- Ley No. 125-01. (26 de Julio de 2001). *Ley General de Electricidad No. 125-01, modificada por la Ley No. 186-07*. Santo Domingo, República Dominicana: El Congreso Nacional.
- Ley No. 57-07. (7 de Mayo de 2007). *Ley número 57-07 Sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales*. Santo Domingo, República Dominicana: El Congreso Nacional.
- Ley No. 64-00. (2000). *Ley General sobre Medio Ambiente y Recursos Naturales*. Santo Domingo, República Dominicana: El Congreso Nacional.
- López San Pablo, M. A. (2016). *La privatización y el marco regulatorio: una evaluación de la liberalización del sector eléctrico en la República Dominicana*. Bilbao: Universidad del País Vasco (UPV).
- Lorenzo García, J. C. (2017). *Estudio comparativo del uso de precios nodales de la energía eléctrica frente a un sistema de precio homogéneo*. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- MEM. (6 de Mayo de 2020). *¿Quiénes Somos?* Obtenido de ¿Qué es el Ministerio de Energía y Minas?: <https://mem.gob.do/nosotros/quienes-somos/>
- Naciones Unidas. (s.f.). *What is the Kyoto Protocol?* Recuperado el 7 de Mayo de 2020, de [https://unfccc.int/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/kyoto_protocol)
- O'Malley, P. (2011). *MIT Wind Week*. Obtenido de <http://web.mit.edu/windenergy/windweek/Workshop2011.html>
- OC. (2019). *Memoria Anual*. Santo Domingo: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, INC.
- OC. (2019). *Programa Definitivo de la Operación de Largo Plazo Enero 2020 – Diciembre 2023*. Santo Domingo: Organismo Coordinador.
- OC. (2020). *Organismo Coordinador ¿Quiénes somos?* Obtenido de <https://www.oc.do/Nosotros/Quienes-Somos>
- Oficina Nacional de Estadística. (2010). *IX Censo Nacional de Población y vivienda*. Recuperado el 15 de Julio de 2020, de <https://censo2010.one.gob.do/>
- OLADE. (2013). *Aspectos Regulatorios y Tarifarios - Caso República Dominicana*. Organización Latinoamericana de Energía.
- Organismo Coordinador. (2019). *Memoria anual*. Santo Domingo: Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional, Inc.
- San Pedro Bio Energy. (2020). *SOBRE SPBE*. Obtenido de <https://spbesa.com/>
- SIE - PROTECOM. (6 de Mayo de 2020). *Acerca de PROTECOM* . Obtenido de <https://www.sie.gob.do/protecom/acercaprotecom>

- SIE. (17 de diciembre de 2018). Resolución SIE-114-2018-MEM. *Fijación Costo Marginal Tope de Energía De Corto Plazo en el Mercado Spot y Costo de Desabastecimiento*. Santo Domingo, República Dominicana: Superintendencia de Electricidad.
- SIE. (6 de Mayo de 2020). Obtenido de Superintendencia de Electricidad ¿Quiénes Somos?: <https://sie.gov.do/sobre-nosotros/quienes-somos>
- SIE. (27 de marzo de 2020). Resolución SIE-017-2020-TF. Santo Domingo: Superintendencia de Electricidad.
- Taveras Vasquez, C. S. (2017). *Energía Solar Fotovoltaica en República Dominicana: Potencial Impacto Para El Mix Eléctrico Nacional*. Universidad Politécnica de Cartagena, Energías Renovables, Cartagena.
- The Economist. (2015). *El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana*. Intelligence Unit. Londres: The Economist.