

INFORME FINAL

Evaluación de los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Agosto 2020



ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL



ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL



TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN	11
INTRODUCCIÓN	14
RESUMEN EJECUTIVO	15
EXECUTIVE SUMMARY	30
ACTIVIDAD 1 - RECOLECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN PERTINENTE A LA LEY 57-07 Y EL PMN.	44
SUB-ACTIVIDAD 1.1. RECOLECTAR Y CORROBORAR, LA INFORMACIÓN DE ENTRADA PERTINENTE PARA CUANTIFICAR LOS INCENTIVOS Y EXENCIONES OTORGADOS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA LEY 57-07 PARA EL FOMENTO DE LAS ER, CLASIFICADOS POR TECNOLOGÍA DE ER ELEGIBLE Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW).	44
SUB-ACTIVIDAD 1.2. DETERMINAR, DESGLOSADO POR TIPO DE INCENTIVO Y EXENCIONES, EL SACRIFICIO FISCAL ASOCIADO CON LOS INCENTIVOS OTORGADOS POR LA APLICACIÓN DE LA LEY 57-07 (Y NORMATIVAS, REGLAMENTOS CONECTADOS) PARA EL FOMENTO DE LAS ER A TRAVÉS DE LOS MECANISMOS QUE CONTEMPLA LA LEY, DESDE LA ENTRADA EN VIGOR DE DICHA LEY.....	52
SUB-ACTIVIDAD 1.3. ESTIMAR LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) Y OPERATIVOS (OPEX) ASOCIADOS CON EL PORTAFOLIO DE LOS PROYECTOS DE ER CONSTRUIDOS CON INCENTIVOS BAJO LA LEY 57-07, POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.	57
SUB-ACTIVIDAD 1.4. RECOLECTAR Y CORROBORAR, LA INFORMACIÓN DE ENTRADA PERTINENTE PARA CUANTIFICAR EL NÚMERO DE INSTALACIONES, TIPO DE TECNOLOGÍA, CAPACIDAD (kW) INSTALADA, Y LA ENERGÍA (kWh) ENTREGADA A LAS COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD, POR LOS USUARIOS BAJO EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA (PMN)..	62
SUB-ACTIVIDAD 1.5. DESCRIBIR Y CLASIFICAR, DE MANERA SUCINTA, LOS PROYECTOS DE ER Y LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS USADOS, OBJETO DE LOS BENEFICIOS BAJO LA LEY 57-07 Y EL PMN.....	65
SUB-ACTIVIDAD 1.6. DESCRIBIR Y CLASIFICAR, DE MANERA SUCINTA, LAS INSTALACIONES DE BIOENERGÍA (BIOMASA SECA Y HÚMEDA) EXISTENTES EN EL PAÍS, DESGLOSADO POR TIPO, TECNOLOGÍA Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y TÉRMICA.....	69
ACTIVIDAD 2 - EVALUACIÓN ECONÓMICA Y AMBIENTAL RESULTADOS APLICACIÓN LEY 57-07.	74
SUB-ACTIVIDAD 2.1. CUANTIFICAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN FÓSIL DESPLAZADA POR LOS PROYECTOS DE ER Y DETERMINAR LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX) EVITADOS PARA SU CONSTRUCCIÓN. ASÍ MISMO, CUANTIFICAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN FÓSIL (MW) EVITADA POR LOS AUTO-GENERADORES BAJO EL PMN, ASÍ COMO INVERSIÓN EVITADA (CAPEX).	74
SUB-ACTIVIDAD 2.2. CUANTIFICAR EL VALOR ECONÓMICO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES EVITADOS POR LA GENERACIÓN EN BASE A ER, Y CÓMO ESTO INCIDE EN LA BALANZA COMERCIAL Y FISCAL DEL PAÍS.	84
SUB-ACTIVIDAD 2.3. ESTIMAR LA GENERACIÓN DE DIVISAS Y SUS EFECTOS SOBRE LA ECONOMÍA NACIONAL, PRODUCTO DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA EN LOS PROYECTOS DE ER BAJO LA LEY 57-07.	95
SUB-ACTIVIDAD 2.4. REALIZAR UNA EVALUACIÓN DE LA CADENA DE VALOR EN REPÚBLICA DOMINICANA, ASOCIADA CON EL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE ER. CUANTIFICAR LA MOVILIZACIÓN DEL COMERCIO LOCAL (EN PRODUCTOS Y VALOR MONETARIO) Y LA GENERACIÓN DE EMPLEOS (DESGLOSADO POR RUBRO Y VALOR MONETARIO).	100
SUB-ACTIVIDAD 2.5. REALIZAR UNA EVALUACIÓN GLOBAL DE LOS BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES ASOCIADOS CON LOS PROYECTOS DE ER REALIZADOS, EN COMPARACIÓN CON EL ESCENARIO FÓSIL. INCLUIR LAS EMISIONES EVITADAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.	107
ACTIVIDAD 3 - EVALUACIÓN DE LOGROS Y EFECTIVIDAD REGIMEN DE INCENTIVOS LEY 57-07 Y EL PMN	119
SUB-ACTIVIDAD 3.1. EVALUAR LA EFECTIVIDAD GENERAL DE LOS INCENTIVOS ESTABLECIDOS CON RESPECTO A LOS OBJETIVOS DE ENERGÍA RENOVABLE ESTABLECIDOS, ASÍ COMO EL ESCENARIO EXTENDIDO EN LA HOJA DE RUTA RÊMAP 2030.	119

SUB-ACTIVIDAD 3.2. EVALUAR LOS LOGROS DE LA LEY 57-07 Y EL PMN CON REFERENCIA AL POTENCIAL NACIONAL EN CADA SEGMENTO DE FUENTES DE ER. ANALIZAR LA EFICACIA DE LOS INCENTIVOS ESTABLECIDOS RELEVANTES PARA EL CALOR, LA REFRIGERACIÓN Y EL TRANSPORTE; IDENTIFICAR LAGUNAS EN EL MARCO POLÍTICO Y REGULATORIO EXISTENTE.	148
SUB-ACTIVIDAD 3.3. EVALUAR LOS LOGROS DE LA LEY 57-07 EN TÉRMINOS DE RELEVANCIA, IMPACTO, Y COSTOS Y BENEFICIOS INCURRIDOS. EVALUAR SU EFECTIVIDAD POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN ESCALA GRANDE Y PEQUEÑA); PONER ESPECIAL ÉNFASIS EN LA BIOENERGÍA.	164
SUB-ACTIVIDAD 3.4. REALIZAR UN ANÁLISIS CUALITATIVO SUCINTO DEL RÉGIMEN DE INCENTIVOS PARA LOS ER EN REPÚBLICA DOMINICANA EN COMPARACIÓN CON ESQUEMAS EN OTROS PAÍSES. CONSIDERAR LA EVOLUCIÓN DE LOS INCENTIVOS A LA LUZ DE LA TENDENCIA DECRECIENTE DEL CAPEX PARA ER.	172
ACTIVIDAD 4 - IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA EL FORTALECIMIENTO DEL SISTEMA DE INCENTIVOS PARA LAS ER EN RD.	199
SUB-ACTIVIDAD 4.1. HACER RECOMENDACIONES PARA FORTALECER EL MARCO POLÍTICO, REGULATORIO Y DE INCENTIVOS PARA ER PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS ESTABLECIDOS DE ENERGÍA RENOVABLE PROPORCIONAR RECOMENDACIONES SOBRE LA POSIBLE EXTENSIÓN DE INCENTIVOS AL CALOR, LA REFRIGERACIÓN Y EL TRANSPORTE.....	199
SUB-ACTIVIDAD 4.2. IDENTIFICAR Y DESCRIBIR OPORTUNIDADES DE MEJORA DEL MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO SECTORIAL. EMITIR RECOMENDACIONES PARA EFICIENTIZAR LAS RELACIONES ENTRE LAS INSTITUCIONES DEL SECTOR.	207
SUB-ACTIVIDAD 4.3. IDENTIFICAR OPORTUNIDADES DE FORTALECIMIENTO DEL MARCO LEGAL/REGULATORIO, Y ESQUEMAS DE INCENTIVOS, PARA PROMOVER LA COGENERACIÓN ENERGÉTICA CON BIOMASA CON VENTA DE EXCEDENTES DE ELECTRICIDAD AL SISTEMA NACIONAL SENI.....	214
SUB-ACTIVIDAD 4.4. RECOMENDACIONES GENERALES Y ESPECÍFICAS PARA FORTALECER EL SISTEMA DE INCENTIVOS PARA PROYECTOS BIOENERGÉTICOS. (USO TÉRMICO, GENERACIÓN ELÉCTRICA, COGENERACIÓN; BIOMASA SECA Y HÚMEDA (BIOGÁS)).....	221
ANEXOS.	236
ANEXO 1 - PROCESAMIENTO ACTIVIDAD 1.XLSX	236
ANEXO 2 - PROCESAMIENTO ACTIVIDAD 2.XLSX	236
ANEXO 3 - ESTIMACIONES GEI EVITADAS.XLSX.....	236
ANEXO 4 - RESULTADOS DE PROCESOS DE LICITACIÓN DE ERNC.....	236
FUENTES DE INFORMACIÓN.....	238

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PROYECTOS ER PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ACOGIDOS A LA LEY 57-07 CON INYECCIÓN AL SENI.....	45
TABLA 2. PROYECTOS ER PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA ACOGIDOS A LA LEY 57-07 SIN INYECCIÓN AL SENI.	46
TABLA 3. PROYECTOS PMN 2012-2019	46
TABLA 4. PROYECTOS A BIOMASA	47
TABLA 5. CANTIDAD DE RESOLUCIONES EMITIDAS	48
TABLA 6. EXONERACIÓN DEL IMPUESTO DE IMPORTACIÓN E INVERSIÓN 2008-2019. PROYECTOS ER	49
TABLA 7. EXONERACIÓN DEL IMPUESTO DE IMPORTACIÓN E INVERSIÓN. 2008-2019. PMN	50
TABLA 8. INVERSIÓN Y CRÉDITO FISCAL ANUAL, PERÍODO. 2012-2019. PMN.....	50
TABLA 9. CANTIDAD DE RESOLUCIONES DE AUTORIZACIÓN DE INCENTIVOS BAJO LA LEY 57-07	52
TABLA 10. INCENTIVOS EMITIDOS EN BASE A LEY 57-07. 2008-2019. MILLONES DE RD\$	54
TABLA 11. TASA DE CAMBIO RD\$ RESPECTO AL US\$ DÓLAR 2011-2019	54
TABLA 12. INCENTIVOS EMITIDOS EN BASE A LEY 57-07. 2008-2019. 10 ⁶ US\$.....	55
TABLA 13. MONTO DE EXONERACIÓN DEL ISR EN BASE A LEY 57-07.....	55
TABLA 14. COSTOS DE INVERSIÓN US\$, PROYECTOS ER QUE INYECTAN AL SENI	57
TABLA 15. COSTOS DE INVERSIÓN US\$, PROYECTOS ER QUE NO INYECTAN AL SENI.....	57
TABLA 16. COSTOS DE INVERSIÓN UNITARIO, US\$/KWP INSTALADO SISTEMAS FV 2012-2018.....	58
TABLA 17. INVERSIÓN SISTEMAS FV, PMN	58
TABLA 18. COSTOS OPERATIVOS POR TECNOLOGÍA.....	59
TABLA 19. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PROYECTOS ER QUE INYECTAN AL SENI	60
TABLA 20. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PROYECTOS ER QUE NO INYECTAN AL SENI	60
TABLA 21. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PMN	60
TABLA 22. CANTIDAD DE INSTALACIONES PMN	62
TABLA 23. USUARIOS PMN POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	62
TABLA 24. ENERGÍA ENTREGADA POR PMN A CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA, EN MWH	63
TABLA 25. PORCENTAJE DE LA ENERGÍA INYECTADA POR PMN RESPECTO A LA ENERGÍA FACTURA POR CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	64
TABLA 26. EQUIPAMIENTO PROYECTOS EÓLICOS.....	65
TABLA 27. EQUIPAMIENTO PROYECTOS SOLARES QUE INYECTAN AL SENI.	66
TABLA 28. EQUIPAMIENTO PROYECTOS SOLARES QUE NO INYECTAN AL SENI.	66
TABLA 29. EQUIPAMIENTO PROYECTO BIOMASA	66
TABLA 30. NÚMERO DE MARCAS Y MODELOS DE EQUIPOS CERTIFICADOS PARA PMN	66
TABLA 31. INSTALACIONES DE BIODIGESTORES PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	69
TABLA 32. INSTALACIONES DE BIODIGESTORES PARA LA PRODUCCIÓN DE VAPOR SOLAMENTE.	70
TABLA 33. INSTALACIONES TÉRMICAS PARA LA PRODUCCIÓN DE VAPOR.....	71
TABLA 34. INSTALACIONES DE COGENERACIÓN.....	72
TABLA 35. INSTALACIONES DE GASIFICADORES DE BIOMASA	73
TABLA 36. PROYECTOS PREVISTOS EN PIEGE 2005:2006-2020.	76
TABLA 37. PROYECTOS OPERANDO BAJO LA APLICACIÓN DE LA LEY 57-07 QUE INYECTAN ENERGÍA AL SENI.	76
TABLA 38. PROYECTOS OPERANDO BAJO LA APLICACIÓN DE LA LEY 57-07 QUE NO INYECTAN ENERGÍA AL SENI.....	77
TABLA 39. GENERACIÓN ELÉCTRICA 2011-2019 DE LOS PROYECTOS OPERANDO BAJO LA LEY 57-07	77
TABLA 40. ESTIMACIÓN DE LA GENERACIÓN FÓSIL DESPLAZADA POR LOS PROYECTOS.....	78
TABLA 41. COSTOS DE INVERSIÓN PROYECTOS GENERACIÓN FÓSIL CANDIDATOS EN PIEGE AJUSTE 2005. US\$.....	78
TABLA 42. COSTO DE INVERSIÓN EN US\$/MW PROYECTOS GENERACIÓN FÓSIL CANDIDATOS EN PIEGE AJUSTE 2005	79
TABLA 43. COSTOS DE INVERSIÓN EVITADOS. GENERACIÓN FÓSIL CANDIDATA EN PIEGE 2005 Y DESPLAZADA POR PROYECTOS ER BAJO LEY 57-07	80
TABLA 44. CAPACIDAD INSTALADA TOTAL Y POR USUARIO, CANTIDAD DE USUARIOS, GENERACIÓN PMN SISTEMAS FV. 2012-2019	81
TABLA 45. GENERACIÓN EVITADA POR EL PMN. MWH 2012-2019.....	81
TABLA 46. GENERACIÓN EVITADA POR TIPO POR EL PMN 2012-2019 EN MWH	82
TABLA 47. GENERACIÓN FÓSIL EVITADA POR TIPO POR EL PMN 2012-2019 EN %	82

TABLA 48. CAPEX EVITADOS POR EL PMN POR TIPO DE COMBUSTIBLE FÓSIL Y TOTAL	83
TABLA 49. CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y GENERACIÓN PROMEDIO MENSUAL CENTRALES FÓSILES DESPLAZADAS	84
TABLA 50. INDICADOR CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR GWH. CENTRALES FÓSILES DESPLAZADAS	84
TABLA 51. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO EN CENTRALES FÓSILES DESPLAZADAS POR PROYECTOS ER	85
TABLA 52. PRECIOS DEL FUEL OIL EGP 2011-2019 EN RD\$/GALÓN	85
TABLA 53. TASA DE CAMBIO RD\$ RESPECTO AL US\$ DÓLAR 2011-2019	86
TABLA 54. PRECIO PROMEDIO FUEL OIL EGP, US\$/BARRIL. 2011-2019.....	86
TABLA 55. PRECIO PROMEDIO CARBÓN MINERAL, US\$/TON. 2011-2019.....	87
TABLA 56. PRECIO PROMEDIO CARBÓN MINERAL EN LICITACIONES 2019, US\$/TON	87
TABLA 57. VALOR ECONÓMICO COMBUSTIBLES EVITADOS POR LOS PROYECTOS ER BAJO LA LEY 57-07. 2011-2019.....	87
TABLA 58. CUENTA CORRIENTE REAL EN LA BALANZA DE PAGOS DE REPÚBLICA DOMINICANA 2011-2019. MILLONES DE US\$.....	88
TABLA 59. CUENTA CORRIENTE BALANZA DE PAGOS REPÚBLICA DOMINICANA INCLUYENDO VALOR ECONÓMICO COMBUSTIBLE EVITADO 2011-2019. MILLONES DE US\$	89
TABLA 60. IMPUESTO AL CONSUMO QUE HUBIESE PAGADO EL FUEL OIL EVITADO POR LA GENERACIÓN ER. 2013-2019. MILES DE US\$	92
TABLA 61. IMPUESTO SELECTIVO QUE HUBIESE PAGADO EL FUEL OIL Y CARBÓN MINERAL EVITADO POR GENERACIÓN ER. 2013-2019. MILES DE US\$	93
TABLA 62. INCIDENCIA EN BALANZA FISCAL POR REEMBOLSO Y EXONERACIÓN DE LOS IMPUESTOS AL CONSUMO DE FUEL OIL Y CARBÓN MINERAL EVITADO POR GENERACIÓN ER.....	94
TABLA 63. INVERSIÓN EN PROYECTOS ER BAJO LA LEY 57-07 QUE INYECTAN AL SENI. 2011-2019. MILLONES DE US\$....	95
TABLA 64. INVERSIÓN EN PROYECTOS ER BAJO LA LEY 57-07 QUE NO INYECTAN AL SENI. 2011-2019. MILLONES DE US\$.....	96
TABLA 65. CUENTA FINANCIERA EN LA BALANZA DE PAGOS DE REPÚBLICA DOMINICANA 2010-2019. MILLONES DE US\$.....	96
TABLA 66. FLUJOS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA POR PAÍS DE ORIGEN. MILLONES DE US\$.....	97
TABLA 67. FLUJOS DE LA INVERSIÓN EXTRANJERA DIRECTA POR ACTIVIDAD ECONÓMICA. MILLONES DE US\$	98
TABLA 68. PARTICIPACIÓN DE LA INVERSIÓN EN PROYECTOS ER EN LA IED. 2009-2019. MILLONES DE US\$.....	98
TABLA 69. BIENES Y SERVICIOS IMPACTADOS POR LOS PROYECTOS ER.....	103
TABLA 70. CADENAS DE VALOR DE BIENES Y SERVICIOS IMPACTADOS POR LOS PROYECTOS ER.....	104
TABLA 71. EMPLEOS GENERADOS DURANTE LA VIDA ÚTIL DE LOS PROYECTOS ER	105
TABLA 72. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO, PERIODO 2011 – 2019	109
TABLA 73. GENERACIÓN Y AÑOS DE VIDA ÚTIL PROYECTOS ER.....	109
TABLA 74. GENERACIÓN ESTIMADA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LOS PROYECTOS ER, PERIODO 2020 – 2048	110
TABLA 75. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO, PERIODO 2020 – 2048	111
TABLA 76. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO, PERIODO 2011 – 2048	111
TABLA 77. CONSUMO EN TJ POR GENERACIÓN DE BIOMASA, PERIODO 2011 – 2048	112
TABLA 78. DISMINUCIÓN DE LA GENERACIÓN FÓSIL POR TIPO DE FUENTE, 2012 - 2039	113
TABLA 79. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO POR PMN, PERIODO 2011 – 2048	113
TABLA 80. FACTORES DE EMISIÓN DE CO ₂ , CH ₄ Y N ₂ O, INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA.....	113
TABLA 81. FACTORES DE EMISIÓN DE NO _x , CO Y COVDM, INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA.....	114
TABLA 82. FACTORES DE EMISIÓN DEL SO ₂	115
TABLA 83. DATOS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DEL SO ₂	115
TABLA 84. EMISIONES DEL GEI PARA EL PERIODO 2011 – 2048.....	116
TABLA 85. EMISIONES DEL GEI EVITADAS NETAS, PARA EL PERIODO 2011 – 2048	116
TABLA 86. POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL	117
TABLA 87. EMISIONES TOTALES DE CO ₂ EQUIVALENTES	117
TABLA 88. EMISIONES NETAS EVITADAS TOTALES DE CO ₂ EQUIVALENTES.....	117
TABLA 89. OFERTA DE ENERGÍA PRIMARIA EN KTEP.....	130
TABLA 90. GENERACIÓN NETA POR FUENTES EN GWH	130
TABLA 91. INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES QUE INYECTAN AL SENI, EN MILLONES DE US\$	132
TABLA 92. INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES SIN INYECCIÓN AL SENI, EN MILLONES DE US\$.....	133
TABLA 93. CANTIDAD DE CLIENTES Y CAPACIDAD INSTALADA EN PMN POR EMPRESA SUMINISTRADORA.....	134

TABLA 94. INVERSIÓN SISTEMAS FV EN EL PMN. 2012-2019	134
TABLA 95. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO, PERIODO 2011 – 2019	135
TABLA 96. CONSUMO DE COMBUSTIBLE EVITADO, PERIODO 2020 – 2048	135
TABLA 97. MINI-CENTRALES HIDRÁULICAS COMUNITARIAS EN RD.....	137
TABLA 98. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA PROYECTOS ER EXISTENTES CON INYECCIÓN AL SENI	140
TABLA 99. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA PROYECTOS ER EXISTENTES SIN INYECCIÓN AL SENI	140
TABLA 100. INCORPORACIÓN RE POR FUENTE A 2019.....	144
TABLA 101. GENERACIÓN NETA POR FUENTE, GWH.....	144
TABLA 102. POTENCIAL EÓLICO EN ÁREAS DISPONIBLES	149
TABLA 103. POTENCIA SOLAR EN ÁREAS DISPONIBLES.....	150
TABLA 104. PROGRAMACIÓN ZAFRA	151
TABLA 105. CARACTERÍSTICAS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS FUTUROS	159
TABLA 106. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO TOTAL	160
TABLA 107. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE LOS 10 PRINCIPALES RÍOS.....	160
TABLA 108. CENTRALES DE GENERACIÓN ER EN SENI EN 2019	162
TABLA 109. GENERACIÓN POR FUENTE EN 2019.....	162
TABLA 110. POTENCIAL TOTAL DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	163
TABLA 111. PROYECTOS ER EJECUTADOS POR FUENTE.....	163
TABLA 112. CONCESIONES DEFINITIVAS DE PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	164
TABLA 113. CONCESIONES DEFINITIVAS EÓLICAS, 2015.....	164
TABLA 114. CALDERAS DE BIOMASA	165
TABLA 115. INSTALACIONES DE BIODIGESTORES PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	166
TABLA 116. ESTADÍSTICAS PLAN DE DESARROLLO FOTOVOLTAICO CNE.....	168
TABLA 117. CANTIDAD DE RESOLUCIONES DE AUTORIZACIÓN DE INCENTIVOS EMITIDAS,	168
TABLA 118. CONCESIONES DEFINITIVAS, MAYO 2016.....	169
TABLA 119. INCENTIVOS EMITIDOS EN BASE A LEY 57-07. 2008-2019. MILLONES DE RD\$.....	169
TABLA 120. INCENTIVOS EMITIDOS EN BASE A LEY 57-07. 2008-2019. MILLONES DE US\$	169
TABLA 121. PROYECTOS ER CONCESIONADOS Y HABILITADOS MAYORES A 5 MW.....	170
TABLA 122. PROYECTOS ER HABILITADOS MAYORES A 5 MW	171
TABLA 123. SÍNTESIS DE LOS INSTRUMENTOS DE PROMOCIÓN DE ER.....	172
TABLA 124. COMPARACIÓN REGÍMENES DE INCENTIVOS A RE.....	196
TABLA 125. PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS AGRÍCOLAS. 2002 -2019 (EN QUINTALES).....	227
TABLA 126. POTENCIAL ENERGÉTICO DE PRODUCTOS AGRÍCOLAS SELECCIONADOS, 2019.....	228
TABLA 127. BIOENERGÍA ANUAL CONSUMIDA EN REPÚBLICA DOMINICANA, EN MILES DE MJ.....	229
TABLA 128. POTENCIA MEDIA POSIBLE DE APROVECHAR CON BIOMASA.....	229
TABLA 129. POTENCIAL ENERGÉTICO DE PRODUCTOS AGRÍCOLAS SELECCIONADOS	230
TABLA 130. RESULTADOS LICITACIONES ERNC EN CHILE	236
TABLA 131. RESULTADOS LICITACIONES ERNC EN ARGENTINA	236
TABLA 132. RESULTADOS LICITACIONES ERNC EN PERÚ.....	237
TABLA 133. RESULTADOS LICITACIONES ERNC EN PANAMÁ.....	238

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. CANTIDAD DE RESOLUCIONES DE AUTORIZACIÓN DE INCENTIVOS.....	52
GRÁFICO 2. CANTIDAD DE RESOLUCIONES DE AUTORIZACIÓN DE INCENTIVOS DE IMPORTACIÓN EMITIDAS	53
GRÁFICO 3. CANTIDAD DE INSTALACIONES PMN POR EMPRESA DISTRIBUIDORA	63
GRÁFICO 4. NÚMERO ENERGÍA ENTREGADA PMN POR EMPRESA DISTRIBUIDORA.....	64
GRÁFICO 5. MARCAS MÁS REPRESENTATIVAS DE INVERSORES SOLARES CERTIFICADOS	67
GRÁFICO 6. MARCAS MÁS REPRESENTATIVAS DE PANELES SOLARES CERTIFICADOS	67
GRÁFICO 7. OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA. KTEP	129
GRÁFICO 8. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ETA POR FUENTES EN %.....	131

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. INCENTIVOS EN LA LEY 57-07	124
ILUSTRACIÓN 2. BENCHMARKING GLOBALES	132
ILUSTRACIÓN 3. EVOLUCIÓN PMN 2012 A ABRIL 2020	133
ILUSTRACIÓN 4. DESCENTRALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	139
ILUSTRACIÓN 5. POTENCIAL ECONÓMICO Y TÉCNICAMENTE EXPLOTABLES ER	139
ILUSTRACIÓN 6. PROYECCIÓN GENERACIÓN RE ESCENARIO BAJO.....	142
ILUSTRACIÓN 7. PROYECCIÓN GENERACIÓN RE ESCENARIO ALTO.....	143
ILUSTRACIÓN 8. POLÍGONOS PROYECTOS EÓLICOS	148
ILUSTRACIÓN 9. POLÍGONOS PROYECTOS SOLARES	148
ILUSTRACIÓN 10. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ACACIA MANGIUM	156
ILUSTRACIÓN 11. POTENCIAL ACACIA MANGIUM PARA FINES ENERGÉTICOS.....	157
ILUSTRACIÓN 12. MAPA DE POTENCIAL HIDROELÉCTRICO	161
ILUSTRACIÓN 13. GOBERNANZA DEL PROCESO DE SUBASTA	209
ILUSTRACIÓN 14. PROCESOS TERMOQUÍMICOS DE CONVERSIÓN	215
ILUSTRACIÓN 15. ESQUEMA TÍPICO DE UNA CENTRAL DE VAPOR COMBUSTIONADA CON BIOMASA	216
ILUSTRACIÓN 16. ESQUEMA TÍPICO DE COMBUSTIÓN DIRECTA PARA COGENERACIÓN	217
ILUSTRACIÓN 17. ESQUEMA DE UN CICLO COMBINADO	218
ILUSTRACIÓN 18. PROCESOS BIOQUÍMICOS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA HÚMEDA	224

SIGLAS

ACS	Agua Caliente Sanitaria
ADIE	Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Bbl	Barril
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista
CAPEX	Capital Expenditure
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CEPM	Consortio Energético Punta Cana Macao
CEST	Condensing-Extraction Steam Turbine
CH ₄	Metano
CHP	Combined Heat and Power
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNZFE	Consejo Nacional de Zonas Francas de Exportación
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
COES	Operador del Sistema y Mercado Eléctrico
COVDM	Compuestos Orgánicos Volátiles Distintos al Metano
COVID-19	Coronavirus disease 2019
DGA	Dirección General de Aduanas
DGII	Dirección General de Impuestos Internos
EDEESTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este
EDENORTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte
EDES	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EDESUR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
EGEHID	Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica
EGP	Empresa Generadora de Electricidad Privada
END	Estrategia Nacional de Desarrollo
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ER	Energía Renovable
ERNC	Energía Renovable No Convencional
ESC	Energía Termosolar de Concentración
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
FIT	Feed In Tariffs
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
FODER	Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
FV	Fotovoltaico
G.O	Gaceta Oficial
GDR	Generador Distribuido Renovable
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GNL	Gas Natural Licuado

GTPIR	Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional
GU	Grandes Usuarios
GUDI	Grandes Usuarios del Distribuidor
GUMA	Grandes Usuarios Mayores
GUME	Grandes Usuarios Menores
GWh	Giga Watts hora
IED	Inversión Extranjera Directa
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IRENA	Agencia Internacional de las Energías Renovables
ISR	Impuesto Sobre la Renta
ITBIS	Impuesto de Transferencia Bienes Industrializados y Servicios
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kBbl	kilo Barril
KCal	kilo Caloría
kg	kilogramo
kJ	kilo Julio
kTep	kilo Toneladas equivalentes de petróleo
kTon	kilo Toneladas
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt hora
kWp	kilo Watt pico
LCOE	Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de la Energía)
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MEMRD	Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana
MIC	Ministerio de Industria y Comercio
MINEM	Ministerio de Energía y Minas de Perú
MIPYMES	Mis Pequeñas y Medianas Empresas
MJ	Mega Julio
MMV	Motor de Media Velocidad
MW	Mega Watt
MW/MWH	Mega Watts / Mega Watts hora
MWh	Mega Watt hora
N ₂ O	Oxido Nitroso
NO _x	Óxidos de Nitrógeno
O&M	Operación y Mantenimiento
OBP	Orientación de Buena Prácticas
OC SENI	Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
ONE	Oficina Nacional de Estadísticas
ONU DI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
OPEX	Operational expenditures
PCS	Poder Calorífico Superior
PIEGE	Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sector Eléctrico Dominicano.

PMN	Programa de Medición Neta
PPA	Power Purchase Agreement
RAC	Residuos Agrícolas de Cosecha
RD\$	Pesos Dominicanos
REA	Reglamento de Evaluación de Activos
REFIDOMSA	Refinería Dominicana de Petróleo S.A.
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SEIC	Secretaría de Estado de Industria y Comercio
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SIE	Superintendencia de Electricidad
t/año	Toneladas por año
t/hora	Toneladas por hora
TAG	Turbinas a Gas
TAV	Turbinas a Vapor
TdR	Términos de Referencia
TJ	Tera Joule
Ton	Tonelada
US\$	United States dollars
W	Watt

PRESENTACIÓN

Este Informe Final contiene los resultados de la consultoría contratada por ONUDI para **Evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”** de la República Dominicana. El objetivo de la Consultoría es realizar un análisis cuantitativo de la aplicación de la Ley 57-07 y del Programa de Medición Neta (PMN).

Las cuatro actividades estipuladas en los Términos de Referencia, TdR con sus correspondientes sub actividades son las siguientes:

Actividad 1. Recolección y verificación de información pertinente a la Ley 57-07 y el PMN.

- 1.1 Recolectar y corroborar, la información de entrada pertinente para cuantificar los incentivos y exenciones otorgados mediante la aplicación de la Ley 57-07 para el fomento de las ER, clasificados por tecnología de ER elegible y capacidad de generación (MW).
- 1.2. Determinar, desglosado por tipo de incentivo y exenciones, el sacrificio fiscal asociado con los incentivos otorgados por la aplicación de la Ley 57-07 (y normativas, reglamentos conectados) para el fomento de las ER a través de los mecanismos que contempla la ley, desde la entrada en vigor de dicha Ley.
- 1.3. Estimar los costos de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX) asociados con el portafolio de los proyectos de ER construidos con incentivos bajo la Ley 57-07, por tipo de tecnología y capacidad de generación eléctrica.
- 1.4. Recolectar y corroborar, la información de entrada pertinente para cuantificar el número de instalaciones, tipo de tecnología, capacidad (kW) instalada, y la energía (kWh) entregada a las Compañías de Distribución de Electricidad, por los usuarios bajo el Programa de Medición Neta (PMN).
- 1.5. Describir y clasificar, de manera sucinta, los proyectos de ER y las principales características de los equipos usados, objeto de los beneficios bajo la Ley 57-07 y el PMN.
- 1.6. Describir y clasificar, de manera sucinta, las instalaciones de bioenergía (biomasa seca y húmeda) existentes en el país, desglosado por tipo, tecnología y capacidad de generación eléctrica y térmica.

Actividad 2. Evaluación económica y ambiental de los resultados de aplicación de la Ley 57-07.

- 2.1. Cuantificar la capacidad de generación fósil desplazada por los proyectos de ER y determinar los costos de inversión (CAPEX) evitados para su construcción. Así mismo, cuantificar la capacidad de generación fósil (MW) evitada por los auto-generadores bajo el PMN, así como inversión evitada (CAPEX).

- 2.2. Cuantificar el valor económico de los combustibles fósiles evitados por la generación en base a ER, y cómo esto incide en la balanza comercial y fiscal del país.
- 2.3. Estimar la generación de divisas y sus efectos sobre la economía nacional, producto de la inversión extranjera en los proyectos de ER bajo la Ley 57-07.
- 2.4. Realizar una evaluación de la cadena de valor en República Dominicana, asociada con el desarrollo de los proyectos de ER. Cuantificar la movilización del comercio local (en productos y valor monetario) y la generación de empleos (desglosado por rubro y valor monetario).
- 2.5. Realizar una evaluación global de los beneficios medioambientales asociados con los proyectos de ER realizados, en comparación con el escenario fósil. Incluir las emisiones evitadas de Gases de Efecto Invernadero.

Actividad 3. Evaluación de logros y la efectividad del régimen de incentivos a través de la Ley 57-07 y el PMN.

- 3.1. Evaluar la efectividad general de los incentivos establecidos con respecto a los objetivos de energía renovable establecidos, así como el escenario extendido en la hoja de ruta REmap 2030¹.
- 3.2. Evaluar los logros de la Ley 57-07 y el PMN con referencia al potencial nacional en cada segmento de fuentes de ER. Analizar la eficacia de los incentivos establecidos relevantes para el calor, la refrigeración y el transporte; identificar lagunas en el marco político y regulatorio existente.
- 3.3. Evaluar los logros de la Ley 57-07 en términos de relevancia, impacto, y costos y beneficios incurridos. Evaluar su efectividad por tipo de tecnología y capacidad de generación escala grande y pequeña)
- 3.4. Realizar un análisis cualitativo sucinto del régimen de incentivos para los ER en República Dominicana en comparación con esquemas en otros países. Considerar la evolución de los incentivos a la luz de la tendencia decreciente del CAPEX para ER.

Actividad 4. Identificación de oportunidades para fortalecimiento del sistema de incentivos para las ER en República Dominicana.

- 4.1. Hacer recomendaciones para fortalecer el marco político, regulatorio y de incentivos para ER para alcanzar los objetivos establecidos de energía renovable (incluyendo el escenario avanzado de REmap 2030). Además,

¹Además de utilizar el REmap como una de las referencias para este trabajo de acuerdo a los TdRs, también se analizaron otros documentos relacionados con planes estratégicos como la Estrategia Nacional de Desarrollo (END) y el Plan Energético Nacional.

- proporcionar recomendaciones sobre la posible extensión de incentivos al calor, la refrigeración y el transporte.
- 4.2. Identificar y describir oportunidades de mejora del marco institucional y regulatorio sectorial. Emitir recomendaciones para eficientizar las relaciones entre las instituciones del sector.
 - 4.3. Identificar oportunidades de fortalecimiento del marco legal/regulatorio, y esquemas de incentivos, para promover la cogeneración energética con biomasa con venta de excedentes eléctricas al sistema nacional SENI.
 - 4.4. Recomendaciones generales y específicas para fortalecer el sistema de incentivos para proyectos bioenergéticos (uso térmico, generación eléctrica, cogeneración; biomasa seca y húmeda (biogás)).

INTRODUCCIÓN

La Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) es una agencia especializada de las Naciones Unidas. Su mandato consiste en promover y acelerar el desarrollo industrial sostenible de los países en desarrollo y de los países en transición, y trabajar con el fin de mejorar las condiciones de vida en los países más pobres del mundo, aportando su combinación de recursos y conocimientos especializados a nivel mundial.

La ONUDI es la agencia a cargo de la implementación en República Dominicana del proyecto «Estimulando la competitividad industrial mediante la generación de energía eléctrica conectada a la red a partir de biomasa», aprobado en diciembre de 2013 por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) dentro del área focal de cambio climático. Las contrapartes nacionales del proyecto son la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Consejo Nacional de Zonas Francas de Exportación (CNZFE), el Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

La dependencia de República Dominicana de los combustibles fósiles importados y la variabilidad en los precios de los mismos, orientaron al Estado plantear la necesidad de promover la entrada de la energía renovable (ER). Por consiguiente, en mayo 2007 se promulgó la Ley 57-07 sobre “Incentivos al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales” y su Reglamento de Aplicación con la emisión del Decreto 202-08 de mayo 2008. La CNE es la institución responsable de dar seguimiento al cumplimiento de esta Ley.

En 2011, la CNE aprobó el Reglamento de Generación Distribuida y el Programa de Medición Neta (PMN) como instrumento para incrementar la presencia de auto-productores y el abastecimiento propio a partir de fuentes renovables. El PMN aplica a generadores de 25 kW (residenciales) hasta 1 MW (comerciales e industriales).

RESUMEN EJECUTIVO

Actividad 1. Recolección y verificación de información pertinente a la Ley 57-07 y el PMN.**Resoluciones y monto de exoneración de incentivos Ley 57-07**

La cantidad de resoluciones de la CNE autorizando los incentivos de exoneración de importación durante 2008-2019 fue de 283 resoluciones para los proyectos eólicos, 81 resoluciones para los proyectos solares y 451 para los proyectos a biomasa.

Para los proyectos eólicos, el monto por exoneración del impuesto a la importación es bastante coherente con el nivel de inversión si se considera que ésta fue importada en un 91%.

Para los proyectos solares, el monto por exoneración del impuesto a la importación equivale a considerar que el 15% de la inversión fue efectuada con equipos importados y el resto con bienes de origen nacional o que no todos solicitaron o les fue aprobado la exoneración.

Para los proyectos de biomasa, el monto exonerado incluye todas las instalaciones de biomasa considerando un 100% de importación en todos los equipos, maquinaria y accesorios utilizados.

En promedio, cada proyecto eólico recibió 31 resoluciones de exención de impuestos de importación, 14 resoluciones para cada proyecto solar y 11 para cada proyecto de biomasa.

La cantidad de resoluciones emitidas es coherente con los requerimientos standard de importación de maquinaria y equipos.

- **El sacrificio fiscal asociado a los incentivos otorgados desde la entrada en vigor de la Ley 57-07 hasta 2019 es de US\$ 345.1 millones de dólares.**
- **Del total de incentivos, US\$97 millones (28%) corresponde a la exoneración del impuesto de importación donde la mayor parte, 23%, se debió a la exoneración a concesionarios y 5% a autoprodutores.**
- **La exoneración del ITBIS y el Crédito Fiscal significan 17% y 19% respectivamente del total de incentivos.**
- **La exoneración del ISR representa el 36% del monto total exonerado.**

Con el nivel de inversión estimado, el cálculo del monto de exoneración de los impuestos de importación y crédito fiscal para los clientes en PMN no es similar a los montos oficiales reportados. Para obtener cifras similares a las oficiales, se tendrían que considerar montos de inversión diferentes en el cálculo de cada tipo de incentivo.

En el cálculo de la exoneración del impuesto de importación, el nivel de inversión debería haber sido de US\$ 230 millones en vez de los US\$183.4 millones estimados. En el cálculo del crédito fiscal, el nivel de inversión debería haber sido de US\$162 millones de dólares.

Al no obtener resultados coherentes en el cálculo de la exoneración con ambos incentivos (exoneración de impuestos de importación y crédito fiscal) se tendría que comparar estos resultados con el cálculo oficial efectuado para poder concluir.

CAPEX Y OPEX proyectos ER conectados al SENI y PMN bajo la Ley 57-07

Los costos totales de inversión (CAPEX) de los proyectos en operación durante el periodo 2011 – 2019 fueron de US\$ 1,496 millones de dólares.

Los costos totales de operación y mantenimiento (OPEX) de los proyectos en operación durante el periodo 2011 – 2019, fueron de aproximadamente US\$ 24.5 millones de dólares.

Inyecciones de energía del PMN

Los primeros usuarios bajo el PMN fueron instalados en el año 2012, iniciando con 112 usuarios. Al año 2019 el total de usuarios fue de 4,927 y la potencia total instalada fue de 131.2 MW.

La empresa distribuidora con mayor número de clientes PMN corresponde a EDENORTE con el 57%, seguido de EDESUR con el 30% y finalmente EDEESTE y otras empresas de distribución con el 13%.

La empresa distribuidora que recibió mayor número de inyecciones por parte de los PMN corresponde a EDENORTE con el 56%, seguido de EDESUR con el 29% y finalmente EDEESTE y otras empresas de distribución con el 14%.

La energía entregada (inyecciones) por el PMN a las empresas distribuidoras para el periodo evaluado 2012 – 2019 fue de 151 GWh. Esta energía representó el 0.2% de la energía total factura por las empresas distribuidoras.

Tecnologías de generación instaladas

Los proyectos eólicos acogidos bajo la Ley 57-07 son nueve (9) con un total de 157 aerogeneradores instalados. Las marcas predominantes son GAMESA (59%) y VESTAS (41%).

Del total de aerogeneradores, 59% tiene una capacidad de 2MW cada uno, 19% tiene capacidad de 3.45MW, 10% tienen una capacidad de 3.3MW, 9% de 1.8MW y el 3% restante tienen una capacidad de 1.65 MW.

Los proyectos solares acogidos bajo la Ley 57-07 y que inyectan energía al SENI, tienen instalado aproximadamente 647,376 paneles solares. Las marcas son ASTRONENERGY (33%), RISEN (31%), NEW SOLAR POWER (20%), GCL (14%) y otras (2%). La potencia promedio por panel oscila entre 227 - 370 Wp. Un proyecto solar acogido bajo la Ley 57-07 no inyecta energía al SENI: Parque Solar Fotovoltaico

La mayor cantidad de modelos certificados corresponde a: SOLIS, FRONIUS, SMA, GROWATT, KACO, SOLECTRIA RENEWABLES, GOODWE y ABB.

La mayor cantidad de paneles certificados corresponde a las marcas: JA SOLAR, JINKO SOLAR, CANADIAN SOLAR, AMERISOLAR, TRINA SOLAR, Q CELLS, PERLIGHT, HYUNDAI y SOLAR INNOVA.

CEPM (Consortio Energético Punta Cana Macao). El total de paneles solares instalados en este parque es aproximadamente de 24,258 paneles solares.

El único proyecto a biomasa para la generación de electricidad al SENI tiene instalada una caldera de 140 toneladas de vapor hora. El generador instalado es de 30 MW. Adicionalmente si tiene instalado un motor de biomasa en el Ingenio Cristóbal cuya generación es totalmente para autoconsumo.

En el PMN, la CNE ha certificado un total de 62 marcas de inversores (937 modelos) y 130 marcas de paneles solares (1,937 modelos).

En República Dominicana operan 25 instalaciones de biodigestores que producen biogás, de las cuales 20 instalaciones generan energía eléctrica y 5 generan vapor solamente para las necesidades de proceso. Todas las instalaciones producen diariamente 26.5 miles de m³ de metano, las 20 instalaciones que generan energía eléctrica totalizan una capacidad instalada de 1.9 MW y generan anualmente 16.3 GWh. La capacidad instalada individual oscila entre 21-300 kW.

Las instalaciones de biomasa que producen vapor son diez (10) ubicadas en empresas industriales y de servicios. Una instalación se ubica en una empresa de generación y distribución de energía eléctrica. La capacidad total instalada en calderas por empresa oscila entre 300 – 3200 HP con consumos de biomasa seca entre 0.8 – 8.0 toneladas/hora. La mayor parte de las instalaciones utilizan biomasa forestal en forma de chips o pellets.

Existen tres (3) instalaciones de cogeneración que utilizan biomasa seca residual. Una de estas instalaciones, San Pedro Bioenergy, genera energía eléctrica con aportes al SENI, tiene una capacidad eléctrica instalada de 30 MW y utiliza bagazo de caña como combustible que proviene del ingenio azucarero Cristóbal Colón, ambas empresas pertenecen a un mismo consorcio. Esta central genera energía con biomasa durante la zafra azucarera y el resto del año utiliza carbón mineral. En 2019 la generación de energía eléctrica fue 82% biomasa y 18% carbón mineral de acuerdo a información suministrada por la CNE.²

Las otras dos (2) instalaciones, Zona Franca Navarrete y Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos, generan vapor y electricidad para consumo propio, con una capacidad instalada de 1 MW y 4 MW respectivamente. Zona Franca Navarrete utiliza astillas de madera y cascarilla de arroz como combustible para la generación de vapor. Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos utiliza bagazo de caña como combustible que obtiene del proceso de producción del alcohol.

Actividad 2. Evaluación económica y ambiental de los resultados de aplicación de la Ley 57-07.

El primer paso fue cuantificar la capacidad de generación fósil desplazada y los CAPEX evitados por los proyectos ER que se han acogido a la Ley, así como también, por los autogeneradores bajo el PMN.

² La CNE a su vez cita como fuente de información, el OC-SENI y la empresa San Pedro Bioenergy.

La capacidad total en centrales ER que entraron en operación bajo la Ley 57-07 durante el período 2011-2019 fue de 578.2 MW. La generación de energía eléctrica durante el mismo período fue de 3.7 miles de GWh. Esta capacidad y generación de proyectos ER evitó, no solamente la instalación de capacidad y generación de energía eléctrica, pero también la inversión en centrales de generación fósil a carbón mineral y fuel oil, prevista en el plan de expansión elaborado en 2005, período de estudio 2006-2020.

Las centrales de energía renovable que están en operación bajo la Ley 57-07, evitaron la generación de energía eléctrica con carbón mineral y fuel oil por 3.7 miles de GWh y una inversión equivalente a US\$ 688.4 millones de dólares.

La inversión total evitada por los proyectos ER en centrales a carbón mineral y fuel oil se estima en US\$688.4 millones de dólares.

Los autoprodutores bajo el Programa de Medición Neta, PMN que están en operación, evitaron la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles por 734 GWh y una inversión equivalente a US\$ 292 millones de dólares.

Los proyectos bajo el Programa de Medición Neta, PMN, son sistemas fotovoltaicos a excepción de un sistema que opera con biomasa. La generación total evitada por los sistemas bajo el PMN durante el período 2012-2019 es de 813.7 GWh donde el 90% corresponde a generación fósil desplazada con carbón mineral, fuel oil, diesel oil y gas natural, esto es 734 GWh.

La inversión total evitada por los autoprodutores bajo el PMN se estima en US\$ 291.84 millones de dólares.

Los combustibles evitados por los proyectos ER tienen una incidencia en la balanza comercial y fiscal de República Dominicana. Las cantidades evitadas corresponden a 1,048 miles de toneladas de Carbón Mineral y 373 miles de barriles de Fuel Oil.

El valor económico total de los combustibles evitados es de US\$103.8 millones de dólares, US\$72.5 millones por el Carbón Mineral y US\$31.2 millones por el Fuel Oil.

El valor económico de los combustibles fósiles evitados por US\$ 103.8 millones de dólares, contribuyó a no incrementar el déficit que presenta la Cuenta Corriente en la Balanza Comercial de República Dominicana.

República Dominicana importa todo el petróleo que refina y también importa Fuel Oil y Carbón Mineral. Los rubros de Importaciones y Exportaciones inciden de manera importante en la Balanza de Bienes, elemento representativo de la Cuenta Corriente en la Balanza Comercial. La Cuenta Corriente fue negativa durante el período 2011-2019 lo que significa que el país tiene una posición deudora.

La mayor incidencia en este comportamiento es que el valor de las importaciones es mayor al de las exportaciones por lo que el valor de las importaciones de Carbón Mineral y Fuel Oil o de otro combustible fósil importado, incide en la Balanza Comercial del país.

Los impuestos que el país dejó de percibir por el reembolso del pago de impuestos al consumo y selectivo de consumo, por el consumo evitado de Fuel Oil y Carbón Mineral, hubiese sido de US\$20.9 millones de dólares (US\$5 millones por el Impuesto al Consumo de Fuel Oil y US\$15.9 millones por el Impuesto Selectivo por el consumo de Fuel Oil y Carbón Mineral).

Esta cantidad dejada de percibir hubiese contribuido a disminuir el déficit en los ingresos necesarios para cubrir los gastos del gobierno reflejados en la Balanza Fiscal.

El consumo de Fuel Oil para generación eléctrica paga dos tipos de impuestos, el Impuesto al Consumo y el Impuesto Selectivo Ad-Valorem, el Carbón Mineral paga este último solamente.

A partir del año 2013, luego de reformas a los instrumentos jurídicos que rigen el tema fiscal en el país, la Ley No. 253-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible estableció un sistema de devolución de estos impuestos.

La inversión en ER durante el período 2009-2019 de los proyectos bajo la Ley 57-07 se estimó en US\$ 1,312 millones de dólares. Esta inversión representó, 65% de la IED sector Electricidad y 4.8% de la IED total. El país depende de la inversión extranjera en los proyectos ER. No hay suficiente inversión privada local.

La forma en como un proyecto de energía renovable impacta en la cadena de valor de bienes y servicios es bastante amplia desde una escala local, nacional, hasta una escala regional. Estos impactos pueden darse en las diferentes etapas del proyecto: la planificación, la construcción, la operación y cierre, aunque es en la etapa de construcción

La generación de divisas producto de la inversión extranjera en proyectos de generación de ER bajo la Ley 57-07 ascendió a US\$1,312 millones de dólares durante el período 2009-2019.

Desde la etapa de planificación hasta el cierre de los proyectos ER, se estima una generación de US\$723 millones de dólares por prestación de servicios y actividades comerciales.

La cantidad de empleos directos generados se estima en 2,340 con un valor de US\$ 44.9 millones de dólares.

en donde se concentra el mayor impacto económico y social de un proyecto en la cadena de valor.

La cadena de valor durante la vida útil total de los proyectos ER es de US\$723 millones de dólares.

Se estima que el total de empleos directos durante la vida útil de los proyectos renovables es de 2,340, los cuales en total generarán US\$44.9 millones de dólares americanos.

Los proyectos de ER y los proyectos PMN brindan grandes beneficios medioambientales. El beneficio ambiental más importante es la reducción de las emisiones de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI), ya que sustituyen los proyectos de generación térmica los cuales consumen combustibles fósiles.

Las estimaciones de los GEI evitados por los proyectos ER y PMN fueron realizadas siguiendo los procedimientos y lineamientos proporcionados por las Directrices del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC).

El período de cálculo de las emisiones de GEI evitadas comprende la vida útil de cada uno de los proyectos ER equivalente a 30 años y para los proyectos PMN a 20 años. Las estimaciones inician en el año 2011, año en que entró la primera central de generación renovable bajo la Ley 57-07, y finalizan en el año 2048, treinta años después de la última central ER que entró en operación en el año 2019.

Las emisiones de gases evitados equivalen a 39,856 Gg de CO₂ equivalente durante 2011-2048.

Los gases evitados corresponden a CO₂, CH₄, N₂O, NOX, CO, COVDM y SO₂.

Las estimaciones realizadas dieron como resultado que los proyectos ER y PMN han evitado y continuarán evitando la emisión de 39,856 Gg de CO₂ equivalente en el periodo 2011 - 2048.

Actividad 3. Evaluación de logros y la efectividad del régimen de incentivos a través de la Ley 57-07 y el PMN.

El primer paso fue evaluar la efectividad general de los incentivos establecidos con respecto a los objetivos de energía renovable establecidos por el Gobierno de República Dominicana.

El objetivo propuesto de aumentar la diversidad energética, con particular impulso sobre las energías de fuentes renovables, se ha puesto de manifiesto. En el período 2007-2018, en tanto que la participación de los energéticos no renovables ha mantenido prácticamente constante su participación como fuente de energía primaria³ 100% importada, la energía renovable incrementó su participación de manera importante. La energía solar incrementó su participación desde un 0.1 % al 2.9 %, la energía eólica subió desde el 0.1 % al 2.03 %, el uso del bagazo de 7% a 7.6% y otras biomásas (Jícara de Coco, Cascara de Arroz y Café) para producir biogás, vapor y otros usos, creció ligeramente de 0.2% a 0.3%. En 2011, en energía secundaria⁴, hubo importaciones de biodiesel, a partir de 2015 no se reportan importaciones de esta fuente energética. La energía renovable hidráulica ha disminuido un poco su participación de 4.4% a 4.2% en la matriz de energía primaria en el período 2011-2018.

³ El Balance Energético define: “Energía Primaria: es la energía tal cual es provista por la naturaleza. Dicha provisión puede ser hecha en forma directa como sucede con las energías hidráulica, solar; o después de un proceso minero como acontece con los hidrocarburos, el carbón mineral, los minerales fisionables y la geotermia; o mediante la fotosíntesis, como ocurre con la leña, los residuos de biomasa y los cultivos energéticos.”

⁴ El Balance Energético define: “Energía Secundaria o Transformada: es aquella obtenida a partir de una fuente primaria o secundaria, después de sufrir un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales, a fin de adaptarla a los requerimientos del consumo.”

Se observa que la tasa de crecimiento promedio en el período 2007-2018 resulta para la energía solar de 96 % y para la energía eólica de 100 %, valores que resultan representativos en sí mismos, pero que debe considerarse la reducida magnitud de los valores de origen. El uso del bagazo evidencia un incremento importante de 18% durante el período al igual que otras renovables, que crecieron un 24%.

Es también un objetivo reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados. Si bien las importaciones continúan representando un porcentaje considerable de la matriz de oferta de energía primaria en el país, durante el período disminuyó su participación de 75% a 70% por el incremento de la participación de la producción de energía renovable.

La generación eléctrica sobre la base de recursos eólico, solar y biomasa ha tenido una participación creciente desde el 0% al 34.3 % desde el año 2007 al 2018. Desde la entrada en operación de la primera central ER bajo la LEY, hasta el año 2019, puede evidenciarse en términos porcentuales la introducción de la biomasa, energía solar y eólica en la matriz de generación eléctrica de la República Dominicana; aunque la participación de la generación fósil incrementó ligeramente su participación y continúa siendo mayoritaria.

La Ley 57-07 propició la inversión privada en ER cumpliendo con uno de sus objetivos y logrando inversiones durante el período 2009-2019 por el orden de US\$ 1,496 millones de dólares. En proyectos ER la inversión representó US\$ 1,312 millones y US\$ 183.4 en el PMN. Toda la inversión en proyectos ER fue inversión extranjera que representó un 65% de la IED sector Electricidad y 4.8% de la IED total.

Los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles han sido debidamente mitigados debido a la aplicación de la Ley 57-07. En particular puede mencionarse la reducción de emisiones asociadas al transporte y manipuleo de combustibles fósiles, la reducción de emisiones de SOx, NOx, CO y material particulado de los gases.

La Ley 57-07 otorga facilidades⁵ para que las organizaciones sociales comunitarias accedan a los incentivos y promoción para poder desarrollar emprendimientos de ER para satisfacer sus propias necesidades u obtener beneficios que puedan ser volcados a la comunidad. Como ejemplo de la realidad que puede implementarse con estas herramientas, se encuentran las Mini centrales Hidroeléctricas Comunitarias, que son financiadas por el Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), sin embargo, estos proyectos comunitarios, aunque pudiesen gozar de los incentivos de la LEY 57-07, fueron fomentadas por organismos internacionales a través de subsidios a la inversión.

En el país, el desarrollo de estos proyectos ha sido discrecional y ha estado a cargo de múltiples instituciones públicas y privadas. Unos 1,727 kW en micro-hidroeléctricas han sido desarrollados por la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS)

⁵ CNE: En el país, el desarrollo de estos proyectos ha sido discrecional y ha estado a cargo de múltiples instituciones públicas y privadas. Unos 1,727 kW en micro-hidroeléctricas han sido desarrollados por la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) conjuntamente con del Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del PNUD, donde más de 30,500 comunitarios han sido beneficiarios con estas hidroeléctricas en todo el país.

conjuntamente con el Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del PNUD, donde más de 30,500 comunitarios han sido beneficiarios con estas hidroeléctricas en todo el país.

Por otra parte, la CNE identificó déficit de energía en la zona norte pero la mayoría de los proyectos ER hasta hoy en operación, no están ubicados en esa zona a pesar que hay potencial. De la potencia total instalada en el marco de la LEY, sólo el 37 % fue instalado en la Zona Norte.

La Ley 57-07 ha facilitado la incorporación de 578 MW en ER, conjuntamente de recursos eólico, solar y biomasa. Puede ponderarse que la incorporación de energía generada con recurso eólico y solar desde el año 2015 es de un promedio anual de 110 MW, que supera holgadamente los 50 MW anuales planteados en el PEN. Para lograr la meta del 25% en 2025, se tiene que incrementar la participación en un poco más del doble de lo que se tiene en 2020.

El segundo paso fue evaluar los logros de la Ley 57-07 y el PMN con referencia al potencial nacional en cada segmento de fuentes de ER.

Se ha mostrado que ha tenido preponderancia la incorporación de aerogeneradores, con un valor próximo al 10% del total potencial del recurso, que se ha utilizado casi el 1% del potencial solar; y que hay una muy baja participación de la biomasa en todas las posibilidades disponibles. A pesar de que ha habido un incremento en el uso de la biomasa, el porcentaje de utilización es aún muy bajo, al igual que el correspondiente al recurso hidráulico. Del potencial total de fuentes de energía renovable se utiliza solamente un 7.85% en promedio.

Luego se han evaluado los logros de la Ley 57-07 en términos de relevancia, impacto y costos y beneficios incurridos y su efectividad por tipo de tecnología y capacidad de generación a escala grande y pequeña.

En el Programa de Medición Neta se encuadran 5,541 clientes con una capacidad instalada de 146,597 kW, a mayo de 2020. Desde el año 2010 al 2015 se han emitido 2,787 resoluciones de autorización de incentivos a las energías renovables, para un monto de US\$ 128,142,733.

Al año 2016 se encontraban vigentes 19 concesiones definitivas para el desarrollo de proyectos a partir de energías renovables con capacidad de 955.21 MW. Además, se encontraban vigentes 16 concesiones provisionales para estudios de energías renovables con una capacidad total de 514.13 MW. Estas 35 concesiones vigentes más provisionales suman 1,459.34 MW. Sin embargo, al año 2019 hay solo 17 proyectos habilitados con una potencia de 578 MW, es decir el 39.6% del potencial concesionado.

En proyectos de energía solar fotovoltaica, de los seis proyectos con concesiones otorgadas al año 2015, por un total de 182.96 MW, cinco se incorporaron al SENI con un total de 165.9 MW y uno de 7.2 MW el cual no inyecta al SENI. En proyectos de energía eólica, de los siete proyectos con concesiones otorgadas al año 2015, por un total de 465 MW, se incorporaron nueve proyectos al SENI con un total de 368 MW. En proyectos de energía de biomasa, se incorporaron dos proyectos con una potencia de 37 MW de la cual 30 MW inyecta al SENI.

Finalmente, se realizó un análisis cualitativo sucinto del régimen de incentivos para los ER en República Dominicana en comparación con esquemas en Argentina, Chile, Panamá y Perú.

A excepción de República Dominicana, todos los países de la comparación han utilizado como herramienta central de promoción de las energías las subastas de largo plazo. Este mecanismo ha demostrado ser uno de los principales impulsores para la incorporación de ER y estudios recientes han estimado que ha sido el que mayor impacto ha tenido en la disminución del CAPEX de estas tecnologías en América Latina⁶.

República Dominicana es el único país de la comparación que estableció un mecanismo de tarifas de alimentación (feed in tariffs o FIT) para la promoción de las tecnologías renovables de generación, aunque limitado por un diseño sui generis, que en la práctica se tradujo en negociación directa de contratos con la empresa estatal CDEE utilizando las tarifas FIT como precios de referencia. Si bien las feed in tariffs son un mecanismo que ha sido muy utilizado en otras regiones del mundo, en América Latina ha sido poco utilizado. Actualmente, la tendencia es hacia el desmantelamiento de los programas de feed in tariffs y la sustitución en muchos casos por subastas de contratos de largo plazo, que tienen la fortaleza de crear entornos fuertemente competitivos que han contribuido a la reducción del CAPEX de los proyectos y por tanto, de los precios resultantes.

Todos los países de la comparación han regulado regímenes de balance neto. República Dominicana y Panamá han seguido un enfoque de balance neto de energía (net metering), mientras que Argentina, Chile y Perú siguen un enfoque de balance de facturación (net billing), más alineado con las mejores prácticas internacionales.

Todos los países de la comparación han utilizado alguna forma de subsidios a la inversión e incentivos fiscales, bajo distintas modalidades. Se trata de una herramienta complementaria y temporal, de por sí insuficiente para la promoción efectiva de estas tecnologías. En este tipo de mecanismos, las más comúnmente adoptadas han sido la exención de impuestos de importación, que tiene un impacto directo en la disminución del CAPEX, y la depreciación acelerada de activos.

Actividad 4. Identificación de oportunidades para el fortalecimiento del sistema de incentivos para las ER en República Dominicana.

El régimen regulatorio de incentivos y su diseño institucional que fueron descritos a detalle anteriormente, presenta los siguientes desafíos y problemas clave, que deberán enfrentarse y resolverse para avanzar de manera efectiva en los objetivos y metas establecidos en la Ley 57-07.

- Un régimen de tarifas de alimentación de aplicación discrecional que resulta ineficiente para la atracción de proyectos en condiciones abiertas, objetivas y de precios competitivos.
- Un programa de medición neta desalineado con los requerimientos del sistema eléctrico que, aunque efectivo para desarrollar proyectos, no incentiva las

⁶ En diciembre de 2019 la CDEE publicó a través de un periódico de alcance nacional, un “Aviso” de manifestación de interés para participar en la Licitación Pública Internacional **para la compraventa de energía** proveniente de fuentes renovables, particularmente eólica y solar fotovoltaica.

inversiones y comportamientos que permitan capturar sus beneficios por el sistema eléctrico en su conjunto.

- Un régimen de concesiones inadecuado para el tipo de actividad y tecnologías que obstaculiza el desarrollo de los proyectos, comportándose como una barrera de entrada.
- Un diseño institucional poco claro en la asignación de funciones y responsabilidades que dificulta la toma de decisiones y la efectividad y transparencia de los procesos.
- La conversión de la matriz de generación de energía eléctrica a mayoritariamente renovable, para que la movilidad eléctrica tenga sentido.
- La promoción del uso del calor producido mediante energías renovables, en sectores claves como el turístico e industrial y para satisfacer necesidades de refrigeración.
- La penetración de la cogeneración con biomasa para autoconsumo y/o venta de excedentes al SENI.

Los problemas más importantes que se han detectado se refieren a:

- **Régimen de tarifas de alimentación (FIT) inadecuado**, combinando este enfoque con un esquema de negociación y contratación directa de contratos PPA. Esta solución hace que se pierdan las ventajas centrales del enfoque FIT de simplicidad, objetividad y mínimos costos de transacción, y a su vez no se logran los resultados de eficiencia que surgirían de un esquema de contratación abierto y competitivo.
- **Programa de medición neta desalineado con el sistema eléctrico**. Varios problemas se detectaron: -la remuneración de los excedentes de energía del prosumidor la cual no está asociada a los costos o precios de generación, sino a la tarifa regulada del usuario final, que incluye todos los costos del servicio eléctrico afectando los ingresos tarifarios para remunerar la red y causando subsidios cruzados entre los usuarios, - la capacidad de la generación del prosumidor no está limitada por su demanda máxima, y, - el esquema de balance de medición neta no facilita alinear el comportamiento de los prosumidores con los requerimientos del sistema eléctrico, impidiendo que el sistema capture buena parte de beneficios esperados de la generación distribuida.
- **Régimen de concesiones como barrera al ingreso**. Este régimen se aplica a cualquier tecnología y tamaño de unidades de generación renovables con la participación de al menos cuatro instituciones estatales. Esta barrera regulatoria a la entrada se refleja en las contadas concesiones que se otorgaron en un primer período de aplicación de la ley hasta el año 2015, y en el alto porcentaje de solicitudes que no lograron obtener concesión en el período 2015-2019. Es importante indicar que parte de esta barrera se debe a la legislación existente.
- **Falta de claridad en el diseño institucional**. La Ley 57-07 asignó a la CNE una combinación de responsabilidades y atribuciones que entremezclan funciones políticas, regulatorias, de fiscalización y control, y de implementación, superponiéndose con funciones de otros organismos sectoriales, como la SIE cuando la buena práctica recomienda mantener separadas las funciones, por ejemplo, de política y regulación. Este diseño centralizado de funciones resultó

limitado en la efectividad de sus decisiones porque las atribuciones de fijar las condiciones tarifarias y comerciales de los proyectos resultaron en la práctica asignadas a otro organismo como es la CDEEE.

Para avanzar de manera efectiva en los objetivos y metas establecidos en la Ley 57-07, el régimen regulatorio de incentivos y su diseño institucional debería reorientarse de acuerdo con los siguientes lineamientos generales:

- Sustituir el régimen de tarifas de alimentación actual por un esquema de subastas de contratos de suministro de largo plazo para la atracción de proyectos ERNC en condiciones abiertas, objetivas y de precios competitivos.
- Rediseñar el programa de medición neta, guiado por un nuevo enfoque alineado con las buenas prácticas internacionales basadas en balance de facturación neta (net billing), tarifas por tiempo de uso y medición horaria de flujos de retiro e inyección, y limitación de la capacidad máxima a la demanda pico comprobada del usuario.
- Reformular y simplificar el régimen de concesiones para el ingreso de los nuevos proyectos de ERNC al mercado, que provea reglas de ingreso abiertas, bajo condiciones objetivas y no discriminatorias a todos los interesados, y a la vez provea las herramientas legales necesarias para solventar el problema de titulación de terrenos.
- Clarificar el diseño institucional, basado en una separación bien definida entre las funciones de política sectorial y regulatorias, y una delimitación de las atribuciones y responsabilidades de los distintos organismos y entidades. Esto incluye que la CNE se debe ajustar a las prescripciones legales que le dieron origen según la Ley 125-01, como organismo técnico de diseño y elaboración de políticas y programas, separado de las funciones de regulación y supervisión que deberá cumplir la SIE, y las funciones de gestión y operación desempeñadas por las distribuidoras.
- Aprovechar los programas de estímulo fiscal que surjan de la post-pandemia COVID-19 para apalancar la transición energética. Es posible que el gobierno utilice programas de estímulo fiscal para la recuperación económica post-pandemia. Estos programas deberían aprovecharse para cumplir el objetivo de impulso a la economía mientras que a su vez se incentiva la transición energética y el desarrollo de las energías renovables, evitando que los incentivos sean capturados desproporcionadamente por las tecnologías de combustibles fósiles convencionales.
- Acelerar el proceso de conversión de la matriz de generación eléctrica de fósil a renovable para que la promoción de la movilidad eléctrica tenga sentido. Se hace necesario revertir la participación promedio que ha tenido la generación de electricidad en los últimos 8 años (2012-2019) de 90% fósil y 10% renovable y entre los fósiles, disminuir la generación con fuel oil y carbón mineral por mayor generación de electricidad con gas natural.

En cuanto a la utilización de la biomasa se refiere pueden utilizarse diversas tecnologías según el tipo de biomasa y el tamaño de planta. Estas tecnologías posibilitan en general, la provisión de componentes de fabricación local y que el mantenimiento pueda ser efectuado por técnicos seguramente familiarizados con los equipos utilizados.

Por otra parte, debe considerarse en la promoción o incentivos, que estas instalaciones, cuando están aplicadas a la generación de energía eléctrica, garantizan la disponibilidad de potencia, y de ese modo su producción energética es reconocida en la Ley como energía gestionable. Con el objeto de promocionar el uso de la biomasa, puede considerarse que la definición de la remuneración por Potencia Firme a reconocer económicamente, sea definida sobre pautas que contemplen la reducida potencia de estas instalaciones y simplificar, para este caso particular, el método de cálculo contemplado en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.

Merece considerarse el caso de la cogeneración, esto es generación conjunta de energía eléctrica y calor, y el de trigeneración, generación conjunta de energía eléctrica, calor y frío.

En general estas configuraciones tecnológicas se aplican a actividades industriales o de servicios donde existe fundamentalmente la demanda de calor y/o de refrigeración, dado que pueden obtenerse excelentes rendimientos energéticos para el conjunto, notablemente mayores que si se satisfacen los requerimientos en forma independiente.

Para lograr que este tipo de inversiones en cogeneración se materialicen es necesario que los incentivos económicos sean suficientes y los ingresos a percibir por los cogeneradores estén asegurados, en cuanto a la venta de los excedentes no consumidos, lo que no se logra con las ventas de energía en los mercados de ocasión. Es por este motivo que, con independencia de los incentivos directos asociados a las inversiones, se implemente la promoción de estos proyectos de optimización de la cogeneración por medio de contratos de abastecimiento de largo plazo, que permitan estabilizar ingresos y facilitar el financiamiento de las inversiones.

En consecuencia, y en línea con las restantes recomendaciones, se sugiere:

- Incorporar a la cogeneración (y eventualmente trigeneración) en los procesos de licitación para generación renovable no convencional, sobre la base de biomasa, asignando cupos específicos para estas tecnologías.
- Realizar un estudio del potencial de cogeneración (y eventualmente trigeneración) en las empresas industriales y de servicios con alta demanda de vapor y electricidad tales como la industria de bebidas embotelladas (licoreras, cervecerías, bebidas gaseosas etc.), industria textil, hospitales, hoteles incluyendo los ingenios azucareros que cogeneran y que no venden excedentes al SENI.

República Dominicana cuenta con recursos de biomasa resultantes de la actividad agrícola y agroindustrial utilizadas en menos del 10 %.

Varias razones concurren para tomar la decisión de implementar políticas públicas de fomento para el desarrollo de la bioenergía. Se destaca la diversificación de la matriz energética de la República Dominicana, la protección del medio ambiente y la contribución al desarrollo económico y social.

La utilización de la bioenergía puede resolver problemas ambientales que afectan suelos, aire y agua, en particular el manejo de residuos de actividades agrícolas, forestales, pecuarios, industriales y domésticos. Asimismo, la bioenergía colabora en la reducción de emisiones de GEI, en la medida que sustituyan combustibles no renovables.

En cuanto al desarrollo económico y social, las bioenergías utilizadas pueden ser un movilizador de actividades en zonas de escaso desarrollo económico, considerando las operaciones logísticas asociadas a la gestión de la biomasa, recolección, transporte, pretratamiento y otras. En tanto que el desarrollo de cultivos energéticos y sus cadenas de extracción, transporte y comercialización, generan la creación de puestos de trabajo en zonas rurales, favoreciendo el desarrollo regional.

Los aspectos apuntados justifican el planteo de medidas de promoción conducentes a facilitar el desarrollo del uso de la bioenergía.

Sobre los criterios de promoción

A los efectos de reconocer las posibles medidas de promoción es conveniente identificar las posibles barreras que han impedido el desarrollo de la bioenergía, a pesar de sus múltiples beneficios.

Barreras técnicas.

- Ineficiente Información sobre los recursos de bioenergía: carencia de datos confiables y precisos respecto de la disponibilidad de los recursos de biomasa, lo que constituye una dificultad para la consideración de un desarrollo privado, con aumento del riesgo financiero y disminución de la rentabilidad de los proyectos. Se recomienda disponer de un inventario de recursos bioenergéticos y su distribución regional.
- El nivel de investigación y desarrollo en bioenergía: No son numerosas las instituciones con capacidad y recursos dedicados a la investigación y desarrollo de grupos humanos que puedan encarar el desarrollo de proyectos. No se dispone de un banco de proyectos que pueda ser utilizado como base para el desarrollo de emprendimientos a nivel comercial.
- Bajo nivel de desarrollo de las tecnologías usadas en el medio rural, y en los sectores industrial y servicios: en el medio rural se utilizan las formas tradicionales de aprovechamiento de la bioenergía, en tanto que las aplicaciones de generación de biogás o el uso eficiente de la leña se desconocen o implican aplicar recursos económicos de los que no se dispone. Esta barrera puede comprender la actividad industrial y de servicios.

Barreras económicas.

- Precios de los energéticos que no reflejen sus costos, esto reduce notoriamente la rentabilidad de los proyectos de bioenergía y consecuentemente su factibilidad.
- Limitada capacidad económica de los usuarios rurales y pequeña industria: La mayor parte de la población rural y de la pequeña industria que utiliza o procesa

recursos de biomasa, tiene recursos económicos limitados y dificultades para acceder a financiación.

- Costos de transacción de la generación de energía: en tanto que los costos de desarrollo de proyectos de bioenergía con posibilidades de comercializar energía eléctrica en el SENI resultan mayores que los de energías convencionales y presentan des-economías de escala dada su moderada envergadura, no resultan sencillos los trámites de reconocimiento de valores transaccionales que sean remunerativos.
- Ausencia de suficientes incentivos fiscales para el fomento específico de la bioenergía: a pesar que República Dominicana cuenta con la Ley 57–07, no se contemplan las particularidades de la bioenergía, en tanto sus beneficios múltiples que exceden el marco de la energía eléctrica.

Barreras regulatorias e institucionales.

- La preminencia de la política energética sobre la ambiental: la bioenergía proporciona beneficios ambientales que no están debidamente contemplados en la regulación, de modo que se complemente el sector puramente energético con el ambiental.
- Debida coordinación institucional: En la medida que los recursos bioenergéticos se encuentran vinculados a la actividad agropecuaria, forestal y sus procesos de industrialización, no siempre se contempla la coordinación de las medidas de promoción y control.
- Acceso a la red de transporte de energía: La incertidumbre sobre las facilidades para poder conectarse a la red de transporte o distribución, además de las perspectivas de capacidad o saturación, resulta en detrimento de la factibilidad de proyectos relevantes. En tanto que la generación en sistemas aislados corre el riesgo de quedar fuera de contexto al devenir una futura interconexión.
- Las reglas de despacho eléctrico: Salvo para proyectos de mayor capacidad, la transacción de energía, las formas de despacho y transacciones como generación distribuida se encuentran en proceso de revisión.

Barreras sociales y culturales.

- La valoración social negativa de la bioenergía: Dado que el uso de la bioenergía estuvo asociado a la pobreza, y generaba una percepción social negativa, como una manifestación de subdesarrollo, si bien no es así en la actualidad.
- Las costumbres del sector rural: El sector rural posee tradiciones y costumbres arraigadas que dificultan la adopción de medidas para un mejor uso de los recursos bioenergéticos.

Propuestas de promoción.

De acuerdo con lo expuesto pueden proponerse las siguientes medidas de promoción de la bioenergía:

- Reconocimiento político de la importancia y valor estratégico de la bioenergía.
- Desarrollo de un plan general con definición de metas con plazos determinados para la bioenergía, con una clara convocatoria de actores económicos y sociales.

- Asignación de recursos, mediante una regulación o normativa particular para la bioenergía, con los ajustes de la existente, con definición de recursos a fondo perdido para investigación y promoción, subsidios de apoyo directo, deducciones fiscales, financiamiento preferencial o constitución de fondos específicos.
- Promoción específica de la bioenergía por fuera del sector energético, como desgravaciones a las importaciones, diferimiento de ITBIS u otros impuestos. Facilidades y reducción de impuestos para el desarrollo de cultivos energéticos o por el tratamiento adecuado de residuos.
- Coordinación institucional entre los distintos estamentos del Estado, responsables de energía, medio ambiente, tributario, desarrollo social, agricultura y ganadería, industrial, turismo, que participan en algún modo en los beneficios de la bioenergía o en la implementación de sus requerimientos.

Para que el sector de la bioenergía avance en la medida de sus capacidades en la República Dominicana, resulta fundamental que se implementen una serie de acciones básicas que lo permitan, en lo relativo a la producción de energía eléctrica:

- Establecimiento de un marco normativo con consideraciones específicas que, adicionalmente a la vertiente energética renovable, reconozca las singulares aportaciones sociales, económicas y medioambientales de esta energía limpia. Dicho marco debería resaltar los beneficios de la bioenergía en los sectores agrícola, ganadero y forestal, en especial su singular capacidad de creación de empleo y los ahorros que induce en emisiones de GEI, en prevención de incendios forestales y la remediación de condiciones ambientales de tratamiento de efluentes de la actividad pecuaria.
- El aporte de potencia firme por parte de la bioenergía al mercado eléctrico, debería ser considerado de acuerdo con sus particularidades, en cuanto a niveles de potencia, magnitud de inversiones, complejidad operativa, y definir su remuneración mediante un cálculo elaborado para este tipo de tecnología.
- El sistema de subastas de renovables que podría implementarse debería orientarse hacia un modelo de diferenciación por tecnologías (y por tipos de bioenergía) para permitir el desarrollo de instalaciones de bioenergía con un tratamiento distinto del de otros renovable, en particular de los intermitentes. Estas subastas de energías renovables no deberían constituir hitos aislados y coyunturales, sino que deben establecerse periódica y planificadamente, permitiendo un desarrollo ordenado del sector y la consecución de los objetivos establecidos para el mismo.
- Permitir que las instalaciones de biomasa que ya estén en funcionamiento produzcan un número de horas mayor al actual, o con alternativas de repotenciación, implementación de cogeneración y cocombustión permitiendo incrementar la contribución renovable sin hacer nuevas inversiones, pero maximizando la utilización de la capacidad instalada existente.
Fomento del autoconsumo (autoprodutores).

Es fundamental que exista coherencia entre las políticas que se implementen en materia energética, medioambiental y fiscal, por lo que las políticas energéticas relativas a la biomasa deben desarrollarse en congruencia con los objetivos medioambientales.

EXECUTIVE SUMMARY

Activity 1. Collection and verification of information pertinent to Law 57-07 and the PMN.

Resolutions and exemptions of incentives in Law 57-07

The number of CNE resolutions authorizing import exemption incentives during the period 2008-2019 was 283 resolutions for wind projects, 81 resolutions for solar projects and 451 for biomass projects.

For wind projects, the amount for exemption from import tax is quite consistent with the level of investment if it is considered that the equipment was 91% imported.

For solar projects, the amount for exemption from import tax is equivalent to considering that only 15% of the investment required imported equipment, being the gran proportion of the technology used of national origin.

For biomass projects, the exonerated amount includes all biomass installations consistent with the 100% importation of equipment, machinery and accessories used.

On average, each wind project received 31 import tax exemption resolutions, 14 resolutions for each solar project, and 11 for each biomass project.

The number of resolutions issued is consistent with the standard import requirements for machinery and equipment.

- **The tax sacrifice associated with the incentives granted since the Law 57-07 in place until 2019 is US \$ 345.1 million.**
- **Of the total incentives, US \$ 97 million (28%) corresponds to the exemption from import tax, where the majority, 23%, corresponds to the exonerated to concessions and 5% to self-producers.**
- **The exemption from ITBIS and the Tax Credit represents the 17% and 19% respectively of the total incentives.**
- **The exemption from ISR represents the 36% of the total exonerated.**

Regarding the estimated investment level, the calculation of the amount of exemption from import taxes and tax credit for clients in PMN does not coincide with the official amounts reported. To obtain figures similar to the official ones, different investments would have to be considered in the calculation of each type of incentive.

In calculating the import tax exemption, the investment level should have been US \$ 230 million instead of the estimated US \$ 183.4 million. In calculating the tax credit, the investment level should have been US \$ 162 million.

By not obtaining consistent results in the calculation of the exemption with both incentives (exemption from import taxes and tax credit), these results would have to be compared with the official calculation carried out in order to be able to have any conclusion.

CAPEX and OPEX of RE projects connected to SENI and PMN under the Law 57-07

The total investment costs (CAPEX) of the projects in operation during the period 2011 - 2019 were US \$ 1,496 million dollars.

The total operation and maintenance costs (OPEX) of the projects in operation during the period 2011 - 2019 were approximately US \$ 24.5 million.

Energy injections under PMN

The first systems under the PMN were installed in 2012, totaling 112 systems. As of 2019, the total number of systems installed was 4,927 with a total installed power of 131.2 MW.

The distribution company with the highest number of PMN clients corresponds to EDENORTE with 57%, followed by EDESUR with 30% and finally EDEESTE and other distribution companies with 13%.

The distribution company that received the highest number of injections under the PMNs corresponds to EDENORTE with 56%, followed by EDESUR with 29% and finally EDEESTE and other distribution companies with 14%.

The energy delivered (injected in the grid) by the PMN to the distribution companies for the evaluated period 2012 - 2019 was 151 GWh. This energy represented 0.2% of the total energy invoiced by the distribution companies.

Generation technologies installed

There are nine (9) wind projects under Law 57-07 with a total of 157 wind turbines installed. The predominant brands are GAMESA (59%) and VESTAS (41%).

Of the total number of wind turbines, 59% have a capacity of 2MW each, 19% have a capacity of 3.45MW, 10% have a capacity of 3.3MW, 9% have 1.8MW and the remaining 3% have a capacity of 1.65 MW.

The solar projects under Law 57-07 injecting energy to SENI, have installed approximately 647,376 solar panels. The brands used are ASTRONENERGY (33%), RISEN (31%), NEW SOLAR POWER (20%) and GCL (14%) and others (2%). Average power per panel ranges from 227 - 370 Wp. There is one solar project under Law 57-07 that do not inject energy into SENI: CEPM Photovoltaic

The largest number of certified models corresponds to: SOLIS, FRONIUS, SMA, GROWATT, KACO, SOLECTRIA RENEWABLES, GOODWE and ABB.

The largest number of certified PV panels corresponds to the brands: JA SOLAR, JINKO SOLAR, CANADIAN SOLAR, AMERISOLAR, TRINA SOLAR, Q CELLS, PERLIGHT, HYUNDAI and SOLAR INNOVA.

Solar Park. The total number of solar panels installed is approximately 24,258 solar panels.

The only biomass project that generates electricity to be injected into the SENI has a 140-ton steam-hour boiler. The installed generator is 30 MW. Additionally, there is a biomass engine installed in the Cristóbal Sugar Mill whose generation is entirely for self-consumption.

For the PMN, the CNE has certified a total of 62 brands of inverters (937 models) and 130 brands of solar panel (1,937 models).

In the Dominican Republic there are 25 biodigester facilities that produce biogas, of which 20 facilities generate electricity and 5 generate steam only for process needs. All the facilities produce 26,000 m³ of methane daily; the 20 facilities that generate electricity have a total installed capacity of 1.9 MW and generate 16.3 GWh annually. Individual installed capacity ranges from 21 to 300 kW.

There are ten (10) biomass installations that produce steam located in industrial and service companies. One facility is located to a generating and distribution company. The total installed capacity in boilers per company ranges between 300 - 3200 HP with dry biomass consumption between 0.8 - 8.0 tons / hour. Most of the facilities use forest biomass in the form of chips or pellets.

There are three (3) cogeneration facilities that use residual dry biomass. One of these facilities, San Pedro Bioenergy, generates electricity with contributions to SENI, has an installed capacity of 30 MW and uses cane bagasse as fuel that comes from the Cristóbal Colón sugar mill; both companies belong to the same consortium. This plant generates electricity with biomass during the sugar harvest and the rest of the year uses mineral coal. In 2019, the generation electricity was 82% biomass and 18% mineral coal accordingly to CNE⁷.

The other two (2) facilities, Zona Franca Navarrete and Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos, generate steam and electricity for their own consumption, with an installed capacity of 1 MW and 4 MW respectively. Navarrete Free Trade Zone uses wood chips and rice husks as fuel for steam generation. Dominican Fine Alcohol Distillery uses cane bagasse as fuel.

Activity 2. Economic and environmental evaluation of the results of the application of Law 57-07.

The first step was to quantify the displaced fossil generation and the CAPEX avoided by RE projects that have been benefited by the Law, as well as by self-generators benefited by the PMN.

The total capacity of RE plants that came into operation under the Law 57-07 during the 2011-2019 period was 578.2 MW. The electricity generated during the same period was 3,700 GWh. These electricity plants avoided, not only the installation of fossil coal-fired

⁷ CNE gets the information from OC-SENI and San Pedro Bioenergy.

and fuel oil generation plants, but also investments in those technologies that were foreseen in the expansion plan prepared in 2005, period of study 2006-2020.

The total investment avoided by ER projects in coal and fuel oil plants is estimated at US \$ 688.4 million.

The renewable energy plants that are in operation under Law 57-07, avoided the generation of 3.700 GWh with mineral coal and fuel oil and an investment equivalent to US \$ 688.4 million dollars.

Self-producers operating under the PMN, avoided the generation of electricity with fossil fuels for 734 GWh and an investment equivalent to US \$ 292 million dollars.

The projects under PMN are all photovoltaic systems except for a system that operates with biomass. The total generation avoided by the systems under the PMN during the 2012-2019 period was 813.7 GWh where 90% (734 GWh) corresponds to fossil generation displaced that use mineral coal, fuel oil, diesel oil and natural gas.

The total investment avoided by self-producers operating under the PMN is estimated at US \$ 291.84 million.

The fuels avoided by the RE projects have an impact on the trade and fiscal balance of the Dominican Republic. The quantities avoided correspond to 1,048 thousand tons of Mineral Coal and 373 thousand barrels of Fuel Oil.

The total economic value of the avoided fuels is US \$ 103.8 million, of which US \$ 72.5 million for Mineral Coal and US \$ 31.2 million for Fuel Oil.

The economic value of fossil fuels avoided was US \$ 103.8 million, and this contributed to not increasing the deficit that the Current Account presents in the Trade Balance of the Dominican Republic.

The Dominican Republic imports all the oil it refines and imports Fuel Oil and Mineral Coal.

The items of Imports and Exports have an important impact on the Balance of Goods, a representative element of the Current Account in the Trade Balance. The Current

The consumption and selective consumption taxes that the country have not received, for the avoided consumption of Fuel Oil and Mineral Coal, would have been US \$ 20.9 million dollars (US \$ 5 million for Consumption Tax of Fuel Oil and US \$ 15.9 million for the Selective Tax for the consumption of Fuel Oil and Mineral Coal).

This amount would have contributed to reducing the deficit to cover government expenses reflected in the Fiscal Balance.

Account was negative during the 2011-2019 period, which means that the country has a debtor position. The greatest impact on this behavior is that the value of imports is greater than that of exports, so the value of imports of Mineral Coal and Fuel Oil or other imported fossil fuel affects the country's Trade Balance.

The consumption of Fuel Oil for electricity generation pays two types of taxes, the Consumption Tax and the Selective Ad-Valorem Tax. The Mineral Coal pays the latter only.

From 2013, after fiscal reforms, the Law No. 253-12 on Strengthening the State's Fiscal Collection Capacity for Fiscal Sustainability and Sustainable Development established a system of refund of these taxes.

The investment in RE projects under Law 57-07 during the 2009-2019 period was estimated in US \$ 1,312 million. This investment represented 65%

of the FDI in the energy sector and 4.8% of the total FDI. The country depends on foreign investment in RE projects. There is not enough local private investment.

The way in which a renewable energy project impacts the value chain of goods and services is quite broad from a local, national scale, to a regional scale. These impacts can occur in the different stages of the project: planning, construction, operation and closure, although it is in the construction stage where the greatest economic and social impact of a project is concentrated.

The generation income due to the foreign investment in RE generation projects under Law 57-07 increased to US \$ 1,312 million during the 2009-2019 period.

The value chain during the total useful life of RE projects is US \$ 723 million.

From the planning stage to the closure of RE projects, a generation of US \$ 723 million is estimated for the provision of services and commercial activities.

The amount of direct jobs generated is estimated in 2,340 representing US \$ 44.9 million.

It is estimated that the total direct jobs during the useful life of renewable projects is 2,340, which in total will generate US \$ 44.9 million US dollars.

RE projects and PMN projects provide great environmental benefits. The most important environmental benefit is the reduction of Greenhouse Gas (GHG) emissions, since they replace thermal generation projects that consume fossil fuels.

The estimated avoided GHG by the ER and PMN projects were calculated following the procedures and guidelines provided by the Guidelines of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

The calculation period for the avoided GHG emissions of each of the RE projects was the useful year, taken as 30 years; and for PMN projects as 20 years. The calculations start in 2011, the year in which the first renewable generation plant under Law 57-07, and end in 2048, thirty years after the last RE plant was installed and came into operation.

The avoided gas emissions are equivalent to 39,856 Gg of CO₂ equivalent during 2011-2048.

The gases avoided correspond to CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, NMVOC and SO₂.

The calculations show that the RE and PMN projects have avoided and will continue to avoid the emission of 39,856 Gg of CO₂ equivalent in the period 2011-2048.

Activity 3. Evaluation of achievements and the effectiveness of the incentive regime through Law 57-07 and the PMN.

The first step was to assess the overall effectiveness of the incentives established toward the renewable energy targets set by the Government of the Dominican Republic.

The proposed objective of increasing energy diversity, with particular emphasis on energy from renewable sources, has been made clear. In the period 2007-2018, while non-renewable energy has kept its share as a 100% imported primary energy source⁸ practically constant, renewable energy increased it significantly. Solar energy increased its participation from 0.1% to 2.9%, wind energy increased from 0.1% to 2.03%, the use of bagasse from 7% to 7.6% while other biomass (Coconut, Rice Husk and Coffee) to produce biogas, steam and other uses grew slightly from 0.2% to 0.3%. In 2011, regarding secondary energy, there were imports of biodiesel, while from 2015 no imports of this energy source are reported⁹. Hydro energy has slightly decreased its participation from 4.4% to 4.2% in the primary energy matrix in the period 2011-2018.

It is observed that the average growth rate in the period 2007-2018 is 96% for solar energy and 100% for wind energy, values that are significant, but with a small absolute values. The use of bagasse shows a significant increase of 18% during the period as well as other renewables, which grew by 24%.

It is also a goal to reduce dependence on imported fossil fuels. Although imports continue to represent a considerable percentage of the primary energy supply matrix in the country, during the period under study their share decreased from 75% to 70% due to the increase of renewable energy production.

Electricity generation based on wind, solar and biomass resources has had a growing participation from 0% to 34.3% from 2007 to 2018. From the start of operation of the

⁸ The Energy Balance defines: “Primary Energy: it is the energy as it is provided by nature. Such provision can be made directly as with hydro and solar energy; or after a mining process as occurs with hydrocarbons, mineral coal, fossile minerals and geothermal energy; or through photosynthesis, as occurs with firewood, biomass residues and energy crops. ”

⁹ The Energy Balance defines: "Secondary or Transformed Energy: it is the one obtained from a primary or secondary source, after undergoing a physical, chemical or biochemical process that modifies its initial characteristics, in order to adapt it to consumption requirements."

first RE plant under the Law 57-07 and until 2019, the participation of biomass, solar and wind energy in the electricity generation matrix of the Dominican Republic increased in percentage terms; although the participation of the fossil generation also increased slightly and continues to be the majority.

Law 57-07 encouraged private investment in RE, fulfilling one of its objectives and achieving investments in the order of US \$ 1.496 million dollars during the 2009-2019 period. In RE projects the investment represented US \$ 1,312 million and US \$ 183.4 in the PMN projects. All investment in RE projects was foreign investment and represented 65% of the FDI of the Electricity sector and 4.8% of the total FDI.

The negative environmental impacts of energy operations with fossil fuels have been duly mitigated due to the application of Law 57-07. In particular, it can be mentioned the reduction of emissions associated with the transport and handling of fossil fuels, the reduction of emissions of SO_x, NO_x, CO and particulate matter from gases.

Law 57-07 provides facilities for community social organizations to access incentives to develop RE projects to meet their own needs or obtain benefits that can be turned over to the community. As an example, it can be mentioned the Community Mini Hydroelectric plants, which are financed by the Small Grants Program (PPS) of the United Nations Development Program (UNDP). Although these projects could enjoy the incentives of LAW 57-07, they were promoted by international organizations through investment subsidies.

In the country, the development of these projects has been discretionary and has been the responsibility of multiple public and private institutions. Some 1,727 kW in micro-hydroelectric plants have been developed by the Rural and Suburban Electrification Unit (UERS) in conjunction with the UNDP's Small Subsidies Program (PPS), where more than 30,500 community members have been beneficiaries of these hydroelectric plants throughout the country.

On the other hand, the CNE identified an energy deficit in the northern area, but most of the RE projects in operation to date are not located in that area despite the potential. Of the total power installed under the Law 57-07, only 37% were installed in the Northern Zone, categorized as deficit by the CNE.

Law 57-07 has facilitated the incorporation of 578 MW in RE, corresponding to the use of wind, solar and biomass resources. Despite the fact that the value in 2015 was lower than the 10% goal, the incorporation of energy generated with wind and solar resources since 2015 was in average 110 MW per year, which comfortably exceeds the 50 MW per year proposed in the PEN. To achieve the goal of 25% in 2025, participation has to be increased by a little more than double of what it has in 2020.

The second step was to evaluate the achievements of Law 57-07 and the PMN with reference to the national potential in each segment of RE sources.

It has been shown that the incorporation of wind projects represents the 10% of the total potential of the resource, while PV projects represents almost 1% of the solar potential; and that there is a very low participation of biomass in all the available possibilities. Despite the fact that there has been an increase in the use of biomass, the percentage of use is still very low, as is that of the hydro resource. Of the total potential of renewable energy sources, only 7.85% is used.

Then the achievements of Law 57-07 have been evaluated in terms of relevance, impact and costs and benefits incurred and their effectiveness by type of technology and generation capacity on a large and small scale.

The Net Metering Program includes 5,541 clients with an installed capacity of 146,597 kW, as of May 2020. From 2010 to 2015, 2,787 resolutions authorizing incentives for renewable energies have been issued, for an amount of US \$ 128,142,733.

As of 2016, 19 definitive concessions were in place for the development of projects based on renewable energies with a capacity of 955.21 MW. In addition, 16 provisional concessions were in place for renewable energy studies with a total capacity of 514.13 MW. These 35 current plus provisional concessions total 1,469.34 MW. However, as of 2019 there are only 17 projects enabled to produce electricity with a power of 578 MW, that is, 39.6% of the concessioned potential.

In photovoltaic solar energy projects, of the six projects with concessions granted in 2015 for a total of 182.96 MW, five were incorporated to the SENI with a total of 165.9 MW and one with 7.2 MW which does not inject into the SENI. Regarding wind energy projects, of the seven projects with concessions granted in 2015 for a total of 465 MW, nine projects were incorporated into SENI with a total of 368 MW. In biomass energy projects, two projects with a power of 37 MW have been incorporated.

Finally, a succinct qualitative analysis of the incentive regime for RE in the Dominican Republic was carried out compared to schemes in Argentina, Chile, Panama and Peru.

With the exception of the Dominican Republic, all the countries in the comparison have used long-term auctions as a central tool for promoting renewable energies. This mechanism has proven to be one of the main drivers for the incorporation of RE and recent studies have estimated that it has been the one that has had the greatest impact on the decrease in CAPEX of these technologies in Latin America¹⁰.

The Dominican Republic is the only country in the comparison that established a mechanism of feeding rates (feed in tariffs or FIT) for the promotion of renewable generation technologies, although limited by a sui generis design, which in practice resulted in contract direct negotiations with the state company CDEE using the FIT rates as reference prices. Although feed in tariffs are a mechanism that has been widely used in other regions of the world, in Latin America it has been used truly little. Currently, the trend is towards the dismantling of feed in tariffs programs and the substitution in many cases for auctions of long-term contracts, which have the strength of creating highly competitive environments that have contributed to the reduction of CAPEX of projects and therefore, of the resulting prices.

All the countries in the comparison have regulated net balance regimes. The Dominican Republic and Panama have followed a net energy balance approach (net metering), while Argentina, Chile and Peru follow a billing balance approach (net billing), more aligned with international best practices.

¹⁰ In December 2019, the CDEE published in a national newspaper, a "Notice" of Expression of Interest to participate in the International Public Bid for the sale of energy from renewable sources, particularly wind and photovoltaic solar.

All the countries in the comparison have used some form of investment subsidies and tax incentives, under different modalities. It is a complementary and temporary tool, in itself insufficient for the effective promotion of these technologies. In this type of mechanisms, the most commonly adopted have been the exemption from import taxes, which has a direct impact on the decrease in CAPEX, and the accelerated depreciation of assets.

Activity 4. Identification of opportunities to strengthen the incentive system for RE in the Dominican Republic.

The regulatory incentive regime and its institutional design that were described in detail above, presents the following key challenges and problems, which must be faced and resolved in order to advance effectively in the objectives and goals established in Law 57-07.

- A discretionary fee system that is inefficient for attracting projects under open, objective conditions and with competitive prices.
- A net measurement program misaligned with the requirements of the electrical system that, although effective for developing projects, does not encourage investments and behaviors that allow the benefits to be effectively used by the electricity system.
- An inappropriate concession regime for the type of activity and technologies that hinders the development of projects, acting as a barrier.
- A non very clear institutional design in the assignment of functions and responsibilities that hinders decision-making, the effectiveness and transparency of processes.
- The conversion of the electric power generation matrix to mostly renewable, so that electric mobility makes sense.
- The promotion of the use of heat produced by renewable energies, in key sectors such as tourism and industry and to satisfy cooling needs.
- The penetration of biomass cogeneration for self-consumption and / or sale of surpluses to SENI.

The most important problems that have been detected refer to:

- **Inadequate feed in tariff regime (FIT)**, combining this approach with a direct negotiation and contracting scheme for PPA contracts. This solution misses the core advantages of the FIT approach of simplicity, objectivity, and minimal transaction costs, and in turn, the efficiency results that would arise from an open and competitive contracting scheme are not achieved.
- **Net measurement program misaligned with the electricity system.** Several problems were detected: -the remuneration of the prosumer's energy surpluses, which is not associated with generation costs or prices, but rather with the regulated tariff of the end user, which includes all the costs of the electric service affecting the tariff income for remunerating the network and causing cross-subsidies among users, - the prosumer's generation capacity is not limited by its maximum demand, and, - the net metering balance scheme does not facilitate aligning the prosumer's behavior with the system requirements of electricity,

preventing the system from capturing a good part of the benefits expected from distributed generation.

- **Regime of concessions as a barrier.** This regime applies to any technology and size of renewable generation units with the participation of at least four state owned institutions. This regulatory barrier is reflected in the few concessions that were granted in the first period of application of the law until 2015, and in the high percentage of applications that failed to obtain a concession in the 2015-2019 period.
- **Lack of clarity in the institutional design.** Law 57-07 assigned to the CNE a combination of responsibilities and attributions that intermingle political, regulatory, oversight and control, and implementation functions, overlapping with functions of other sectoral organizations, such as the SIE. Good practice recommends keeping separate functions, for example, policy and regulation. This centralized design of functions was limited in the effectiveness of its decisions because the powers to set the tariff and commercial conditions of the projects were in practice assigned to another body such as the CDEEE.

In order to effectively move toward delivering the objectives and goals established in Law 57-07, the regulatory incentive regime and its institutional design should be reoriented according to the following general guidelines:

- Replace the current feed-in tariff system with a long-term supply contract auction scheme to attract NCRE projects under open, objective conditions and at competitive prices.
- Redesign the net metering program, guided by a new approach aligned with international good practices based on net billing balance, time-of-use rates and hourly measurement of withdrawal and injection flows, and capacity limitation to the maximum of the user's verified peak demand.
- Reformulate and simplify the concession regime for the entry of new NCRE projects to the market, which would provide open rules, under objective and non-discriminatory conditions to all interested parties, and at the same time providing the legal tools necessary to solve the problem of land ownership.
- Simplify the institutional design, based on a well-defined separation between the sectorial and regulatory policy functions, and a delimitation of the attributions and responsibilities of the different agencies and entities. This includes the redefinition of the CNE's role as a technical body for the design and preparation of policies and programs; separate from the regulatory and supervisory functions that the SIE must fulfill, and the management and operation functions performed by distributors.
- Take advantage of fiscal stimulus programs arising from the post-COVID-19 pandemic to leverage the energy transition. The government may use fiscal stimulus programs for post-pandemic economic recovery. These programs should be used to meet the objective of boosting the economy while at the same time encouraging the energy transition and the development of renewable energies, preventing the incentives from being disproportionately captured by conventional fossil fuel technologies.
- Accelerate the process of converting the electricity generation matrix from fossil to renewable so that the promotion of electric mobility makes sense. It is

necessary to reverse the average participation the electricity generation has had in the last 8 years (2012-2019), of 90% fossil and 10% renewable. Even more, among fossils, reduce the generation with fuel oil and mineral coal in favor of a greater generation of electricity with natural gas.

Regarding the use of biomass, various technologies can be used depending on the type of biomass and the size of the plant. In general, these technologies allow the provision of locally manufactured components and a maintenance can be carried out by technicians who are surely familiar with the equipment used.

On the other hand, it must be considered in the promotion or incentive’s proposal that these facilities, when applied to the generation of electricity, guarantee the availability of power, and therefore must be remunerated both for the production of energy and for its contribution. to available power.

It is worth considering the case of cogeneration, this is the joint generation of electrical energy and heat, and that of trigeneration, the joint generation of electrical energy, heat and cold.

In general, these technological configurations are applied to industrial or service activities where there is fundamentally a demand for heat and / or cooling, given that excellent energy yields can be obtained as a whole, notably higher than if the requirements are satisfied independently.

In order for this type of investment in cogeneration to materialize, it is necessary that the economic incentives are sufficient and the income to be received by the cogenerators is guarantee, in terms of the sale of unconsumed surpluses, which is not achieved with the sales of energy in secondary markets. It is for this reason that, regardless of the direct incentives associated with investments, the promotion of these cogeneration optimization projects is implemented through long-term supply contracts, which allow a stabilized income and facilitates investment financing.

Consequently, and in line with the other recommendations, it is suggested:

- Incorporate cogeneration (and eventually trigeneration) in the bidding processes for non-conventional renewable generation, based on biomass, assigning specific quotas for these technologies.
- Carry out a study of the potential for cogeneration (and eventually trigeneration) in industrial and service companies with high demand for steam and electricity, such as the bottled beverage industry (liquor stores, breweries, soft drinks, etc.), textile industry, hospitals, hotels including sugar mills that cogenerate and that do not sell surpluses to SENI.

The Dominican Republic has biomass resources resulting from agricultural and agro-industrial activity that is used in less than 10%.

Several reasons concur to make the decision to implement public policies to promote the development of bioenergy. The diversification of the energy matrix of the Dominican Republic, the protection of the environment and the contribution to economic and social development stand out.

The use of bioenergy can solve environmental problems that affect soils, air and water, in particular the management of residues from agricultural, forestry, livestock, industrial and domestic activities. Likewise, bioenergy collaborates in reducing GHG emissions, to the extent that they substitute non-renewable fuels.

Regarding economic and social development, the use of bioenergy can be a mobilizer of activities in areas of small economic development, considering the logistics operations associated with the management of biomass, collection, transport, pretreatment and others. At the same time, the development of energy crops and their chains of extraction, transportation and marketing, generate the creation of jobs in rural areas, favoring regional development.

The above mentioned aspects justify the promotion of measures that facilitates the development of the use of bioenergy.

Criteria for promotion

In order to recognize the possible measures to promote bioenergy, it is convenient to identify the eventual barriers that have prevented its, despite its multiple benefits.

Technical barriers.

- Inefficient information on bioenergy resources: lack of reliable and accurate data regarding the availability of biomass resources, which constitutes a difficulty for the consideration of private development, with increased financial risk and decreased profitability of the Projects. It is recommended to have an inventory of bioenergetic resources and their regional distribution.
- The level of research and development in bioenergy: There are not many institutions with capacity and resources dedicated to research and development nor human resources that can undertake the development of projects. There is no pipeline of projects that can be used as a basis for the development of business ventures.
- Low level of development of the technologies to be used in rural areas, and in industrial and service sectors: in rural areas, traditional ways of using bioenergy are used. Biogas generation applications or efficient use of firewood are unknown or need economic resources that are not available. This barrier can include industrial and service activity.

Economic barriers.

- Energy prices that do not reflect their costs, this significantly reduces the profitability of bioenergy projects and consequently their feasibility.

- Limited economic capacity of rural users and small industry: Most of the rural population and small industry that uses or processes biomass resources, have limited economic resources and difficulties in accessing financing.
- Transaction costs of energy generation: the development costs of bioenergy projects with the possibility of commercializing electrical energy in the SENI are higher than those of conventional energies and do not present economy of scale given their moderate size.
- Lack of sufficient fiscal incentives for the specific promotion of bioenergy: despite the Dominican Republic having Law 57–07. The particularities of bioenergy are not contemplated, since its multiple benefits exceed the framework of electrical energy. It should remember that this type of project guarantees power availability.

Regulatory and institutional barriers.

- The predominance of energy policy over environmental policy: bioenergy provides environmental benefits that are not properly contemplated in the regulation, so that the purely energy sector could be complemented with the environmental one.
- Due institutional coordination: since bioenergetic resources are linked to agricultural and forestry activities and their industrialization processes; a coordinated promotion and control measures are not always considered.
- Access to the energy transmission network: Uncertainty about the facilities needed to be able to connect to the transmission or distribution network, in addition to the prospects of capacity or saturation. This is detrimental to the feasibility of relevant projects. Generation for isolated systems has the risk of become obsolete as a future interconnection are available.
- Electricity dispatch rules: Except for projects with a higher capacity, the energy transaction, the forms of dispatch and transactions as distributed generation are under review.

Social and cultural barriers.

- The negative social valuation of bioenergy: the use of bioenergy was associated with poverty, and generated a negative social perception, as a manifestation of under development, although this is not the case today.
- The traditions of the rural sector: The rural sector has deep-rooted traditions that make it difficult to adopt measures for a better use of bioenergy resources.

Proposals for promotion.

In accordance of the above, the following measures to promote bioenergy can be proposed:

- Political recognition of the importance and strategic value of bioenergy.
- Development of a general plan with definition of goals specifically aimed at bioenergy, with a clear involvement of related economic and social stakeholders.
- Allocation of resources, through a particular regulation for bioenergy, with adjustments to the existing one, with allocation of non-refundable resources for

research and promotion, direct support subsidies, tax deductions, preferential financing and/or implementing specific funds.

- Specific promotion of bioenergy outside the energy sector, such as deductions on imports, deferral of ITBIS or other taxes. Facilities and tax reductions for the development of energy crops or for the proper waste treatment.
- Institutional coordination between different levels of the State, the ones responsible for energy, environment, tax, social development, agriculture and livestock, industrial, tourism; the ones that participate in some way in the benefits of bioenergy or in the implementation of its requirements.

For the bioenergy sector to advance to the extent of its capabilities in the Dominican Republic, it is essential that a series of basic actions be implemented that allow its participation in the production of electricity:

- Establishment of a regulatory framework with specific considerations that, in addition to the renewable energy aspect, recognizes the unique social, economic and environmental contributions of this clean energy. This framework should highlight the benefits of bioenergy in the agricultural, livestock and forestry sectors, especially its unique capacity to create employment, to avoid GHG emissions, to prevent forest fires and to remediate environmental conditions of effluents from livestock activity.
- The electricity market should consider the contribution of power from bioenergy, improving on the current income based only on payments associated with energy production.
- The renewable auction system that could be implemented should be oriented towards a model with differentiation by technology (and by types of bioenergy) to allow the development of bioenergy facilities with different patterns from that of other renewables, particularly intermittent ones. These renewable energy auctions should not constitute isolated and conjunctural milestones, but should be established periodically and in a planned manner, allowing an orderly development of the sector and the achievement of the objectives established for it.
- Allow biomass facilities that are already in operation to inject to the grid a number of hours greater than the current one, or with alternatives for repowering, implementing of cogeneration and co-combustion and allowing to increase the renewable contribution without making new investments, in order to maximize the use of exiting installed capacity.

It is essential that there is coherence between the policies that are implemented in the energy, environmental and fiscal sectors, so energy policies related to biomass must be developed in congruence with environmental objectives.

ACTIVIDAD 1 - RECOLECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN PERTINENTE A LA LEY 57-07 Y EL PMN.

Sub-actividad 1.1. Recolectar y corroborar, la información de entrada pertinente para cuantificar los incentivos y exenciones otorgados mediante la aplicación de la Ley 57-07 para el fomento de las ER, clasificados por tecnología de ER elegible y capacidad de generación (MW).

La Ley No. 57-07, Ley sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales, establece una serie de exenciones e incentivos que tienen como objetivo fomentar el desarrollo de proyectos que utilicen energía renovable.

Las principales exenciones e incentivos estipulados en la Ley son:

- Artículo 9. Exención de impuestos de importación y del Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS). La exención será del 100% del pago de impuesto a la importación de todos los equipos, maquinarias y accesorios necesarios para la producción de energía eléctrica de fuentes renovables y del ITBIS.
- Artículo 10. Exención del Impuesto sobre la Renta (ISR). Por un periodo de 10 años contados a partir del inicio de operación del proyecto y con vigencia hasta el 2020. La Ley 253-12 eliminó esta exención.
- Artículo 11. Reducción de impuestos al financiamiento externo al 5% por pago de intereses¹¹.
- Artículo 12. Crédito fiscal a los auto-productores (sistemas <1.5 MW. Hasta un 75% del monto de la inversión de equipos. Este artículo fue modificado por la Ley 253-12 pasando a descontarse del Impuesto Sobre la Renta el 40% de la inversión en equipos de generación de energía renovable, en un periodo de 3 años.

¹¹ La Ley 57-07 redujo este impuesto a 5% a los proyectos bajo el amparo de esta Ley, establecido en el Artículo 306 del Código Tributario en 15% y modificado por la Ley de Reforma Tributaria No.557-05, del 13 de diciembre del 2005 al 10%.

- Artículo 13. Préstamos con bajas tasas de interés para proyectos comunitarios (hasta 500 kW) que cubran hasta el 75% del costo del equipo.
- Artículo 23. Exención de impuestos a empresas productoras de bioetanol o biodiesel. La Ley 253-12 eliminó la exención del Impuesto sobre la Renta a estos proyectos.
- Artículo 14. Certificados y/o bonos por reducción de emisiones contaminantes canjeables según el Acuerdo (Protocolo) de Kyoto que obtengan los proyectos, pertenecerán a la persona propietaria del mismo.

Durante el período 2011-2019 entraron en operación:

- 15 plantas de generación eléctrica renovable para inyección al SENI una de las cuales utiliza biomasa;
- 2 plantas de generación eléctrica renovable sin inyección al SENI;
- 4,927 instalaciones de PMN que también inyectan energía al SENI una de las cuales utiliza biomasa;
- 40 instalaciones que utilizan biomasa que incluye las dos instalaciones citadas anteriormente.

En total se tienen 4,984 instalaciones que entraron a operar luego de la Ley 57-07 que utilizan fuentes de energía renovable para generación de energía térmica y/o eléctrica.

La tabla siguiente presenta los proyectos que se mantienen en operación desde su puesta en marcha e inyectan al SENI, de acuerdo a los informes de generación del OC-SENI, la CNE y la CEPAL.

Tabla 1. Proyectos ER para generación eléctrica acogidos a la Ley 57-07 con inyección al SENI¹².

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso
Los Cocos I	25.2	2011	E ólico
Quilvio Cabrera	8.3	2011	E ólico
Los Cocos II	52.0	2012	E ólico
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV
Larimar I	49.5	2016	E ólico
San Pedro Bioenergy	30.0	2016	Biomasa
Aeropuerto Cibao	3.0	2017	Solar FV
Larimar II	48.3	2018	E ólico
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV
PECASA	50.0	2019	E ólico
Agua Clara	52.5	2019	E ólico
Matafongo	34.0	2019	E ólico
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV
Los Guzmancitos	48.3	2019	E ólico
Total	564.0	-	-

¹² El proyecto Solar del Aeropuerto Cibao, es el único que inyecta energía al SENI a través de la red de distribución.

Fuente: TdR, MEM, CNE.

La tabla siguiente presenta los proyectos ER que no inyectan al SENI.

Tabla 2. Proyectos ER para generación eléctrica acogidos a la Ley 57-07 sin inyección al SENI.

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso
Ingenio Cristóbal Colon	7.0	2016	Biomasa
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	Solar FV
Total	14.2	-	-

Fuente: CNE.

Los proyectos bajo el Programa de Medición Neta (PMN) también han gozado de los incentivos de la Ley 57-07. Este programa está disponible para los clientes de las empresas distribuidoras que cuenten con un sistema de generación propia que utilice una fuente de energía renovable, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 20 de la Ley 57-07. Todas las instalaciones PMN son fotovoltaicas excepto una que opera con biomasa.

La tabla a continuación presenta la cantidad de usuarios bajo el programa PMN y la potencia instalada desde el año 2012 a 2019:

Tabla 3. Proyectos PMN 2012-2019

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MW, instalado	1.6	5.9	10.8	19.8	33.4	58.3	93.0	131.2
Usuarios	112	282	520	1,000	1,600	2,458	3,554	4,927

Fuente: CNE.

Se tiene también proyectos de biomasa para generación de energía térmica o eléctrica. Estos proyectos se han clasificado según la tecnología y tipo de biomasa en la subactividad 1.6 que se describe más adelante en este informe.

En la tabla a continuación, se presenta un resumen de los datos de los proyectos de biomasa que entraron en operación luego de la Ley 57-07:

Tabla 4. Proyectos a biomasa

No.	Nombre de la empresa	Potencia instalada calderas	Tipo de biomasa
I GENERACIÓN DE VAPOR			
1	Gildan Dominicana (Zona Franca)	3200 HP	Racimos de palma africana
2	Dos Rios Enterprises (Zona Franca)	2400 HP	Chips de madera
3	Pasteurizadora Rica, S.A.	725 HP	Astillas de madera y cascarilla de arroz
4	Cervecería Nacional Dominicana S.A. (AMBEV)	800 HP	Bagazo de cebada
5	Moldosa (Fabricación de moldes de cartón y papel)	369 HP	Astillas de madera
6	PLASTIFAR	300 HP	Jícara de Coco y paletas de madera
7	Punta Cana Laundry Services (Lavandería Industrial)	725 HP	Biomasa forestal
8	Panamericana de Servicios Energéticos, SAS	ND	Pellets de biomasa
9	Grupo Globalia (Hotel Hamaca)	369 HP	ND
10	CEPM	369 HP	Astillas de madera
II COGENERACIÓN			
1	Zona Franca Navarrete (fábrica de abrigos export)	1MWe	Astillas de madera y cascarilla de arroz
2	San Pedro Bioenergy, S. R.L.	30MWe	Bagazo de caña
3	Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos	ND	Bagazo de caña
III BIODIGESTORES		Producción diaria de Metano, m3	Fuente biomasa
1	Biogenetik	252	Granja de Cerdos
2	Agrofem 1 (Palmarejo)	972	Granja de Cerdos
3	Agrofem 2 (El Canal)	972	Granja de Cerdos
4	Hacienda Buena Vista	480	Granja de Cerdos
5	Rancho Zafarraya	1068	Granja de Cerdos
6	Agrokilda	960	Granja de Cerdos
7	Flora y Fauna PAEN	624	Granja de Cerdos
8	Agropecuaria Bautista	1320	Granja de Cerdos
9	Hacienda Rivera	2916	Granja de Cerdos
10	Antonio Sanchez	300	Granja de Cerdos
11	Granja Porcina Hnos. Abreu	1800	Granja de Cerdos
12	Marcano 1 (Naranjal)	1320	Granja de Cerdos
13	Marcano 2 (Don Pedro)	600	Granja de Cerdos
14	Marcano 3 (Guayacanal)	960	Granja de Cerdos
15	Marcano 4 (Potrero Mao)	600	Granja de Cerdos
16	José Pichardo	300	Granja de Cerdos
17	Hacienda SH	1800	Granja de Cerdos
18	Hacienda LB	707	Granja de Cerdos
19	José Rafael Veras	344	Granja de Cerdos
20	Incarna	1200	Matadero de Cerdos
21	SAG	3600	Granja Gallinas Ponedoras
22	COAVE	480	Matadero
23	COAVE 2	480	Matadero
24	Serviave	1200	Matadero Pollos
25	Unipollo	1200	Matadero Pollos
IV GASIFICADORES DE BIOMASA		Capacidad instalada, MW	Tipo de biomasa
1	PRODAL	0.8	Cascarilla de arroz
2	Briquetas Nacionales, SRL	0.8	Cascarilla de arroz

Fuente: CNE, investigación propia.

Proyectos ER para generación eléctrica

Las primeras solicitudes de incentivos estipulados por la Ley 57-07 empezaron a aprobarse en el año 2008.

Los proyectos de generación eléctrica con ER conectados al SENI son 9 eólicos, 5 solares y 1 a biomasa, y los ER que no inyectan al SENI son 1 solar y 1 a biomasa. La cantidad de resoluciones autorizando los incentivos de exoneración de importación durante 2008-2019 fue de 283 resoluciones para los proyectos eólicos, 81 resoluciones para los proyectos solares y 451 para los proyectos a biomasa. Con estas cantidades, se calcula la cantidad de resoluciones emitidas por proyecto. Cada resolución podría representar la importación de una o varias maquinarias, equipos o accesorios.

En promedio, cada proyecto eólico recibió 31 resoluciones de exención de impuestos de importación, 14 resoluciones cada proyecto solar y 11 para cada proyecto de biomasa. En biomasa se incluyen todos los proyectos indicados en la tabla anterior. Esto es así porque si fuese solamente el proyecto de San Pedro Bioenergy, la cantidad de resoluciones que requirió sería excesiva.

Al efectuar una relación entre la cantidad de resoluciones por tipo de proyecto, parece lógico que las resoluciones para los proyectos de biomasa sean menores puesto que la importación debe estar referida a los equipos grandes como son, la caldera y el turbogenerador en las instalaciones de generación eléctrica, el sistema de generación de vapor en las instalaciones térmicas o a pequeñas importaciones en los casos de los biodigestores.

En la siguiente tabla se encuentra la cantidad de resoluciones emitidas para la exención de los impuestos de importación durante el período 2008-2019:

Tabla 5. Cantidad de resoluciones emitidas

Tipo de proyecto	Cantidad de proyectos	Cantidad de Resoluciones	Resoluciones de importación por proyecto
Eólico	9	283	31
Solar	6	81	14
Biomasa	42	451	11
Total	57	815	14

Fuente: Elaboración propia con cifras de cantidad resoluciones de la CNE.

Es posible concluir que la cantidad de resoluciones emitidas es coherente con los requerimientos standard de importación de maquinaria y equipos.

Ahora bien, para evaluar las cantidades exoneradas se hace referencia a los montos reportados como exoneración del impuesto de importación y el monto de inversión de los proyectos. Los montos de inversión fueron calculados utilizando información suministrada por los proyectos, ver tabla 14.

El porcentaje de exoneración del impuesto de importación es del 8% sobre el valor de las importaciones. Para calcular el monto de exoneración se requiere conocer el valor

de los bienes importados. Como no se dispone de ese monto, se calcula cuánto representa el monto exonerado en relación al monto de inversión. Los resultados para el período 2008-2019 están a continuación:

Tabla 6. Exoneración del impuesto de importación e inversión 2008-2019. Proyectos ER

Tipo de proyecto	millones US\$		% exoneración/monto de inversión
	Inversión	Exoneración impuesto importación	
Eólico	891	64.44	7.2%
Solar	311	3.58	1.2%
Biomasa	133	10.65	8.0%

Fuente: Elaboración propia con cifras exoneración de la CNE.

Para los proyectos eólicos, el monto total de exoneración representa el 7.2% del monto total de inversión de los 9 proyectos que se acogieron a la Ley 57-07. Este resultado no coincide con el % de exoneración del impuesto a la importación, por lo que es posible concluir que parte de la inversión, aproximadamente el 9%, fue considerado como bienes de origen nacional.

En el caso de los proyectos solares, el porcentaje de exoneración representó el 1.2% del monto de inversión. Esto puede significar que no todos solicitaron o les fue aprobado la exoneración, o que un porcentaje de la inversión se efectuó con maquinaria, equipo y accesorios importados equivalente a US\$44.6 millones de dólares y el resto de la inversión fue considerado como bienes de origen nacional.

En el caso de la biomasa, para que el porcentaje de exoneración sea igual al 8% y considerar que toda la inversión se efectuó con equipos y accesorios importados, la inversión debería ser de US\$ 133 millones de dólares. De ser así, US\$ 22 millones se habrían invertido en las 40 instalaciones de biomasa construidas (25 biodigestores, 2 gasificadores, 10 de generación de vapor y 3 de cogeneración, ver Tabla 4).

Para los proyectos eólicos, el monto por exoneración del impuesto a la importación es ligeramente inferior con el nivel de inversión, por lo que se considera que gran parte de esta fue importada (91%) y el resto fue nacional (9%). Para los proyectos solares, el monto por exoneración del impuesto a la importación equivale a considerar que el 15% de la inversión fue efectuada con equipos importados y el resto con bienes de origen nacional o que no todos solicitaron o les fue aprobado la exoneración. Para los proyectos de biomasa, el monto exonerado incluye todas las instalaciones de biomasa considerando 100% de importación en todos los equipos, maquinaria y accesorios utilizados.

Proyectos PMN

El total de resoluciones autorizando incentivos para exoneración de impuestos de importación de los proyectos en el PMN entre 2008-2019 fue de 1,744. La cantidad de clientes con PMN a 2019 es de 4,927. En promedio, cada cliente PMN recibió casi 3 resoluciones para optar a este incentivo, este número, podría considerarse aceptable para el tamaño de estos sistemas.

Todos los proyectos bajo el PMN, excepto uno, son fotovoltaicos, la excepción es la empresa Briquetas Nacionales que genera con biomasa.

El monto de inversión de todos los proyectos PMN fue estimado en US\$183.4 millones de dólares. El monto total de exoneración por el impuesto de importación durante 2008-2019 fue de US\$18.4 millones de dólares que significa 10% del monto de inversión. Siendo que el impuesto de importación es del 8%, se tiene que podrían estar incluidos en el monto de exoneración, otros proyectos fuera del PMN o que la inversión debería ser de US\$230 millones de dólares (y no US\$ 183.4 millones a como fue estimada) y considerar que, el 100% de la inversión fue efectuada con equipo y accesorios importados para haber otorgado ese monto total de incentivos.

Tabla 7. Exoneración del impuesto de importación e inversión. 2008-2019. PMN

PMN	millones US\$
Inversión	183.4
Exoneración impuesto importación	18.4
% exoneración/monto de inversión	10%

Fuente: Elaboración propia con cifras de exoneración de la CNE.

En relación al crédito fiscal para autoprodutores, hasta noviembre 2012 era del 75% sobre la inversión. La Ley 253-12 reformó el porcentaje al 40%.

El monto de inversión en PMN ha sido hasta 2019 equivalente a US\$183.4 millones de dólares. En el año 2012, año en que iniciaron operaciones los primeros clientes bajo el PMN, el crédito fiscal era del 75% y a partir de 2013 el 40%.

El crédito fiscal fue calculado con los montos de inversión de cada año, 75% de la inversión en el año 2012 y 40% a partir del año 2013 y hasta 2019. El total de incentivo por crédito fiscal se presenta por año en la tabla siguiente. El monto total durante el período 2012-2019 tendría que haber sido de US\$ 74.6 millones de dólares podría ser que algunos PMN no obtuvieron o no solicitaron el crédito fiscal.

El total de crédito fiscal oficialmente reportado es de US\$ 65.5 millones, cantidad menor a los US\$ 74.6 millones calculados. Para obtener el dato oficial, la inversión tendría que ser menor a los US\$ 183.4 millones que se estimaron. Notar que, en el cálculo de los impuestos de importación presentado anteriormente, se concluyó que para obtener el 8% de exoneración de este impuesto, la inversión en el PMN debería haber sido mayor, pero para obtener el dato oficial del crédito fiscal, la inversión en PMN debería haber sido menor. La tabla siguiente presenta la inversión y el crédito fiscal por año.

Tabla 8. Inversión y Crédito Fiscal anual, período. 2012-2019. PMN

Rubro	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL millones US\$
MW instalado	1.58	5.85	10.81	19.76	33.39	58.25	93.02	131.17	
Inversión, millones US\$	3.56	9.6	11.16	13.2	18.74	32.32	45.2	49.6	183.38
Crédito Fiscal	2.67	3.84	4.46	5.28	7.5	12.93	18.08	19.84	74.6

Fuente: Elaboración propia y cifras de exoneración de la CNE.

Con el nivel de inversión estimado, el cálculo del monto de exoneración de los impuestos de importación y crédito fiscal para los clientes en PMN no es similar a los montos oficiales reportados. Para obtener cifras similares a las oficiales, se tendrían que considerar montos de inversión diferentes en el cálculo de cada tipo de incentivo, por lo que podrían estar incluidos en el monto de exoneración, otros proyectos fuera del PMN y/o que algunos PMN no obtuvieron o no solicitaron el crédito fiscal.

En el cálculo de la exoneración del impuesto de importación, el nivel de inversión debería haber sido de US\$ 230 millones en vez de los US\$183.4 millones estimados. En el cálculo del crédito fiscal, el nivel de inversión debería haber sido de US\$162 millones de dólares.

Al no obtener resultados coherentes en el cálculo de la exoneración con ambos incentivos (exoneración de impuestos de importación y crédito fiscal) se tendría que comparar estos resultados con el cálculo oficial efectuado para poder concluir.

Sub-actividad 1.2. Determinar, desglosado por tipo de incentivo y exenciones, el sacrificio fiscal asociado con los incentivos otorgados por la aplicación de la Ley 57-07 (y normativas, reglamentos conectados) para el fomento de las ER a través de los mecanismos que contempla la Ley, desde la entrada en vigor de dicha Ley.

El sacrificio fiscal es equivalente al monto total de los incentivos otorgados por la aplicación de la Ley 57-07.

Durante el periodo 2008 – 2019, se aprobaron un total de 7,963 solicitudes de incentivos para: ITBIS, Crédito fiscal, Importaciones de autoprodutores y de concesionarios¹³ de proyectos eólicos, solares y de biomasa, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 9. Cantidad de resoluciones de autorización de incentivos bajo la Ley 57-07

Tipo de incentivo	Total periodo (2008-2019)
ITBIS	3,848
CREDITO FISCAL	1,556
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	1,744
IMPORTACION CONCESIONARIOS	815
<i>CONCESIONARIO (EOLICO)</i>	283
<i>CONCESIONARIO (SOLAR)</i>	81
<i>CONCESIONARIO (BIOMASA)</i>	451
TOTAL	7,963

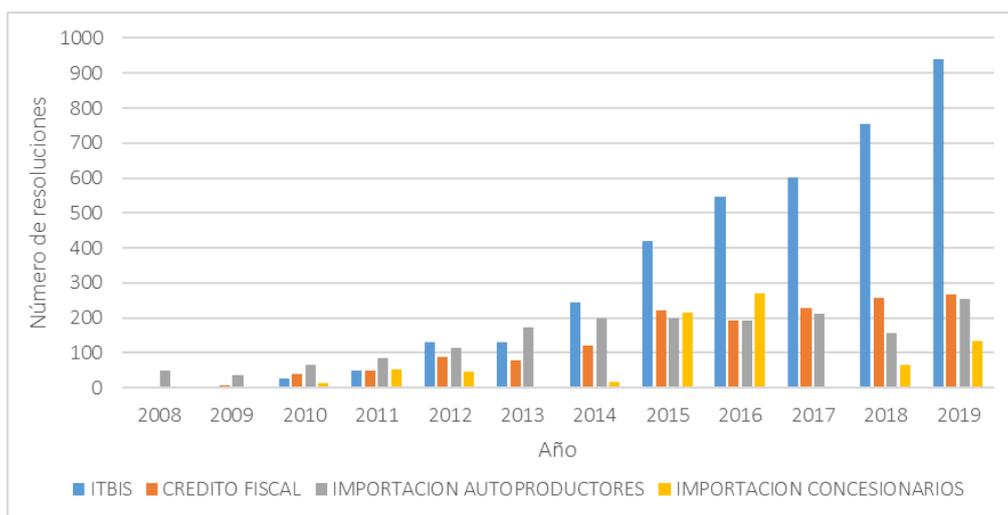
Fuente: CNE.

Tomando como base los datos de la tabla anterior, podemos apreciar que la mayor cantidad de solicitudes se debe a los incentivos ITBIS, representando casi el 50% del total de solicitudes de incentivos.

La evolución de las solicitudes de incentivos para cada uno de los años del periodo 2008 – 2019 se presenta en el gráfico siguiente. Durante el periodo se aprecia que las solicitudes de los incentivos de ITBIS aumentaron de manera exponencial.

Gráfico 1. Cantidad de resoluciones de autorización de incentivos

¹³ Concesionario: persona física o jurídica con derecho a construir y a explotar obras eléctricas previo cumplimiento del marco legal y regulatorio del país.



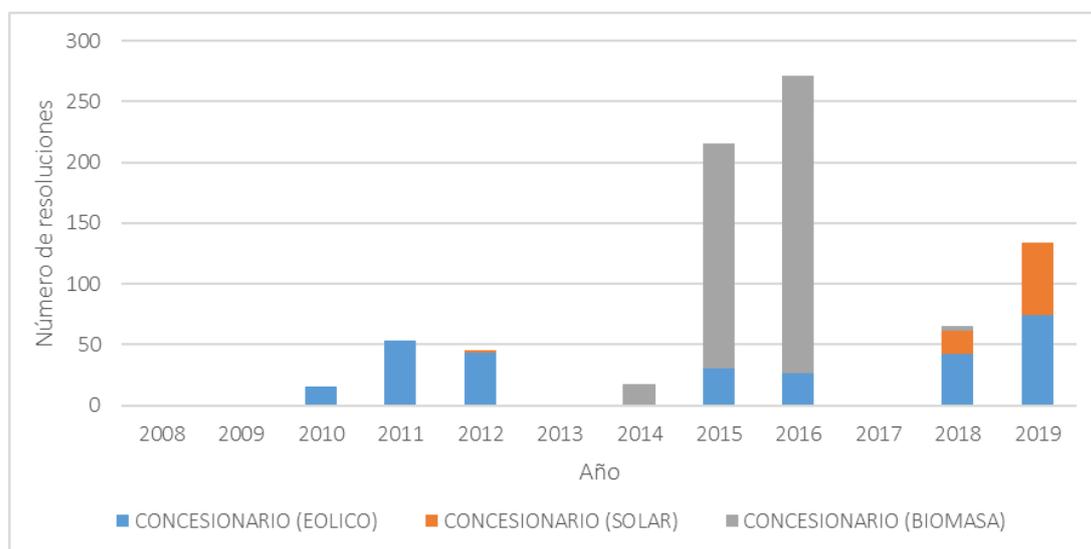
Fuente: En base a información proporcionada por el CNE.

Las solicitudes de incentivos de importación de los concesionarios están clasificadas por tipo de fuente renovable: eólica, solar y biomasa.

En los años 2015 y 2016 se aprobaron la mayor cantidad de incentivos de importación, lo que coincide con la entrada en operación de San Pedro Bioenergy y otras instalaciones a biomasa. Las autorizaciones de incentivos de importación a concesionarios de biomasa representan el 55% del total de autorizaciones a concesionarios.

La evolución de la cantidad de incentivos de importaciones por fuente renovable se presenta en el siguiente gráfico:

Gráfico 2. Cantidad de resoluciones de autorización de incentivos de importación emitidas



Fuente: En base a información proporcionada por el CNE.

Respecto al monto de los incentivos emitidos, se tiene que para el periodo 2008 – 2019, el total de incentivos por exoneración de: ITBIS, Crédito fiscal, Importaciones de autoprodutores y de concesionarios de proyectos eólicos, solares y de biomasa, fue de RD\$ 10,146 millones.

La siguiente tabla presenta los incentivos para cada uno de los años del periodo.

Tabla 10. Incentivos emitidos en base a Ley 57-07. 2008-2019. Millones de RD\$

Tipo de incentivo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ITBIS	\$0.0	\$0.0	\$23.9	\$65.9	\$148.5	\$140.5	\$122.3
CREDITO FISCAL	\$4.9	\$1.9	\$78.6	\$90.0	\$175.1	\$389.2	\$243.7
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	\$5.1	\$11.1	\$14.3	\$24.4	\$56.3	\$83.1	\$78.0
IMPORTACION CONCESIONARIOS	\$0.0	\$0.0	\$283.7	\$63.7	\$341.9	\$0.0	\$165.3
CONCESIONARIO (EOLICO)	\$0.0	\$0.0	\$283.7	\$63.7	\$338.0	\$0.0	\$0.0
CONCESIONARIO (SOLAR)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$4.0	\$0.0	\$0.0
CONCESIONARIO (BIOMASA)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$165.3
TOTAL	\$9.9	\$13.0	\$400.5	\$244.1	\$721.9	\$612.7	\$609.3

Tipo de incentivo	2015	2016	2017	2018	2019	Total periodo (2008-2019)
ITBIS	\$292.2	\$610.3	\$341.6	\$407.0	\$620.1	\$2,772
CREDITO FISCAL	\$360.9	\$424.8	\$433.3	\$381.1	\$375.5	\$2,959
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	\$202.1	\$74.1	\$75.4	\$98.7	\$102.4	\$825
IMPORTACION CONCESIONARIOS	\$948.8	\$88.5	\$0.0	\$934.8	\$762.5	\$3,589
CONCESIONARIO (EOLICO)	\$708.5	\$21.5	\$0.0	\$838.1	\$681.6	\$2,935
CONCESIONARIO (SOLAR)	\$0.0	\$0.0	\$0.0	\$93.8	\$80.9	\$179
CONCESIONARIO (BIOMASA)	\$240.3	\$67.0	\$0.0	\$2.9	\$0.0	\$475
TOTAL	\$1,804.0	\$1,197.7	\$850.3	\$1,821.7	\$1,860.5	\$10,146

Fuente: En base a información proporcionada por el CNE.

Para la conversión a US\$ dólar se utilizó la tasa de cambio promedio anual publicada por el Banco Central de República Dominicana en el período de interés. A continuación, los valores anuales de la tasa de cambio para el periodo 2008 - 2019:

Tabla 11. Tasa de Cambio RD\$ respecto al US\$ dólar 2011-2019¹⁴

Tasa de cambio	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Compra	34.4169	35.8952	36.7528	38.0231	39.2361	41.7058
Venta	34.5356	35.9806	36.8366	38.0989	39.3205	41.8069
Promedio	34.4763	35.9379	36.7947	38.0610	39.2783	41.7564

Tasa de cambio	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Compra	43.4493	44.9411	45.9884	47.4376	49.4306	51.2027
Venta	43.5577	45.0533	46.0765	47.5368	49.5151	51.3068
Promedio	43.5035	44.9972	46.0325	47.4872	49.4729	51.2548

Fuente: Banco Central de República Dominicana. Elaboración propia el promedio anual.

En la tabla a continuación se presenta el total de los incentivos otorgados en millones de dólares:

¹⁴ Fuente: Banco Central de República Dominicana. Elaboración propia el promedio anual.

Tabla 12. Incentivos emitidos en base a Ley 57-07. 2008-2019. 10⁶US\$¹⁵

Tipo de incentivo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ITBIS	\$0.00	\$0.00	\$0.65	\$1.73	\$3.78	\$3.36	\$2.81
CREDITO FISCAL	\$0.14	\$0.05	\$2.14	\$2.36	\$4.46	\$9.32	\$5.60
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	\$0.15	\$0.31	\$0.39	\$0.64	\$1.43	\$1.99	\$1.79
IMPORTACION CONCESIONARIOS	\$0.00	\$0.00	\$7.71	\$1.67	\$8.71	\$0.00	\$3.80
CONCESIONARIO (EOLICO)	\$0.00	\$0.00	\$7.71	\$1.67	\$8.60	\$0.00	\$0.00
CONCESIONARIO (SOLAR)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.10	\$0.00	\$0.00
CONCESIONARIO (BIOMASA)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$3.80
TOTAL	\$0.29	\$0.36	\$10.88	\$6.41	\$18.38	\$14.67	\$14.01

Tipo de incentivo	2015	2016	2017	2018	2019	Total periodo (2008-2019)
ITBIS	\$6.49	\$13.26	\$7.19	\$8.23	\$12.10	\$59.6
CREDITO FISCAL	\$8.02	\$9.23	\$9.12	\$7.70	\$7.33	\$65.5
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	\$4.49	\$1.61	\$1.59	\$2.00	\$2.00	\$18.4
IMPORTACION CONCESIONARIOS	\$21.09	\$1.92	\$0.00	\$18.90	\$14.88	\$78.7
CONCESIONARIO (EOLICO)	\$15.75	\$0.47	\$0.00	\$16.94	\$13.30	\$64.4
CONCESIONARIO (SOLAR)	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$1.90	\$1.58	\$3.6
CONCESIONARIO (BIOMASA)	\$5.34	\$1.46	\$0.00	\$0.06	\$0.00	\$10.7
TOTAL	\$40.09	\$26.02	\$17.91	\$36.82	\$36.30	\$222.1

Fuente: Información CNE y tasa de cambio promedio anual.

Los proyectos renovables que se acogieron a la Ley 57-07 y que están en operación, también gozan de la exoneración del Impuesto sobre la Renta hasta el año 2020. El monto exonerado durante el período 2010-2019 asciende a 5,272 millones RD\$ equivalentes a US\$ 123 millones de dólares. La distribución por año de la exoneración del ISR se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 13. Monto de exoneración del ISR en base a Ley 57-07. 2010-2019.

Año	millones RD\$	millones US\$
2010	601.3	16.34
2011	497.3	13.07
2012	329.7	8.39
2013	1,099.0	26.32
2014	901.2	20.72
2015	450.2	10.01
2016	44.3	0.96
2017	200.9	4.23
2018	811.2	16.40
2019	337.3	6.58
TOTAL	5,272.4	123.01

Fuente: Elaboración propia en base a datos suministrados por la CNE.

¹⁵ Fuente: Información CNE y tasa de cambio promedio anual.

De las tablas 12 y 13 anteriores podemos concluir que:

- El sacrificio fiscal asociado con los incentivos otorgados desde la entrada en vigor de la Ley 57-07 hasta 2019 es de US\$ 345 millones de dólares americanos.
- Del total de incentivos, US\$97 millones (28%) corresponde a la exoneración del impuesto de importación donde la mayor parte, 23%, se debió a la exoneración a concesionarios y 5% a autoprodutores.
- La exoneración del ITBIS y el Crédito Fiscal significan 17% y 19% respectivamente del total de incentivos.
- La exoneración del ISR representa el 36% del monto total exonerado.

Sub-actividad 1.3. Estimar los costos de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX) asociados con el portafolio de los proyectos de ER construidos con incentivos bajo la Ley 57-07, por tipo de tecnología y capacidad de generación eléctrica.

1.3.1 Costos de Inversión (CAPEX) proyectos ER.

Los costos de inversión, CAPEX de los proyectos renovables acogidos a la Ley 57-07 se estimaron utilizando diferentes fuentes de información. Para los proyectos eólicos se obtiene una inversión de entre US\$2 – 4 millones de dólares por MW, los proyectos solares resultan en promedio con una inversión de US\$1.8 millones/MW y el único proyecto de biomasa en US\$2.6 millones/MW.

El costo total de inversión de los quince (15) proyectos acogidos a la Ley 57-07 que inyectan al SENI es de US\$1,277 millones de dólares, este detalle por planta ER se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 14. Costos de inversión US\$, proyectos ER que inyectan al SENI

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Total Inversión, millones US \$	Fuente información del valor de la Inversión
Los Cocos I	25.2	2011	Eólico	100.0	http://www.egehaina.com/plantas/los-cocos/
Quilvio Cabrera	8.25	2011	Eólico	32.7	Estimación propia
Los Cocos II	52.0	2012	Eólico	100.0	http://www.egehaina.com/plantas/los-cocos/
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV	55.0	https://www.cne.gov.do/noticia/tecnicos-empleados-la-cne-visitan-instalaciones-monte-plata-solar/
Larimar I	49.5	2016	Eólico	120.0	https://presidencia.gob.do/noticias/con-parque-eolico-larimar-avanzamos-en-transformacion-matriz-energetica-nacional
San Pedro Bioenergy	30	2016	Biomasa	90.0	https://spbesa.com/
Aeropuerto Cibao	3.0	2017	Solar FV	7.0	CNE
Larimar II	48.3	2018	Eólico	100.0	https://www.cne.gov.do/noticia/autorizan-operacion-parque-energia-eolica-larimar-ii/
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV	115.0	https://www.eldinero.com.do/63737/con-una-inversion-de-us-100-millones-inauguran-la-planta-de-energia-limpia-montecristi-solar/
PE CASA	50.0	2019	Eólico	90.0	EIA
Agua Clara	52.5	2019	Eólico	103.0	https://www.cne.gov.do/noticia/inauguracion-del-parque-eolico-agua-clara/
Matafongo	34.0	2019	Eólico	120.0	Actualización EIA Matafongo
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV	45.0	https://www.cne.gov.do/noticia/director-ejecutivo-cne-en-inauguracion-del-parque-canoa-solar-que-brindara-energia-limpia-a-mas-de-30-mil-hogares/
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV	75.0	https://www.cne.gov.do/noticia/inauguraron-parque-energia-solar-en-mata-de-palma-invierten-us-75-millones/
Los Guzmancitos	48.3	2019	Eólico	125.0	http://borealtelevision.com/generacion-electrica-rd-depende-cada-vez-menos-del-petroleo/
Total	563.95	-	-	1,277.7	-

Respecto a los dos (2) proyectos acogidos a la Ley 57-07 que no inyectan al SENI es de US\$34.5 millones de dólares, este detalle por planta ER se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 15. Costos de inversión US\$, proyectos ER que no inyectan al SENI

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Total Inversión, millones US \$	Fuente información del valor de la Inversión
Ingenio Cristóbal Colon	7.0	2016	Biomasa	21.0	Estimación propia
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	Solar FV	13.5	CNE
Total	14.20	-	-	34.5	-

Para calcular la inversión total efectuada en el PMN, se calculó el indicador de inversión en US\$/MW utilizando costos de referencia. Los costos de referencia utilizados para el período 2012-2018 se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 16. Costos de inversión unitario, US\$/kWp instalado sistemas FV 2012-2018.

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Fuente
		2,000 - 2,500					Guía inversionista CNE
					1,000 - 1,600		www.eldinero.com.do/55253/la-energia-solar-permite-alcanzar-alta-rentabilidad
			1,475	1,375	1,250		Monitor Energético. Julio 2018. Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo.
4,010	3,395	3,145	2,765	2,610	2,360	2,265	NREL US PV System cost benchmark

En el cálculo de los costos de inversión de los sistemas PMN se utilizaron los siguientes valores:

- US\$ 2,250/kWp para el período 2012-2014 valor promedio publicado por la CNE en la Guía del Inversionista de octubre 2014.
- US\$ 1,475/kWp y US\$ 1,375 US\$/kWp para 2015 y 2016, valor promedio publicado por la revista Monitor Energético del Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo.
- US\$ 1,300 US\$/kWp para 2017 – 2019, valor promedio indicado por el proveedor de sistemas FV publicada en entrevista en “el dinero.com”. Este valor es similar al presentado por la revista Monitor Energético en 2017.

Los costos que publica NREL son presentados como información porque este es un estudio comparativo de costos en Estados Unidos de América.

Con los valores anteriores y la capacidad instalada en PMN se calcularon los CAPEX del PMN durante el período 2012-2018. El total de inversión para el período 2012-2019 fue de US\$183.38 millones de dólares.

Los costos de inversión en el PMN por año y para el período 2012-2019 se presentan a continuación:

Tabla 17. Inversión sistemas FV, PMN

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total 2012-2019
US \$/kWp instalado	2,250	2,250	2,250	1,475	1,375	1,300	1,300	1,300	-
MW, instalado (anual)	1.58	4.27	4.96	8.95	13.63	24.86	34.77	38.15	131.17
Inversión, 10⁶ US \$	3.56	9.61	11.16	13.20	18.74	32.32	45.20	49.60	183.38

Fuente: Elaboración propia.

Los costos totales de inversión (CAPEX) de los proyectos ER para generación eléctrica y PMN, acogidos a la Ley 57-07 y en operación durante el periodo 2011 – 2019 fueron de US\$ 1,496 millones de dólares.

1.3.2 Costos Operativos (OPEX) proyectos ER.

Las plantas de generación renovables presentan costos operativos (OPEX) bajos en comparación con las plantas no renovables ya que utilizan como insumo un recurso renovable de nulo o bajo costo, tal como el viento, sol, biomasa o agua. En el caso de los catorce (15) proyectos acogidos bajo la Ley 57-07 y que inyectan al SENI, nueve (9) de estos utilizan como recurso el viento, cinco (5) utilizan el sol y uno (1) utiliza biomasa. Respecto a los dos (2) proyectos acogidos bajo la Ley 57-07 que no inyectan al SENI, uno de estos utiliza como recurso el sol y el otro utiliza biomasa.

En el cálculo de los costos operativos de estos proyectos, se utilizó como base, los costos promedios para los proyectos solares fotovoltaicos residenciales y comerciales (proyectos bajo el PMN) según lo indicado en REmap 2030 IRENA. Para los proyectos eólicos, el proyecto de biomasa y los proyectos solares fotovoltaicos a gran escala, se utilizaron costos del sector eléctrico de Costa Rica.

La tabla a continuación presenta el promedio de los costos operativos por tecnología utilizados para las estimaciones del OPEX de cada uno de los proyectos bajo la Ley 57-07.

Tabla 18. Costos operativos por tecnología.

Unidades/tecnología	Costo de operación y Mantenimiento, US \$/kW año
E ólicas en tierra	50
S olar Fotovoltaica (residencial/comercial)	14
S olar Fotovoltaica (gran escala)	12
Biomasa (cogeneración)	59

Fuente: Plan Expansión Generación Eléctrica 2019 del ICE, REmap 2030 IRENA.

Tomando como referencia los costos indicados en la tabla anterior y la potencia de cada uno de los proyectos proyectos ER, se calcularon los OPEX anuales de cada uno de estos. Estos cálculos se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 19. Costos de operación y mantenimiento proyectos ER que inyectan al SENI

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Total Operación y mantenimiento, millones US \$
Los Cocos I	25.2	2011	Eólico	1.26
Quilvio Cabrera	8.3	2011	Eólico	0.41
Los Cocos II	52.0	2012	Eólico	2.60
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV	0.36
Larimar I	49.5	2016	Eólico	2.48
San Pedro Bioenergy	30.0	2016	Biomasa	1.76
Aeropuerto Cibao	3.0	2017	Solar FV	0.04
Larimar II	48.3	2018	Eólico	2.42
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV	0.69
PECASA	50.0	2019	Eólico	2.50
Agua Clara	52.5	2019	Eólico	2.63
Matafongo	34.0	2019	Eólico	1.70
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV	0.30
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV	0.60
Los Guzmancitos	48.3	2019	Eólico	2.42
Total	564.0			22.15

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Costos de operación y mantenimiento proyectos ER que no inyectan al SENI

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Total Operación y mantenimiento, millones US \$
Ingenio Cristóbal Colon	7.0	2016	Biomasa	0.41
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	Solar FV	0.09
Total	14.2			0.50

Fuente: Elaboración propia.

Respecto a los proyectos bajo el PMN, se calcularon los OPEX anuales tomando como referencia: los costos operativos de proyecto solares a (residencial/comercial) y la potencia instalada de cada año de los proyectos PMN. Estas estimaciones se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 21. Costos de operación y mantenimiento PMN

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
MW, instalado (anual)	1.58	4.27	4.96	8.95	13.63	24.86	34.77	38.15	131.17
Inversión, 10 ⁶ US \$	0.02	0.06	0.07	0.13	0.19	0.35	0.49	0.53	1.84

Fuente: Elaboración propia.

Podemos concluir que los costos totales anuales de operación y mantenimiento (OPEX) de los proyectos ER para generación eléctrica y PMN, acogidos a la Ley 57-07 y en operación durante el periodo 2011 – 2019, según las dos tablas anteriores, son de aproximadamente US\$ 24.5 millones de dólares.

Sub-actividad 1.4. Recolectar y corroborar, la información de entrada pertinente para cuantificar el número de instalaciones, tipo de tecnología, capacidad (kW) instalada, y la energía (kWh) entregada a las Compañías de Distribución de Electricidad, por los usuarios bajo el Programa de Medición Neta (PMN).

Los usuarios bajo el PMN son, en su mayoría, proyectos solares. De hecho, según información proporcionada por la CNE, como PMN opera un único proyecto de biomasa de la empresa Briquetas Nacionales.

Los primeros usuarios bajo el PMN fueron instalados en el año 2012, iniciando con 112 usuarios. En el año 2019 el total de usuarios fue de 4,927 y la potencia total instalada fue de 131.2 MW.

La tabla a continuación presenta la cantidad de usuarios y capacidad instalada de los usuarios del PMN durante el período 2012 – 2019.

Tabla 22. Cantidad de instalaciones PMN

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MW, instalado	1.6	5.9	10.8	19.8	33.4	58.3	93.0	131.2
Usuarios	112	282	520	1,000	1,600	2,458	3,554	4,927

Fuente: página web CNE.

La mayor parte de los usuarios PMN están conectados a la red de distribución de la empresa EDENORTE. Desde el inicio del programa, EDENORTE tiene conectada a su red la mayor cantidad de usuarios en PMN pero la diferencia con el resto de distribuidoras se ha incrementado a partir de 2018. Es así que los usuarios PMN conectados a EDENORTE, representan aproximadamente el doble de los usuarios conectados a la empresa EDESUR y un poco más de cuatro veces de los usuarios de la empresa EDEESTE y otras empresas de distribución (Cap Cana Caribe, CEB, CEPM, Corp. Punta Cana, Costasur Dominicana, El Limón, Luz y Fuerza y Puerto Plata Electricidad).

La tabla a continuación presenta la cantidad de usuarios PMN por empresa distribuidora.

Tabla 23. Usuarios PMN por empresa distribuidora

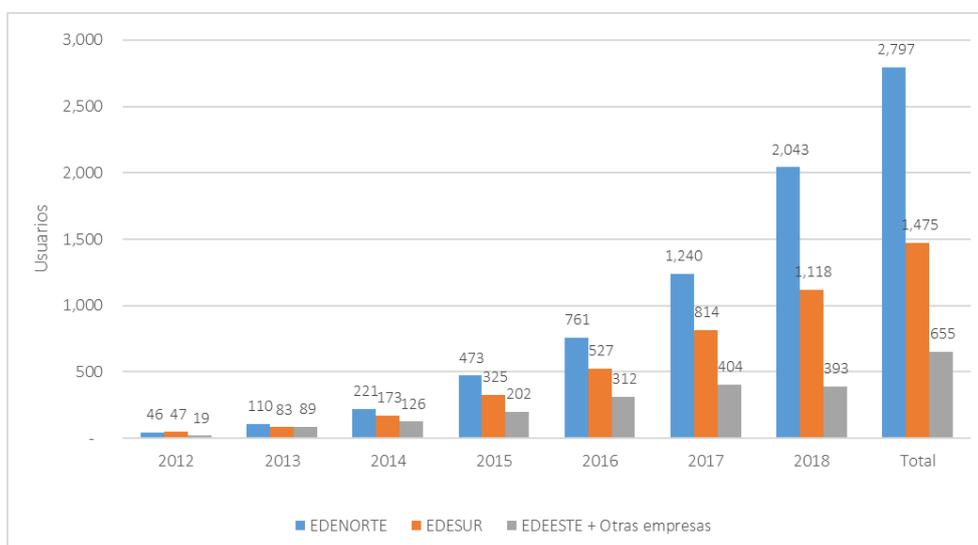
Empresa	Total	%
EDENORTE	2,797	57%
EDESUR	1,475	30%
EDEESTE + Otras empresas	655	13%
Total	4,927	100%

Fuente: Elaboración propia.

La evolución de la cantidad de instalaciones PMN por empresa distribuidora de energía durante 2012-2019 se muestra en el gráfico siguiente. Si bien se observa un incremento

sostenido en la cantidad de clientes en PMN durante el período, resalta el incremento importante en la cantidad de clientes en 2018.

Gráfico 3. Cantidad de instalaciones PMN por empresa distribuidora



Fuente: EDESUR, EDENORTE y estimaciones propias.

De la tabla y gráfico anterior podemos concluir que, hasta el año 2019 la empresa distribuidora con mayor número de clientes PMN corresponde a EDENORTE con el 57%, seguido de EDESUR con el 30% y finalmente EDEESTE y Otras empresas distribuidoras con el 13%.

Referente a la energía entregada (inyecciones) a las empresas distribuidoras, tenemos que para todo el periodo evaluado (2012 - 2019), el total de inyecciones fue de 151 GWh, de los cuales, la mayor parte, fue inyectada a la red de la empresa EDENORTE, seguido de EDESUR y finalmente EDEESTE y Otras empresas distribuidoras.

Tabla 24. Energía entregada por PMN a cada empresa distribuidora, en MWh

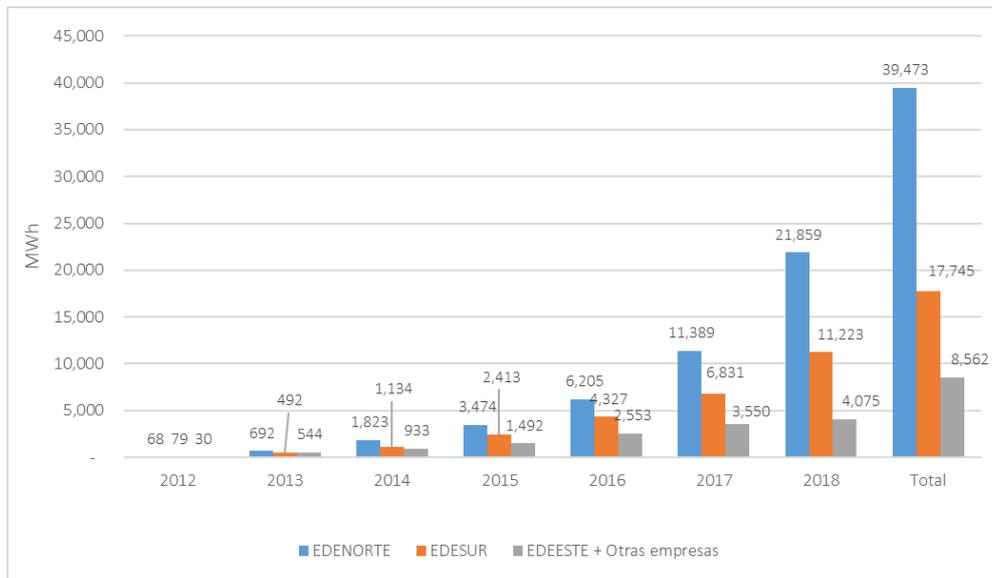
Empresa	Totales 2012 - 2019	%
EDENORTE	84,982	56%
EDESUR	44,244	29%
EDEESTE + Otras empresas	21,738	14%
Total	150,963	100%

Fuente: EDESUR, EDENORTE y estimaciones propias.

De la tabla anterior podemos concluir que, en el periodo 2012 – 2019, la empresa distribuidora que recibió mayor número de inyecciones por parte de los PMN corresponde a EDENORTE con el 56%, seguido de EDESUR con el 29% y finalmente EDEESTE y Otras empresas distribuidoras con el 14%.

La evolución de estas inyecciones por empresa distribuidora para el periodo 2012 – 2019 se presenta en el gráfico siguiente:

Gráfico 4. Número Energía entregada PMN por empresa distribuidora



Fuente: EDESUR, EDENORTE y estimaciones propias.

Adicionalmente se calculó la energía total factura por las empresas distribuidoras para el periodo 2012 – 2019, y se comparó con la energía inyectada por los usuarios PMN.

Tabla 25. Porcentaje de la energía inyectada por PMN respecto a la energía factura por cada empresa distribuidora.

Empresa distribuidora	Periodo 2012-2019, GWh		
	Energía facturada	Energía inyectada por PMN	%
EDENORTE	22,809	85.0	0.4%
EDESUR	28,693	44.2	0.2%
EDEESTE + Otras empresas	19,272	21.7	0.1%
Total	70,775	151.0	0.2%

Fuente: EDESUR, EDENORTE y estimaciones propias.

De la tabla anterior podemos concluir que, en el periodo 2012 – 2019, la energía inyectada por los PMN a la red de distribución representó el 0.2% de la energía total factura por las empresas distribuidoras.

Sub-actividad 1.5. Describir y clasificar, de manera sucinta, los proyectos de ER y las principales características de los equipos usados, objeto de los beneficios bajo la Ley 57-07 y el PMN.

1.5.1 Proyectos ER.

Las características principales de los equipos utilizados en los proyectos ER objeto de los beneficios bajo la Ley 57-07 se presentan en esta actividad y han sido agrupadas por tipo de fuente renovable: eólica, solar y biomasa.

Los proyectos eólicos acogidos bajo la Ley 57-07 son nueve (9) con un total de 157 aerogeneradores instalados. De estos aerogeneradores, 93 son marca GAMESA y 64 marca VESTAS. Todos los aerogeneradores GAMESA tienen una potencia de 2 MW cada uno y los aerogeneradores VESTAS tienen una potencia unitaria entre 1.65 MW - 3.45 MW.

La tabla a continuación presenta las características principales de los equipos utilizados en los proyectos eólicos.

Tabla 26. Equipamiento proyectos eólicos

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Número de unidades	Potencia cada unidad, MW	Marca	Modelo	Fuente
Los Cocos I	25.2	2011	14	1.80	Vestas	V90	http://www.egehaina.com/plantas/los-cocos/ http://www.egehaina.com/parque-eolico-los-cocos-2/
Quilvio Cabrera	8.25	2011	5	1.65	Vestas	V83	https://www.thewindpower.net/windfarm_es_6764_los-cocos-quilvio-cabrera.php
Los Cocos II	52.0	2012	26	2.00	Gamesa	G97	http://www.egehaina.com/plantas/los-cocos/ https://www.thewindpower.net/windfarm_es_6764_los-cocos-quilvio-cabrera.php
Larimar I	49.5	2016	15	3.30	Vestas	V112H	http://www.egehaina.com/plantas/larimar/
Larimar II	48.3	2018	14	3.45	Vestas	V117	https://www.thewindpower.net/windfarm_es_25226_larimar-ii.php
PECASA	50.0	2019	25	2.00	Gamesa	G114	https://www.thewindpower.net/windfarm_es_15414_el-guanillo.php
Agua Clara	52.5	2019	25	2.00	Gamesa	G114	https://www.thewindpower.net/windfarm_es_30514_agua-clara.php
Matafongo	34.0	2019	17	2.00	Gamesa	G97	https://www.thewindpower.net/windfarm_es_27869_matafongo.php
Los Guzmancitos	48.3	2019	16	3.45	Vestas	V136	https://www.thewindpower.net/windfarm_es_21588_los-guzmancitos.php

Los proyectos solares acogidos bajo la Ley 57-07 y que inyectan energía al SENI son cuatro proyectos. El total de paneles solares instalados son, aproximadamente, 636,811 paneles solares, las marcas son ASTRONENERGY (34%), RISEN (32%), NEW SOLAR POWER (21%) y GCL (14%). La potencia promedio por panel oscila entre 227 - 370 Wp.

De los cuatro proyectos solares, se identificó que uno de ellos tiene instalados inversores de media capacidad (30 kW), tres de los proyectos tienen instalados inversores de gran capacidad (2.5 MW y 5 MW). En tres de estos proyectos se identificó la marca del inversor, corresponde a la marca SMA, Power Electronics y GAMESA.

La tabla siguiente presenta información referente a los paneles solares e inversores:

Tabla 27. Equipamiento proyectos solares que inyectan al SENI.

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Paneles solares			Inversores			Fuente
			Número de paneles	Potencia, Watts	Marca	Número de inversores	Potencia, kW	Marca	
Aeropuerto Cibao	3.0	2016	5,880 4,685	255 320	- -	3 50	500 30	- -	RESOLUCION_SIE-078-2016-RCD_- _AIC_PROY_FOTOVOLTAICO_3MW
Monte Plata Solar	30.0	2016	132,000	227	New Solar Power	1,000	30	-	https://www.cne.gob.do/noticia/sistema-energetico-nacional-recibe-30-megavatios-mas-de-energia-verde/ https://soventix.com.do/monte-plata-solar-demuestra-que-el-sol-si-es-energia-para-rd/
Monte Cristi Solar	57.9	2018	215,000	269	Astronergy	23	2,500	SMA	https://www.pv-magazine-latam.com/2018/10/10/republica-dominicana-aprueba-la-segunda-fase-del-proyecto-solar-montecristi/
Canoa Solar	25.0	2019	88,817	370	GCL	8	3,510	Power Electronics	CNE
Mata de Palma	50.0	2019	77,496 123,498	330 335	Risen	10 1	5,000 2,500	GAMESA	CNE

Solo se cuenta con un proyecto solar acogido bajo la Ley 57-07 que no inyecta energía al SENI: Parque Solar Fotovoltaico CEP M. El total de paneles solares instalados son aproximadamente, 24,258 paneles solares. Este proyecto tiene instalado inversores de gran capacidad (2.3 MW y 3.5 MW). La tabla siguiente presenta información referente a los paneles solares e inversores:

Tabla 28. Equipamiento proyectos solares que no inyectan al SENI.

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Paneles solares			Inversores			Fuente
			Número de paneles	Potencia, Watts	Marca	Número de inversores	Potencia, kW	Marca	
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	14,158	360	Canadian	1	3,510	Power Electronics	CNE
			10,100	365		2	2,340	Power Electronics	

Finalmente tenemos información de las características principales del equipamiento utilizado en el proyecto de biomasa San Pedro Bioenergy, la tabla siguiente presenta esta información.

Tabla 29. Equipamiento proyecto Biomasa

Proyecto	Equipamiento	Fuente
San Pedro Bioenergy	1 Calderas de 140 TPH de 82 bars y 525 C 1 Generador de 30 MW	https://spbesa.com/

Respecto al proyecto Ingenio Cristóbal Colon no se conto con información del equipamiento utilizado.

1.5.2 Proyectos PMN.

La Comisión Nacional de Energía presenta en su página web un listado de los paneles e inversores certificados que los usuarios pueden utilizar si desean ser parte del PMN. Este listado presenta un total de 192 marcas de inversores y paneles solares, para un total de 2,874 modelos diferentes.

A continuación, se presenta el total de marcas y modelos certificados de inversores y paneles solares.

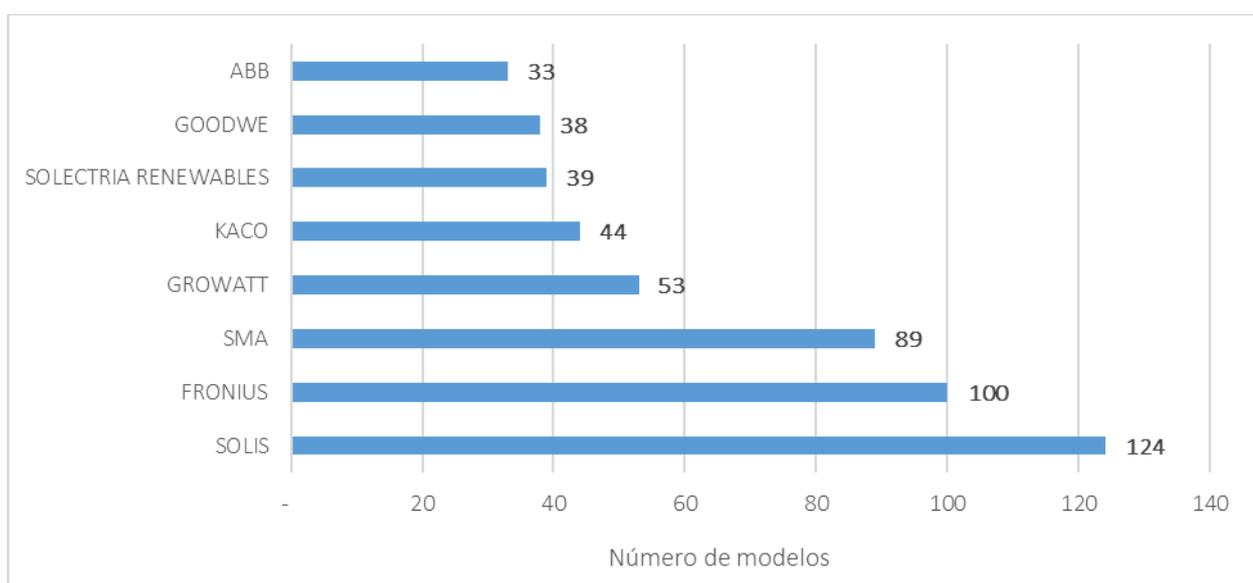
Tabla 30. Número de marcas y modelos de equipos certificados para PMN

Equipos	Marcas certificadas	Modelos certificados
Inversores	62	937
Paneles solares	130	1,937
Total	192	2,874

Fuente: Elaboración propia en base a información publicada por la CNE.

De las 62 marcas certificadas de inversores indicados en la tabla anterior, las que cuentan con mayor número de modelos certificados corresponden a: SOLIS, FRONIUS, SMA, GROWATT, KACO, SOLECTRIA RENEWABLES, GOODWE y ABB. La tabla siguiente presenta el número de modelos certificados de las marcas más representativas de inversores.

Gráfico 5. Marcas más representativas de inversores solares certificados



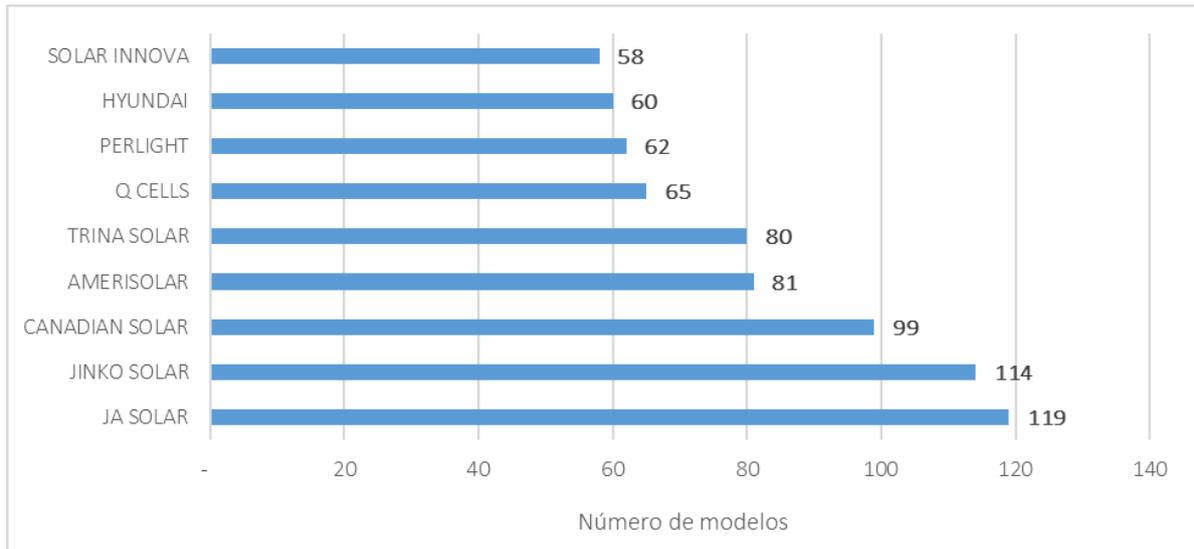
Fuente: Elaboración propia

Respecto a los paneles solares, tenemos que, de las 130 marcas certificadas, las que cuentan con mayor número de modelos corresponden a: JA SOLAR, JINKO SOLAR, CANADIAN SOLAR, AMERISOLAR, TRINA SOLAR, Q CELLS, PERLIGHT, HYUNDAI y SOLAR INNOVA. La tabla siguiente presenta el número de modelos certificados de las marcas más representativas de paneles.

Gráfico 6. Marcas más representativas de paneles solares certificados

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”



Fuente: Elaboración propia

Es importante indicar que el rango de potencia de los paneles certificados está entre los 60Wp y 400Wp, siendo la potencia promedio de 260Wp aproximadamente.

Sub-actividad 1.6. Describir y clasificar, de manera sucinta, las instalaciones de bioenergía (biomasa seca y húmeda) existentes en el país, desglosado por tipo, tecnología y capacidad de generación eléctrica y térmica

Instalaciones de biodigestores para generación eléctrica

En República Dominicana operan 25 instalaciones de biodigestores que producen biogás, de las cuales 20 instalaciones generan energía eléctrica y 5 generan solamente vapor. Todas las instalaciones producen diariamente 26.5 miles de m³ de metano, las 20 instalaciones que generan energía eléctrica totalizan una capacidad instalada de 1.9 MW y generan anualmente 16.3 GWh. La capacidad instalada individual oscila entre 21-300 kW.

El 80% de los biodigestores operan en granjas porcinas y el resto, están ubicados en granjas avícolas. Todas las instalaciones, por consiguiente, utilizan biomasa residual.

Cinco de las instalaciones son mataderos, cuatro de aves y uno de cerdos, por lo que producen vapor en calderas que utilizan en sus procesos. El resto que es la mayor parte, genera la energía eléctrica, utilizando motores de combustión interna. En las granjas avícolas, el biogás es utilizado para la generación de energía eléctrica y para el calentamiento de aves.

Algunas de las instalaciones se han independizado de la red eléctrica comercial produciendo la energía eléctrica que necesitan para abastecer sus propios requerimientos. Con los lodos resultantes (digerido sólido) de la producción de biogás, producen también abono orgánico para la agricultura.



Foto 1. Biodigestores en granja avícola SAG ubicada en Guanuma, Monte Plata.

Fuente: <https://bioelectricidad.org/noticia/61>

Hay fincas que complementan la biogeneración de energía eléctrica con energía solar y utilizan gasoil como soporte. En algunas granjas hay biomasa suficiente para incrementar la generación de energía eléctrica que podría ser suplida a la red nacional y/o abastecer las comunidades cercanas que no tienen el servicio de energía eléctrica.

El detalle de las instalaciones de biodigestores para la producción de energía eléctrica que utilizan biomasa húmeda se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 31. Instalaciones de biodigestores para la producción de energía eléctrica¹⁶.

¹⁶ A febrero 2019

No.	C l i e n t e	T i p o	Produccion Diaria de Metano, m3	Potencia Eléctrica, kW	Producción Anual de Electricidad, kWh
1	Biogenetik	Granja de Cerdos	252	21	183,960
2	Agrofem 1 (Palmarejo)	Granja de Cerdos	972	81	709,560
3	Agrofem 2 (El Canal)	Granja de Cerdos	972	81	709,560
4	Hacienda Buena Vista	Granja de Cerdos	480	40	350,400
5	Rancho Zafarraya	Granja de Cerdos	1,068	89	779,640
6	Agrokilda	Granja de Cerdos	960	80	700,800
7	Flora y Fauna PAEN	Granja de Cerdos	624	52	455,520
8	Agropecuaria Bautista	Granja de Cerdos	1,320	110	963,600
9	SAG	Granja de Gallinas Ponedoras	3,600	300	2628,000
10	Hacienda Rivera	Granja de Cerdos	2,916	243	2128,680
11	Antonio Sanchez	Granja de Cerdos	300	25	219,000
12	Graja Porcina Hnos. Abreu	Granja de Cerdos	1,800	150	1314,000
13	Marcano 1 (Naranja)	Granja de Cerdos	1,320	110	963,600
14	Marcano 2 (Don Pedro)	Granja de Cerdos	600	50	438,000
15	Marcano 3 (Guayacanal)	Granja de Cerdos	960	80	700,800
16	Marcano 4 (Potrero Mao)	Granja de Cerdos	600	50	438,000
17	José Pichardo	Granja de Cerdos	300	25	219,000
18	Hacienda SH	Granja de Cerdos	1,800	150	1314,000
19	Hacienda LB	Granja de Cerdos	707	96	840,960
20	José Rafael Veras	Granja de Cerdos	344	47	411,720
TOTAL			21,643	1,880	16284,840

Fuente: CNE

El detalle de las instalaciones de biodigestores para la producción de vapor solamente se encuentra en la siguiente tabla:

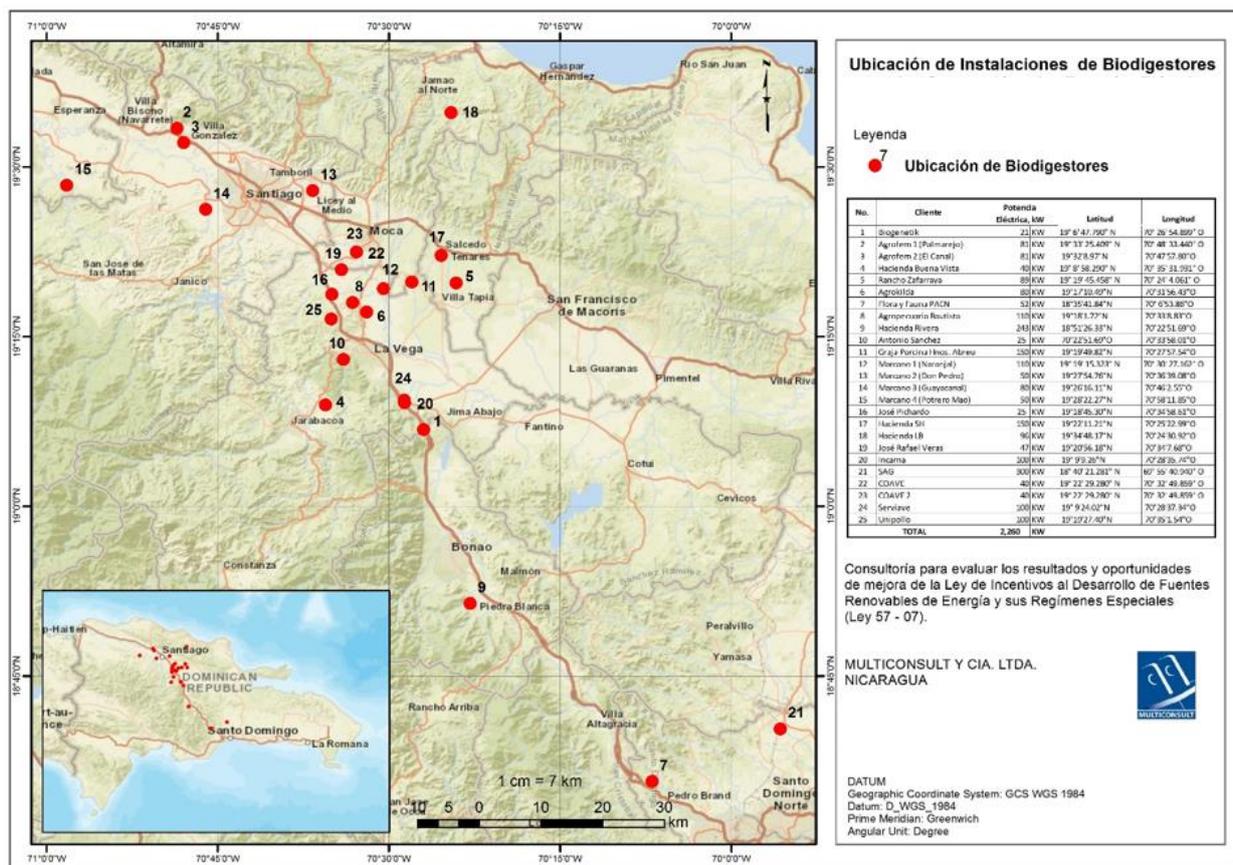
Tabla 32. Instalaciones de biodigestores para la producción de vapor solamente¹⁷.

No.	C l i e n t e	T i p o	Produccion Diaria de Metano, m3
1	COAVE	Matadero	480
2	Incarna	Matadero de Cerdos	1,200
3	Serviave	Matadero Pollos	1,200
4	Unipollo	Matadero Pollos	1,200
5	COAVE 2	Matadero	480
TOTAL			4,560

Fuente: CNE

La ubicación de las 25 instalaciones de biodigestores que producen biogás se encuentra en la siguiente ilustración:

¹⁷ A febrero 2019



Instalaciones de generación térmica para producción de vapor.

Las instalaciones de biomasa que producen vapor son diez (10). Seis (6) de estas instalaciones se ubican en empresas industriales, tres (3) en empresas de servicios y una (1) en una empresa de generación y distribución de energía eléctrica. El vapor generado es consumido en las propias instalaciones para las necesidades del proceso de producción o del servicio.

La capacidad total instalada en calderas por empresa oscila entre 300 – 3200 HP con consumos de biomasa seca entre 0.8 – 8.0 toneladas/hora. La mayor parte de las instalaciones utilizan biomasa forestal en forma de astillas o pellets. Un par de instalaciones combinan la biomasa forestal con cascarilla de arroz o con jícara de coco. Hay dos instalaciones que utilizan racimos de palma africana y bagazo de cebada.

El detalle de las instalaciones de generación térmica para la producción de vapor que utilizan biomasa seca se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 33. Instalaciones térmicas para la producción de vapor.

No.	Nombre de la empresa	Ubicación	Potencia instalada calderas	Consumo Biomasa, Ton/hora	Tipo Generación	Tipo de biomasa
1	Gildan Dominicana (Zona Franca)	Guerra, Monte Plata	3200 HP	8.00	Vapor	Racimos de palma africana
2	Dos Rios Enterprises (Zona Franca)	Mons. Nouel, Bonaó	2400 HP	6.00	Vapor	Chips de madera
3	Pasteurizadora Rica, S.A.	Santo Domingo	725 HP	1.80	Vapor	Astillas de madera y cascarilla de arroz
4	Cervecería Nacional Dominicana S.A. (AMBEV)	Santo Domingo	800 HP	ND	Vapor	Bagazo de cebada
5	Moldosa (Fabricación de moldes de cartón y papel)	La Victoria	369 HP	1.5	Vapor	Astillas de madera
6	PLASTIFAR	Km. 13 1/2 Autopista Duarte	300 HP	0.83	Vapor	Jícara de Coco y paletas de madera
7	Punta Cana Laundry Services (Lavandería Industrial)	Punta Cana, La Altagracia	725 HP	1.80	Vapor	Biomasa forestal
8	Panamericana de Servicios Energéticos, SAS	Boca Chica, Santo Domingo	ND	1.30	Vapor	Pellets de biomasa
9	Grupo Globalia (Hotel Hamaca)	Boca Chica	369 HP	ND	Vapor	ND
10	CEPM	Bavaro, La Altagracia	369 HP	0.85	Vapor	Astillas de madera

Fuente: CNE e investigaciones propias

Instalaciones de generación térmica para cogeneración

La cogeneración es la producción simultánea de calor y electricidad y es utilizada especialmente en empresas con alta demanda de vapor y electricidad. Los ingenios azucareros son un ejemplo típico de la aplicación de la cogeneración, no solamente porque demandan grandes cantidades de ambos usos, pero también porque producen biomasa residual con excelente poder calorífico para utilizarlo como combustible en calderas a vapor.

En República Dominicana, existen tres (3) instalaciones de cogeneración que utilizan biomasa seca residual. Una de estas instalaciones, San Pedro Bioenergy, genera energía eléctrica con aportes al SENI, tiene una capacidad eléctrica instalada de 30 MW y utiliza bagazo de caña como combustible que proviene del ingenio azucarero Cristóbal Colón, ambas empresas pertenecen a un mismo consorcio. Esta central genera energía con biomasa durante la zafra azucarera y el resto del año utiliza carbón mineral.

Las otras dos (2) instalaciones, Zona Franca Navarrete y Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos, generan vapor y electricidad para consumo propio, con una capacidad instalada de 1 MW y 4 MW respectivamente. Zona Franca Navarrete utiliza astillas de madera y cascarilla de arroz como combustible para la generación de vapor. Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos utiliza bagazo de caña como combustible que obtiene del proceso de producción del alcohol.

El detalle de las instalaciones de cogeneración que utilizan biomasa seca se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 34. Instalaciones de cogeneración.

No.	Nombre de la empresa	Ubicación	Consumo Biomasa, Ton/hora	Capacidad Instalada, MW	Tipo Generación	Tipo de biomasa
1	Zona Franca Navarrete (fábrica de abrigos export)	Navarrete, Santiago	2.00	1.0	Vapor y electricidad (cogeneración)	Astillas de madera y cascarilla de arroz
2	San Pedro Bioenergy, S. R.L.	San Pedro de Macorís	50-54	30.0	Vapor y electricidad (cogeneración)	Bagazo de caña
3	Destilería de Alcoholes Finos Dominicanos	San P. de Macoris	34.00	4.0	Vapor y electricidad (cogeneración)	Bagazo de caña

Fuente: CNE e investigaciones propias

República Dominicana cuenta con cuatro ingenios azucareros, dos privados y dos estatales. El ingenio Cristóbal Colón, privado, a través de la empresa San Pedro Bioenergy, ambos miembros de un mismo consorcio, utiliza la cogeneración para autoabastecerse energéticamente y vende excedentes al SENI.

El ingenio Barahona, estatal, pero con contrato de arrendamiento con el Consorcio Azucarero Central, utiliza la cogeneración para autoabastecerse¹⁸. El ingenio Central Romana (privado) no genera energía eléctrica y Azucarera Porvenir, estatal, no genera energía eléctrica con biomasa¹⁹.

Los ingenios privados representan en promedio el 80% de la producción de azúcar en el país.

Gasificadores de biomasa

Se tiene información que existen en el país dos instalaciones que utilizan cascarilla de arroz para producir gas y generar energía eléctrica. Una de las instalaciones, Briquetas Nacionales, está acogida al PMN, la otra instalación está ubicada en la empresa Procesadora de Alimentos, PRODAL.

El detalle de las instalaciones con gasificadores de biomasa seca se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 35. Instalaciones de gasificadores de biomasa

Nombre del Proyecto	Ubicación (Provincia)	Capacidad Instalada (MW)	Generación	Tipo de biomasa	Consumos y/o Biomasa Procesada, Ton
PRODAL	Sánchez Ramirez	0.8	Electricidad	Cascarilla de arroz	0.75
Briquetas Nacionales, SRL	Duarte	0.8	Electricidad	Cascarilla de arroz	0.75

Fuente: CNE

Biomasa para cocción.

¹⁸ No se tienen datos de las instalaciones.

¹⁹ <https://www.elcaribe.com.do/2019/01/23/cea-inicia-zafra-2019-con-inversion-millonaria-en-ingenio-porvenir/#>.

En 1998, la producción nacional de leña en República Dominicana, de acuerdo con el Balance Energético Nacional fue de 525 Ktep, el 21% de la producción se utilizó para producir carbón, (que a su vez es utilizado para cocción) y el 79% se consumió para cocción en el sector residencial.

En el año 2018, la producción nacional de leña fue de 580 Ktep lo que representa 10.5% de incremento respecto a 1998. De la producción nacional, 26% se utilizó para producir carbón y 74% fue consumido por el sector Residencial.

La leña y el carbón vegetal como combustibles para cocción han mantenido prácticamente su participación en los últimos 20 años.

ACTIVIDAD 2 - EVALUACIÓN ECONÓMICA Y AMBIENTAL RESULTADOS APLICACIÓN LEY 57-07.

Sub-actividad 2.1. Cuantificar la capacidad de generación fósil desplazada por los proyectos de ER y determinar los costos de inversión (CAPEX) evitados para su construcción. Así mismo, cuantificar la capacidad de generación fósil (MW) evitada por los auto-generadores bajo el PMN, así como inversión evitada (CAPEX).

2.1.1 Generación fósil desplazada por los proyectos de ER.

La generación fósil desplazada por los proyectos de ER es equivalente a la propia generación de los proyectos en operación que se acogieron a los incentivos de la Ley 57-

07. Esto es así porque los proyectos de ER desplazaron generación fósil prevista en el último plan de expansión, elaborado justo antes de la promulgación de la Ley 57-07.

El Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico Dominicano, PIEGE, Período de Estudio 2006-2020, Ajuste anual año 2005²⁰, incluyó, para el Escenario de Demanda Media (escenario de referencia por ser, por definición, el escenario probable), tres centrales de generación eléctrica renovable. Estas centrales son:

1. PINALITO²¹, hidroeléctrica de 50 MW prevista a entrar en operación en el año 2007;
2. Matafongo, eólica de 50 MW prevista en el Plan para entrar en operación en 2008 y está operando desde 2019 con una capacidad de 34 MW y;
3. Eólica de 50 MW prevista a construirse en 2008 identificada en el plan como Eólico en el Norte.

El resto de las centrales de generación corresponde a plantas a Carbón Mineral y plantas a Fuel Oil.

Matafongo se acogió a los incentivos de la Ley 57-07, sin embargo, fue simulada en el PIEGE ajuste 2005 por lo que su generación no es tomada en cuenta en el cálculo de la generación fósil desplazada. En el caso del proyecto Eólico en el Norte, esta central no corresponde a ninguno de los proyectos ER en operación bajo la Ley 57-07 según información de la CNE.²²

La capacidad total en MW prevista a entrar en operación durante el período 2007-2019 según el PIEGE 2005 era de 4102 MW donde el 92% correspondería a plantas a Carbón y el 8% restante, a plantas a Fuel Oil.

La siguiente tabla presenta la información por planta prevista en el PIEGE ajuste 2005 elaborado por la CNE y publicado en mayo 2006:

²⁰ De acuerdo a información suministrada por la CNE, este plan no fue autorizado por el Directorio Ejecutivo de la CNE. Se ha utilizado como referencia para el cálculo, por ser el plan inmediato anterior a la promulgación de la Ley 57-07.

²¹ Pinalito está en operación, forma parte del grupo de plantas de generación de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, EGEHID. Consta de dos unidades de 25 MW cada una, Pinalito I y Pinalito II.

²² Reunión con funcionarios de la CNE el 12 de junio de 2020 de 8:00 – 10:00 horas.

**Tabla 36. Proyectos previstos en PIEGE 2005:2006-2020.
Escenario de Demanda Media**

Nombre de la central	Clase térmica	Capacidad, MW	Tipo de Combustible	Año entrada operación
IGCC_3.1	IGCC_3	400	Carbón	2013
IGCC_3.2	IGCC_3	400	Carbón	2013
IGCC_4.1	IGCC_4	450	Carbón	2018
HATILLO-AZUA_1	HATILLO-AZUA	305	Carbón	2009
HATILLO-AZUA_2	HATILLO-AZUA	305	Carbón	2009
MONTECRISTI_1	MONTECRISTI	305	Carbón	2009
MONTECRISTI_2	MONTECRISTI	305	Carbón	2009
MOTOR_1.1	MOTOR_1	100	Fuel Oil	2007
MOTOR_1.2	MOTOR_1	100	Fuel Oil	2007
MOTOR_1.3	MOTOR_1	100	Fuel Oil	2007
NUEVA LAESA PIMENTEL	NUEVA LAESA PIMENTEL	32	Fuel Oil	2007
VAPOR_6.1	VAPOR_6	400	Carbón	2013
VAPOR_6.2	VAPOR_6	450	Carbón	2017
VAPOR_6.3	VAPOR_6	450	Carbón	2019
TOTAL CAPACIDAD, MW		4102		
TOTAL CARBÓN, MW		3770	92%	
TOTAL FUEL OIL, MW		332	8%	

Fuente: Elaboración propia en base a información en PIEGE 2005: 2006-2020, CNE.

A partir del año 2009 empiezan a generarse solicitudes de incentivos bajo la Ley 57-07 promulgada en el año 2007. Durante el período 2011-2019 entraron en operación 15 plantas de generación renovable que inyectan energía al SENI y que recibieron los incentivos otorgados por esta Ley, a saber, 9 eólicas, 5 solar fotovoltaica y 1 biomasa según se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 37. Proyectos operando bajo la aplicación de la Ley 57-07 que inyectan energía al SENI.

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso
Los Cocos I	25.2	2011	Eólico
Quilvio Cabrera	8.3	2011	Eólico
Los Cocos II	52.0	2012	Eólico
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV
Larimar I	49.5	2016	Eólico
San Pedro Bioenergy	30.0	2016	Biomasa
Aeropuerto Cibao	3.0	2017	Solar FV
Larimar II	48.3	2018	Eólico
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV
PECASA	50.0	2019	Eólico
Agua Clara	52.5	2019	Eólico
Matafongo	34.0	2019	Eólico
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV
Los Guzmancitos	48.3	2019	Eólico
Total	564.0	-	-

Fuente: TdR, MEM, CNE.

Adicional a las plantas indicadas en la tabla anterior, entraron en operación 2 plantas de generación renovable que no inyectan energía al SENI y que recibieron los incentivos otorgados por esta Ley, a saber, 1 solar fotovoltaica y 1 biomasa, tal como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 38. Proyectos operando bajo la aplicación de la Ley 57-07 que no inyectan energía al SENI.

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso
Ingenio Cristóbal Colon	7.0	2016	Biomasa
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	Solar FV
Total	14.2	-	-

Fuente: CNE.

La generación eléctrica de los proyectos acogidos bajo la Ley 57-07 durante el período 2011-2019 fue obtenida de la siguiente manera:

- Para el período 2011-2014 se utilizó la información suministrada por la CNE.
- Para la generación eólica y solar del período 2015-2017, se trabajó con las Estadísticas anuales del Sector Eléctrico de Centroamérica, Belice y República Dominicana publicadas por la CEPAL.²³, adicionalmente se realizaron estimaciones propias para la generación del Ingenio Cristobal Colon. La generación de San Pedro Bioenergy y del Aeropuerto Cibao fue suministrada por la CNE.
- Para el año 2019 se utilizó como fuente de información el informe mensual del OC-SENI²⁴, y para la generación de la planta Solar Fotovoltaico CEP M se utilizó información proporcionada por la CNE.

Los valores de la generación en operación bajo la Ley 57-07, están en la siguiente tabla:

Tabla 39. Generación eléctrica 2011-2019 de los proyectos operando bajo la Ley 57-07²⁵

²³ La CNE suministra a la CEPAL la información contenida en las Estadísticas del Sector Eléctrico que este organismo publica anualmente para Centroamérica, Belice y República Dominicana. Fuente: CNE, reunión el 12 junio 2020.

²⁴ Informe en web OC SENI.

²⁵ La generación de la central eólica Matafongo no está incluida ya que estaba prevista en el PIEGE ajuste 2005 que cubrió el período 2006-2020 justo antes de la Ley 57-07.

Años	Generación G Wh			
	Eólica	Solar	Biomasa	Total
2011	12			12
2012	96			96
2013	243			243
2014	243			243
2015	284			284
2016	313	23	48	384
2017	378	52	128	558
2018	481	86	210	777
2019	732	179	221	1,132
Total	2,782	339	608	3,729

Fuente: CEPAL, CNE, OC-SENI, estimación propia.

La generación total de las tres fuentes ER presentada en la tabla anterior, equivale a la Generación fósil desplazada por los proyectos ER bajo la Ley 57-07. De esta generación equivalente a 3.7 miles GWh, el 92%, es decir, 3.4 miles GWh puede asignarse a generación desplazada con Carbón Mineral y el 8% o sea, 301 GWh, corresponde a generación desplazada con Fuel Oil.

Tabla 40. Estimación de la Generación fósil desplazada por los proyectos operando bajo la Ley 57-07. MWh. 2011-2019

Generación Fósil Desplazada MWh, 2011-2019	3728,563
C on Carbón Mineral	3426,787
C on Fuel Oil	301,775

Estimación propia en base a generación fósil prevista en PIEGE ajuste 2005.

2.1.2 Costos de Inversión, CAPEX evitados por los proyectos ER.

Los costos de inversión, CAPEX evitados fueron calculados tomando como referencia los costos considerados en el PIEGE ajuste 2005 para las centrales a Carbón y Fuel Oil. En el PIEGE, las centrales a Carbón candidatas de una misma clase térmica y capacidad, tienen el mismo costo de inversión, igual ocurre con los valores para las centrales a Fuel Oil.

En la siguiente tabla se presentan los costos de inversión en dólares para cada central candidata en el PIEGE ajuste 2005:

Tabla 41. Costos de Inversión proyectos generación fósil candidatos en PIEGE ajuste 2005. US\$²⁶

²⁶ Se utiliza el costo de inversión reflejado en el PIEGE 2005 porque era el vigente a las fechas en que estas plantas estaban previstas a entrar en operación y que posteriormente fueron desplazadas por los proyectos ER bajo la Ley 57-07.

No.	Nombre de la central	Clase térmica	Capacidad, MW	Tipo de Combustible	Costo Inversión, millones US\$
1	IGCC_3.1	IGCC_3	400	Carbón	568.60
2	IGCC_3.2	IGCC_3	400	Carbón	568.60
3	IGCC_4.1	IGCC_4	450	Carbón	617.50
4	HATILLO-	HATILLO-AZUA	305	Carbón	330.00
5	HATILLO-	HATILLO-AZUA	305	Carbón	330.00
6	MONTECRISTI_1	MONTECRISTI	305	Carbón	330.00
7	MONTECRISTI_2	MONTECRISTI	305	Carbón	330.00
8	MOTOR_1.1	MOTOR_1	100	Fuel Oil	60.00
9	MOTOR_1.2	MOTOR_1	100	Fuel Oil	60.00
10	MOTOR_1.3	MOTOR_1	100	Fuel Oil	60.00
11	NUEVA LAESA PIMENTEL	NUEVA LAESA PIMENTEL	32	Fuel Oil	25.90
12	VAPOR_6.1	VAPOR_6	400	Carbón	512.30
13	VAPOR_6.2	VAPOR_6	450	Carbón	535.20
14	VAPOR_6.3	VAPOR_6	450	Carbón	556.30
Capacidad total prevista PIEGE 2005			4102		4,884.40
Carbón, 92%			3770	92%	4,678.50
Fuel Oil, 8%			332	8%	205.90

Fuente: PIEGE ajuste 2005: 2006-2020

Con los costos de inversión de la tabla anterior, se calcula un indicador de inversión promedio por unidad de capacidad en US\$/MW por tipo de central cuyos resultados se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 42. Costo de Inversión en US\$/MW Proyectos generación fósil candidatos en PIEGE ajuste 2005

No.	Nombre de la central	Capacidad, MW	Costo Inversión, millones US\$
Capacidad total prevista PIEGE 2005		4,102	4,884.40
Carbón, 92%		3,770	4,678.50
Fuel Oil, 8%		332	205.90
US\$/MW carbón			1.241
US\$/MW fuel oil			0.620

Fuente: Elaboración propia en base a PIEGE ajuste 2005: 2006-2020.

Con los indicadores calculados en la tabla anterior de 1,241 US\$ 10⁶/MW para carbón mineral y 620.2 US\$ 10⁶/MW para fuel oil, se calculan los CAPEX evitados utilizando el total de capacidad por tipo de central renovable prevista en el PIEGE ajuste 2005.

La capacidad total de centrales ER que entraron en operación bajo la Ley 57-07 durante el período 2011-2019 fue de 578.15 MW. Esta es la capacidad evitada en centrales a

Carbón y a Fuel Oil en una proporción igual a 92% y 8% respectivamente (ver tabla anterior).

Los costos totales de inversión evitados se estiman en 688.4 millones de dólares. De éstos, US\$659.4 millones de dólares corresponde a inversión evitada en centrales a Carbón Mineral y US\$29 millones de dólares a inversión evitada en centrales a Fuel Oil.

Los resultados están a continuación:

Tabla 43. Costos de Inversión evitados. Generación fósil candidata en PIEGE 2005 y desplazada por proyectos ER bajo Ley 57-07

CAPEX evitados	
CAPEX carbón, US \$/MW	1240,981.4
MW evitados carbón	531.4
CAPEX evitados carbón, millones US \$	659.4
CAPEX fuel oil, US \$/MW	620,180.7
MW evitados fuel oil	46.8
CAPEX evitados fuel oil, millones US \$	29.0
CAPEX evitados (carbón + fuel oil), millones US \$	688.4

Fuente: Elaboración propia.

2.1.3 Generación fósil (MW) evitada por los auto-generadores bajo el PMN.

El Programa de Medición Neta, PMN inició en el año 2012 con la instalación de sistemas FV con una capacidad instalada de 1.6 MW. Al año 2019 las instalaciones PMN totalizan 131.2 MW. Un solo sistema a biomasa está operando bajo el PMN. Se trata de la empresa Briquetas Nacionales con una generación de hasta 370 kWh/mes²⁷.

Las distribuidoras, EDESUR y EDENORTE, suministraron información sobre número de contrato, tarifa, capacidad instalada, cantidad de clientes, energía inyectada, energía retirada y energía neta de los clientes bajo el PMN. Adicionalmente, EDENORTE suministró las características de los equipos utilizados por sus clientes PMN.

Para estimar la generación anual de los PMN, se utilizó la capacidad instalada total de los PMN y un factor de generación anual por unidad de capacidad instalada solar de 1,750 MWh/MW. Este factor fue estimado tomando como referencia factores de plantas solares de Republica Dominicana y de la región (Nicaragua, Costa Rica), adicionalmente se consultó el documento: GUIA DE INVERSIONISTAS Y PREGUNTAS MÁS FRECUENTES ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA, publicado por la Dirección Eléctrica de la CNE en Octubre 2014²⁸.

Se tiene entonces los datos de los sistemas PMN fotovoltaicos: capacidad instalada en MW, cantidad de usuarios con PMN y la generación en MWH del PMN. Con los datos de capacidad instalada y cantidad de usuarios se calculó un indicador de capacidad instalada por usuario, kW/usuario. Este indicador permite conocer el tamaño promedio instalado por sistema.

²⁷ La generación de esta empresa no está incluida en los datos del PMN presentados en este informe ya que no se dispuso del dato de la generación anual desde que este sistema inició operaciones.

²⁸ Actualmente la CNE esta trabajando en la identificación de un factor por cada municipio, tomando como referencia los datos de radiación de la nasa, orientación y ángulo de inclinación.

En la tabla que sigue se presentan todos estos datos. Vemos que, en 2012, año de entrada en operación de las instalaciones iniciales, cada usuario tenía un promedio de 14 kW instalados. En 2013 se incrementó a 20 kW/usuario y se mantuvo en prácticamente el mismo valor durante el período 2013-2016. En 2018-2019, el indicador promedio fue de 26 kW/usuario.

Tabla 44. Capacidad instalada total y por usuario, cantidad de usuarios, generación PMN sistemas FV. 2012-2019

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Fuente
MW, instalado	1.6	5.9	10.8	19.8	33.4	58.3	93.0	131.2	CNE
Usuarios	112.0	282.0	520.0	1,000.0	1,600.0	2,458.0	3,554.0	4,927.0	CNE
Generación, MWh	2,765	10,238	18,918	34,580	58,433	101,938	162,785	229,548	Estimación propia
kW/usuario	14.11	20.74	20.79	19.76	20.87	23.70	26.17	26.62	Estimación propia

Fuente: web CNE y estimación propia

A la generación de la tabla anterior, hay que agregarle las pérdidas de transmisión y de distribución. De esta manera, se obtiene la generación que entra a la red de transmisión (al mismo nivel que se considera la generación ER) lo que es equivalente a la generación fósil evitada por el PMN.

Los porcentajes de pérdidas utilizados son los publicados por las estadísticas de la CEPAL excepto para los porcentajes de pérdidas de distribución de 2018 y de transmisión y de distribución de 2019 que se estimaron por no haber dispuesto de la información:

Tabla 45. Generación evitada por el PMN. MWh 2012-2019

Elemento	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
Generación PMN, MWh	2,765	10,238	18,918	34,580	58,433	101,938	162,785	229,548	619,203
Pérdidas transmisión, %	1.9%	2.2%	1.9%	1.8%	1.8%	1.9%	1.8%	1.8%	
Pérdidas distribución, %	35.5%	32.1%	32.1%	31.1%	31.5%	29.8%	29.2%	28.7%	
Pérdidas transmisión, MWh	52.5	225.2	359.4	622.4	1,051.8	1,936.8	2,930.1	4,131.9	11,310
Pérdidas distribución, MWh	981.6	3,286.2	6,072.5	10,754.4	18,406.2	30,377.4	47,573.9	65,765.4	183,218
Generación Evitada por PMN, MWh	3,799	13,749	25,349	45,957	77,891	134,252	213,289	299,445	813,730

Fuente: Estimación propia

La generación total evitada por el PMN durante el período 2012-2019 fue de 813,730 MWh a como se presenta en la tabla anterior. De este valor, 11,310 MWh es energía que se hubiese perdido en la red de transmisión y 183,218 MWh corresponde a energía que se hubiese perdido en la red de distribución. Los valores de pérdidas representan 1.4% y 22.5% del total de pérdidas de transmisión y distribución respectivamente durante el período.

La generación del PMN ha desplazado diferentes fuentes de generación en el SENI. Para conocer cuánta generación por fuente ha desplazado, se procesaron los datos de generación del período 2012-2019 de las siguientes fuentes de información:

- CEPAL y ADIE para el año 2012,
- ONE para los años 2013-2014,
- CEPAL para 2015-2018.
- OC-SENI para 2019.

En el caso de 2019, se utiliza el postdespacho orden de mérito del año 2019 que publica el OC SENI.

Se procesaron los datos del postdespacho correspondiente al día de demanda máxima de cada mes del año 2019. Se observa que la demanda máxima ocurre mayoritariamente en días Martes. Generalmente, los días Domingo es cuando ocurre la demanda más baja. Se procesaron entonces los datos del postdespacho de todos los Martes y Domingo del año 2019 para obtener la generación promedio por fuente.

Las curvas de carga analizadas indican que el período en que las centrales solares operan es entre 7 am – 8 pm, sin embargo, inician y terminan con poquísima generación por lo que se considera como período de generación solar entre 8 am – 6 pm. Los sistemas bajo el PMN operan durante las horas de radiación solar, por consiguiente, se toma en cuenta el tipo de generación desplazada que está siendo despachada durante este horario²⁹.

El PMN, de acuerdo a los datos del despacho antes explicado, evita generación renovable y fósil. De esta generación, se toma en cuenta solamente la fósil que es la que interesa y corresponde a 734 GWH para el período 2012-2019 de acuerdo con los datos de la siguiente tabla:

Tabla 46. Generación evitada por tipo por el PMN 2012-2019 en MWH

Fuente	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL MWH	% promedio 2012-2019
Hidro	507	1,844	2,410	2,926	7,514	18,371	23,189	15,817	72,578	9%
Biomasa	-	-	-	-	-	1,157	2,656	3,358	7,171	1%
Subtotal Renovable	507	1,844	2,410	2,926	7,514	19,528	25,844	19,176	79,749	10%
Carbón	562	1,936	3,934	6,571	10,719	17,878	26,785	62,521	130,907	16%
Diesel	191	493	254	3,555	5,935	4,387	11,385	23,515	49,712	6%
Fuel Oil	1,364	4,877	10,555	18,130	30,932	47,373	78,920	113,682	305,833	38%
Gas Natural	1,175	4,599	8,196	14,775	22,791	45,086	70,355	80,552	247,528	30%
Subtotal Fósil	3,292	11,905	22,939	43,031	70,377	114,724	187,445	280,269	733,981	90%
Total, MWH	3,799	13,749	25,349	45,957	77,891	134,252	213,289	299,445	813,730	100%

Fuente: Elaboración propia

Los porcentajes de participación de la generación fósil con Fuel Oil, Diesel Oil, Carbón y Gas Natural son similares cada año del período 2012-2019 excepto en 2019 cuando el Carbón incrementó su participación en detrimento de la generación con Gas Natural:

Tabla 47. Generación fósil evitada por tipo por el PMN 2012-2019 en %

Fuente	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Carbón	17%	16%	17%	15%	15%	16%	14%	22%	18%
Diesel	6%	4%	1%	8%	8%	4%	6%	8%	7%
Fuel Oil	41%	41%	46%	42%	44%	41%	42%	41%	42%
Gas Natural	36%	39%	36%	34%	32%	39%	38%	29%	34%
TOTAL	100%								

Fuente: Elaboración propia

La generación fósil evitada por el PMN durante el período 2012-2019 equivale a 734 GWH y representa 90% de la generación promedio total evitada durante el período.

2.1.4 Costos de Inversión, CAPEX evitados por el PMN

²⁹ Generación eólica y fotovoltaica es considerada generación no despachable por lo que no se incluye como generación desplazada por el PMN.

Los CAPEX evitados de generación fósil fueron calculados haciendo uso de un indicador de inversión por MW instalado por tecnología utilizada en el país. Las tecnologías utilizadas en República Dominicana para la generación eléctrica son:

- Turbinas a Vapor, TAV: Carbón y Fuel Oil.
- Motor de Media Velocidad, MMV: Fuel Oil, Diesel Oil, Gas Natural.
- Ciclo Combinado: Fuel Oil, Diesel Oil, Gas Natural.
- Turbinas a Gas, TAG: Fuel Oil y Diesel Oil.

El MMV es la tecnología con la mayor cantidad de generación en República Dominicana, sigue, en el orden, el Ciclo Combinado, la TAV y la TAG. Los CAPEX fueron determinados entonces utilizando el indicador de US\$/MW de un promedio de diferentes tamaños de plantas: TAV en centrales a Carbón, MMV en centrales a Fuel Oil y Ciclo Combinado en plantas a Gas Natural y Diesel Oil.

Las fuentes de información de la inversión por MW son:

- Carbón: Actualización Plan Indicativo del subsector eléctrico de República Dominicana, Mercados Energéticos, marzo 2014.
- Resto de fuentes: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2018-2035. Consejo de Electrificación de América Central, CEAC. Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional, GTPIR.

Para determinar la capacidad de la generación PMN evitada por tipo de combustible fósil, se utiliza el porcentaje total promedio de la generación fósil durante el período 2012-2019 que se presentó en la tabla 38. Los porcentajes por tipo de fuente fósil se aplican a la capacidad total instalada en el PMN, 131.2 MW de acuerdo con la tabla anterior.

La tabla siguiente muestra los CAPEX evitados por el PMN en centrales de generación fósil. El total de inversión evitada es de US\$ 291.84 millones de dólares:

Tabla 48. CAPEX evitados por el PMN por tipo de combustible fósil y total

Elemento	Carbón	Fuel Oil	Gas Natural	Diesel Oil	TOTAL 2012-2019
US\$/MW	3500,000	2460,000	1356,000	1775,375	
% capacidad	18%	42%	34%	7%	100%
Capacidad PMN, MW	23.22	54.82	44.39	8.74	131.17
CAPEX evitados, US\$	81273,188.54	134856,289.85	60195,321.37	15512,568.18	291837,367.93

Fuente: Elaboración propia en base a diversas fuentes: CNE, CEAC/GTPIR, Mercados Energéticos, CEPAL, ONE, OC SENI.

Sub-actividad 2.2. Cuantificar el valor económico de los combustibles fósiles evitados por la generación en base a ER, y cómo esto incide en la balanza comercial y fiscal del país.

El combustible fósil evitado por los proyectos ER es equivalente al combustible que hubiesen consumido las plantas de generación candidatas en el PIEGE 2005, por lo tanto, se utiliza el consumo de combustible y la generación anual en ese Plan. El PIEGE 2005 presenta el consumo y la generación anual desde el año en que se previó la entrada en operación de la central y hasta concluir el horizonte que cubre el PIEGE, en este caso, hasta 2020. El consumo de combustible y la generación mensual promedio se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 49. Consumo de combustible y generación promedio mensual centrales fósiles desplazadas

No.	Nombre de la central	Clase térmica	Capacidad, MW	Tipo de Combustible	Año entrada operación	Unidad de medida del combustible	Consumo promedio mensual combustible	Generación promedio mensual GWh
1	IGCC_3.1	IGCC_3	400	Carbón	2013	Miles Ton	963.46	3207
2	IGCC_3.2	IGCC_3	400	Carbón	2013	Miles Ton	963.46	3207
3	IGCC_4.1	IGCC_4	450	Carbón	2018	Miles Ton	1046.64	3607.20
4	HATILLO-AZUA_1	HATILLO-AZUA	305	Carbón	2009	Miles Ton	689.02	2150.84
5	HATILLO-AZUA_2	HATILLO-AZUA	305	Carbón	2009	Miles Ton	689.02	2150.84
6	MONTECRISTI_1	MONTECRISTI	305	Carbón	2009	Miles Ton	632.66	1958.17
7	MONTECRISTI_2	MONTECRISTI	305	Carbón	2009	Miles Ton	632.66	1958.17
8	MOTOR_1.1	MOTOR_1	100	Fuel Oil	2007	Miles Bbl	573.64	440.68
9	MOTOR_1.2	MOTOR_1	100	Fuel Oil	2007	Miles Bbl	573.64	440.68
10	MOTOR_1.3	MOTOR_1	100	Fuel Oil	2007	Miles Bbl	573.64	440.68
11	NUEVA LAESA PIMENTEL	NUEVA LAESA PIMENTEL	32	Fuel Oil	2007	Miles Bbl	106.54	596.00
12	VAPOR_6.1	VAPOR_6	400	Carbón	2013	Miles Ton	552.94	1865.30
13	VAPOR_6.2	VAPOR_6	450	Carbón	2017	Miles Ton	552.94	1865.30
14	VAPOR_6.3	VAPOR_6	450	Carbón	2019	Miles Ton	552.94	1865.30

Fuente: Elaboración propia en base a información en PIEGE ajuste 2005, CNE.

Con el consumo de combustible y la generación promedio mensual, se calculó el indicador de consumo de combustible por MWh para cada tipo de combustible, Carbón Mineral y Fuel Oil. Como en el PIEGE 2005 hay diferentes tecnologías y tamaños de planta por tipo de combustible, se calculó un indicador promedio ponderado. Los valores del indicador están a continuación:

Tabla 50. Indicador Consumo de combustible por GWh. Centrales fósiles desplazadas

Nombre de la central	Clase térmica	Capacidad, MW	Tipo de Combustible	Unidad de medida del combustible	Combustible / GWh
IGCC_3.1	IGCC_3	400	Carbón	Miles Ton	0.300
IGCC_3.2	IGCC_3	400	Carbón	Miles Ton	0.300
IGCC_4.1	IGCC_4	450	Carbón	Miles Ton	0.290
HATILLO-AZUA_1	HATILLO-AZUA	305	Carbón	Miles Ton	0.320
HATILLO-AZUA_2	HATILLO-AZUA	305	Carbón	Miles Ton	0.320
MONTECRISTI_1	MONTECRISTI	305	Carbón	Miles Ton	0.323
MONTECRISTI_2	MONTECRISTI	305	Carbón	Miles Ton	0.323
MOTOR_1.1	MOTOR_1	100	Fuel Oil	Miles Bbl	1.302
MOTOR_1.2	MOTOR_1	100	Fuel Oil	Miles Bbl	1.302
MOTOR_1.3	MOTOR_1	100	Fuel Oil	Miles Bbl	1.302
NUEVA LAESA PIMENTEL	NUEVA LAESA PIMENTEL	32	Fuel Oil	Miles Bbl	0.179
VAPOR_6.1	VAPOR_6	400	Carbón	Miles Ton	0.296
VAPOR_6.2	VAPOR_6	450	Carbón	Miles Ton	0.296
VAPOR_6.3	VAPOR_6	450	Carbón	Miles Ton	0.296
			Carbón	miles Ton/GWh	0.306
			Fuel Oil	miles Bbls/GWh	1.236

Fuente: Elaboración propia en base a información en PIEGE ajuste 2005, CNE.

Con la generación fósil desplazada en MWh y con el indicador de la tabla anterior, se calcula el consumo de combustible evitado durante el período 2011-2019. Los valores resultantes son de 1,047.74 miles de toneladas de Carbón y 373.07 miles de barriles de Fuel Oil. A continuación, los resultados:

Tabla 51. Consumo de combustible evitado en centrales fósiles desplazadas por proyectos ER

Generación Fósil Desplazada MWh, 2011-2019	3728,563
Con Carbón Mineral	3426,787
Con Fuel Oil	301,775
Consumo combustible evitado, 2011-2019	
Carbón, Miles Ton/GWh	0.306
Fuel Oil, Miles Bbl/GWh	1.236
Miles Ton Carbón	1,047.74
Miles Bbl Fuel Oil	373.07

Fuente: Elaboración propia

El valor económico del combustible fósil evitado fue calculado con los precios publicados en la página web del Ministerio de Industria y Comercio y MIPYMES, Dirección de Combustibles de República Dominicana.

Se tomó la serie de precios del Fuel Oil para el período 2011-2019 y se calculó el precio promedio de cada año del período del Fuel Oil EGP-C y EGP-T, Interconectado. Los precios promedio anuales para el período 2011-2018 están publicados en la página web del MIC. Para el año 2019, se procesaron los precios semanales de todo el año para obtener el promedio anual. Los precios son publicados en pesos dominicanos.

Tabla 52. Precios del Fuel Oil EGP 2011-2019 en RD\$/galón

TIPO DE PRODUCTOS	PROMEDIO ANUAL COMBUSTIBLES								Promedio EGP 2019
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
FUEL OIL EGP-C (INTERC)	97.85	106.17	108.10	104.15	60.26	51.84	96.17	117.16	105.35
FUEL OIL EGP-T (INTERC)	93.86	101.49	101.42	97.67	54.53	45.40	90.49	111.48	

Fuente: página web MIC.

Para la conversión a US\$ dólar se utilizó la tasa de cambio promedio anual publicada por el Banco Central de República Dominicana en el período de interés. A continuación, los valores anuales de la tasa de cambio:

Tabla 53. Tasa de Cambio RD\$ respecto al US\$ dólar 2011-2019

Tasas de Cambio del dólar de Referencia del Mercado Spot, Promedio Anual			
Año	Compra	Venta	Promedio
2011	38.0231	38.0989	38.0610
2012	39.2361	39.3205	39.2783
2013	41.7058	41.8069	41.7564
2014	43.4493	43.5577	43.5035
2015	44.9411	45.0533	44.9972
2016	45.9884	46.0765	46.0325
2017	47.4376	47.5368	47.4872
2018	49.4306	49.5151	49.4729
2019	51.2027	51.3068	51.2548

Fuente: Banco Central de República Dominicana. Elaboración propia el promedio anual.

El valor económico del Fuel Oil evitado fue calculado con los precios promedio de cada año del Fuel Oil EGP-C y EGP-T y la tasa de cambio promedio. Los valores están en la tabla que sigue:

Tabla 54. Precio Promedio Fuel Oil EGP, US\$/Barril. 2011-2019

Año	US\$/galón	US\$/Barril
2011	2.519	105.78
2012	2.643	111.02
2013	2.509	105.37
2014	2.320	97.42
2015	1.276	53.57
2016	1.056	44.36
2017	1.965	82.54
2018	2.311	97.05
2019	2.055	86.32

Fuente: Elaboración propia y página web MIC.

En el caso del Carbón Mineral se utilizaron los precios del carbón colombiano en el período 2011-2018.

Tabla 55. Precio Promedio Carbón Mineral, US\$/Ton. 2011-2019

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Precio promedio anual, US \$/Ton	111.50	83.99	71.88	65.93	52.51	57.58	77.84	81.07	63.34

Fuente: Elaboración propia en base a <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=carbon-colombiano&meses=120>

El precio en 2019 fue calculado en US\$ 63.34 US\$/Ton que es el precio promedio resultante de las dos últimas licitaciones realizadas en República Dominicana para Carbón Tipo A y Carbón Tipo B.

Tabla 56. Precio Promedio Carbón Mineral en licitaciones 2019, US\$/Ton

Licitaciones Carbón en República Dominicana, 2019. US\$/Ton		
Tipo carbón	Licitación 1	Licitación 2
Carbón Tipo A	70.45	37.08
Carbón Tipo B	91.95	53.88
Promedio por licitación	81.2	45.48
Promedio	63.34	

Fuente: Elaboración propia en base a <https://puntacatalina.cdeee.gob.do/cdeee-contrata-a-xcoal-energy-para-compra-carbon-de-punta-catalina/>

El valor económico total de los combustibles evitados por los proyectos ER bajo la Ley 57-07 es de 103.8 millones de dólares.

En la tabla a continuación se presentan los resultados por año, por tipo de combustible y el total del período:

Tabla 57. Valor económico combustibles evitados por los proyectos ER bajo la Ley 57-07. 2011-2019

Años	Combustible evitado		Valor económico combustibles evitados, miles de US \$		
	Carbón Mineral, 10 ³ Ton	Fuel Oil, 10 ³ Bbls	Carbón Mineral	Fuel Oil	TOTAL
2011	3.38	1.20	377.06	127.37	504.42
2012	26.93	9.59	2,261.36	1,064.40	3,325.77
2013	68.30	24.32	4,909.17	2,562.49	7,471.66
2014	68.34	24.33	4,505.82	2,370.66	6,876.48
2015	79.74	28.39	4,186.63	1,520.98	5,707.60
2016	107.97	38.45	6,216.59	1,705.36	7,921.95
2017	156.68	55.79	12,195.23	4,604.82	16,800.05
2018	218.38	77.76	17,704.76	7,546.51	25,251.27
2019	318.04	113.24	20,144.72	9,775.74	29,920.45
Total	1,047.74	373.07	72,501.34	31,278.32	103,779.65

Fuente: Elaboración propia

Incidencia en la Balanza Comercial

La incidencia del valor económico de los combustibles fósiles evitados se analizó en el rubro de las Importaciones en la Balanza Comercial.

Las cuentas que construyen la Balanza Comercial son, la Cuenta Corriente, la Cuenta de Capital y la Cuenta Financiera.

La Cuenta Corriente es la sumatoria de la Balanza de Bienes y Servicios más el Ingreso Primario e Ingreso Secundario. En la Balanza de Bienes se contabilizan las Exportaciones e Importaciones.

La Balanza Comercial de República Dominicana durante el período 2011-2019 presenta valores negativos en todos los años en la Cuenta Corriente. Esto significa que el país está endeudado. Sin embargo, esta posición deudora disminuyó sustancialmente durante el período 2011-2017 puesto que disminuyó el déficit de Cuenta Corriente pasando de -4,334.6 millones de dólares en 2011 a -133.1 millones de dólares en 2017. En 2018 se incrementó en casi 10 veces respecto a 2017 y en 2019 aumentó un poco.

Las Exportaciones e Importaciones inciden de manera importante en el comportamiento de la Cuenta Corriente. En todos los años, las Importaciones son mayores que las Exportaciones por lo que la Balanza de Bienes es negativa. Ello incide en lo negativo de la Cuenta Corriente ya que, de sus cuatro componentes, el valor de la Balanza de Bienes es el más representativo. Durante el período 2011-2017, el valor de las Importaciones se mantuvo entre 16.8 – 17.7 millones de dólares aumentando en 2018-2019 a 20.2 millones de dólares.

La evolución de los valores de la Cuenta Corriente en la Balanza Comercial o Balanza de Pagos está en la tabla siguiente:

Tabla 58. Cuenta Corriente real en la Balanza de Pagos de República Dominicana 2011-2019. Millones de US\$

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Conceptos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1. Cuenta Corriente	-4334.6	-3880.9	-2567.9	-2170.2	-1280.3	-814.7	-133.1	-1159.6	-1204.9
1.1 Balanza de Bienes y Servicio	-5934.3	-5395.8	-3743.2	-3290.3	-3096.9	-2619.4	-2049.9	-3415.7	-3617
1.1.1 Balanza de Bienes	-8939.7	-8716.3	-7376.8	-7374.2	-7464.7	-7559	-7599.7	-9301.3	-9069.4
Exportaciones	8361.9	8935.5	9424.4	9898.9	9441.8	9839.6	10134.6	10907.6	11218.6
Importaciones	17301.6	17651.8	16801.2	17273.1	16906.5	17398.6	17734.3	20208.9	20288
1.1.2 Balanza de Servicios	3005.4	3320.5	3633.6	4083.9	4367.8	4939.6	5549.8	5885.6	5452.4
1.2 Ingreso Primario	-2254.5	-2399.6	-2972.3	-3247.4	-2936.4	-3253.1	-3793.8	-3845	-4274.1
Remuneración de Empleados	97.2	66.1	75.6	84.5	75.3	79.2	76.4	113.3	91
Renta de la Inversión	-2351.7	-2465.7	-3047.9	-3331.9	-3011.7	-3332.3	-3870.2	-3958.3	-4365.1
Inversión Extranjera Directa	-1909	-1925.3	-2511.2	-2745.3	-2336.3	-2439.5	-2724.5	-2761	-2915.6
Inversión de Cartera	-384.1	-477.5	-458	-495.3	-637.2	-781.6	-975.9	-1053.8	-1289.7
Otra Inversión	-58.6	-62.9	-78.7	-91.3	-38.2	-111.2	-169.8	-143.5	-159.8
1.3 Ingreso Secundario	3854.2	3914.5	4147.6	4367.5	4753	5057.8	5710.6	6101.1	6686.2

Fuente: Banco Central de República Dominicana.

República Dominicana importa todo el petróleo que procesa en refinería. De igual manera, importa el 100% del Carbón Mineral que consume. Del Fuel Oil que consume, una parte se produce localmente (21%) y otra se importa (79%) según se concluye de las publicaciones anuales de la CEPAL: Centroamérica y la República Dominicana, estadísticas de hidrocarburos del período 2010-2017. Aunque el 21% del Fuel Oil se produce en República Dominicana, el petróleo que refina y de donde se obtiene el Fuel Oil producido localmente es importado, por consiguiente, se considera que todo el Fuel Oil que consume es importado.

La Cuenta Corriente de la Balanza Comercial de la tabla anterior se calculó nuevamente agregando al valor de las Importaciones, el Valor Económico de los combustibles fósiles evitados presentado en la tabla 50.

Los resultados alteran la Cuenta Corriente incrementando el déficit (incremento de la posición deudora) en 7.6% durante el período 2011-2019. Esto equivale al Valor Económico de los combustibles evitados, es decir, 97.8 millones de dólares. Ver tabla a continuación:

Tabla 59. Cuenta Corriente Balanza de Pagos República Dominicana incluyendo valor económico combustible evitado 2011-2019. Millones de US\$

Conceptos	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1. Cuenta Corriente	-4335.1	-3884.2	-2575.4	-2177.1	-1286.0	-821.6	-148.3	-1183.1	-1233.0
1.1 Balanza de Bienes y Servicios	-5934.8	-5399.1	-3750.7	-3297.2	-3102.6	-2626.3	-2065.1	-3439.2	-3645.1
1.1.1 Balanza de Bienes	-8940.2	-8719.6	-7384.3	-7381.1	-7470.4	-7565.9	-7614.9	-9324.8	-9097.5
Exportaciones	8361.9	8935.5	9424.4	9898.9	9441.8	9839.6	10134.6	10907.6	11218.6
Importaciones	17302.1	17655.1	16808.7	17280.0	16912.2	17405.5	17749.5	20232.4	20316.145
1.1.2 Balanza de Servicios	3005.4	3320.5	3633.6	4083.9	4367.8	4939.6	5549.8	5885.6	5452.4
1.2 Ingreso Primario	-2254.5	-2399.6	-2972.3	-3247.4	-2936.4	-3253.1	-3793.8	-3845	-4274.1
Remuneración de Empleados	97.2	66.1	75.6	84.5	75.3	79.2	76.4	113.3	91
Renta de la Inversión	-2351.7	-2465.7	-3047.9	-3331.9	-3011.7	-3332.3	-3870.2	-3958.3	-4365.1
Inversión Extranjera Directa	-1909	-1925.3	-2511.2	-2745.3	-2336.3	-2439.5	-2724.5	-2761	-2915.6
Inversión de Cartera	-384.1	-477.5	-458	-495.3	-637.2	-781.6	-975.9	-1053.8	-1289.7
Otra Inversión	-58.6	-62.9	-78.7	-91.3	-38.2	-111.2	-169.8	-143.5	-159.8
1.3 Ingreso Secundario	3854.2	3914.5	4147.6	4367.5	4753	5057.8	5710.6	6101.1	6686.2

Fuente: Banco Central de República Dominicana excepto rubro Importaciones.

Incidenia en la Balanza Fiscal

La incidencia del valor económico de los combustibles fósiles evitados se analizó en la Balanza Fiscal del país.

Las leyes competentes relacionadas con las cargas impositivas por el uso de Carbón Mineral y Fuel Oil para generación eléctrica son:

A. Ley 112-00, Ley de Hidrocarburos, 16 de noviembre 2000.

En el Artículo 1 se establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo. Este impuesto es cero para el Carbón Mineral y para el Fuel Oil para empresas generadoras de energía.

B. Reglamento a la Ley de Hidrocarburos No. 112-00, Decreto No. 307-01, 2 de marzo 2001.

En el Capítulo I, este Reglamento indica que una de sus bases legales es la Resolución No. 273 del 12 de diciembre del 2000, que establece el procedimiento para calificar como Empresa Generadora de Electricidad Privada (EGP).

En el Capítulo II define así la “EMPRESA GENERADORA DE ELECTRICIDAD PRIVADA –EGP-: Se consideran Empresas Generadoras de Energía Eléctrica a los fines del presente reglamento, toda empresa o unidad productiva que disponga de capacidad de generación efectiva de 15 megavatios o más, para su consumo propio o para ser interconectadas a las redes de distribución nacional. Las empresas que posean una capacidad de generación menor a 15 megavatios y decidan destinar el 50% o más de su generación a la red de distribución nacional y contraten la venta de electricidad con cualquiera de las empresas concesionarias de generación o distribución de electricidad, podrán solicitar los beneficios de la exención impositiva que acuerda la ley para las empresas EGP, para los combustibles utilizados para generar los megavatios vendidos al sistema eléctrico nacional interconectado a través de las antes mencionadas empresas concesionarias. Igualmente se considerarán EGP, sin importar su capacidad efectiva de generación, aquellas empresas que vendan a terceros la energía eléctrica que producen, en sistemas aislados en los que existe

la imposibilidad de interconexión al sistema eléctrico nacional interconectado por la inexistencia de redes de transmisión en la zona.”

En la segunda parte del Reglamento, Aspectos Técnicos, Capítulo II Disposiciones Generales, se clasifican a las EGP así:

ART. 6.3.- CLASIFICACION DE EMPRESAS GENERADORAS ELECTRICAS PRIVADAS –EGP- Para una empresa poder clasificar como Empresa Generadora Privada (EGP) y ser beneficiada de la exención de cero impuesto al consumo o importación de combustibles, como se indica en las tablas No. 1 y No. 2 de la Ley No. 112-00, será necesario disponer de una capacidad de generación efectiva instalada de 15 megavatios o más, para el consumo propio sin utilizar en ningún momento la energía eléctrica suplida por las Empresas concesionarias de generación y/o distribución debiendo efectuar la desconexión del SENI, o para las ventas a terceros o efectuar la desconexión.

Quedan exentas del requisito de capacidad efectiva de generación mínima de 15 megavatios aquellas empresas que vendan la energía eléctrica que producen en sistemas aislados, no interconectados al sistema eléctrico nacional interconectado, por la inexistencia de redes de transmisión en la zona.

Asimismo se dispone que toda empresa que decida destinar el 50% - o más- de su generación a la red de distribución nacional y contrate la venta de su energía con cualesquiera de las empresas concesionarias de generación o distribución, podrá solicitar los beneficios establecidos en este artículo para el combustible utilizado para la producción de los megawatts vendidos, pero condicionado a que previamente suscriba un acuerdo de venta de dicha generación con las empresas concesionarias en el cual el precio se establezca tomando en consideración la exoneración impositiva.

Las empresas interesadas en obtener la clasificación de EGP, deben obtener previamente las autorizaciones o concesiones que sean requeridas por la Ley General de Electricidad No.125-01, y efectuar la solicitud a la SEIC para clasificación, la cual prescribirá los formularios y procedimientos a tales propósitos.

C. Ley 557-05, Reforma Tributaria, 8 diciembre 2005, modifica la Ley 112-00

El Artículo 9 modifica la tabla de exenciones del numeral 1) y el párrafo II del Artículo 343 del Código Tributario. Este artículo detalla una lista de bienes exentos del impuesto a la transferencia e importación de bienes industrializados, entre estos bienes está el Fuel Oil. El Carbón Mineral no aplica como bien industrializado.

El Artículo 24 de esta misma Ley, establece tasa cero en el arancel de aduanas a una lista de bienes entre los cuales el Fuel Oil. El Carbón Mineral no está incluido como exento, pero no está en el listado del Arancel de Aduanas por lo que se considera que no paga este arancel.

D. Ley No. 253-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible. G. O. No. 10697 del 13 de noviembre de 2012.

- Esta Ley en el Artículo 17 modifica el Artículo 1 de la Ley No.112-00 así:

“Artículo 1. Se establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo despachados a través de la Refinería dominicana de Petróleo, S.A. (REFIDOMSA) u otra empresa o importado al país directamente por cualquier otra persona física, jurídica o entidad para consumo propio o para la venta total o parcial a otros consumidores...”

El Fuel Oil paga 16.61 RD\$/galón y el Carbón Mineral³⁰ no paga este impuesto de acuerdo a la siguiente tabla incluida en la Ley 253-12.

<i>Código Arancelario</i>	<i>Tabla 3. Otros Combustibles</i>	<i>ImpuestoRDS Tonelada Métrica</i>
2702	<i>Lignitos</i>	0.00
27.01, 27.02, 27.13	<i>Carbón mineral y el coque de petróleo</i>	0.00
27.04, 27.08, 27.13	<i>Coques y semicoques de hulla, lignito, petróleo o turba</i>	0.00

- El Artículo 18 modifica el Artículo 23 de la Ley 557-05 incrementando el impuesto selectivo de 13% a 16% ad-valorem sobre el consumo interno de combustibles fósiles y derivados del petróleo.
- El Artículo 19 de la Ley 253-12 crea un sistema de devolución de los impuestos selectivos al consumo de los combustibles fósiles y derivados del petróleo reembolsando a las empresas generadoras de energía que vendan al SENI y en los sistemas aislados, el 100% de los montos adelantados en concepto de estos impuestos.

Aunque la Ley No. 253-12 establece un impuesto al consumo de fuel oil de 16.61 RD\$/galón y un impuesto selectivo ad-valorem, la misma Ley establece un sistema de reembolso de estos impuestos por lo que en la práctica, el consumo de fuel oil y de carbón mineral no pagan impuesto alguno.

De no haber existido reembolso por el pago de estos impuestos, el Estado Dominicano hubiese percibido los siguientes valores:

Tabla 60. Impuesto al consumo que hubiese pagado el Fuel Oil evitado por la generación ER. 2013-2019. Miles de US\$

³⁰ La Ley 253-12 incluye el Código Arancelario del Carbón Mineral, sin embargo, el Código Tributario no incluye un código arancelario para el carbón mineral pero sí, para la hulla mineral. Las estadísticas de diferentes fuentes oficiales como el Balance Energético Nacional reportan consumo de carbón mineral y no de hulla mineral.

Año	Impuesto, US \$/galón	Fuel Oil evitado, miles de Barriles	Impuesto que hubiese pagado el Fuel Oil evitado, miles de US \$
2013	0.398	24.32	406.29
2014	0.382	24.33	390.22
2015	0.369	28.39	440.17
2016	0.361	38.45	582.63
2017	0.350	55.79	819.55
2018	0.336	77.76	1,096.47
2019	0.324	113.24	1,541.35
Total	-	362.28	5,276.68

Fuente: Elaboración propia

El impuesto selectivo de 16% ad-valorem por el consumo evitado de Carbón Mineral y Fuel Oil se calcula con el valor económico de estos combustibles presentado en la tabla 56.

De no haber existido reembolso de este impuesto, el monto total que hubiese pagado el fuel oil y el carbón mineral por la sustitución de generación con estos combustibles fósiles por generación ER durante 2013-2019 hubiese sido de US\$15.9 millones de dólares de los cuales, por el consumo de Carbón Mineral US\$11.1 millones de dólares y US\$4.8 millones de dólares por el correspondiente a Fuel Oil:

Tabla 61. Impuesto Selectivo que hubiese pagado el Fuel Oil y Carbón Mineral evitado por generación ER. 2013-2019. Miles de US\$

Años	Valor económico combustibles evitados, miles de US \$			Impuesto Selectivo, 10 ³ US \$		
	Carbón Mineral	Fuel Oil	TOTAL	Carbón Mineral	Fuel Oil	TOTAL
2013	4,909.17	2,562.49	7,471.66	785	410	1,195
2014	4,505.82	2,370.66	6,876.48	721	379	1,100
2015	4,186.63	1,520.98	5,707.60	670	243	913
2016	6,216.59	1,705.36	7,921.95	995	273	1,268
2017	12,195.23	4,604.82	16,800.05	1,951	737	2,688
2018	17,704.76	7,546.51	25,251.27	2,833	1,207	4,040
2019	20,144.72	9,775.74	29,920.45	3,223	1,564	4,787
Total	72,501.34	31,278.32	103,779.65	11,178	4,814	15,992

Fuente: Elaboración propia

La Balanza Fiscal incluye los Ingresos y Gastos del gobierno para cubrir su presupuesto.

Los Ingresos provienen del pago de impuestos, de contribuciones sociales, donaciones y otros ingresos. Durante el período 2014-2019, los impuestos representaron más del 90% de los ingresos excepto en 2015 que representaron 77%.

Los gastos, deberían ser iguales o menores a los ingresos para poder cubrirlos. En República Dominicana, los gastos durante el mismo período han sido mayores entre 5%-11% a los ingresos excepto en el año 2015 que fueron superiores en 13%.

Los impuestos que el país dejó de percibir, si no hubiese habido reembolso por el pago de impuestos al consumo y selectivo de consumo, por el consumo evitado de Fuel Oil y Carbón Mineral, hubiese sido el equivalente a 20.9 millones de dólares (5 millones por el Impuesto al Consumo de Fuel Oil más 15.9 millones por el Impuesto Selectivo por el consumo de Fuel Oil y Carbón Mineral).

Esta cantidad dejada de percibir hubiese disminuido el déficit en los ingresos necesarios para cubrir los gastos del gobierno.

El déficit entre los ingresos y gastos en la Balanza Fiscal durante el período 2013-2019 hubiese sido menor en 17 millones de dólares.

La tabla siguiente muestra la incidencia que hubiese tenido en la Balanza Fiscal del país, el no reembolso del pago de los impuestos vigentes en cada año, por el consumo de Carbón Mineral y Fuel Oil durante el período 2013-2019.

Tabla 62. Incidencia en Balanza Fiscal por reembolso y exoneración de los impuestos al consumo de Fuel Oil y Carbón Mineral evitado por generación ER.

2013-2019. Millones de US\$.

Rubro	2013	2014	2015	2016*	2017*	2018*	2019*
Ingresos y Gastos Reales							
millones RD\$							
Ingresos	369,413	416,839	533,683	483,730	532,897	599,620	656,783
Gastos	442,129	437,925	463,857	530,804	592,101	635,365	694,463
millones US\$							
Ingresos	8,847	9,582	11,860	10,508	11,222	12,120	12,814
Gastos	10,588	10,066	10,309	11,531	12,469	12,843	13,549
Superávit/Déficit	-1741.44	-484.69	1551.77	-1022.64	-1246.73	-722.52	-735.16
Ingresos y Gastos incluyendo impuestos por consumo evitado fuel oil y carbón mineral							
millones US\$							
Ingresos	8,848	9,583	11,862	10,510	11,225	12,125	12,820
Gastos	10,588	10,066	10,309	11,531	12,469	12,843	13,549
Superávit/Déficit	-1739.83	-483.19	1553.12	-1020.79	-1243.22	-717.39	-728.83
Variación Superávit/Déficit	-1.60	-1.49	1.35	-1.85	-3.51	-5.14	-6.33

Fuente: Elaboración propia en base a balanza fiscal.

Sub-Actividad 2.3. Estimar la generación de divisas y sus efectos sobre la economía nacional, producto de la inversión extranjera en los proyectos de ER bajo la Ley 57-07.

La fuente de generación de divisas en un país está constituida por las Exportaciones y por la Inversión Extranjera Directa, IED. En nuestro caso, el efecto de la generación de divisas sobre la economía nacional se analizó en el rubro de la Inversión Extranjera Directa, IED en la Balanza Comercial. La Inversión Extranjera fue estimada con los valores de inversión de los proyectos de ER bajo la Ley 57-07.

Las cuentas que construyen la Balanza Comercial son, la Cuenta Corriente, la Cuenta de Capital y la Cuenta Financiera. La Cuenta Financiera incluye la IED.

La inversión en los proyectos se realiza por desembolsos según la duración de la construcción. Los proyectos eólicos y a biomasa se construyen en promedio en 2 años y en 1 año los proyectos fotovoltaicos. Estas son las tecnologías que entraron en operación durante el período 2011-2019 al amparo de la Ley 57-07. Para los proyectos eólicos y a biomasa se tomó un promedio de 70% de la inversión como primer desembolso en el año 1 de construcción y 30% en el año 2.

Tomando en cuenta el período de construcción, la inversión se distribuyó por proyecto iniciando en el año 2009 (ya que el primer proyecto entró en operación en 2011). La generación de divisas equivalente a los valores de la inversión por año de desembolso de los proyectos ER bajo la Ley 57-07 que inyectan al SENI se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 63. Inversión en proyectos ER bajo la Ley 57-07 que inyectan al SENI. 2011-2019. Millones de US\$.

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Desembolsos, millones US \$		Total Inversión, millones US \$	Fuente información del valor de la Inversión
				2009	2010		
Los Cocos I	25.2	2011	Eólico	70.0	30.0	100	http://www.egehaina.com/plantas/loscocos/
Quilvio Cabrera	8.25	2011	Eólico	22.92	9.82	32.74	Estimación propia
Sub-total				92.92	39.82	132.74	
				2010	2011		
Los Cocos II	52.0	2012	Eólico	70.0	30.0	100	http://www.egehaina.com/plantas/loscocos/
Sub-total				70.0	30.0	100	
				2014	2015		
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV		55.0	55	https://www.cne.gob.do/noticia/tecnicos-empleados-la-cne-visitan-instalaciones-monte-plata-solar/
Larimar I	49.5	2016	Eólico	84.0	36.0	120	https://presidencia.gob.do/noticias/con-parque-eolico-larimar-avanzamos-en-transformacion-matriz-energetica-nacional
San Pedro	30	2016	Biomasa	63.0	27.0	90	https://spbesa.com/
Sub-total				147.0	118.0	265	
				2016	2017		
Larimar II	48.3	2018	Eólico	70	30	100	https://www.cne.gob.do/noticia/autorizan-operacion-parque-energia-eolica-larimar-ii/
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV		115	115	https://www.eldinero.com.do/63737/con-una-inversion-de-us-100-millones-inauguran-la-planta-de-energia-limpia-montecristi-solar/
Aeropuerto Cibao	3.0	2015	Solar FV	4.90	2.10	7	CNE
Sub-total				70	145	222	
				2017	2018		
PECASA	50.0	2019	Eólico	63	27	90	EIA
Agua Clara	52.5	2019	Eólico	72	31	103	https://www.cne.gob.do/noticia/inauguracion-del-parque-eolico-agua-clara/
Matafongo	34.0	2019	Eólico	84	36	120	Actualización EIA Matafongo
Subtotal				219	94	313	
				2019			
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV	45		45	https://www.cne.gob.do/noticia/director-ejecutivo-cne-en-inauguracion-del-parque-canoa-solar-que-brindara-energia-limpia-a-mas-de-30-mil-hogares/
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV	75		75	https://www.cne.gob.do/noticia/inauguraron-parque-energia-solar-en-mata-de-palma-invierten-us-75-millones/
Los Guzmancitos	48.3	2019	Eólico	125		125	http://borealtelevision.com/generacion-electrica-rd-depende-cada-vez-menos-del-petroleo/
Subtotal				245		245	
TOTAL 2009-2019						1,277.74	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 64. Inversión en proyectos ER bajo la Ley 57-07 que no inyectan al SENI. 2011-2019. Millones de US\$.

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Desembolsos, 10 ⁶ US \$		Total Inversión, 10 ⁶ US \$	Fuente información del valor de la Inversión
				2016	2015		
Ingenio Cristóbal	7.0	2015	Biomasa	14.70	6.30	21	Estimación propia
Sub-total				14.70	6.30	21	
				2019	2018		
Parque Solar	7.2	2017	Solar FV	9	4	14	CNE
Subtotal				9	4	14	
TOTAL 2009-2019						34.50	

Fuente: Elaboración propia.

En la Balanza de Pagos, la Inversión Directa es parte de la Cuenta Financiera. En la tabla siguiente están los conceptos pertenecientes a la Cuenta Financiera. Se incluye también la Cuenta de Capital para completar la balanza con lo presentado en la Cuenta Corriente).

Tabla 65. Cuenta Financiera en la Balanza de Pagos de República Dominicana 2010-2019. Millones de US\$

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Conceptos	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
2. Cuenta de Capital 1/	0	0	0	0	0	2087.1	0	0	0	0
3. Préstamo / Endeudamiento Neto (3=1+2)	-4023.5	-4334.6	-3880.9	-2567.9	-2170.2	806.8	-814.7	-133.1	-1159.6	-1204.9
4. Cuenta Financiera	-5059.3	-4101.5	-3692.2	-4273.5	-3761.7	-1512.9	-2454.9	-2120.7	-2711.7	-2513.6
Inversión Directa	-2023.7	-2276.7	-3142.4	-1990.5	-2208.5	-2204.9	-2406.7	-3570.7	-2535.3	-3012.8
Inversión de Cartera	-759.5	-746.6	-343.7	-1786.7	-1482.4	-3457.7	-1729.3	-1756.7	-2696.1	-2196
Deuda Pub. y Priv. Med. y LP (Neto)	-1007.2	-1455.7	-1405.8	-665.3	-53.2	4101.6	692.5	1192.8	230	410.4
Deuda Pub. y Priv. Corto Plazo (Neto)	-390.8	370.4	-97.4	-152.9	-503.7	-206.9	-61.7	185.8	360.8	452.3
Moneda y Depósitos	-749	18.3	1357.7	386.4	361.3	-114.3	611.2	1289.4	1293.5	1651.2
Otros 2/	-129.1	-11.2	-60.6	-64.5	124.8	369.3	439.1	538.7	635.4	181.3
5. Saldo	-9082.8	-8436.1	-7573.1	-6841.4	-5931.9	-706.1	-3269.6	-2253.8	-3871.3	1139

Fuente: Elaboración propia en base a balanza de pagos de República Dominicana.

Todos los conceptos de la Balanza de Pagos tienen dos rubros, Activo y Pasivo. El saldo de cada rubro en la Balanza es la diferencia entre activo y pasivo. En el caso de la Inversión Directa en la Cuenta Financiera, si inversionistas de países extranjeros hacen una inversión en República Dominicana, esto será un activo financiero para los países extranjeros y un pasivo financiero para República Dominicana.

Puede verse en la tabla anterior que durante el período 2010-2019 todo el rubro de Inversión Directa en la Balanza de Pagos del país es negativo, esto significa que toda esa inversión ha sido efectuada por personas extranjeras, naturales o jurídicas incluyendo la inversión en centrales de generación renovable.

En efecto, el Banco Central publica los flujos de la inversión extranjera directa por país de origen donde se verifica que el total de la IED por país de origen es igual al valor total reflejado en la balanza de pagos:

Tabla 66. Flujos de la Inversión Extranjera Directa por país de origen. Millones de US\$

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Países	2010 ¹	2011 ¹	2012 ²	2013 ²	2014 ²	2015 ²	2016 ²	2017 ²	2018 ²	2019 ²	TOTAL	%
España	202.7	136.6	128.2	32.8	6.6	32.0	281.4	205.9	287.8	394.3	1,708.3	6.7
Estados Unidos	1,054.5	498.9	251.6	373.5	321.0	405.1	355.8	732.1	708.8	948.3	5,649.6	22.3
Canadá	695.9	1,125.5	851.2	143.2	157.5	90.9	479.5	473.4	329.3	258.3	4,604.7	18.1
Gran Caimán	4.5	65.6	83.9	9.3	(9.6)	(53.8)	(122.4)	9.9	(33.8)	(7.6)	(54.0)	-0.2
Reino Unido	(0.8)	26.4	26.6	25.3	2.6	10.5	1.1	3.1	5.3	(18.9)	81.2	0.3
Suiza	(0.2)	6.6	0.5	1.5	0.9	4.5	11.8	9.0	5.8	16.9	57.3	0.2
Holanda	50.0	28.3	9.9	83.2	70.2	(133.6)	35.4	30.9	37.1	45.6	257.0	1.0
Italia	7.8	16.3	1.4	(0.3)	10.0	(0.8)	48.4	32.4	24.0	56.9	196.1	0.8
Francia	35.3	24.9	(1.2)	48.1	39.5	3.1	4.4	6.1	4.5	237.8	402.5	1.6
México	432.7	73.3	(31.5)	5.9	244.0	(18.8)	118.3	(45.4)	(80.4)	640.2	1,338.3	5.3
Dinamarca	8.7	(1.5)	3.6	0.5	-	3.8	31.9	62.6	(459.7)	6.8	(343.3)	-1.4
Alemania	6.8	4.0	6.2	4.9	2.9	7.5	6.5	7.4	19.8	31.2	97.2	0.4
Panamá	41.5	42.4	19.5	4.6	(19.7)	10.9	4.7	2.9	12.4	10.8	130.0	0.5
Islas Vírgenes BR	30.8	87.0	33.6	76.1	35.0	1.6	23.5	52.0	74.0	74.3	487.9	1.9
Venezuela	208.4	70.3	55.0	47.1	44.1	30.7	15.9	7.7	29.1	11.7	520.0	2.0
Colombia	4.3	45.0	4.3	33.3	0.8	3.6	4.3	2.2	0.6	3.9	102.3	0.4
Brasil	23.9	(1.9)	1,041.9	51.7	427.5	(424.6)	147.8	998.8	71.1	23.5	2,359.7	9.3
El Salvador	-	-	(6.4)	80.0	16.5	-	15.2	-	-	-	105.3	0.4
Australia	28.4	30.9	(22.1)	7.0	(14.2)	23.6	(3.9)	(7.8)	(0.1)	7.6	49.4	0.2
Resto	(811.5)	(1.9)	686.2	962.8	872.9	2,208.7	947.1	987.5	1,499.7	271.2	7,622.7	30.0
Total Flujos IED	2,023.7	2,276.7	3,142.4	1,990.5	2,208.5	2,204.9	2,406.7	3,570.7	2,535.3	3,012.8	25,372.2	100.0

Fuente: Banco Central de República Dominicana.

Entre las 9 actividades económicas con IED en el país, el sector Electricidad ocupa el quinto lugar como el sector con 8% promedio de participación en la IED durante el período 2010-2019 similar a la posición de las zonas francas.

Tabla 67. Flujos de la Inversión Extranjera Directa por actividad económica. Millones de US\$

Actividad Económica	2010	2011 ¹	2012 ¹	2013 ²	2014 ²	2015 ²	2016 ²	2017 ²	2018 ²	2019 ²	Total	%
Turismo	180.0	107.8	162.0	256.5	300.7	671.9	790.0	704.0	854.2	884.1	4,911.2	19.4
Comercio / Industria	566.1	355.2	1,257.3	403.7	606.9	367.9	413.2	1,365.2	539.8	252.1	6,127.4	24.2
Telecomunicaciones	500.2	53.6	(21.2)	187.8	256.7	335.9	(263.9)	67.1	(240.1)	337.1	1,213.2	4.8
Electricidad	108.1	258.8	304.5	449.6	352.1	(96.3)	(8.3)	63.7	202.6	373.9	2,008.7	7.9
Financiero	93.5	134.3	159.4	152.0	207.2	189.7	124.6	90.9	178.7	100.5	1,430.8	5.6
Zonas Francas	71.8	147.8	163.0	149.7	190.9	236.6	223.9	263.9	233.6	274.8	1,956.0	7.7
Mínero	239.9	1,059.7	1,169.4	92.6	(38.5)	6.1	485.7	409.6	184.8	275.3	3,884.6	15.3
Inmobiliario	264.1	159.5	203.0	273.6	305.6	411.7	587.3	545.9	518.3	453.1	3,722.1	14.7
Transporte	-	-	(255.0)	25.0	26.9	81.4	54.2	60.4	63.4	61.9	118.2	0.5
Otros ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujos de Inversión Extranjera Directa	2,023.7	2,276.7	3,142.4	1,990.5	2,208.5	2,204.9	2,406.7	3,570.7	2,535.3	3,012.8	25,372.2	100.0

Fuente: Banco Central de República Dominicana.

La inversión en ER representó, 65% de la IED sector Electricidad durante el período 2010-2019³¹ y 4.8% de la IED total durante el período 2009-2019.

Tabla 68. Participación de la Inversión en proyectos ER en la IED. 2009-2019. Millones de US\$.

³¹ No se incluye la inversión en ER en 2009 equivalente a 93 millones de dólares por no disponer del valor total de la IED para ese año.

E lemento	Total millones de US \$, 2009-2019
Invers ión Directa	-27530.20
Invers ión en E R	-1312.24
Invers ión extranjera en otros rubros	-26217.96
Invers ión sector E lectricidad	2008.70
% invers ión E R /Invers ión Directa 2009-2019	4.8%
% invers ión E R /Invers ión E lectricidad 2010-2019	-65%

Fuente: En base a datos del Banco Central, CEPAL y estimaciones propias.

El hecho que el saldo en la Inversión Directa sea negativo, implica que el país depende de la inversión extranjera, aunque este rubro sea generador de divisas. Si a la inversión directa se le sustrae la inversión en los proyectos ER, el saldo de la Cuenta Financiera es menos negativo en todos los años del período. El saldo negativo de la balanza de pagos está influido por la cuenta corriente y la cuenta financiera y ésta última es la de mayor peso en ese saldo. Sin embargo, siempre el país necesita dinero del exterior. No hay suficiente inversión privada local en proyectos ER.

La generación de divisas producto de la inversión en proyectos de generación de ER bajo la Ley 57-07 ascendió a 1,312 millones de dólares durante el período 2009-2019. Esta inversión representó 65% de la IED en el sector Electricidad y 4.8% de la IED durante todo el período 2009-2019. Los proyectos de ER han sido ejecutados por inversión extranjera.

Sub-Actividad 2.4. Realizar una evaluación de la cadena de valor en República Dominicana, asociada con el desarrollo de los proyectos de ER. Cuantificar la movilización del comercio local (en productos y valor monetario) y la generación de empleos (desglosado por rubro y valor monetario).

La forma en como un proyecto de energía renovable impacta en la cadena de valor de bienes y servicios es bastante amplia, desde una escala local, nacional, hasta una escala regional. Estos impactos pueden darse en las diferentes etapas del proyecto, la planificación, la construcción, la operación y cierre, aunque es en la etapa de construcción en donde se concentra el mayor impacto económico y social de un proyecto en la cadena de valor.

Se entiende como cadena de valor, todos los actores que inciden en la producción, transformación, comercialización y consumo de un bien o servicio. De tal manera, los proyectos de inversión pueden hacer crecer cadenas de valor ya existentes en una localidad, ya sea por un aumento del número de personas que participan en las diferentes transacciones de bienes o servicios, o por una mayor inversión que se traduce en mayor gasto y consumo de bienes y servicios, y un mayor circulante de divisas.

En otros casos, los proyectos de inversión pueden crear nuevas cadenas de valor, ya sea por la aparición de nuevos bienes o servicios en un mercado. En algunos casos estas nuevas transacciones pueden ser temporales o permanentes.

Para tales efectos, hemos caracterizado las diferentes cadenas de valor demostrables en las diferentes fases de los diecisiete (17) proyectos ER. También hemos determinado la escala de impacto a nivel geográfico y la temporalidad de estos.

Etapa de Planificación (pre-inversión)

En estos casos el proyecto está en su inicio y su impacto es bien limitado a los servicios de consultorías por estudios o procesos de gestión burocráticos. También la adquisición de ciertos bienes de transporte y el alquiler de espacios para oficina. En estos casos el impacto no es local sino más a nivel nacional.

Descripción de los bienes y servicios requeridos por los proyectos de inversión en energías renovables.

Durante esta etapa del proyecto los servicios y bienes contratados por la empresa de inversión son bien puntuales y están relacionados con procesos de gestión requeridos. El mayor peso de la inversión están en servicios especializados que se contratan a través de consultorías a personas o empresas de servicios especializados.

Consultorías por estudios

Los proveedores son personas con formación especializada y que brindan un servicio puntual al comprador. Estas personas lo hacen de manera directa o se agrupan en pequeñas empresas de servicios de consultorías y ofrecen como producto la consecución y/o aprobación de un proceso de gestión burocrático requisito para la aprobación de la inversión.

Estas consultorías son: estudios de impacto ambiental, procesos de gestión de permisos, pagos de aranceles en el país, análisis de factibilidad, etc.

Las cadenas de valor de este tipo son bastante cortas dado que están limitadas a un propósito específico y su temporalidad es bastante puntual. Sin embargo, este eslabón de servicio en la cadena impacta otras cadenas de servicios en la economía, específicamente en el sector turismo.

Asesoría en gestiones

Asesoría en gestión burocráticas relacionadas a permisos de operación en el país. Estas cadenas de valor también son bastante cortas y su temporalidad bien focalizada. Se contrata a una persona o una empresa de servicios que pone a disposición a una persona con conocimiento especializado en un tema (asesoría legal, ambiental, etc.)

Servicios básicos

Los servicios básicos son los cánones básicos que se deben pagar para iniciar y son adquiridos y contratados desde el inicio o durante la fase de planificación. Estas cadenas de valor son ya existentes y usualmente los bienes o servicios son proveídos por empresas públicas o el estado, tales como: pagos de aranceles, impuestos, servicios básicos (energía eléctrica, alquiler de oficinas, etc).

Etapa de Construcción

La etapa de construcción es la fase en donde el proyecto inserta más actividades económicas y dinamiza otras cadenas de valor existentes. Este impacto ocurre tanto a nivel nacional como a nivel local. La instalación de equipos, la renta y uso de maquinarias, la supervisión, la adquisición de bienes y la contratación de personal calificado con especialidades son algunos de los servicios que se dinamizan durante esta fase. El impacto ocurre a nivel local cuando se realiza contratación en el sitio para actividades que no requieren alta habilidad, además de varios servicios asociados que se ofertan a los operarios o trabajadores que se desempeñan en la construcción del proyecto. Estos servicios asociados también tienen un impacto local, dado que se pueden identificar en oferta de hospedajes y servicios de alimentación a una cantidad significativa de nuevas personas en el sitio y su entorno.

Sin embargo, el impacto también es a nivel nacional, dado que se contratan servicios especializados que comúnmente son desarrollados por personal que vienen de sitios urbanos. Los contratos de supervisión requieren mano de obra altamente cualificada que es prestada por personas o empresas que se radican en la capital o en otras ciudades importantes y que trasladan a su personal por el espacio de tiempo que dura la construcción.

Adquisición de medios

La adquisición de medios ya sea por renta o por compra impacta de manera positiva la cadena de valor de empresas de importaciones a nivel nacional y dinamiza el mercado de compra de estos bienes tecnológicos en su mayoría.

Renta de local

El espacio físico donde estarán ubicadas las oficinas del proyecto es rentado o adquirido por la empresa y esto impacta significativamente la economía a un nivel nacional en dependencia de las características de los poseedores del espacio o inmueble que se utilizará. Estos espacios están comúnmente ubicados en las ciudades debido a que

facilitan las gestiones burocráticas que la empresa debe continuar gestionando durante toda la vida del proyecto.

Servicios de construcción

Estos servicios impactan a nivel nacional con la contratación de empresas especializadas en este tipo de construcciones. Pero estas a su vez impactan las economías locales cuando tienen que desplazar al sitio de la construcción cantidades de personal que operaran esas máquinas y que demandarán de servicios de alojamiento, alimentación y otros similares.

Servicios tecnológicos

Estos servicios son contratados a empresas especializadas que cuentan con personal altamente calificado que es trasladado al sitio y que demandan servicios asociados de alojamiento y alimentación, por tanto, su impacto se da a nivel local y nacional.

Renta de bienes (maquinarias)

La renta de bienes tales como vehículos, maquinaria o transporte pesado, genera un flujo de movimiento de capital con impacto a nivel nacional. Usualmente estos bienes se ofertan en las ciudades principales y generan un flujo económico.

Adquisición o renta de terreno

Esta actividad está referida al espacio físico donde operará el proyecto. Usualmente son espacios físicos grandes pero su impacto en la cadena de valor ocurre a nivel nacional dado su nivel de significancia en el monto requerido para esta operación, que además impactan de manera positiva en el sector financiero. Los propietarios de estos bienes son comúnmente personas que residen en ciudades con propiedades en zonas rurales donde se desarrolla el proyecto.

Contratación de servicios (supervisión)

Estos servicios impactan a nivel nacional con la contratación de empresas especializadas en este tipo de servicios. De igual forma, estas a su vez impactan las economías locales cuando tienen que desplazar al sitio de la construcción personal que desarrolla esta actividad y que demandaran de servicios de alojamiento, alimentación y otros similares.

Etapa de Operación

La etapa de operación es quizás una de las fases del proyecto donde el impacto es permanente durante toda la vida del proyecto. Tanto la contratación de bienes, así como la contratación de servicios de personal, es de manera permanente y tiene un impacto local y nacional.

Contratación de personal

El personal que se contrata debe residir en la zona del proyecto y demanda servicios ofertados localmente como hospedaje, alimentación y otros similares.

Contratación de servicios

La contratación de servicios básicos (comunicaciones, agua, etc.) para la operación de la empresa tienen un impacto local y nacional, aunque su mayor impacto es a nivel

nacional debido a la ubicación de las empresas ofertantes que comúnmente están localizadas en las ciudades.

Etapas de cierre

El impacto de esta fase del proyecto es temporal y puede ser a escala local o nacional, dado que se contrata mano de obra especializada para el desmantelamiento de la infraestructura y que a su vez se contrata mano de obra local que asiste en las actividades de desmontaje de las instalaciones del proyecto.

Contratación de servicios

Se realiza por contratación de empresas especializadas en el desmontaje y cierre de infraestructura. Esta actividad tiene un impacto nacional y local, debido a que trae personal de fuera del sitio del proyecto, pero este personal también demanda servicios locales (alimentación y alojamiento).

En la siguiente tabla se describen los impactos en cada una de las fases del proyecto en relación a su especialidad y temporalidad.

Tabla 69. Bienes y servicios impactados por los proyectos ER

Fase del Proyecto	Bienes y Servicios	Área Geográfica de impacto		Temporalidad del impacto	
		Local	Nacional	Permanente	Temporal
Planificación	Consultorías por estudios (basado en datos de 450 empleos temporales)		X		X
	Asesoría en gestiones		X		X
	Servicios básicos		X		X
	Adquisición de medios		X		X
	Renta de local (oficinas)		X	X	
	Servicio de alojamiento y alimentación	X		X	
Construcción	Adquisición de medios (vehículos, equipos, etc.)		X		X
	Servicios de Construcción (basado en datos de 78 empleos permanentes y 28 empleos temporales)	X	X		X
	Adquisición de equipos para la generación		X		X
	Servicios Tecnológicos		X		X
	Renta de bienes (maquinarias)		X		X
	Adquisición o renta de terreno	X	X		X
Operación	Contratación de personal basado en datos de 15 empleos todos permanentes)	X	X	X	
	Contratación de servicios para la operación (implementación de planes ambientales, etc.)	X	X	X	
Cierre	Contratación de servicios (basado en datos de 39 empleos permanentes y 14 empleos temporales)	X	X		X
	Extracción, Transporte y disposición de equipos	X	X		X
	Restauración del sitio	X	X		X
	Supervisión	X	X		X

Fuente: En base a información proporcionada por CNE, Banco Central de República Dominicana y estudios ambientales de proyectos renovables de la región.

En la tabla siguiente se describen los montos estimados en cada una de las fases de un proyecto, los cuales se derivan los impactos en otras cadenas de valor de bienes y servicios en la economía nacional. Las estimaciones de los valores de la cadena de valor indicados en la tabla se realizaron tomando como base estudios de proyectos de inversión en energía renovables en Centroamérica y considerando información sobre los proyectos de ER acogidos bajo la Ley 57-07 de los cuales quince (15) inyectan energía al SENI y dos (2) no inyectan. Adicionalmente se tomó como referencia las variables de personal permanente y temporal según fuente proporcionada por CNE, los montos destinados a pagos por servicios profesionales especializados, según información del Banco Central de República Dominicana y las adquisiciones de bienes para la operación de proyectos renovables.

Tabla 70. Cadenas de valor de bienes y servicios impactados por los proyectos ER

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

No. Actividad	Etapa	Bienes		Servicios		Cantidad de proyectos	Total de aporte de las inversiones US
		Cantidad	Valor US\$	Cantidad	Valor		
I	PLANIFICACIÓN (PREINVERSIÓN)						
1	Estudios						
	Pre-factibilidad			1	\$32,692.31	17	555,769.23
1.1	Factibilidad			1	\$104,615.38	17	1778,461.54
	Diseño			1	\$156,923.08	17	2667,692.31
1.2	EIA			1	\$32,692.31	17	555,769.23
1.3	Conexión a red			1	\$32,692.31	17	555,769.23
2	Permisos			1			
2.1	Ambiental			1	\$19,615.38	17	333,461.54
2.2	Generación energía			1	\$6,538.46	17	111,153.85
2.3	Municipal			1	\$6,538.46	17	111,153.85
2.4	Distribuidora (contrato)			1	\$6,538.46	17	111,153.85
	Agente del mercado			1	\$6,538.46	17	111,153.85
3	Bienes y servicios de gestión			1			
3.1	Adquisición de medios de transporte	3	\$90,000.00	1	\$90,000.00	17	1530,000.00
3.2	Contratos de servicio de personal permanente operativo	5	\$50,000.00	1		17	850,000.00
3.3	Renta de oficinas	1	\$20,000.00	1	\$24,000.00	17	408,000.00
3.4	Servicios básicos (comunicaciones, electricidad, etc.)			1	\$36,000.00	17	612,000.00
3.5	Servicios de alojamiento y alimentación			34	\$102,000.00	17	1734,000.00
II	CONSTRUCCIÓN						
1	Contratistas						
1.2	Servicios de Construcción (basado en datos de 78 empleos permanentes y 28 empleos temporales)			1	\$827,504.94	17	14067,583.98
1.3	Servicios Tecnológicos			1	\$3000,000.00	17	51000,000.00
2	Supervisión						
2.1	Técnica				\$82,750.49	17	1406,758.40
2.2	Ambiental				\$66,200.40	17	1125,406.72
3	Adquisición de bienes						
3.1	Adquisición de medios (vehículos, equipos, etc.)	3	\$90,000.00			17	1530,000.00
3.2	Adquisición de equipos para la generación	20	\$30000,000.00			17	510000,000.00
3.3	Adquisición o renta de terreno	1	\$5000,000.00			17	85000,000.00
	Renta de bienes (maquinarias)			1	\$50,000.00	17	850,000.00
III	PUESTA EN MARCHA						
1	Contratistas (prueba operación)						
2	Supervisión						
IV	OPERACIÓN						
1	Administrativos				\$360,180.93	17	6123,075.87
2	Técnica Contratación de personal basado en datos de 15 empleos todos permanentes)				\$2041,025.29	17	34697,429.94
3	Ambiental Contratación de servicios para la operación (implementación de planes ambientales, etc.)				\$100,000.00	17	1700,000.00
4	Consultorías						
V	CIERRE						
1	Administrativo				\$24,638.85	17	418,860.45
2	Técnica						
2.1	Contratación de servicios (basado en datos de 39 empleos permanentes y 14 empleos temporales)				\$139,620.15	17	2373,542.55
2.2	Extracción, Transporte y disposición de equipos				\$50,000.00	17	850,000.00
	Restauración del sitio				\$30,000.00	17	510,000.00
3	Ambiental						
Total							723678,196.37

Fuente: En base a proyectos renovables desarrollados.

Según los datos de la tabla anterior, la cadena de valores durante la vida útil total de los proyectos ER es de 723 millones de dólares americanos.

La tabla a continuación detalla los empleos generados durante la vida útil de los todos los proyectos ER. Esta tabla fue elaborada tomando como base información proporcionada por CNE sobre empleos en los proyectos renovables desarrollados en República Dominicana, información sobre tabla salarial del Banco Central de República Dominicana y estudios ambientales de proyectos renovables desarrollados de la región.

Tabla 71. Empleos generados durante la vida útil de los proyectos ER

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Etapa	Empleos			Tiempo, meses			US\$		
	Profesional	Técnico	Obrero	Profesional	Técnico	Obrero	Profesional	Técnico	Obrero
Preinversión									
Temporal	346	156	0	10	12	0	2265,660	592,755	-
Construcción									
Permanente	169	222	741	24	32	36	2584,453	2245,814	4688,454
Temporal	42	148	212	12	12	12	323,057	561,453	446,519
Operación									
Permanente	66	132	13	360	360	360	15132,810	15028,534	836,645
Temporal	0	0	40	0	0	1	-	-	9,528
Cierre									
Permanente	5	8	25	12	12	12	43,387	35,907	59,969
Temporal	2	3	9	12	12	12	15,264	11,369	18,988
Total	631	670	1,039				20364,631	18475,833	6060,104

Fuente: En base a información proporcionada por CNE, Banco Central de República Dominicana y estudios ambientales de proyectos renovables de la región.

En total se estima que el total de empleos directos que serán generados durante toda la vida útil de los proyectos renovables será de 2,340, los cuales en total generaran US\$44.9 millones de dólares americanos.

Sub-Actividad 2.5. Realizar una evaluación global de los beneficios medioambientales asociados con los proyectos de ER realizados, en comparación con el escenario fósil. Incluir las emisiones evitadas de Gases de Efecto Invernadero.

La Ley No. 57-07, Ley sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, promulgada en República Dominicana en el año 2007, permitió incentivar el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica renovable (ER). Los proyectos de ER brindan grandes beneficios medioambientales, los cuales se presentan en este capítulo.

El beneficio ambiental más importante de los proyectos ER es la reducción de las emisiones de los Gases de Efecto de Invernadero (GEI).

El PMN. también ayuda a la reducción de los GEI ya que disminuye la generación de plantas que utilizan combustibles fósiles.

Estimaciones de Gases de Efecto Invernadero

Las estimaciones de los GEI evitados por el desarrollo de los proyectos de ER y del PMN fueron realizadas siguiendo los procedimientos y lineamientos proporcionados por las Directrices del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC, siglas en inglés) de 2006, la Orientación sobre Buenas Prácticas (OBP) 2000 y los factores de emisión de las directrices del IPCC de 1996.

Las Directrices del IPCC de 2006 proporcionan una metodología internacional para la elaboración de un inventario de GEI, brindando orientaciones sobre el aseguramiento de la calidad en todos los pasos de las estimaciones de GEI, desde la recopilación de datos hasta la generación del informe.

Los GEI evitados fueron calculados tomando como base la generación de energía eléctrica de los proyectos de ER y PMN. La actividad de generación de energía eléctrica, según las directrices del IPCC 2006, pertenecen al Sector Energía, por lo que para estas estimaciones se hizo la referencia cruzada entre el Volumen 1 y el Volumen 2 de las Directrices del IPCC de 2006.

El período de cálculo de las emisiones de GEI evitadas comprende la vida útil de cada uno de los proyectos ER, equivalente a 30 años. Las estimaciones inician en el año 2011, año en que entró la primera central de generación renovable bajo la Ley 57-07, y finalizan en el año 2048, treinta años después de la última central que entro en operación en el año 2019.

1. Métodos de estimación

Las Directrices del IPCC de 2006 recomiendan tres métodos de estimación, desde el nivel 1 que es el método por defecto hasta el nivel 3 que es el más detallado. Todos los niveles, utilizándolos correctamente, tienen por objeto proporcionar estimaciones insesgadas y la exactitud y la precisión deberían en general, mejorar del nivel 1 al nivel 3.

El Método de Nivel 1: establece los pasos necesarios para los métodos de cálculo más simples o los métodos que requieren la menor cantidad de datos. Para aplicar este método, se requiere la siguiente información:

- Datos sobre la cantidad de combustible utilizado o consumido en la categoría de fuente.

- Factor de emisión por defecto.

Ahora bien, para aplicar el método de Nivel 2 se requiere la siguiente información:

- Datos sobre la cantidad de combustible consumido en la categoría de fuente;
- Factor de emisión específico del país para la categoría de fuente y combustible. Finalmente tenemos que para aplicar el método de Nivel 3 se requiere la siguiente información:

- tipo de combustible utilizado,
- tecnología de combustión,
- condiciones de uso,
- tecnología de control,
- calidad de mantenimiento,
- antigüedad del equipo usado para el consumo combustible.

Según los requerimientos de información para cada nivel, para estas estimaciones se utilizó el método de Nivel 1, ya que República Dominicana no dispone de factores de emisión específicos. Las estimaciones con cualquier nivel, sin embargo, permiten obtener resultados siempre fiables.

La metodología del Nivel 1 se basa en la multiplicación de los consumos de cada tipo de combustibles por el correspondiente factor de emisión, mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$E = FE * P$$

En la que:

- E = Emisión del gas contaminante.
- FE = Factor de emisión, factor del IPCC por defecto.
- P = Consumo del combustible.

2. Datos de la actividad

La recopilación de datos es el primer paso en el cálculo de las estimaciones de GEI. Los datos de la actividad se refieren a las estimaciones de las cantidades y los tipos de combustibles que hubieran sido consumidos por las plantas desplazadas por los proyectos ER en el periodo del inventario, el cual en nuestro caso corresponde del año 2011 al año 2048.

El consumo de combustible para estas estimaciones corresponde a:

- las plantas de generación de combustibles de origen fósil que fueron desplazadas por los proyectos renovables acogidos bajo la Ley 57-07.
- la planta San Pedro Bioenergy y el proyecto de biomasa del Ingenio Cristóbal Colon, los cuales son renovables, pero emite GEI por la combustión de biomasa.
- las plantas de generación fósiles que disminuyeron su generación por la generación de los proyectos bajo el PMN.

A continuación, se presenta el cálculo de los consumos de combustibles indicados.

1.1. Consumo de combustible de las plantas de generación de combustibles fósiles que fueron desplazadas por los proyectos renovables acogidos bajo la Ley 57-07.

Para determinar estos consumos se calculó la generación de energía eléctrica generada por los proyectos renovables acogidos bajo la Ley 57-07. Esta información y la generación de los proyectos PMN se presenta en el capítulo 2.1 de este informe para el periodo 2011 – 2019. La tabla siguiente presenta esta información.

Tabla 72. Consumo de combustible evitado, periodo 2011 – 2019

Tipo de combustible	Generación, GWh	Conversión Carbón, kTON/GWh	Conversión Fuel Oil, kBbl/GWh	Consumo Carbón, kTON	Consumo Fuel Oil, kBbl
Carbón	3,426.79	0.31	-	1,047.74	-
Fuel Oil	301.78	-	1.24	-	373.07

Fuente: Estadísticas de la CEPAL y estimaciones propias.

Ahora bien, los GEI evitados por los proyectos renovables deben de ser calculados durante toda la vida útil de cada proyecto, por lo tanto, se realizaron estimaciones de la energía generada hasta completar los 30 años de vida útil de cada uno.

Para realizar las estimaciones de generación de energía eléctrica de los proyectos renovables, para el periodo 2020 – 2048, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

- la generación de cada planta
- 30 años de vida útil de cada proyecto.

La tabla a continuación presenta la generación anual de cada planta de generación y el año de entrada y salida de operación de cada una.

Tabla 73. Generación y años de vida útil proyectos ER

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Generación anual, MWh
Los Cocos I	25.2	2011	51,511
Quilvio Cabrera	8.25	2011	13,020
Los Cocos II	52	2012	150,479
Monte Plata Solar	30	2016	50,480
Larimar I	49.5	2016	183,250
San Pedro Bioenergy	30	2016	206,530
Larimar II	48.3	2018	131,400
Monte Cristi Solar	57.9	2018	103,050
PECASA	50	2019	170,575
Agua Clara	52.5	2019	143,350
Matafongo	34	2019	102,513
Canoa Solar	25	2019	56,784
Mata de Palma	50	2019	96,749
Los Guzmancitos	48.3	2019	89,850
Ingenio Cristóbal Colon	7	2016	48,190
Aeropuerto Cibao	3	2017	4,320
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	14,650

Fuente: Informes de operación mensual del OC 2019 y 2020 y estimaciones propias.

En base a la tabla anterior, la estimación de la generación para el periodo 2020 – 2048 es la siguiente:

Tabla 74. Generación estimada de energía eléctrica de los proyectos ER, periodo 2020 – 2048

Años	Generación MWh		
	Eólica	Solar	Biomasa
cada año del periodo 2020 - 2040	933,435	326,034	254,720
2041	868,903	326,034	254,720
2042	718,425	326,034	254,720
2043	718,425	326,034	254,720
2044	718,425	326,034	254,720
2045	718,425	326,034	254,720
2046	535,175	275,554	206,530
2047	535,175	271,234	
2048	403,775	168,184	-

Fuente: Estimaciones propias en base a informes de operación mensual del OC 2019 y 2020.

Según la tabla anterior tenemos:

- la generación a partir del año 2020 equivale a la suma de la generación de cada planta renovable y permanece constante hasta el año 2040, ya que estarán operando las 11 plantas renovables.
- en el año 2041, las plantas eólicas Los Cocos I y Quilvio Cabrera salen de operación (30 años de vida útil cumplidos),

- en el año 2042 la planta eólica Los Cocos II sale de operación,
- en el año 2046, salen de operación la planta solar Monte Plata Solar, la planta eólica Larimar I y la planta de biomasa del Ingenio Cristóbal Colon,
- en el año 2047, salen de operación la planta de biomasa San Pedro Bioenergy y la planta solar del Aeropuerto Cibao,
- finalmente tenemos que el año 2048 es el último año de vida útil de las plantas restantes: PECASA, Agua Clara, Matafongo, Canoa Solar, Mata de Palma, Los Guzmancitos y el Parque Solar Fotovoltaico CEPM.

La generación total de las tres fuentes ER presentadas en la tabla anterior, equivale a la Generación fósil desplazada por los proyectos ER bajo la Ley 57-07. De esta generación total, 44,568 GWh, el 92%, es decir, 40,961 GWh corresponden a generación desplazada con Carbón Mineral y el 8% restante, o sea, 3,607 GWh, corresponde a generación desplazada con Fuel Oil.

Con la generación fósil desplazada y con el indicador de combustible por GWh indicado en el capítulo 2.2, se calculó el consumo de combustible evitado durante el período 2020 - 2048. Los valores resultantes se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 75. Consumo de combustible evitado, periodo 2020 – 2048

Tipo de combustible	Generación, GWh	Conversión Carbón, kTON/GWh	Conversión Fuel Oil, kBbl/GWh	Consumo Carbón, kTON	Consumo Fuel Oil, kBbl
Carbón	37,534.53	0.31	-	11,476.23	-
Fuel Oil	3,305.43	-	1.24	-	4,086.33

Fuente: Estimaciones propias.

En anexos se presenta el consumo de combustible evitado para cada año del periodo 2011 – 2048.

En las Directrices del IPCC de 2006, para la categoría Industrias de la energía, la generación con Carbón y Fuel Oil está clasificada en la subcategoría: Generación de electricidad.

Como resultado final tenemos que el consumo de combustible total evitado para el periodo 2011 – 2048 en Terajoule (TJ) se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 76. Consumo de combustible evitado, periodo 2011 – 2048

Combustible	Consumo, TJ
Industria de la energía	
Generación de electricidad	
Carbón	366,800
Fuel Oil	26,681

Fuente: Estimaciones propias, factores de conversión del Balance Energético Nacional.

En anexos se presenta el consumo de combustible evitada en TJ para cada año del periodo 2011 – 2048.

1.2. Consumo de biomasa de la planta de generación San Pedro Bioenergy y del turbogenerador de Ingenio Cristóbal Colon

La generación de energía eléctrica de la planta San Pedro Bioenergy y del turbogenerador de Ingenio Cristóbal Colon para el periodo 2011 – 2019 se calculó en el capítulo 2.1 y para el periodo 2020 – 2048 se estimó en este capítulo.

En las Directrices del IPCC de 2006, para la categoría Industrias de la energía, la generación con Biomasa está clasificada en la subcategoría: Generación combinada de calor y energía (CHP, siglas en inglés), ya que no solamente genera electricidad, sino que también genera vapor el cual es utilizado en el proceso productivo de la planta de generación.

Como resultado final tenemos que el consumo de combustible total en la planta de biomasa para el periodo 2011 – 2048 en Terajoule (TJ) se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 77. Consumo en TJ por generación de biomasa, periodo 2011 – 2048³²

Combustible	Consumo, TJ
Generación combinada de calor y energía	
Biomasa	26,756

Fuente: Estimaciones propias, factores de conversión del Balance Energético Nacional.

En anexos se presenta el consumo en TJ por generación de biomasa para cada año del periodo 2011 – 2048.

1.3. Consumo de combustible fósil de las plantas que disminuyeron su generación por la generación de los proyectos bajo el PMN.

En la subactividad 2.1 se estimó la generación de energía de los proyectos bajo el PMN, a esa generación se le sumaron las pérdidas de transmisión y de distribución para obtener la generación que entra a la red de transmisión, esta es la generación que equivale a la generación fósil evitada por el PMN.

³² Fuente: Estadísticas de la CEPAL y estimaciones propias.

Posteriormente esa generación fue distribuida por fuente energética obteniéndose así la disminución de la generación fósil por tipo de fuente. Adicionalmente se tomó una vida útil de 20 años para los proyectos PMN.

La disminución de la generación fósil total por los proyectos PMN se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 78. Disminución de la generación fósil por tipo de fuente, 2012 - 2039

Tipo de combustible	Generación, GWh
Carbón	1,313
Diesel	494
Fuel Oil	2,387
Gas Natural	1,692

Fuente: Estimaciones propias.

En las Directrices del IPCC de 2006, para la categoría Industrias de la Energía, la generación con Carbón, Diesel, Fuel Oil y Gas Natural está clasificada en la subcategoría: Generación de electricidad.

Como resultado final tenemos que el consumo de combustible total evitado para el periodo 2012 – 2039 en Terajoule (TJ) se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 79. Consumo de combustible evitado por PMN, periodo 2011 – 2048

Tipo de combustible	Consumo, TJ
Industrias de la energía	
Generación de electricidad	
Carbón	4,724
Diesel	1,777
Fuel Oil	8,589
Gas Natural	6,086

Fuente: Estimaciones propias.

3. Factores de emisión e incertidumbre

Estas estimaciones han sido realizadas bajo el método de Nivel 1, el cual utiliza los factores de emisión por defecto de las directrices del IPCC 2006 e IPCC 1996. Las Directrices del IPCC de 2006 proporcionan los factores de emisión para estimar las emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O. La tabla a continuación presenta los factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O utilizados para las estimaciones de los GEI.

Tabla 80. Factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O, Industrias de la energía

Combustible	Gas evaluado	Factor de emisión	Unidad de medida	Incertidumbre	Fuente
Carbón Mineral (Antracita)	CO ₂	98,300	kg CO ₂ /TJ	.+/- 7%	Cuadro 2.2: Industrias de la energía. Volumen 2: Energía. Directrices del IPCC 2006.
	CH ₄	1.0	kg CH ₄ /TJ	.+/- 100%	
	N ₂ O	1.5	kg N ₂ O/TJ	.+/- 250%	
Fuel oil	CO ₂	77,400	kg CO ₂ /TJ	.+/- 7%	
	CH ₄	3.0	kg CH ₄ /TJ	.+/- 100%	
	N ₂ O	0.6	kg N ₂ O/TJ	.+/- 250%	
Diesel oil	CO ₂	74,100	kg CO ₂ /TJ	.+/- 7%	
	CH ₄	3.0	kg CH ₄ /TJ	.+/- 100%	
	N ₂ O	0.6	kg N ₂ O/TJ	.+/- 250%	
Gas Natural	CO ₂	56,100	kg CO ₂ /TJ	.+/- 7%	
	CH ₄	1.0	kg CH ₄ /TJ	.+/- 100%	
	N ₂ O	0.1	kg N ₂ O/TJ	.+/- 250%	
Otra biomasa sólida primaria	CO ₂	100,000	kg CO ₂ /TJ	.+/- 7%	
	CH ₄	30.0	kg CH ₄ /TJ	.+/- 100%	
	N ₂ O	4.0	kg N ₂ O/TJ	.+/- 250%	

Fuente: Directrices del IPCC 2006.

Ahora bien, con respecto a los factores para estimar las emisiones de NO_x, CO y COVDM, las directrices 2006 no presentan ningún factor, por lo tanto, se utilizaron los factores de emisión de las Directrices del IPCC 1996.

Tabla 81. Factores de emisión de NO_x, CO y COVDM, Industrias de la energía

Combustible	Gas evaluado	Factor de emisión	Unidad de medida	Incertidumbre	Fuente
Carbón	NO _x	300	kg NO _x /TJ	.+/- 100%	Cuadro 1.9: Factores de emisión Nox, Cuadro 1.10: Factores de emisión CO, Cuadro 1.11: Factores de emisión COVDM. Volumen 3: Manual de referencia. Directrices del IPCC 1996.
	CO	20	kg CO/TJ	.+/- 100%	
	COVDM	100	kg COVDM/TJ	.+/- 100%	
Fuel oil	NO _x	200	kg NO _x /TJ	.+/- 100%	
	CO	15	kg CO/TJ	.+/- 100%	
	COVDM	5	kg COVDM/TJ	.+/- 100%	
Diesel oil	NO _x	200	kg NO _x /TJ	.+/- 100%	
	CO	15	kg CO/TJ	.+/- 100%	
	COVDM	5	kg COVDM/TJ	.+/- 100%	
Gas Natural	NO _x	150	kg NO _x /TJ	.+/- 100%	
	CO	20	kg CO/TJ	.+/- 100%	
	COVDM	5	kg COVDM/TJ	.+/- 100%	
Biomasa	NO _x	100	kg NO _x /TJ	.+/- 100%	
	CO	1,000	kg CO/TJ	.+/- 100%	
	COVDM	50	kg COVDM/TJ	.+/- 100%	

Fuente: Directrices del IPCC 2006.

Respecto al factor de emisión de SO₂, el IPCC 1996 indica que este factor puede ser calculado tomando en cuenta el contenido de azufre, la retención de azufre en ceniza, la eficiencia de abatimiento o de la tecnología de reducción y principalmente el valor calorífico neto de cada combustible.

Tabla 82. Factores de emisión del SO₂

Combustible	Gas Evaluado	Factor de emisión	Unidad de medida	Incertidumbre	Fuente
Carbón	SO ₂	302	kg SO ₂ /TJ	.+/- 10%	Cuadro 1.12: Valores por defecto de contenido de azufre. Poder calorífico de los combustibles. Volumen 3: Manual de referencia. Directrices del IPCC 1996.
Fuel oil	SO ₂	447	kg SO ₂ /TJ	.+/- 10%	
Diesel oil	SO ₃	43	kg SO ₂ /TJ	.+/- 10%	
Gas Natural	SO ₄	0	kg SO ₂ /TJ	.+/- 10%	
Biomasa	SO ₅	16	kg SO ₂ /TJ	.+/- 10%	

Fuente: Directrices del IPCC 1996 y PIEGE 2005.

La ecuación utilizada para el cálculo del factor de emisión del SO₂, es específica en el manual de referencia de las directrices del IPCC 1996 y se presenta a continuación.

Factor de emisión del SO₂ (kg/TJ) = 2 x (Contenido de Azufre / 100) x (1 / Valor Calorífico Neto) x 106 x ((100 - Retención de Azufre en Ceniza) / 100) x ((100 - Eficiencia de Abatimiento o Tecnología de Reducción) / 100).

Los valores del contenido de azufre, la retención de azufre en ceniza y la eficiencia de abatimiento del fueron obtenidos de los valores por defecto brindados en el manual de referencia de las directrices del IPCC 1996. El valor calorífico neto de cada combustible fue obtenido directamente de los PIEGE de Nicaragua.

La tabla siguiente presenta el factor de emisión del SO₂ calculado con la ecuación y los valores indicados anteriormente.

Tabla 83. Datos para el cálculo del factor de emisión del SO₂

Combustible	Contenido de azufre, %	Retención de azufre en ceniza, %	Eficiencia de la tecnología de reducción, %	Valor calorífico neto, TJ/TON	Factor de Emisión SO ₂ (kg SO ₂ /TJ)
Carbón	1.50	5.00	70.00	0.028	302
Fuel Oil	3.00	-	70.00	0.040	447
Diesel oil	0.30	-	70.00	0.042	43
Biomasa	0.03	-	70.00	0.011	16

Fuente: Directrices del IPCC 1996 y PIEGE 2005.

4. Resultado de las emisiones de GEI

Las emisiones de GEI evitadas por los proyectos acogidos bajo la Ley 57-07 para los años 2011 – 2048 y los GEI evitados por los proyectos del PMN para los años 2012 – 2039 se presentan a continuación.

Como se indicó anteriormente, la estimación del inventario para las emisiones de GEI fue realizada tomando como base la metodología de las Directrices del IPCC 2006.

Los gases evitados corresponden a CO₂, CH₄, N₂O, NO_x, CO, COVDM y SO₂. Es importante indicar que la Directrices del IPCC 2006, indica que: “las emisiones de CO₂ de los combustibles de biomasa no se incluyen en el total, pero se declaran como elemento informativo”.

El resultado de las emisiones de GEI para el período en estudio se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 84. Emisiones del GEI para el periodo 2011 – 2048

Combustible	Emisiones, Gg						
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂
1.A - Actividades de quema del combustible							
1.A.1 - Industrias de la energía							
1.A.1.a Producción de electricidad y calor como actividad principal							
1.A.1.a.i - Generación de electricidad							
Carbón	36,520.76	0.37	0.56	111.46	7.43	37.15	112.06
Diesel	131.64	0.01	0.00	0.36	0.03	0.01	0.08
Fuel Oil	2,729.91	0.11	0.02	7.05	0.53	0.18	15.77
Gas Natural	341.42	0.01	0.00	0.91	0.12	0.03	-
1.A.1.a.ii - Generación combinada de calor y energía (CHP)							
Biomasa	-	0.80	0.11	2.68	26.76	1.34	0.44

Fuente: Elaboración propia.

La tabla anterior presenta las emisiones de GEI evitadas por el consumo de Carbón, Diesel, Fuel Oil y Gas Natural, respecto al consumo de Biomasa, estas son emisiones generadas, por lo tanto, las emisiones netas evitadas resultan de la suma de los GEI por el consumo de Carbón, Diesel, Fuel Oil y Gas Natural, menos los GEI por el consumo de Biomasa.

Se presenta a continuación las emisiones netas evitadas por los proyectos de ER y PMN para todo el periodo en estudio.

Tabla 85. Emisiones del GEI evitadas netas, para el periodo 2011 – 2048

Combustible	Emisiones, Gg						
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	COVDM	SO ₂
1.A - Actividades de quema del combustible							
Evitadas (Carbón, Diesel, Fuel Oil y Gas Natural)	39,723.74	0.49	0.58	119.78	8.11	37.37	127.91
Generadas (Biomasa)	-	0.80	0.11	2.68	26.76	1.34	0.44
Netas evitadas	39,723.74	(0.31)	0.47	117.10	(18.65)	36.03	127.47

Fuente: Elaboración propia.

Equivalencias de CO₂

El CO₂, CH₄ y N₂O influyen con distinta capacidad en el balance energético del sistema Tierra-Atmósfera, por lo tanto, se ha establecido la contribución relativa de cada uno de ellos al efecto total en distintos escenarios de tiempo.

Por lo tanto, se determinó el parámetro Potencial de Calentamiento Global o Equivalencias de CO₂, el cual relaciona las emisiones de CO₂ necesaria para crear el mismo efecto de calentamiento global que provocaría la emisión de la unidad masa de dicho gas para un período de tiempo determinado.

A continuación, se presenta los factores de conversión utilizados para las emisiones de CH₄ y N₂O en unidades de CO₂ equivalentes.

Tabla 86. Potencial de Calentamiento Global

Gas de Efecto Invernadero		Potencial de Calentamiento Global a 100 años IPCC 2007
Dióxido de	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Óxido Nitroso	N ₂ O	298

Fuente: Evaluación del IPCC: Cambio Climático 2007.

A continuación, se presentan las emisiones de CO₂ equivalente de los GEI netos evitados por los proyectos acogidos bajo la Ley 57-07 y los usuarios del PMN.

Tabla 87. Emisiones totales de CO₂ equivalentes

Combustible	Emisiones, Gg			
	CO ₂	CO ₂ equivalente de CH ₄	CO ₂ equivalente de N ₂ O	CO ₂ equivalente total
1.A - Actividades de quema del combustible				
1.A.1 - Industrias de la energía				
1.A.1.a Producción de electricidad y calor como actividad principal				
1.A.1.a.i - Generación de electricidad				
Carbón	36,520.76	9.29	166.07	36,696.12
Diesel	131.64	0.13	0.32	132.10
Fuel Oil	2,729.91	2.65	6.31	2,738.86
Gas Natural	341.42	0.15	0.18	341.75
1.A.1.a.ii - Generación combinada de calor y energía (CHP)				
Biomasa	-	20.07	31.89	51.96

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 88. Emisiones netas evitadas totales de CO₂ equivalentes

Combustible	Emisiones, Gg			
	CO ₂	CO ₂ equivalente de CH ₄	CO ₂ equivalente de N ₂ O	CO ₂ equivalente total
1.A - Actividades de quema del combustible				
1.A.1 - Industrias de la energía				
1.A.1.a Producción de electricidad y calor como actividad principal				
Evitadas (Carbón, Diesel, Fuel Oil y Gas Natural)	39,723.74	12.22	172.88	39,908.83
Generadas (Biomasa)	-	20.07	31.89	51.96
Netas evitadas	39,723.74	(7.85)	140.98	39,856.87

Fuente: Elaboración propia.

Según los datos de la tabla anterior, por la entrada en operación de los proyectos ER y los proyectos PMN en total se evitaron 39,856 Gg de CO₂ equivalente.

En anexos se presenta las emisiones totales para cada año del periodo 2011 -2048.

ACTIVIDAD 3 - EVALUACIÓN DE LOGROS Y EFECTIVIDAD REGIMEN DE INCENTIVOS LEY 57-07 Y EL PMN

Sub-actividad 3.1. Evaluar la efectividad general de los incentivos establecidos con respecto a los objetivos de energía renovable establecidos, así como el escenario extendido en la hoja de ruta REmap 203033.

3.1.1 La Ley 57-07

Corresponde considerar la Ley 57-07 “Incentivos al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales” (7/5/2007) (en adelante también referenciada como la LEY), cuyo artículo 21 establece un objetivo no vinculante del 10% y 25% de la electricidad consumida en los años 2015 y 2025 respectivamente, a ser suministrada por fuentes de energía renovable.

En cuanto al requerimiento establecido en la Ley 57-07, del 25%, corresponde que se incluyan las iniciativas de Autoproducción fuera y dentro del programa de Medición Neta, Usuarios No Regulados y empresas de generación que utilizan sistemas renovables para suplir sus consumos propios, los proyectos realizados por la UERS (hidráulicos y fotovoltaicos).

Así mismo el término “procurarán” incluido en este Artículo de la ley se interpreta como una obligación de medios, y no como una de resultados, por lo que se presenta un espacio de margen en caso de que no sea posible alcanzar el porcentaje establecido, sin embargo no existe un documento oficial sobre la inviabilidad económica de alcanzar el 25% de generación de energía renovable para el 2025, debido a las inversiones adicionales que tendría que hacer el SENI para adaptarse a una alta penetración de ERNC.

No obstante, lo anterior, hoy en día se realizan notables esfuerzos para alcanzar el mayor porcentaje de penetración de energía renovable económica y técnicamente viable.

1. Objetivos Generales

La LEY establece los siguientes objetivos generales:

- 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;

³³ Según los TdRs, hay que usar al REmap como una de las referencias para este trabajo. Sin embargo, se debe aclarar que este no ha sido el único documento utilizado como referencia. También se analizaron otros documentos relacionados con planes estratégicos, la Estrategia Nacional de Desarrollo (END) y el Plan Energético Nacional.

- 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.

2. Metas para ER

En relación con los objetivos de metas de incorporación de ER, la LEY señala que todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables. Para el año 2015, por lo menos un 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras provendrá de fuentes de energías renovables.

3. Definición de beneficiarios de incentivos.

En el Artículo 4 de la LEY se instruye que sólo en lo que respecta a la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables destinada a la red (SENI), la SIE en coordinación con la CNE, establecerá límites a la concentración de la oferta por provincia o región, y al porcentaje de penetración de la potencia eléctrica en cada sub-estación del sistema de transmisión, con la finalidad de propiciar seguridad en la estabilidad del flujo eléctrico inyectado al SENI conforme al desarrollo nacional y regional equilibrado de estas fuentes de energía, cuando las infraestructuras y los recursos disponibles lo permitan. Los reglamentos de la ley incluirán una referencia a los criterios básicos de la oferta regional en función de los recursos disponibles e infraestructuras necesarias.

En el Artículo 5.- Ámbito de aplicación, se establece que podrán acogerse a los incentivos establecidos en esta ley, previa demostración de su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera, todos los proyectos de instalaciones públicas, privadas, mixtas, corporativas y/o cooperativas de producción de energía o de producción de biocombustibles, de fuentes:

- a. Parques eólicos y aplicaciones aisladas de molinos de viento con potencia instalada inicial, de conjunto, que no supere los 50 MW;
- b. Instalaciones hidroeléctricas micros, pequeñas y/o cuya potencia no supere los 5 MW;
- c. Instalaciones electro-solares (fotovoltaicos) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia³⁴;
- d. Instalaciones termo-solares (energía solar concentrada) de hasta 120 MW de potencia por central;

³⁴ Se hace referencia tanto a los MWp como a los MWn de acuerdo a aclaración de la CNE en Directorio del 02 de mayo de 2019.

- e. Instalaciones que produzcan energía a partir de biomasa hasta una capacidad de potencia generada de 150 MW, de cualquier tipo de tecnología, que se puedan utilizar directamente o tras un proceso de transformación. Los proyectos energéticos para la producción de electricidad a partir de biomasa podrán ser desarrollados con tecnología de cogeneración o híbridos con gas natural, hidrógeno u otro combustible que garantice el cumplimiento de las normas medioambientales aplicables, y que la instalación utilice al menos un 50% de biomasa como fuente de energía primaria;
- f. Plantas de producción de bio-combustibles (destilerías o bio-refinerías) de cualquier magnitud o volumen de producción;
- g. Fincas Energéticas, plantaciones e infraestructuras agropecuarias o agroindustriales de cualquier magnitud destinadas exclusivamente a la producción de biomasa con destino a consumo energético, de aceites vegetales o de presión para fabricación de biodiesel, así como plantas hidrolizadoras productoras de licores de azúcares (glucosas, xilosas y otros) para fabricación de etanol carburante y/o para energía y/o bio-combustibles;
- h. Instalaciones de explotación de energías oceánicas, ya sea de las olas, las corrientes marinas, las diferencias térmicas de aguas oceánicas etc., de cualquier magnitud;
- i. Instalaciones termo-solares de media temperatura dedicadas a la obtención de agua caliente sanitaria y acondicionamiento de aire en asociación con equipos de absorción para producción de frío.

La LEY contempla que los límites establecidos por proyecto podrán ser ampliados hasta ser duplicados, pero sólo cuando los proyectos y las concesiones hayan instalado al menos el 50% del tamaño original solicitado y sujeto a cumplir con los plazos que establezcan los reglamentos en todo el proceso de aprobación e instalación, y se haya completado el financiamiento y la compra de al menos el 50% del proyecto original. La ampliación de concesiones seguirá la tramitación administrativa de las concesiones, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 para las concesiones en el régimen especial de electricidad y en el artículo para el régimen especial de biocombustibles.

Para los potenciales hidroeléctricos que no superen los 5 MW, el Estado permitirá y otorgará concesiones a empresas privadas o particulares, que cumplan con los reglamentos pertinentes de la presente ley, interesados en explotar los potenciales hidroeléctricos existentes naturales o artificiales que no estén siendo explotados, aún en infraestructuras del propio Estado³⁵.

4. Incentivos de la LEY

Los aspectos relevantes de estos incentivos son los siguientes:

Exención Impositiva.

- 100% de los impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios importados necesarios para la producción de energía y los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI.

³⁵ Como excepción al PÁRRAFO IV del Artículo 41 y 131 de la Ley General de Electricidad

- Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios, ITBIS (Impuesto al Valor Agregado),
- Todos los impuestos a la venta final
- Exención del Impuesto sobre la Renta (ISR) a los generadores de energía basados en fuentes renovables. Se define que se liberan por un período de diez años (10) a partir del inicio de sus operaciones, y con vigencia máxima hasta el año 2020, del pago del impuesto sobre la renta sobre los ingresos derivados de la generación y venta de electricidad, agua caliente, vapor, fuerza motriz, biocombustibles o combustibles sintéticos señalados, generados a base de fuentes de energía renovables, así como de los ingresos derivados de la venta e instalación de los equipos, partes y sistemas producidos en el territorio nacional con un valor agregado mínimo del 35%, a las empresas cuyas instalaciones hayan sido aprobadas por la CNE, y que se dediquen a la producción y venta de tales energías, equipos, partes y sistemas³⁶.
- Reducción de impuestos en el financiamiento externo. La reducción de impuestos al financiamiento externo, se define como la reducción al 5% del impuesto establecido en el Artículo 306 del Código Tributario, modificado por la Ley de Reforma Tributaria No.557-05, del 13 de diciembre del 2005, para aquellos proyectos desarrollados bajo el amparo de la LEY.
- Crédito fiscal. El incentivo fiscal a los autoprodutores, en función de la tecnología de energías renovables asociada a cada proyecto, se otorga hasta un 75% del costo de la inversión en equipos, como crédito único al impuesto sobre la renta, a los propietarios o inquilinos de viviendas familiares, casas comerciales o industriales que cambien o amplíen para sistemas de fuentes renovables en la provisión de su autoconsumo energético privado y cuyos proyectos hayan sido aprobados por los organismos competentes.

Dicho crédito fiscal será descontado en los tres (3) años siguientes al impuesto sobre la renta anual a ser pagado por el beneficiario del mismo en proporción del 33.33%. La Dirección General de Impuestos Internos, requerirá una certificación de la Comisión Nacional de Energía respecto a la autenticidad de dicha solicitud. La CNE y la Dirección General de Impuestos Internos regularán el procedimiento de obtención de este incentivo fiscal.

Acceso a fondos de financiamiento promocional.

- Incentivos a proyectos comunitarios. En lo referente a los incentivos a proyectos comunitarios, se contempla que todas aquellas instituciones de interés social (organizaciones comunitarias, asociaciones de productores, cooperativas registradas e incorporadas) que deseen desarrollar fuentes de energía renovables a pequeña escala (hasta 500 KW) y destinado a uso comunitario, podrán acceder a fondos de financiamientos a las tasas más bajas del mercado para proyectos de desarrollo, por un monto de hasta el 75% del costo total de la obra y su instalación.

³⁶ eliminado por la Ley 253-12

A estos fines la CNE afectará anualmente el 20% de los recursos ingresados al fondo para desarrollo de energía renovable y ahorro de energía, previsto en la Ley No.112-00, del 29 de noviembre del 2000, que establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo³⁷.

Créditos resultantes por reducción de emisiones.

- En el Artículo 14 de la LEY se establece que los certificados o bonos por reducción de emisiones (secuestro de carbono) canjeables según el llamado “Protocolo de Kyoto” y que puedan derivarse de los proyectos de energía renovables, pertenecerán a los propietarios de dichos proyectos para beneficio comercial de los mismos.

Régimen especial de la Producción Eléctrica mediante ER.

La LEY establece que los generadores ER no tienen obligación de formular ofertas al mercado mayorista, y tienen derecho de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores al costo marginal del mercado de producción de energía eléctrica, complementado o promediado su caso por una prima o incentivo de compensación por las externalidades positivas y que el mercado no cubre o de garantía financiera a largo plazo, según la coyuntura del mercado de los fósiles y su determinación en los costos medio (costos totales, por unidad de energía y potencia, correspondiente a la inversión, operación y mantenimiento en condiciones de eficiencia) y marginales (costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción) del mercado local.

La retribución que los productores (Generadores) sujetos al régimen especial obtienen por la cesión de energía eléctrica será:

$$R = Cm \pm Pr$$

Siendo

R = Retribución en pesos/kWh, efectivamente servidos.

Cm = Costo marginal del SENI

Pr = Prima para cada tipo de fuente renovable de generación eléctrica.

Según la LEY, la CNE recomienda a la SIE un precio mínimo por cada tipo de energía renovable entregada al SENI, que debe servir para garantizar un valor mínimo a retribuir a las energías renovables que mantendrá los incentivos adecuados a las inversiones. De la misma manera se autoriza a la CNE a recomendar a la SIE el precio máximo correspondiente a cada tipo de energía renovable. Estos valores de referencia (mínimo y máximo) deberán ser revisados anualmente.

También se indica que los reglamentos que complementen la LEY para cada una de las actividades del régimen especial de producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, definirán las primas que en cada caso sean de aplicación, de manera periódica, teniendo como objetivo la articulación de un marco regulatorio estable y duradero, que garantice la rentabilidad financiera a largo plazo de los

³⁷ Mediante la promulgación de la Ley 253-12, fue modificada la Ley 112-00 eliminando su Artículo IV que hacía referencia a los fondos especializados, dejando ésta y otras disposiciones inaplicables.

proyectos según los estándares internacionales para cada tipo, y que garantice además la compensación por los beneficios ecológicos y económicos para el país que producen las energías renovables.

Las Empresas Distribuidoras tienen la obligación de comprarles sus excedentes a precios regulados por la SIE, previo estudio y recomendación del CNE, a los usuarios regulados y no regulados que instalen sistemas para aprovechar recursos renovables para producir electricidad con la posibilidad de generar excedentes que pueden ser enviados a las redes del SENI.

La Ley 253-12 “Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible” (noviembre 2012), resuelve las siguientes modificaciones:

- Se reduce el incentivo del crédito fiscal, que pasa a ser de hasta el 40% del monto de la inversión a partir del 2012.
- Elimina las exenciones de ISR previstas en los Artículos 10 y 23 de la LEY, relativo a los generadores de energía y producción de biocombustibles.
- Elimina los fondos especializados previstos en la Ley 112-00.

La Resolución emitida por la Junta Monetaria en fecha 17 de agosto de 2017, ajustó el *Reglamento de Evaluación de Activos (REA)*, modificándose la caracterización de los activos de ER desde “no-polivalentes” a “polivalentes”. Con este cambio, se incrementó el porcentaje de admisibilidad de los activos y se mejoraron las condiciones de financiamiento de los mismos y, por ende, su atractivo para los inversores.

La siguiente ilustración presenta un resumen de los incentivos definidos en la LEY, su naturaleza y aplicación.

Ilustración 1. Incentivos en la Ley 57-07



Fuente: Contexto Energético de la República Dominicana, CNE, 2017

3.1.2 El Reglamento de la Ley 57-07

El Reglamento de la Ley 57-07 (el REGLAMENTO) define con mayor detalle diversos aspectos centrales establecidos por la Ley.

1. Beneficiarios y ejecución de los incentivos

El REGLAMENTO define quiénes podrán acogerse a los incentivos, previa comprobación ante la CNE, de su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera, que produzcan energía a partir de fuentes renovables, con las mismas características que las definidas en la Ley.

Se incorporan aspectos relativos a los biocombustibles como parte de los objetivos estratégicos y de interés público que consigna la Ley.

Específicamente, sobre los incentivos el REGLAMENTO establece que:

- a) La Dirección General de Impuestos Internos (DGII) ejecutará todo tipo de exención de impuestos contemplados en la Ley No. 57-07, incluyendo el Impuesto a la Transferencia de Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS), que mediante Resolución y/o Certificación apruebe o rechace la CNE, previa evaluación técnica y económica sobre la lista inicial de equipos, partes, maquinarias y accesorios para la producción de energía y combustibles a partir de fuentes primarias renovables.
- b) Del mismo modo la Dirección General de Aduanas (DGA) ejecutará todo tipo de exención de impuestos arancelarios contemplados en la Ley No. 57-07, sobre la lista de equipos, partes, maquinarias y accesorios, para la producción de energía y combustibles a partir de fuentes primarias renovables, según defina la CNE.

2. Agua caliente y refrigeración

El REGLAMENTO se ocupa del fomento del uso de la tecnología solar fotovoltaica, solar térmica para agua caliente sanitaria (ACS) y refrigeración, estableciendo un plazo de seis meses para que la CNE, en coordinación con la DGII, emita el procedimiento complementario para la correspondiente aplicación de los incentivos contemplados en la LEY.

3. Autoprodutores

El REGLAMENTO clarifica la definición de Autoprodutores de Energía Renovable, indicando que son los titulares de instalaciones propiedad de una sola persona física o jurídica, con potencia instalada inferior a los 1.5 MW y cuya producción energética se destina para el consumo propio por lo menos en un 50%. El restante 50% puede ser inyectado a la red a los precios que sean establecidos por el propio REGLAMENTO.

La venta de los excedentes se podrá realizar mediante redes privadas de conexión para consumidores finales o utilizando las infraestructuras para su venta al SENI. Cuando los excedentes de energía de los autoprodutores se venden a consumidores finales lo deben hacer a través de una red privada, desconectada del SENI, y la retribución de dicha venta se formalizará por acuerdo entre las partes, mediante contrato aprobado por la CNE. Cuando los excedentes se inyecten, la retribución o tarifa de la energía será

la establecida para instalaciones de autoproducción y no aplicarán los precios establecidos para las instalaciones con concesión definitiva comercial.

La cantidad anual de energía que se puede vender a la red o a consumidores privados estará sometida al límite del 50 % del total producido.

4. Incentivos comunitarios

El REGLAMENTO describe que aquellas instituciones de interés social que deseen desarrollar fuentes de energía renovables a pequeña escala (hasta 500 kW) y destinado a uso comunitario, podrán acceder a fondos de financiamientos a las tasas más bajas del mercado, para dichos proyectos de desarrollo.

5. Primas para ER

El REGLAMENTO establece que la Prima debe ser móvil positiva o negativa, que asegure durante un período de diez (10) años una retribución anual de referencia R, que se verá incrementada durante los años 2009 y 2010, a una tasa fija de crecimiento anual de 4% y a partir del 1 de enero de 2011, se aplicará anualmente el índice de precios al consumo IPC de los Estados Unidos de América “all cities, all items”. La validez de este esquema de retribución fue hasta el 1 de enero de 2018. Desde esa fecha en adelante las tarifas serán calculadas a partir del precio de retribución establecido para el año 2018, utilizando la misma fórmula con una prima móvil positiva o negativa, que complemente el costo marginal para alcanzar la retribución anual de referencia R, retribución que anualmente se verá incrementada por el índice de precios al consumo IPC de los Estados Unidos de América “all cities, all items” menos 1 punto porcentual.

Finalmente, para todas las concesiones otorgadas o puestas en funcionamiento, luego del 1 de enero de 2028, se establece que la CNE será la responsable de evacuar anualmente la Resolución de las retribuciones anuales de referencia que registrarán para éstas; en este sentido la CNE recomendará a la SIE, una retribución anual de referencia mínima por cada tipo de energía renovable entregada al SENI, y los criterios de actualización de retribuciones y su duración temporal.

La retribución anual de referencia R es:

- a. Eólica conectada al SENI 12.52 centavos de US\$/kWh
- b. Eólica de autoproducción para venta al SENI 4.87 centavos de US\$/kWh
- c. Biomasa eléctrica conectada al SENI 11.60 centavos de US\$/kWh
- d. Biomasa eléctrica de autoproducción para venta al SENI 4.87 centavos de US\$/kWh
- e. Residuos Sólidos Urbanos eléctrica para venta al SENI 8.50 centavos de US\$/kWh
- f. Fotovoltaica conectada a red de potencia superior a 25 kW 53.50 centavos de US\$/kWh
- g. Fotovoltaica de autogeneración de potencia superior a 25 kW al SENI 10.00 centavos de US\$/kWh
- h. Fotovoltaica conectada a red de potencia igual o menor a 25 kW 60.00 centavos de US\$/kWh

- i. Fotovoltaica de autoproducción igual o menor a 25 kW al SENI 10.00 centavos de US\$/kWh
- j. Minihidro conectada al SENI 7.35 centavos de US\$/kWh
- k. Minihidro de autoproducción para venta al SENI 4.87 centavos de US\$/kWh

3.1.3 El Programa de Medición Neta y la Generación Distribuida

La Medición Neta es el intercambio neto realizado entre la energía suministrada al cliente por la empresa distribuidora y la que el cliente entrega a la empresa gracias a la generación de energía del cliente. El Programa de Medición Neta (PMN) 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 a lo dispuesto en el artículo 20 de la LEY. Este Programa ha tenido un gran impacto en la sociedad, ya que permite a los usuarios vender el excedente de su autoproducción.

Mediante la Resolución CNE-AD-0007-2011 de fecha 28 de junio de 2011 fue sancionado el Reglamento del PMN que contiene el Programa de Medición Neta (PMN) como instrumento para incrementar la presencia de autoprodutores y el abastecimiento propio a partir de fuentes renovables. Posteriormente la CNE mediante la resolución CNE-AD-0023-2011 de fecha 30 de noviembre de 2011 emite el Reglamento de Generación Distribuida. La facturación de la energía consumida por el Cliente, y el crédito o pago por la energía que exporte, se realizará a base del Consumo Neto y la Exportación Neta de energía por parte del Cliente (Reglamento PMN, Art. 11). Este Reglamento establece las condiciones para acceder al programa, y los derechos y responsabilidades que competen al Distribuidor y al Cliente.

El propósito de este reglamento es establecer el procedimiento para las solicitudes y requisitos que deben observar los Clientes con sistemas de generación propia que utilicen fuentes renovables de energía y deseen participar del PMN, interconectándose a las redes de la Empresa de Distribución o de Transmisión. Se define la manera en que se reflejará en la factura del Cliente, el cobro de la energía consumida o la acreditación de la generada y exportada por el Cliente. El reglamento manifiesta el objeto de Promover y fomentar el uso de Fuentes Renovables de Energía y de contribuir con el proceso de descarbonización del medio ambiente.

Por otra parte, el Reglamento de Interconexión para Generación Distribuida, establece los requisitos y el proceso para la instalación y operación de los Sistemas de Generación Interconectados con el Sistema de Distribución Eléctrica³⁸, con la finalidad de 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.

Conforme a los Reglamentos de Medición Neta y de Interconexión de Generación Distribuida, se mide de forma simultánea, la energía recibida por el Cliente de las redes de la Distribuidora y se acredita la energía inyectada por el cliente a las redes de distribución de electricidad, siempre que fuera generada con fuentes renovables de energía.

³⁸ Quedan excluidos los proyectos que se conecten al sistema de transmisión o que operen en forma aislada.

Para participar en el PMN se suscribe un Acuerdo de Medición Neta entre el cliente y la distribuidora, e instalar un medidor bidireccional, con características adecuadas para cada tipo de suministro y su capacidad puntual.

En cada periodo de facturación, al cliente le corresponde un débito o crédito en energía física. En caso de ser débito, la distribuidora está en condiciones de facturar esa energía aplicando el segmento/bloque tarifario que corresponda. Adicionalmente el cliente debe pagar los cargos fijos y los que resulten por potencia máxima demandada correspondientes a su modalidad tarifaria y nivel de consumo. En el caso de resultar un crédito en favor del cliente, la energía se mantiene como balance positivo para el siguiente periodo de facturación. El balance que se realiza en forma acumulativa de forma sucesiva hasta completar el año calendario. De haberse originado para el cliente un saldo positivo, la distribuidora debe extender un cheque por el 75% de la energía del saldo a favor, multiplicado por el primer escalón tarifario que corresponda. El saldo del 25% restante debe ser aplicado por las Distribuidoras para programas de eficiencia energética.

El PMN puede aplicarse para fines de autoabastecimiento residencial, cuya potencia sea menor o igual a 25 Kilovatios, o para suministros de propósitos comerciales e industriales con capacidad no mayor de un megavatio. Además del Acuerdo de Medición Neta, el cliente debe suscribir con la distribuidora un Acuerdo de Interconexión de ambos Sistemas, normado por el Reglamento Interconexión de Generación Distribuida. Si la capacidad del sistema de generación no es suficiente para suplir una demanda menor o igual a la del cliente, el sistema no es elegible para entrar al PMN.

La capacidad agregada de todos los sistemas de generación (generación distribuida) que estén en la misma red troncal del sistema de distribución, no puede exceder el 15% de la demanda pico anual de dicha red troncal. Asimismo, la capacidad agregada conectada al sistema de distribución, incluyendo el sistema de generación propuesto, será menor o igual al 1% de la demanda pico del sistema eléctrico de la Distribuidora. Estos porcentajes de capacidad agregada autorizados pueden ser modificados previo acuerdo entre los clientes y las distribuidoras, pero siempre que se pueda sustentar técnicamente mediante un Estudio Suplementario.

3.1.4 Efectividad. Indicadores de Incentivos. Avances Reales y cumplimiento de Objetivos.

Seguidamente se exponen cada uno de los objetivos definidos en la LEY y la presentación de una evaluación de los resultados obtenidos que podrían atribuirse a la aplicación de las medidas de la LEY y/o sus incentivos.

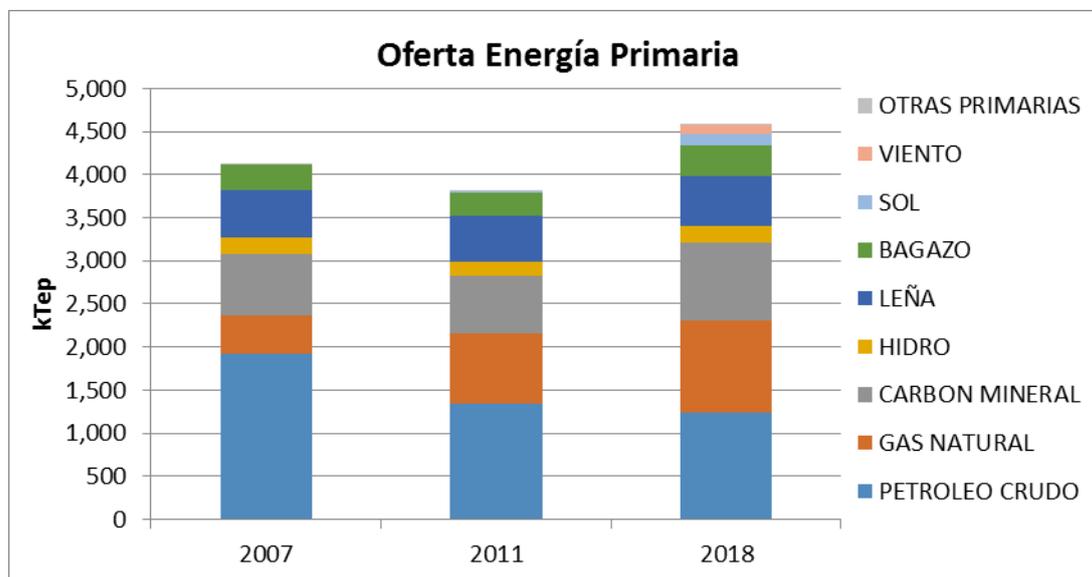
1. Aumentar la diversidad energética

Resulta ilustrativo analizar la diversidad de la oferta total de energía primaria para la República Dominicana entre los años 2007 y 2018³⁹, que ha experimentado un incremento de 4,126 kTep a 4,587 kTep, según se aprecia en el siguiente gráfico.

³⁹ Gráficos de Estadísticas Energéticas. <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/>. Únicos años publicados

En el año 2018 se nota el incremento de mayor cantidad y mayor oferta de energía primaria renovable como el viento, el sol, el bagazo y otras fuentes de energía primarias renovables donde se considera que el biogás está incluido.

Gráfico 7. Oferta total de Energía Primaria. kTep



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN). Actualizado a mayo 2019

La tabla siguiente presenta evidencia que el objetivo propuesto de aumentar la diversidad energética, con particular impulso sobre las Energías de Fuentes Renovables, se ha puesto de manifiesto.

En el período 2007-2018, en tanto que la participación de los energéticos no renovables ha mantenido prácticamente constante su participación como fuente de energía primaria 100% importada, la energía renovable incrementó su participación de manera importante.

La energía solar incrementó su participación desde un 0.1 % al 2.9 %, la energía eólica subió desde el 0.1 % al 2.03 %, el uso del bagazo de 7% a 7.6% y otras biomásas (Jícara de Coco, Cascara de Arroz y Café) para producir biogás, vapor y otros usos, creció ligeramente de 0.2% a 0.3%. En 2011, en energía secundaria⁴⁰, hubo importaciones de biodiesel, a partir de 2015 no se reportan importaciones de esta fuente energética.

La energía renovable hidráulica ha disminuido un poco su participación de 4.4% a 4.2% en la matriz de energía primaria en el período 2011-2018.

Se observa que la tasa de crecimiento promedio en el período 2007-2018 resulta para la energía solar de 96 % y para la energía eólica de 100 %, valores que resultan representativos en sí mismos, pero que debe considerarse la reducida magnitud de los valores de origen. El uso del bagazo evidencia un incremento importante de 18% durante el período al igual que otras renovables que crecieron en 24%.

⁴⁰ El Balance Energético define: “Energía Secundaria o Transformada: es aquella obtenida a partir de una fuente primaria o secundaria, después de sufrir un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales, a fin de adaptarla a los requerimientos del consumo.”

La tabla a continuación presenta el panorama de la producción e importación de energía primaria:

Tabla 89. Oferta de energía primaria en kTep

kTep	ENERGÍA PRIMARIA										ENERGÍA SECUNDARIA	% producción e importación energía primaria
	Petróleo Crudo	Gas Natural	Carbón Mineral	Hidro	Leña	Bagazo	Solar	Viento	Otras primarias	Total Energía Primaria	Biodiesel	
2007												
Producción				180.60	556.97	287.67	5.86		9.54	1,040.65		25%
Importación	1,875.28	488.30	690.75							3,054.33	0.00	75%
2011												
Producción				162.80	536.38	270.39	6.95	3.01	10.76	990.28		26%
Importación	1338.83	796.35	704.32							2839.50	5.67	74%
2018												
Producción				191.27	579.79	350.38	134.44	106.96	12.50	1375.34		30%
Importación	1268.81	1080.19	883.89							3232.89	0.00	70%
% crecimiento 2007-2018	-48%	55%	22%	6%	4%	18%	96%	100%	24%			

Fuente: Elaboración Propia, sobre datos de la CNE

El objetivo de aumentar la diversidad energética se pone de manifiesto con la inclusión de la energía eólica como fuente primaria y su incremento significativo además del incremento importante en el uso de la hidroenergía, bagazo, energía solar y otras fuentes de energía primaria.

2. Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

En la tabla 1 anterior puede verse también que, si bien las importaciones continúan representando un porcentaje considerable de la matriz de oferta de energía primaria en el país, durante el período disminuyó su participación de 75% a 70% por el incremento de la participación de la producción de energía renovable.

En lo que se refiere a combustibles fósiles sobre los que se puede reconocer la incidencia de la aplicación de la LEY resulta demostrativo analizar la composición de las fuentes de energía utilizadas para la generación de energía eléctrica.

La tabla siguiente permite evaluar la magnitud con que se ha manifestado el objetivo propuesto de reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados, en relación con la incorporación de energías de fuentes renovables.

Tabla 90. Generación Neta por fuentes en GWh

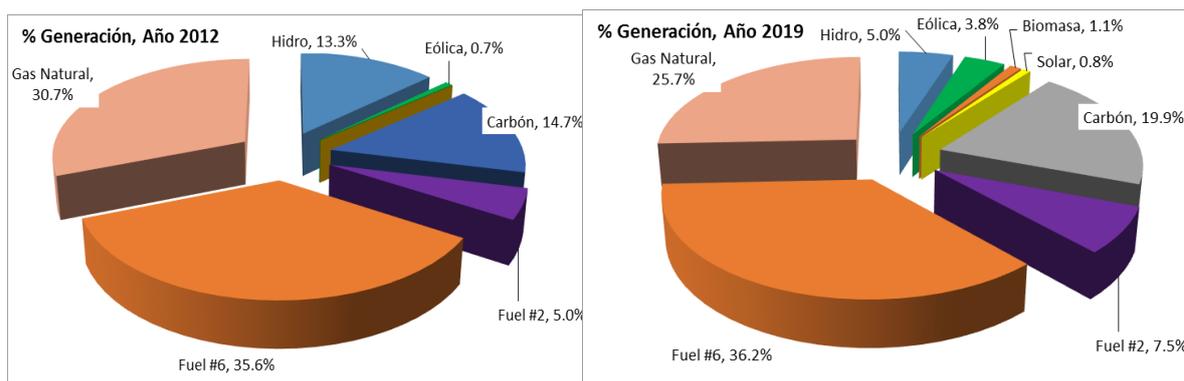
Fuente	2012		2019	
	GWh	%	GWh	%
Hidro	1,771.6	13.3%	1,053.2	5.5%
Eólica	95.8	0.7%	782.1	4.1%
Biomasa	-	0.0%	231.9	1.2%
Solar	-	0.0%	149.6	0.8%
SUBTOTAL RENOVABLES	1,867.4	14%	2,216.8	12%
Carbón	1,963.6	14.7%	3,934.4	20.4%
Fuel #2	665.2	5.0%	1,375.9	7.1%
Fuel #6	4,762.2	35.6%	6,651.7	34.5%
Gas Natural	4,100.9	30.7%	5,081.8	26.4%
SUBTOTAL FÓSIL	11,492.0	86%	17,043.6	88%
TOTAL	13,359.4	100%	19,260.5	100%

Fuente: Elaboración Propia en base a Memoria anual OC SENI 2007 y 2018.

La generación eléctrica sobre la base de recursos eólico, solar y biomasa ha tenido una participación creciente desde el 0% al 34.3 % desde el año 2007 al 2018. Considerando que la generación fósil se alimenta de combustibles importados, todo el aporte energético renovable viene a reemplazar energéticos de importación. De hecho, en el informe de la Actividad 2, Sub-actividad 2.2, se cuantificó el valor económico de los combustibles fósiles no consumidos en generación por su sustitución por generación ER, así como su impacto en la balanza comercial y fiscal del país.

Desde la entrada en operación de la primera central ER bajo la LEY en 2011 y hasta el año 2019, puede evidenciarse en términos porcentuales, la introducción de la biomasa, energía solar y eólica en la matriz de generación eléctrica de la República Dominicana, a pesar que la generación fósil incrementó ligeramente su participación y continúa siendo mayoritaria.⁴¹

Gráfico 8. Evolución de la Generación eta por fuentes en %



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de CNE, OC SENI, CEPAL, ADIE.

3. Estimular los proyectos de inversión privada

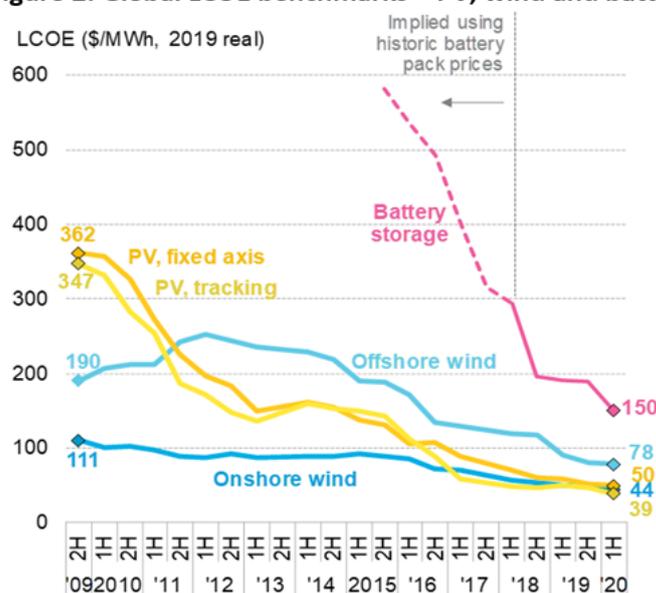
⁴¹ El enfoque de balance de facturación resulta de todos modos alineado con lo establecido en el Art. 20 de la Ley 57-07, por el cual las distribuidoras están “obligadas a comprarles sus excedentes a precios regulados por la SIE, previo estudio y recomendación del CNE, a los usuarios regulados y no regulados (...).”

Los proyectos de energía renovable que se han desarrollado en el marco de la Ley 57-07, han sido encarados por inversores privados, de acuerdo con el objetivo planteado.

Los costos de inversión de la energía renovable se han reducido drásticamente en la última década debido a la mejora de las tecnologías, las economías de escala, unas cadenas de suministro más competitivas y la creciente experiencia de los desarrolladores de proyectos. Según datos de 17,000 proyectos recopilados por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en 2019, para la energía solar fotovoltaica (FV) los costos han registrado un descenso del 82% desde 2010, seguida de la energía termosolar de concentración (ESC) con un descenso del 47%, la eólica terrestre con un 39% y la eólica marina con un 29%.

Ilustración 2. Benchmarking globales

Figure 2: Global LCOE benchmarks – PV, wind and batteries



Fuente: IRENA

El Departamento de Estado de Energía de los Estados Unidos estima que el costo de la energía eólica instalada ha caído a un promedio de 1,470 por US\$/kW, impulsado por una reducción del 40% en los costos desde 2010.

En el informe BID “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina”, se incluye una estimación del costo de inversión de las tecnologías eólicas en tierra y solar fotovoltaica para Centroamérica de 1,350 US\$/KW y 1,200 US\$/KW, respectivamente.

Sobre esta evolución se ha efectuado la estimación de las inversiones desde el 2011 al 2019 para los proyectos ER bajo la Ley 57-07 que se muestra en las siguientes dos tablas:

Tabla 91. Inversiones en energías renovables que inyectan al SENI, en millones de US\$

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Total Inversión, millones US \$
Los Cocos I	25.2	2011	Eólico	100.0
Quilvio Cabrera	8.25	2011	Eólico	32.7
Los Cocos II	52.0	2012	Eólico	100.0
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV	55.0
Larimar I	49.5	2016	Eólico	120.0
San Pedro Bioenergy	30	2016	Biomasa	90.0
Aeropuerto Cibao	3.0	2017	Solar FV	7.0
Larimar II	48.3	2018	Eólico	100.0
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV	115.0
PECASA	50.0	2019	Eólico	90.0
Agua Clara	52.5	2019	Eólico	103.0
Matafongo	34.0	2019	Eólico	120.0
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV	45.0
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV	75.0
Los Guzmancitos	48.3	2019	Eólico	125.0
Total	563.95	-	-	1,277.7

Fuente: Elaboración Propia con referencias en la Actividad 2.

Tabla 92. Inversiones en energías renovables sin inyección al SENI, en millones de US\$

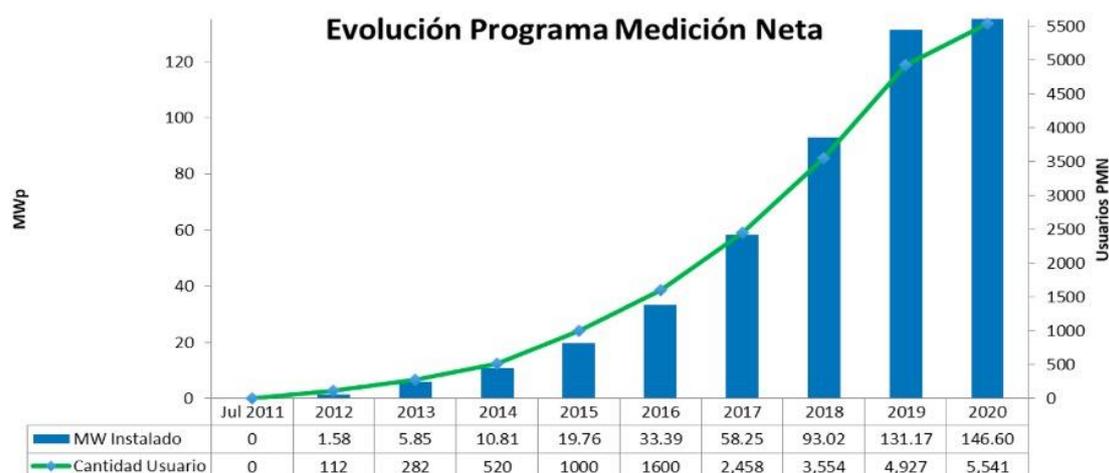
Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso	Total Inversión, millones US \$
Ingenio Cristóbal Colon	7.0	2016	Biomasa	21.0
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	Solar FV	13.5
Total	14.20	-	-	34.5

Fuente: Elaboración Propia con referencias en la Actividad 2.

Las instalaciones del PMN implican una inversión realizada por el sector privado que debe ser considerada. En el cálculo de la inversión efectuada en el PMN, se utilizan valores de referencia en US\$/MW respaldados en diversas fuentes, que fueron detalladas en el informe de la actividad 2.

Los resultados de la evolución de las instalaciones y costo de inversión en el PMN se presentan seguidamente:

Ilustración 3. Evolución PMN 2012 a abril 2020



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN).

Tabla 93. Cantidad de clientes y capacidad instalada en PMN por empresa suministradora

Empresa Suministradora Servicio	Cantidad Clientes	Capacidad Instalada kW
Cap Cana Caribe	2	33
CEB	7	99
CEPM	136	2200.93
Corp. Punta Cana	50	873.00
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
Total general	5541	146,597

Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN).

Los costos de inversión en el PMN fueron estimados en a US\$183.4 millones de dólares.

Tabla 94. Inversión sistemas FV en el PMN. 2012-2019

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total 2012-2019
US \$/kWp instalado	2,250	2,250	2,250	1,475	1,375	1,300	1,300	1,300	-
MW, instalado (anual)	1.58	4.27	4.96	8.95	13.63	24.86	34.77	38.15	131.17
Inversión, millones US\$	3.56	9.61	11.16	13.20	18.74	32.32	45.20	49.60	183.38

Fuente: Elaboración propia.

La Ley 57-07 propició la inversión privada en ER cumpliendo con uno de sus objetivos y logrando inversiones durante el período 2009-2019 por el orden de US\$ 1,496 millones de dólares. En proyectos ER la inversión representó US\$ 1,312 millones y US\$ 183.4 en

el PMN. Toda la inversión en proyectos ER fue inversión extranjera que representó un 65% de la IDE sector Electricidad y un 4.8% de la IDE total.

4. Propiciar que la participación de la inversión privada esté supeditada a las regulaciones

Los incentivos de la normativa han cumplido con el objetivo planteado en cuanto a la totalidad de las inversiones vinculadas al SENI, sobre la base de energías renovables, se han encuadrado en las regulaciones y normativa relativa a la operación y transacciones económicas del sistema.

Esto incluye las inversiones particulares que se han encuadrado en el PMN, de conformidad a los Reglamentos sancionados, normativa de los organismos competentes y de conformidad al interés público.

Las inversiones están operando, tras haber cumplido previamente con lo estipulado en los instrumentos jurídicos antes detallados y habiendo obtenido concesiones, en los casos requeridos, a como lo estipula la Ley General de Electricidad.

5. Mitigar los impactos ambientales negativos de las operaciones energéticas con combustibles fósiles.

En la generación de electricidad con combustibles fósiles, el principal impacto ambiental es la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y, por lo tanto, la sustitución de generación fósil por generación renovable limpia constituye una reducción de estas emisiones.

En el primer informe parcial donde se presentan los resultados de la actividad 2, subactividad “2.5. Realizar una evaluación global de los beneficios medioambientales asociados con los proyectos de ER realizados, en comparación con el escenario fósil”, se estimó en forma cuantitativa, a lo largo de la vida útil de las instalaciones, las emisiones de GEI evitadas por los proyectos ER. La metodología de cálculo utilizada es la del IPCC 2006.

Se presenta seguidamente un resumen de los resultados obtenidos en dicha subactividad, tanto para el período 2011-2019 como para la vida útil de los aprovechamientos en operación.

Tabla 95. Consumo de combustible evitado, periodo 2011 – 2019

Tipo de combustible	Generación, GWh	Conversión Carbón, kTON/GWh	Conversión Fuel Oil, kBbl/GWh	Consumo Carbón, kTON	Consumo Fuel Oil, kBbl
Carbón	3,426.79	0.31	-	1,047.74	-
Fuel Oil	301.78	-	1.24	-	373.07

Fuente: Estadísticas de la CEPAL y estimaciones propias.

Tabla 96. Consumo de combustible evitado, periodo 2020 – 2048

Tipo de combustible	Generación, GWh	Conversión Carbón, kTON/GWh	Conversión Fuel Oil, kBbl/GWh	Consumo Carbón, kTON	Consumo Fuel Oil, kBbl
Carbón	37,534.53	0.31	-	11,476.23	-
Fuel Oil	3,305.43	-	1.24	-	4,086.33

Fuente: Elaboración propia.

Corresponde tener en cuenta que la economía en la emisión de GEI, por parte del parque generador no constituye el único impacto ambiental que origina la operación de combustibles fósiles cuyo uso se sustituye por ER. Debe considerarse además los siguientes aspectos positivos de la sustitución:

- La reducción de emisiones asociadas al transporte y manipuleo de combustibles fósiles.
- La reducción de contaminación atmosférica por producción de material particulado en el caso del almacenamiento, movimiento y molienda en el caso del carbón.
- La reducción de emisiones de SO_x, NO_x, CO y material particulado de los gases.
- La reducción de cenizas y escorias en el caso de carbón y la contaminación de áreas de deposición.
- La reducción de ruido para las centrales Turbogas, Motores y Ciclo Combinado, en el caso de centrales próximas a zonas residenciales o semi rurales.
- La reducción de los volúmenes de agua de reposición, tanto para calderas como para inyección en Turbinas de Gas y pérdidas de agua de enfriamiento en torres húmedas.
- La reducción de carga térmica sobre aguas superficiales en cuanto se use para refrigeración de condensador y otros fluidos.
- La reducción de riesgos de derrames de combustibles, lubricantes y otros hidrocarburos que afectan las condiciones del suelo y aguas subterráneas.
- La congestión y deterioro en el uso de rutas que sean utilizadas como vías para el transporte de combustibles.

No es objeto de este informe la valorización de los impactos como los costos evitados en efectos sobre la salud, costos evitados en sistemas de monitoreo y abatimiento de efectos, medidas de mitigación y remediación que resultarían en beneficios o externalidades de las ER viabilizadas por la LEY.

6. Propiciar la inversión social comunitaria en proyectos de energías renovables

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

La Ley 127 del 27 de enero de 1964 y el Decreto 623-86 que la reglamenta, son los instrumentos legales que instruyen el funcionamiento oficial de las cooperativas en el país.

La Ley 31, del 25 octubre de 1963, es el instrumento legal que le da facultad al IDECOOP como instancia pública del Estado, para fomentar, organizar, fiscalizar y supervisar a las cooperativas. La Constitución actual de la República, en el artículo 8, ordinal 15, literal a, refiere: “Se declara, asimismo, de alto interés social, la institución del bien familiar. El Estado estimulará el ahorro familiar y el establecimiento de cooperativa de crédito, de producción, de distribución, de consumo o de cualquier otra fuente de utilidad.”

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

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

La República Dominicana cuenta con minicentrales hidroeléctricas comunitarias por un total de 1,457 kW y beneficiando a 4,050 familias, tal como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 97. Mini-centrales hidráulicas comunitarias en RD

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Nombre del Proyecto	Provincia	Potencia (kW)	Familias beneficiarias	Nombre del Proyecto	Provincia	Potencia (kW)	Familias beneficiarias
Hidroeléctrica Los Dajaos	La Vega	1.20	5	Hidroeléctrica Majagual	Bahoruco	40.00	81
Micro Hidroeléctrica El Limón	San José de Ocoa	3.50	70	Hidroeléctrica Villa Nizao	Barahona	44.00	140
Hidroeléctrica Los Calabazos	La Vega	11.00	48	Hidroeléctrica El Higuito	San José de Ocoa	25.00	42
Hidroeléctrica Arroyazo	La Vega	6.00	5	Hidroeléctrica La Pelada	La Vega	19.00	40
Hidroeléctrica Los Martínez	San José de Ocoa	12.00	50	Hidroeléctrica El Capá	Monseñor Nouel	10.00	42
Hidroeléctrica Fondo Grande	Dajabón	18.00	35	Hidroeléctrica La Ensenada	Monseñor Nouel	32.00	65
Hidroeléctrica El Recodo	Azuá	35.00	127	Hidroeléctrica Chinguelo	Duarte	44.00	62
Hidroeléctrica Angostura	La Vega	17.00	80	Hidroeléctrica El Montazo	Azuá	12.00	70
Hidroeléctrica Paso de la Perra	La Vega	45.00	150	Hidroeléctrica Palma Herrada	Es paillat	51.00	228
Hidroeléctrica Piedra de los Veganos	Monseñor Nouel	18.00	65	Hidroeléctrica Tres Cruces	Hermanas Mirabal	50.00	160
Hidroeléctrica El Jengibre	Santiago Rodríguez	17.00	64	Hidroeléctrica Arroyo Frío	La Vega	150.00	284
Hidroeléctrica Los Naranjales	Previa	18.00	68	Hidroeléctrica Las Avispas	San José de Ocoa	26.00	60
Hidroeléctrica La Pionía - La Canastita	Santiago Rodríguez	11.00	32	Hidroeléctrica El Dajao	Santiago Rodríguez	50.00	125
Hidroeléctrica la Lomita	La Vega	15.00	37	Hidroeléctrica Janey	Santiago	50.00	81
Hidroeléctrica El Dulce	La Vega	45.00	75	Hidroeléctrica Vuelta Larga	Maria Trinidad Sánchez	26.00	90
Hidroeléctrica Arroyo Majagua	Monte Plata	23.00	55	Hidroeléctrica La Vereda	Puerto Plata	21.00	47
Hidroeléctrica El Limón	San José de Ocoa	22.00	97	Hidroeléctrica Pescado Bobo	Puerto Plata	17.00	52
Hidroeléctrica El Jamo	Duarte	44.00	36	Hidroeléctrica Los Lirios	Puerto Plata	31.00	60
Hidroeléctrica Montazo-Vallecito	Santiago Rodríguez	132.00	250	Hidroeléctrica El Junquito	Elías Piña	8.00	35
Hidroeléctrica La Bocaina	San José de Ocoa	10.00	55	Hidroeléctrica Cañada Miguel	Elías Piña	18.00	99
Hidroeléctrica Mata de Café	La Vega	22.00	110	Hidroeléctrica Magasse	Haiti	10.00	74
Hidroeléctrica La Cabirma	Santiago Rodríguez	10.00	54	Hidroeléctrica El Chorro	Monseñor Noel	30.00	40
Hidroeléctrica Lima - Ingenito	San Juan	40.00	120	Mahoma	San José de Ocoa	25.00	115
Hidroeléctrica Los Mangos	Puerto Plata	17.00	40	Hidroeléctrica Guayajayuco	Elías Piña	75.00	230

Fuente: CNE.

Adicionalmente están en desarrollo unos 484 kW en mini-centrales hidroeléctricas comunitarias para un estimado de 1,100 familias que serían beneficiarias.

7. Descentralización de la producción de energía eléctrica.



ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL



PRESIDENCIA DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA
Consejo Nacional de Zonas
Franco de Exportación

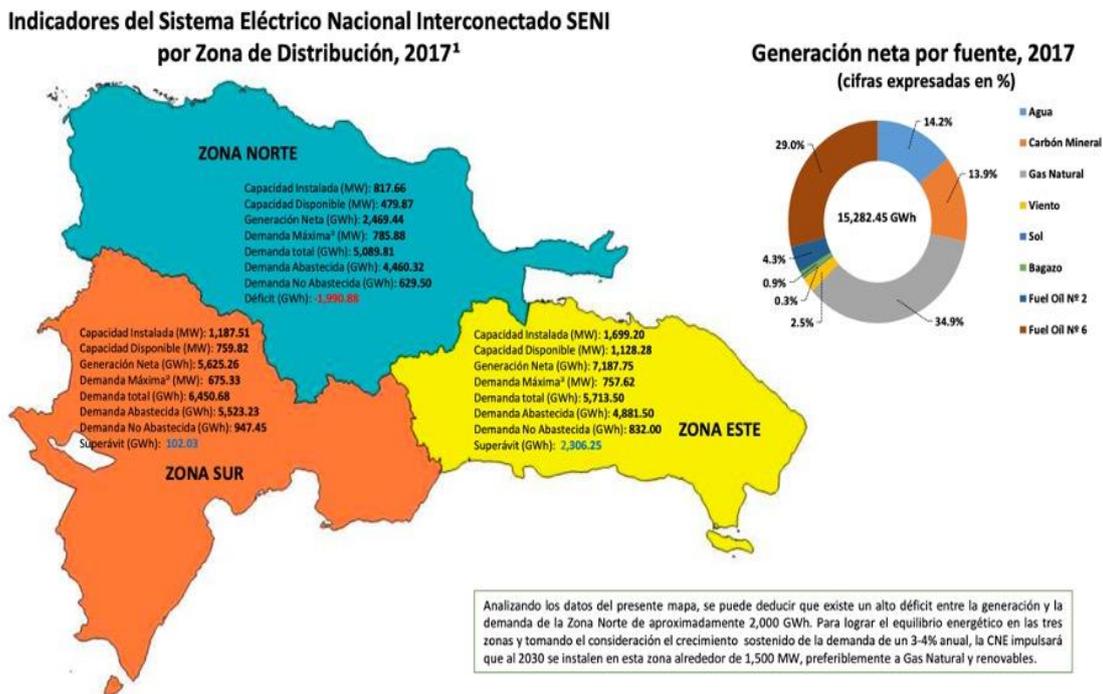


GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA
MEDIO AMBIENTE

Los proyectos que favorece la LEY y particularmente los de pequeña escala que se pueden encuadrar en el PMN, contribuyen a una adecuada descentralización de la producción de energía eléctrica.

La descentralización resulta de un diagnóstico de la CNE, que ha confeccionado el mapa que se presenta en la ilustración a continuación, donde se destaca que la distribución de la potencia instalada al año 2017 evidencia “que existe un alto déficit entre la generación y la demanda de la Zona Norte de aproximadamente 2,000 GWh anuales. Para lograr el equilibrio energético en las tres zonas y tomando en consideración el crecimiento sostenido de la demanda de un 3-4 % anual, la CNE impulsará que al 2030 se instalen alrededor de 1,500 MW, preferiblemente Gas Natural y renovables”.

Ilustración 4. Descentralización de la producción de energía⁴²

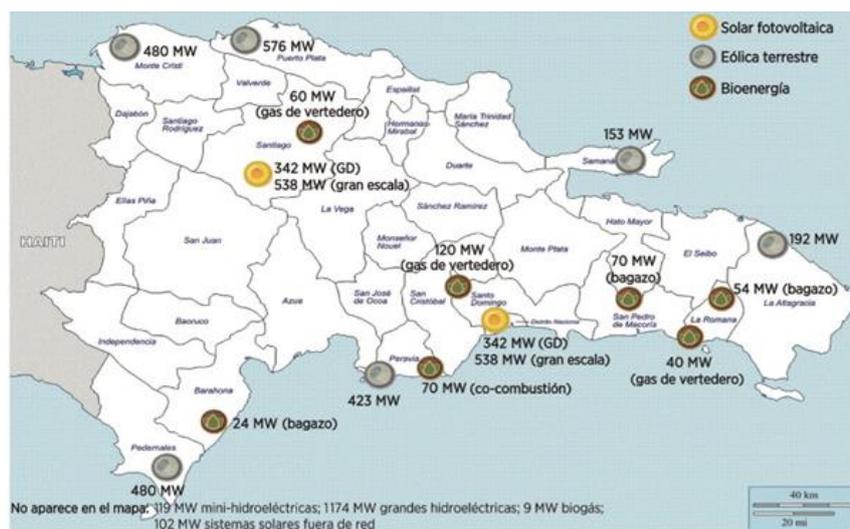


Fuente: CNE

Es fácil reconocer que las ER pueden contribuir a solucionar este desequilibrio. El siguiente mapa de localización de aprovechamientos de ER, muestra la potencialidad de la Zona Norte.

Ilustración 5. Potencial Económico y técnicamente explotables ER

⁴² Fuente: CNE



Fuente: Perspectivas Energías Renovables: República Dominicana, IRENA 2016
 Source: Renewable Energy Perspectives, Dominican Republic, IRENA 2016

Fuente: Perspectivas Energéticas Renovables de Republica Dominicana. IRENA 2016

En cuanto a los proyectos que se han encuadrado en la LEY hasta el año 2019, con inyección al SENI, la siguiente tabla muestra la zona de emplazamiento.

Tabla 98. Distribución geográfica proyectos ER existentes con inyección al SENI

Proyecto	Recurso	Potencia instalada MW	Ubicación	%
ZONA SUR				43%
Los Cocos I	E ólico	25.2	Pedernales	4.5%
Quilvio Cabrera	E ólico	8.25	Pedernales	1.5%
Los Cocos II	E ólico	52	Pedernales	9.2%
Larimar I	E ólico	49.5	Barahona	8.8%
Larimar II	E ólico	48.3	Barahona	8.6%
Matafongo	E ólico	34	Peravia	6.0%
Canoa Solar	Solar	25	Barahona	4.4%
ZONA ESTE				20%
Monte Plata Solar	Solar	30	Monte Plata	5.3%
San Pedro Bioenergy	Biomasa	30	San Pedro	5.3%
Mata de Palma	Solar	50	S to. Domingo	8.9%
ZONA NORTE				38%
Monte Cristi Solar	Solar	57.9	Monte Cristi	10.3%
PECASA	E ólico	50	Monte Cristi	8.9%
Los Guzmancitos	E ólico	48.3	Puerto Plata	8.6%
Agua Clara	E ólico	52.5	Monte Cristi	9.3%
Aeropuerto Cibao	Solar	3	Santiago de Los Caballeros	0.5%
Total	-	563.95	-	100%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 99. Distribución geográfica proyectos ER existentes sin inyección al SENI

Proyecto	Recurso	Potencia instalada MW	Ubicación	%
ZONA ESTE				100%
Ingenio C ritóbal Colon	Biomasa	7	San Pedro	49.3%
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	Solar	7.2	Punta Cana	50.7%
Total	-	14.2	-	100%

Fuente: Elaboración Propia

La CNE identificó déficit de energía en la zona norte pero la mayoría de los proyectos ER hasta hoy en operación, no están ubicados en esa zona a pesar que hay potencial. De la potencia total instalada en el marco de la LEY, sólo el 37 % fue instalado en la Zona Norte, categorizada como deficitaria por la CNE.

8. Logro de las metas propuestas en el Plan Energético Nacional.

El Plan Energético Nacional – PEN, Versión Final de mayo de 2010, declara que “Tal como lo propone la Visión de la Comisión Nacional de Energía, el PEN debe establecer las políticas que garanticen un pleno y confiable abastecimiento de energía a costos competitivos, como motor de desarrollo de las actividades productivas y factor de mejoramiento de la calidad de vida de la población, que prevea las necesidades de crecimiento del sector y promueva la inversión privada”.

En consecuencia, la aplicación de estos principios implica el logro de cinco objetivos estratégicos:

1. Incrementar la oferta de energía doméstica;
2. Disminuir el costo de la energía;
3. Desarrollar una oferta energética segura y confiable
4. Incrementar la eficiencia energética y el uso racional de energía;
5. Protección al medio ambiente

Los objetivos estratégicos de Disminuir el costo de la energía y Construir una infraestructura energética más segura y confiable deben promover también el Acceso universal a la energía, el cual puede considerarse como un objetivo de naturaleza social derivado de los anteriores”.

El PEN 2010 -2025 elaborado por la CNE, define las siguientes metas en lo relacionado con las fuentes de energías renovables, incluyendo los biocombustibles.

En el punto 2.2 DESARROLLAR LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, se declara que “Las fuentes renovables en general y los biocombustibles deben contribuir al logro de una economía más competitiva, con una oferta de energía menos costosa, más diversificada, más confiable y más limpia y, en consecuencia, aportan de una u otra forma al logro de otros objetivos estratégicos”.

Las líneas estratégicas estarán concentradas en buscar el logro de los siguientes objetivos:

- Nuevas políticas orientadas explícitamente a reducir la dependencia de fuentes externas, diversificar las fuentes y sustituir importaciones.
- Identificar potencial de producción y exportación de Energía.
- Desarrollar la actividad agroindustrial y generar empleo.
- Identificar tecnologías más eficientes y limpias, existentes o en proceso de entrar al mercado.

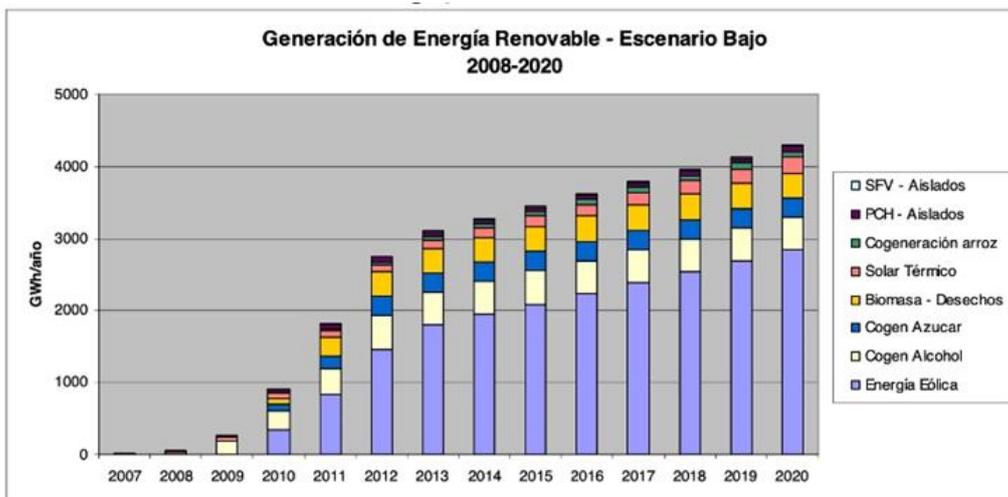
Los lineamientos estratégicos se presentarán en su orden para los biocombustibles, la energía eólica, solar y otras FERs. Finalmente, se abordarán los temas institucionales.”

En cuanto a los objetivos planteados en el punto 2.2.2 Escenarios para la energía eólica, solar y otras FER, se define que “Para la energía eólica, solar y otras FER el PEN considera dos escenarios, dentro de los cuales se desarrollará la estrategia de penetración. El escenario bajo considera un mínimo de penetración aceptable y el escenario alto requiere un esfuerzo mayor y un resultado más deseable”.

El Escenario Bajo contempla que la máxima penetración de las FER en el sistema de generación eléctrica en el país se puede dar entre 2013 y 2015, estabilizándose hacia 2020. Se alcanzaría un desplazamiento cercano al 17%.

Considerando el Escenario Bajo, el gráfico siguiente muestra la generación con energía renovable desde el 2007 hasta el 2020. En la ilustración se observa que la energía con mayor penetración sería la energía eólica seguida de la cogeneración en las destilerías de alcohol.

Ilustración 6. Proyección generación RE escenario bajo

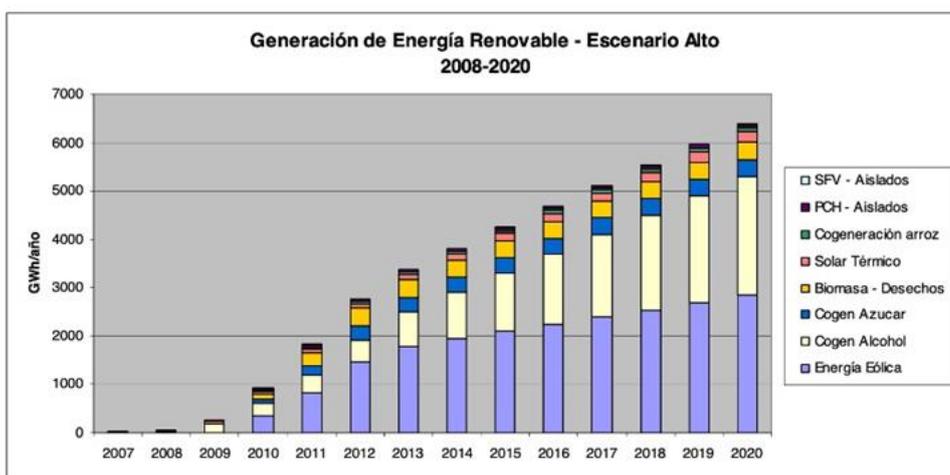


Fuente: Diagnostico y Definición de líneas estratégicas del subsector Fuentes de Energías Nuevas y Renovables (FERN), Humberto Rodríguez, enero 2008

En el Escenario alto se alcanzaría un desplazamiento de la generación de energía eléctrica por las FER cercano al 24%. Este desplazamiento de energía eléctrica se ha calculado bajo los mismos supuestos de la incorporación de recurso eólico y solar del escenario bajo, exceptuando la cogeneración.

El gráfico siguiente muestra la generación con energía renovable desde el 2007 hasta el 2020 para el Escenario Alto. En la ilustración se observa que la energía renovable de mayor penetración en la generación de electricidad sería la energía eólica.

Ilustración 7. Proyección generación RE escenario alto



Fuente: Diagnostico y Definición de líneas estratégicas del subsector Fuentes de Energías Nuevas y Renovables (FERN), Humberto Rodríguez, enero 2008

En resumen, el Escenario Bajo plantea una generación que estima la oferta de potencia instalada en parques eólicos para el año 2010 con una capacidad de 100 MW y una generación de energía de 332.9 GWh y se incrementaría hasta el año 2013 alcanzando una capacidad total de 560 MW y una generación de 1,793 GWh. A partir de 2014, se supone un incremento anual de 50 MW con un factor de capacidad del 34%, para un incremento anual de la generación de 148.9 GWh. Esto significa una potencia instalada en aerogeneración al año 2019, de 810 MW.

En cuanto a la Energía Solar Fotovoltaica se menciona que en el país se han instalado alrededor de 20,000 SFV, y se estima la introducción de 10,000 sistemas por año. Estos sistemas son aislados del SIE y alcanzarían a generar 1.19 GWh/año al 2020.

Esto significa que al año 2019 se habría de alcanzar un total de 120,000 sistemas fotovoltaicos. Se entiende que no se refiere a instalaciones conectadas al SIE

En el Escenario Alto los pronósticos de Energía Eólica y SFV son iguales al Escenario Bajo, en tanto que la principal diferencia se basa en la cogeneración con alcohol.

La Ley 57-07 ha facilitado la incorporación de 578 MW en ER, conjuntamente de recursos eólico, solar y biomasa.

Tabla 100. Incorporación RE por Fuente a 2019

Tipo	Potencia instalada, MW
Eólico	368.1
Solar	173.1
Biomasa	37.0
Total	578.2

Fuente: Elaboración propia

9. Contribución de las ER en la Producción de la Energía Eléctrica.

En el Artículo 21 de la LEY, se recomienda que todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables. Para el año 2015, por lo menos un 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras provendrán de fuentes de energías renovables.

A fin de verificar el cumplimiento de los objetivos planteados en cuanto al cubrimiento de la demanda de electricidad mediante ER se puede efectuar una comparación entre los resultados obtenidos y las metas propuestas.

Tabla 101. Generación Neta por fuente, GWh

Fuente	2015	%	2016	%	2019	%
Hidro	934	6%	1,501	9.4%	971	5%
Eólica	284	2%	313	2.0%	738	4%
Biomasa	-	0%	-	0.0%	206	1%
Solar	-	0%	24	0.1%	147	1%
Carbón	2,098	14%	2,141	13%	3,837	20%
Diesel	1,135	8%	1,185	7%	1,443	7%
Fuel Oil	5,789	39%	6,178	39%	6,976	36%
Gas Natural	4,717	32%	4,552	29%	4,943	26%
Total	14,957	100%	15,892	100%	19,260	100%

Fuente: CEPAL y OC SENI

En el año 2015 la participación de las energías eólica y solar, en energía generada, sumaban 1.8 %, con la hidroelectricidad el porcentaje fue 7%. En el año 2016, la generación eléctrica con energía solar y eólica fue 2% y agregando hidro se obtiene 12%.

Tomando en cuenta las centrales hidroeléctricas en operación, aunque no estén cubiertas por la Ley 57-07, se tiene que la participación de la generación renovable en el año 2015 resultó menor a la meta planteada del 10% en la Ley 57-07, porcentaje que se obtuvo un año después, en 2016. Sin embargo, la Ley 57-07 refiere este 10% a la energía comprada por las empresas distribuidoras cuyo valor total es menor en cada uno de los años presentado en la tabla 101 anterior por lo que la meta del 10% aún no ha sido obtenido.⁴³

Puede ponderarse que la incorporación de potencia sobre la base de recurso eólico y solar desde el año 2015 es de un promedio anual de 110 MW, que supera holgadamente los 50 MW anuales planteados en el PEN. Para lograr la meta de una participación del 25% en 2025, se debería incrementar la participación en un poco más del doble de lo que se tiene en 2020.

3.1.5. Incidenia en la reducción de costos de generación y los precios de la energía

Se propone clarificar los objetivos establecidos a partir del análisis detallado de la normativa aplicable, en particular se observa la Estrategia Nacional de Desarrollo al 2030.

El Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo pone a disposición de la población el texto de la Ley 1-12, Estrategia Nacional de Desarrollo de la República Dominicana 2030.

El Tercer Eje Estratégico descrito en la Ley postula: *“Una economía territorial y sectorialmente integrada, innovadora, diversificada, plural, orientada a la calidad y ambientalmente sostenible, que crea y desconcentra la riqueza, genera crecimiento alto y sostenido con equidad y empleo digno, y que aprovecha y potencia las oportunidades del mercado local y se inserta de forma competitiva en la economía global.”*

⁴³ El Informe Anual de Actuaciones del sector energético de la República Dominicana publicado por la CNE para los años 2015, 2016 y 2018 presenta valores de 13082.3 GWH, 13,548 GWH y 14,282 GWH respectivamente de compras de energía de parte de las distribuidoras.

La Ley plantea que el desarrollo económico del país ha de sustentarse en el logro de cinco objetivos generales:

1. *Economía articulada, innovadora y ambientalmente sostenible, con una estructura productiva que genera crecimiento alto y sostenido, con trabajo digno, que se inserta de forma competitiva en la economía global.*
2. *Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible*
3. *Competitividad e innovación en un ambiente favorable a la cooperación y la responsabilidad social*
4. *Empleos suficientes y dignos*
5. *Estructura productiva sectorial y territorialmente articulada, integrada competitivamente a la economía global y que aprovecha las oportunidades del mercado local*

El Cuarto Eje Estratégico propone: *“Una sociedad con cultura de producción y consumo sostenibles, que gestiona con equidad y eficacia los riesgos y la protección del medio ambiente y los recursos naturales y promueve una adecuada adaptación al cambio climático.”*

Para lograrlo, tres objetivos generales deben ser perseguidos:

1. *Manejo sostenible del medio ambiente*
2. *Eficaz gestión de riesgo para minimizar pérdidas humanas, económicas y ambientales*
3. *Adecuada adaptación al cambio climático*

En el punto 3.2.1 de la Ley se dispone asegurar un suministro confiable de electricidad a precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental.

En tal sentido se plantean las siguientes líneas de acción.

- a. Impulsar la diversificación del parque de generación eléctrica, con énfasis en la explotación de fuentes renovables y de menor impacto ambiental, como solar y eólica.
- b. Fortalecer la seguridad jurídica, la institucionalidad y el marco regulatorio del sector eléctrico para asegurar el establecimiento de tarifas competitivas y fomentar la inversión y el desarrollo del sector.
- c. Planificar e impulsar el desarrollo de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de electricidad, que opere con los estándares de calidad y confiabilidad del servicio establecido por las normas.
- d. Impulsar en la generación eléctrica, la aplicación rigurosa de la regulación medioambiental, orientada a la adopción de prácticas de gestión sostenibles y mitigación del cambio climático *a precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental.*
- e. Desarrollar una cultura ciudadana para promover el ahorro energético, y uso eficiente del sistema eléctrico.

- f. Promover una cultura ciudadana y empresarial de eficiencia energética, mediante la inducción a prácticas de uso racional de la electricidad y la promoción de la utilización de equipos y procesos que permitan un menor uso o un mejor aprovechamiento de la energía.

Se entiende que las disposiciones de la LEY se encuadran en las líneas de acción definidas en la Ley de la Estrategia Nacional de Desarrollo de la República Dominicana. La primera línea de acción de la Estrategia hace énfasis en la energía solar y eólica como fuentes renovables de menor impacto ambiental, aunque la LEY incluye otras fuentes como la hidroelectricidad.

Por otra parte, en el punto 4.3.1 se plantea el objetivo de *“Reducir la vulnerabilidad, avanzar en la adaptación a los efectos del cambio climático y contribuir a la mitigación de sus causas”*. Y en el punto 4.3.1.4 se establece el propósito de *“Fomentar la descarbonización de la economía nacional a través del uso de fuentes renovables de energía, el desarrollo del mercado de biocombustibles, el ahorro y eficiencia energética y un transporte eficiente y limpio”*.

Resulta evidente que el desarrollo de la utilización de ER, en reemplazo de combustibles fósiles se alinea absolutamente con los propósitos enunciados.

Sub-actividad 3.2. Evaluar los logros de la Ley 57-07 y el PMN con referencia al potencial nacional en cada segmento de fuentes de ER. Analizar la eficacia de los incentivos establecidos relevantes para el calor, la refrigeración y el transporte; identificar lagunas en el marco político y regulatorio existente.

El alcance de esta sub-actividad está basado en la información disponible y en los resultados del relevamiento realizado como parte de la Actividad 1. Por lo tanto, se ha propuesto clarificar el potencial nacional a partir de estudios existentes y a partir de la información sobre proyectos por fuente, estimar los alcances logrados frente a los potenciales nacionales, es decir, la relación entre la potencia desarrollada y/o en proyecto y el total del potencial.

3.2.1 Potencial Nacional en cada fuente de ER.

3.2.1.1 El Potencial Eólico y Solar

De acuerdo con el Primer Informe Concluyente de Desarrollo de Energía Renovable en el SENI: Período corto plazo 2018-2020, elaborado por la Comisión de Evaluación sobre la Situación de la Energía Renovable, los polígonos reconocidos para la utilización de energía solar fotovoltaica y eólica, resultaron superficies de hasta 130,000 hectáreas. Se identificaron 26 áreas de interés para el potencial desarrollo eólico y 24 áreas de interés para el potencial desarrollo solar fotovoltaico. Los siguientes mapas muestran la distribución territorial.

Ilustración 8. Polígonos proyectos eólicos



Fuente: Primer Informe Concluyente Desarrollo Energía Renovable en el SENI 2018-2020.
Comisión de Evaluación sobre la Situación de la Energía Renovable

Ilustración 9. Polígonos proyectos solares



Fuente: Primer Informe Concluyente Desarrollo Energía Renovable en el SENI 2018-2020.
Comisión de Evaluación sobre la Situación de la Energía Renovable

Considerando aerogeneradores marca Vestas con torres de 90 metros y de 3.5 MW de potencia, separación recomendada entre máquinas y con los rendimientos de los parques existentes en República Dominicana, el informe utilizado como fuente presenta las estimaciones que se vuelcan en la siguiente tabla, resultando un cómputo de 3,271 MW como potencial eólico total en áreas disponibles:

Tabla 102. Potencial eólico en áreas disponibles

Potencial Eólico en áreas disponibles					
N# Poligono	Hectareas	Velocidad promedio	Potencia p.u.(kW)	No. de Aerogen.	Potencial del area (MW)
1	146,820.26	6.85	796.00	183.5	146.1
2	12,487.57	6.38	780.90	29.6	23.1
3	23,823.81	6.25	765.38	56.5	43.3
4	12,314.17	6.07	623.86	29.2	18.2
5	11,090.24	5.92	609.12	26.3	16.0
6	14,578.45	5.88	604.32	34.6	20.9
7	29,690.18	5.55	470.52	37.1	17.5
8	22,855.07	4.93	335.47	28.6	9.6
9	26,325.53	4.63	243.85	32.9	8.0
10	40,189.61	4.47	303.73	50.2	15.3
11	7,852.38	6.32	773.55	148.8	115.1
12	15,307.59	5.40	457.53	36.3	16.6
13	20,244.65	5.60	474.19	25.3	12.0
14	54,999.87	6.07	624.20	68.7	42.9
15	11,027.01	5.99	615.97	26.2	16.1
16	46,213.98	5.95	611.52	57.8	35.3
17	8,479.58	5.10	346.57	218.6	75.8
18	23,711.38	9.36	2015.54	449.3	905.6
19	9,828.71	6.64	813.14	253.4	206.1
20	19,409.27	8.61	1637.42	367.8	602.2
21	10,000.63	6.21	638.60	257.8	164.7
22	15,004.19	6.65	814.78	386.8	315.2
23	2,747.33	6.12	629.68	70.8	44.6
24	14,449.37	7.00	856.82	134.5	115.2
25	20,587.00	4.44	233.66	530.8	124.0
26	11,130.04	7.74	1472.54	103.6	152.6

	Area Agua Clara	AeroGen
Hectareas	28,000.00	35
	280km ²	

	Area Los Cocos	AeroGen
Hectareas	1,847.00	35
	18.5km ²	

	Area Larimar II	AeroGen
Hectareas	543	14
	5.43km ²	

	Area Matafongo	AeroGen
Hectareas	1,504.00	14
	15 km ²	

	Area PECASA	AeroGen
Hectareas	14,750.00	35
	147 km ²	

Generador: Vestas 117-3.5 MW

Fuente: Primer Informe Concluyente Desarrollo Energía Renovable en el SENI 2018-2020.
Comisión de Evaluación sobre la Situación de la Energía Renovable

En el caso del potencial solar y sobre la base de los datos disponibles de series temporales de perfiles de irradiación solar directa disponibles en la CNE, utilizando paneles fotovoltaicos de inclinación fija de 270 Wp, considerando la experiencia de los parques que se encuentran en operación, el informe utilizado como fuente confeccionó la siguiente tabla teniendo como resultado un total de 9,270 MW de potencial fotovoltaico total en áreas disponibles:

Tabla 103. Potencia solar en áreas disponibles

Potencial Solar en las Areas Disponibles						
N# Poligono	Hectareas	Hectareas efectiva a utilizar	Irradiancia Directa Prom. Anual (W/m2)	Potencia p.u. (270 kWp)	Cantidad de modulos Posibles segun area	Potencial Max del area (MW)
1	13,621.8	3,405.5	283.95	76.67	4,296,605.3	329.4
2	131,064.3	13,106.4	236.52	63.86	16,536,153.8	1,056.0
3	8,272.5	2,068.1	236.52	63.86	2,609,300.8	166.6
4	6,673.0	1,668.3	236.52	63.86	2,104,804.6	134.4
5	23,681.5	5,920.4	206.78	55.83	7,469,628.9	417.0
6	19,268.4	4,817.1	236.52	63.86	6,077,662.1	388.1
7	15,142.5	3,785.6	206.78	55.83	4,776,252.7	266.7
8	22,111.1	5,527.8	283.95	76.67	6,974,308.2	534.7
9	9,852.8	2,463.2	206.78	55.83	3,107,785.2	173.5
10	11,518.7	2,879.7	206.78	55.83	3,633,241.1	202.8
11	5,633.9	1,408.5	206.78	55.83	1,777,054.2	99.2
12	15,753.1	3,938.3	206.78	55.83	4,968,845.3	277.4
13	32,556.5	8,139.1	206.78	55.83	10,268,980.0	573.3
14	32,643.6	8,160.9	206.78	55.83	10,296,462.6	574.9
15	28,258.1	7,064.5	206.78	55.83	8,913,192.1	497.6
16	58,181.9	14,545.5	206.78	55.83	18,351,764.4	1,024.6
17	17,793.4	4,448.4	206.78	55.83	5,612,410.5	313.3
18	21,979.0	5,494.8	206.78	55.83	6,932,641.1	387.1
19	68,779.4	10,316.9	206.78	55.83	13,016,660.3	726.7
20	60,846.8	9,127.0	206.78	55.83	11,515,395.3	642.9
21	5,852.8	1,463.2	236.52	63.86	1,846,084.0	117.9
22	5,511.3	1,377.8	206.78	55.83	1,738,390.0	97.1
23	7,939.7	1,984.9	236.52	63.86	2,504,328.9	159.9
24	4,466.4	1,116.6	283.95	76.67	1,408,778.6	108.0
Area Montecristi Solar		CantPaneles				
Hectareas	214	270,000.00				

Fuente: Primer Informe Concluyente Desarrollo Energía Renovable en el SENI 2018-2020.

Comisión de Evaluación sobre la Situación de la Energía Renovable

3.2.1.2. El Potencial Bioenergético.

En cuanto al potencial de la Biomasa con fines energéticos se cuenta con el Informe de la CNE, Diagnóstico y Definición de líneas estratégicas del Subsector fuentes de energía nuevas y renovables (FENR).

La energía almacenada en los vegetales es reciclada naturalmente en una serie de procesos físicos y químicos en la planta (fotosíntesis), el suelo, la atmósfera circundante y otra materia viviente. De este modo corresponde incluirla entre las energías renovables con un aporte prácticamente nulo en cuanto al balance de GEI (emisiones neutras de CO₂) pero que contribuye a disminuir emisiones, al evitar la descomposición descontrolada de la materia orgánica con producción de metano y la sustitución de combustibles fósiles.

La biomasa considerada como combustible, comprende cualquier sólido, líquido o gas producto de los materiales orgánicos, derivados directamente de las plantas o indirectamente de ellas, de desechos industriales, comerciales, domésticos o agrícolas.

Los biocarburos son aquellos líquidos aptos para ser utilizados en motores para movilidad o uso estacionario, siendo los de uso más general el biodiesel y el bioetanol.

Biomasa se refiere a una gran variedad de materias primas no utilizadas en un proceso industrial o agroindustrial, residuos de cosecha, cultivos energéticos, efluentes de la producción ganadera y residuos sólidos urbanos. Por esta razón, la naturaleza extraordinariamente variada debe ser tenida en cuenta en la valuación de su disponibilidad para uso energético.

Los tipos de biomasa que se considerarán en esta sección son el bagazo del proceso de la caña de azúcar, los desechos agropecuarios, los desechos urbanos, el biogás, la leña, el carbón y las pasturas energéticas, entendidas como forrajes u otros cultivos, no arbóreos, que se destinan a producción de biogás.

1. La Agroindustria azucarera.

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

Actualmente los ingenios han comenzado a utilizar calderas de alta presión (40 a 60 bar) y turbinas de vapor de condensación-extracción, con alta eficiencia. Tales sistemas, de acuerdo a estimaciones propias, podrían generar para el sistema interconectado de 80 a 100 kWh por tonelada de caña molida, además de cubrir sus propias necesidades de electricidad y calor. Introduciendo medidas de eficiencia energética, se podrían adicionar de 10 a 20 kWh/t caña molida.

De esta manera, para una zafra de 5,000,000 t caña/año, la capacidad de cogeneración estaría entre 450 y 600 GWh/año para una zafra de 190 días/año. En la República Dominicana se cultivan aproximadamente 1.8 millones de hectáreas que producen cerca de 5 millones de toneladas de caña anuales para molienda. Si se considera que el período de zafra es de 190 días, la potencia disponible a partir del bagazo sería del orden de los 130 MW.

En la actualidad República Dominicana solo cuenta con cuatro ingenios: Central Romana, propiedad del Grupo Central Romana LTD; Cristóbal Colón, del Consorcio Azucarero de Empresas Industriales (CAEI); Barahona, del Estado, pero bajo un contrato de arrendamiento con el Consorcio Azucarero Central; y Azucarera Porvenir, que también es del Estado y lo administra el Consejo Estatal del Azúcar (CEA). La tabla siguiente ilustra al respecto.

Tabla 104. Programación zafra

Programación de la zafra 2016–2017					
Datos en toneladas métricas					
Ingenios	Área sembrada En tareas	Días de zafra	Caña a moler Toneladas métricas	Salarios a pagar Millones RD\$	Impuestos a pagar Millones RD\$
Central Romana	1,041,400	196	3,000,000	3,100	2,200
Administración	663,000	*	1,950,000	*	*
Colonos	378,400	*	1,050,000	*	*
Cristóbal Colón	551,000	198	1,200,000	505	75
Administración	440,000	*	1,110,000	*	*
Colonos	111,000	*	90,000	*	*
Barahona	120,000	133	530,000	280	60
Porvenir	112,000	140	250,000	100	5
Administración	63,500	*	70,000	*	*
Colonos	48,500	*	180,000	*	*
Total	1,824,400	*	4,980,000	3,985	2,335

* No aplica

Fuente: Instituto Azucarero Dominicano (Inazucar) José M. Medrano eDinero

Fuente: Instituto Azucarero de Republica Dominicana

Si se considerara la perspectiva de un programa de etanol, se podría cuadruplicar la producción de caña, produciendo alcohol y energía eléctrica por cogeneración, que en un sistema de destilería autónomo tendría como unidades principales la destilería y la planta de cogeneración, alimentando la destilería con caña de azúcar, vapor y electricidad de la planta de cogeneración, y produciendo alcohol. La planta de cogeneración recibiría bagazo de la destilería y produciría vapor y electricidad para la destilería, y excedente de electricidad a la red. Puede considerarse asimismo la posible utilización energética de la vinaza. Durante el periodo fuera de zafra, la unidad de cogeneración podría generar exclusivamente electricidad para la red empleando desechos agrícolas del cultivo de la caña o excedentes de bagazo acumulado.

El potencial de cogeneración de las destilerías depende del tipo de tecnología de cogeneración empleado. Para una destilería con una capacidad anual de 125 t caña/hr y una producción de alcohol de 80 l/tcaña, se alcanzan 92 kWh/ton caña, considerando tecnología CEST, Condensing-Extraction Steam Turbine. Empleando tecnologías más avanzadas y de conservación de energía se pueden lograr cifras superiores.

2. Los Desechos agropecuarios

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

En el caso de los tallos de plátano, su producción anual fue estimada en 750,000 t/año y localizada principalmente en el Cibao Central. Estos tallos se emplearían para la producción de biogás, en razón de su contenido de humedad, mayor al 60 %.

Para el caso de los desechos de la producción de arroz, se tienen dos fuentes de biomasa: la cascarilla de arroz y el follaje de las plantas como residuo agrícola de cosecha (RAC). La cáscara de arroz se suele emplear para el secado del arroz mismo y los

excedentes tienen diversas aplicaciones en la industria agrícola y avícola. El follaje de arroz se estimó en el 2003 en 105,000 t/año, calculadas a partir de la producción de arroz blanco de 67,733 t/año y 1.5 kg de follaje/kg de arroz. Esta cifra de producción de arroz blanco es muy inferior a la reportada de 645,000 t/año en 2005 y daría lugar a un follaje de arroz disponible de aproximadamente 967,000 toneladas para el 2005.

La producción de arroz en los últimos años es de aproximadamente 13 millones de quintales. República Dominicana se considera un país autosuficiente. Por lo tanto, la disponibilidad de RAC resulta de 1,950,000 toneladas anuales. En cuanto a la cascarilla del arroz puede estimarse en un 3 % de la producción lo que significa aproximadamente 39,000 toneladas anuales. Ambos residuos del arroz podrían alimentar una generación de electricidad de aproximadamente 300 MW, considerando un Poder Calorífico de 2,300 kCal/kg, un rendimiento del 25 % para la central de generación y una disponibilidad anual del 70 %.

El estiércol de animales es una fuente de material para la producción de biogás. Por biogás se entiende el gas producido en sistemas de digestión anaeróbica. Generalmente contiene de 55% a 70% de metano, 35% a 15% de dióxido de carbono, pequeñas cantidades de hidrógeno, nitrógeno y algunas trazas de ácido sulfídrico. Su poder calorífico es de 600 BTU/ft³. En el sector rural se suele emplear estiércol de porcinos y vacunos, como los más importantes y también el guano de aves. El potencial máximo posible de estiércol y su valoración energética se puede estimar a partir de la población animal. En el PEN, el potencial de materia orgánica en el estiércol de cerdos y vacunos se estimó en 86,651 y 1.99 millones de kg/día, respectivamente, a partir de poblaciones de 514,400 cerdos y 1,456,700 vacunos empleando información del Censo Agropecuario de 1998.

3. Los Desechos Urbanos

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

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

La generación no domiciliaria promedio era para Hospitales 1.5 kg/cama/día; Hoteles 3.1 kg/habitación/día; Centros educativos 0.15 kg/estudiante/día; Mercados y centros comerciales 1.3 kg/trabajador/día.

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

También la Red Nacional de Apoyo Empresarial a la Protección Ambiental –ECORED ha realizado estudios de caracterización en Santo Domingo Este en 2013, San Pedro de Macoris y Samaná (2014), a través del FOMIN. Los resultados arrojaron los siguientes

valores para la generación domiciliaria: 0.899, 0.809 y 0.723 Kg/hab/día, respectivamente.

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

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

Para el 2014 se depositaron en el vertedero de Duquesa 1,237,199.77 toneladas (equivalentes a 3,390 toneladas/día), provenientes del Ayuntamiento del Distrito Nacional, Santo Domingo Este, Santo Domingo Norte, Santo Domingo Oeste, Los Alcarrizos, Pedro Brand y Pantoja. El 55% del total depositado. Para el 2015, se registraron 1,285,402.77 toneladas en Duquesa, procedentes de los mismos municipios. El promedio depositado para el 2015 fue de 3,521.65 toneladas/día.

La Dirección de Residuos Sólidos y Asuntos Municipales del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales hizo un ejercicio de aproximación a la generación de residuos sólidos municipales a nivel nacional en 2015. Se consideró una generación per cápita promedio de 0.90 Kg/hab/ día para todas las provincias del país, exceptuando el Distrito Nacional, la provincia de Santo Domingo, Santiago, La Altagracia, La Romana, San Pedro de Macorís, Samaná, y Puerto Plata, donde se tomaron valores mayores ponderados de acuerdo con las estadísticas disponibles. El cálculo final arrojó un valor de 11,134 ton/día. Con este valor el promedio municipal es de 1.11 kg/ hab/día. No se incluye las cantidades generadas en los medianos y grandes hoteles ubicados en los polos turísticos del país. En ese sentido, la generación de los RSM y asimilables es mayor. Por ejemplo, si se agregara solo la generación del polo turístico Punta Cana, que al 2010 fue de 1,172 ton/día, el valor ascendería a 12,306 ton/día. Visto esto, se podría afirmar que la generación de RSM y asimilables en el país es significativamente mayor de 12,000 ton/día, pues habría que incluir, por lo menos, los valores de los asimilables de las otras provincias turísticas como La Romana, Puerto Plata, SPM y Samaná.

En cuanto a la composición, se han realizado diferentes estudios, de los que resulta que existe diferencia según el nivel de ingresos de la población, pero puede estimarse resulta una fracción de residuos orgánicos entre 65 y 75 %.

La estimación del potencial de material orgánico biodegradable en los desechos urbanos requiere aún de una mejor determinación de las cantidades y composición de los desechos así como de la disposición final de los mismos. Los aprovechamientos del biogás se realizan por lo general en rellenos sanitarios que han sido diseñados considerando la captura del biogás o que permiten la realización de las obras necesarias para este propósito. Esta situación no se da cuando la disposición final de las basuras se realiza a cielo abierto, caso frecuente en muchas municipalidades del país. Por otro lado, se debe tener en cuenta que el problema principal de los desechos orgánicos es su disposición final y no un propósito principal energético.

El potencial de biogás en el PEN se ha estimado a partir de la producción anual de residuos de pseudo-tallos de plátano, follajes de arroz, estiércol de cerdos y vacunos, en un total de 1,230,000 m³/día, sin considerar el biogás de los desechos sólidos de las principales ciudades del país. Estos estimativos de materia orgánica se han calculado con índices que subvaloran la cantidad de estiércol producida por cada animal. El volumen de biogás estimado podría abastecer una generación de aproximadamente 100 MW.

4. La leña y carbón de leña

En la República Dominicana se consume leña y carbón de leña. Según el Banco Central, durante el período 1996-2001, la producción de leña y carbón de leña ascendió de 980,000 t a 1,800,000 t. En cuanto al carbón vegetal, se vendieron entre mayo y septiembre de 2003 cerca de 20,000 sacos. La utilización de GLP ha contribuido a la disminución del consumo de ambos combustibles en una magnitud no cuantificada.

De acuerdo con el Balance Energético Nacional 2018 el consumo de leña resulta de 1,610 miles de toneladas anuales. Esta biomasa se aplica prácticamente en su totalidad a las necesidades de uso doméstico.

Estudios recientes han determinado que en el país existe un potencial para producir alrededor de 1.6 millones de toneladas por año de biomasa, del cual solo se está actualmente aprovechando un 37 % para la generación de energía (aproximadamente 600,000 toneladas métricas por año) (Valerio, M. 2015).

5. Las Pasturas energéticas.

De acuerdo con el Informe de la CNE, Estudio de la producción actual y potencial de biomasa en República Dominicana y su plan de aprovechamiento para la generación de energía, para definir los suelos con potencial para la producción de cultivos con fines energéticos se consideraron los siguientes criterios:

1. Especies sin objeción de fomento por parte de los ministerios de Medio Ambiente y Recursos Naturales y de Agricultura.
2. Sitios con uso actual no productivo.
3. La producción de biomasa es específica para la generación industrial de calor y energía eléctrica.
4. Las áreas escogidas tienen una precipitación media igual o mayor a 1,200 mm/año para reducir riesgos por sequía en los cultivos.
5. Áreas con posibilidades de mecanización agrícola, pendiente menor a 40 %, 22 °C de temperatura.
6. Suelos de productividad garantizada.
7. Suelos fuera de las áreas protegidas, a una distancia no menor de 30 metros de sistemas viales ni aguadas.
8. Áreas indicadas en mapas de alta resolución con las condiciones requeridas para la producción de biomasa.

Los suelos de vocación para el cultivo de gramíneas tropicales son muy similares a los requeridos para el cultivo de la *Acacia mangium*. En algunos casos los promotores de

proyectos toman en consideración algunas especificaciones como las pendientes, la pluviometría y los grados de acidez para la escogencia de una u otra alternativa. La experiencia en el cultivo de gramíneas y de Acacia mangium en República Dominicana ha sido sumamente exitosa.

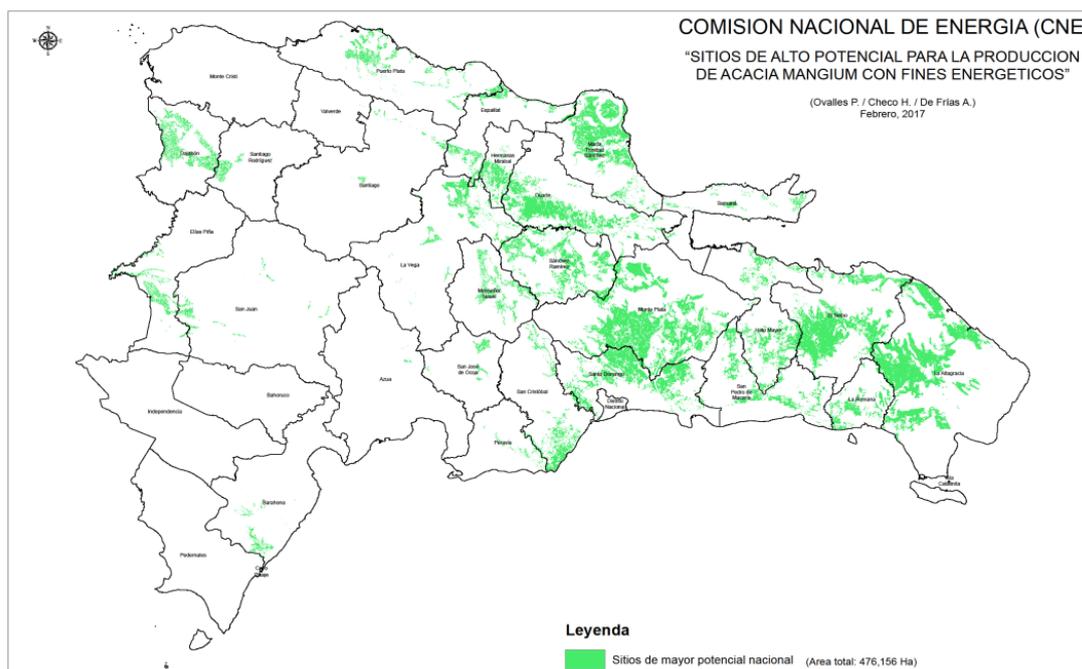
Es importante señalar que, aunque las coníferas son también especies de rápido crecimiento, no es recomendable considerarlas como fuente primaria de producción de biomasa con fines energéticos. Esto es debido a la oposición que, por aspectos culturales, políticos y económicos, aún persisten en la sociedad dominicana sobre su aprovechamiento masivo.

Se dispone de un mapa de potencial para la producción de gramíneas y de producción de Acacia mangium, ambos relacionados y cuantificados superficialmente con los territorios provinciales.

Los resultados de este estudio arrojan una extensión nacional de tierras con alta vocación y disponibilidad para el fomento de gramíneas y forrajes para la producción de energía, de 476 mil hectáreas distribuidas principalmente en tres de las cinco regiones del país, según se muestra en el siguiente mapa.

Mapa provincial sobre áreas potenciales para la plantación de gramíneas y cultivos de alto valor energético en República Dominicana.

Ilustración 10. Potencial de producción de Acacia Mangium



Fuente: CNE, Estudio de la producción actual y potencial de biomasa en República Dominicana

La provincia con la mayor superficie actual de tierras altamente adecuadas y disponibles para estos propósitos es Monte Plata, con 73,755 hectáreas, lo cual representa el 15.5 % del potencial nacional.

Le siguen en orden de importancia La Altagracia, con 72,264 hectáreas y El Seibo, con 48,982 hectáreas. Estas provincias junto a las otras cinco que conforman la región

Sureste, representan el 57 % de los suelos nacionales con alta vocación para la producción de gramíneas y cultivos energéticos, con una extensión de 272,496 hectáreas.

La segunda zona de mayor importancia para un plan nacional de producción de energía a partir de gramíneas y cultivos energéticos es el Norte o Cibao con 172,383 hectáreas, lo que representa el 36 % del potencial nacional. Las provincias con mayores suelos disponibles para estos fines en la región Norte son María Trinidad Sánchez, con 36,503 hectáreas; Duarte, con 33,739 hectáreas y Dajabón, con 14,413 hectáreas. Por último, se indica como sitio potencial la región Suroeste con 31,192 hectáreas, distribuidas principalmente entre las provincias de San Cristóbal, Elías Piña y San Juan. El potencial energético se explica en el punto siguiente ya que ambas alternativas compiten por la misma superficie.

6. Los Bosques energéticos

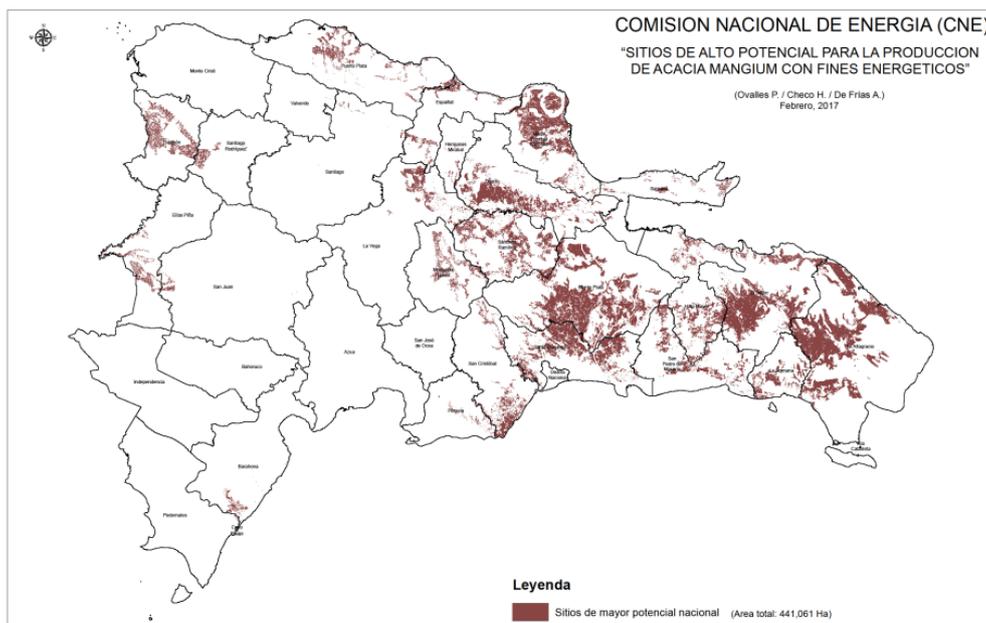
La *Acacia mangium* es una especie de gran valor energético, que, cultivada adecuadamente, resulta en una excelente alternativa para la restauración de ecosistemas degradados de República Dominicana y del Caribe (FAO, 2014).

Es una especie originaria de Papúa, Nueva Guinea, y el este de Indonesia, que produce 25,000 semillas/kg pudiendo alcanzar hasta 110,000 semillas/kg. Crece bien sobre rocas y en suelos de tipo aluvial. Requiere suelos con buen drenaje y pH bajo. En República Dominicana se han reportado incrementos en altura de 4 metros/año e incremento en el diámetro de 4 cm/año y volúmenes de 300 m³/ha a los 12 años. En las zonas secas el crecimiento varía de 3 a 4 metros cúbicos/ha/año (FAO, Simposio Caribeño 2014).

Al igual que para las gramíneas y forrajeras, los resultados de este estudio indican que República Dominicana cuenta con una extensión de 449,248 hectáreas adecuadas para el fomento de especies forestales de alto valor para la producción de energía como la *Acacia mangium*, eucalipto y casuarina. Esta extensión representa el 10 % del territorio nacional y su distribución está indicada en el mapa siguiente.

Del total de las áreas adecuadas para el fomento de especies forestales con fines energéticos, la mayoría corresponde a *Acacia mangium* con un total de 446,938 hectáreas.

Ilustración 11. Potencial *Acacia Mangium* para fines energéticos



Fuente: CNE, Estudio de la producción actual y potencial de biomasa en República Dominicana

Los sitios de mayor potencial nacional suman aproximadamente 449 mil hectáreas, que en un escenario de alto rendimiento pueden proporcionar 40, 30 y 20 ton/ha/año de acacia molida, de acuerdo con según la productividad de cada tipo de sitio. Sobre esta hipótesis el total de sitios puede producir 12.6 millones de toneladas anuales de biomasa, cuya energía equivale a 8,524 GWh por año o 1,076 MW de potencia, a un 25 % de eficiencia eléctrica.

En un escenario de rendimiento moderado 30, 20 y 10 ton/ha/año de acacia molida, según la calidad de sitio, podría producir ocho millones de toneladas anuales de biomasa, cuya energía equivale a 5,485 GWh por año o 693 MW de potencia, a un 25 % de eficiencia eléctrica.

3.2.1.3. Potencial hidroeléctrico

De acuerdo con el Informe de Diagnóstico y Definición de líneas estratégicas del Subsector Fuentes de Energía Nuevas y Renovables, de la CNE, el interés por las pequeñas centrales hidroeléctricas renació a finales de los años 70 cuando el INDRHI (Instituto Dominicano de Recursos Hidráulicos) y la Misión de la República China realizaron una identificación preliminar de proyectos hidroeléctricos.

Se determinaron 20 sitios en la región Oeste, Sur y Este, y en las cuencas Yaque del Norte, Yaque del Sur y Yuna, con un potencial total superior a los 12 MW, en proyectos con potencias desde 84 kW en el río Magua hasta 2,400 kW en el río Bao, y con distancias a la red existente en esa época, entre 0.5 km y 33 km.

De acuerdo con la clasificación convencional sobre la designación del tipo de centrales por capacidad instalada, todas las anteriores se pueden catalogar como PCHs, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, de potencias menores a 10,000 kW o categoría inferior.

La empresa EGEHID (Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana) informaba en el 2003 acerca de 18 proyectos hidroeléctricos de filo de agua que tienen la ventaja de

que dependen principalmente de la caída de agua antes que de la capacidad del embalse y que garantizan el suministro de energía aún en épocas de sequía.

En estudio realizado en 1998 por Schorgmayer se identificaron en la cuenca Alta del Río Yaque del Norte 17 sitios para turbinas Harris, para la generación a pequeña escala para fines residenciales y productivos, con potencias inferiores a 1 kW.

El PPS, Programa de Pequeños Subsidios del PNUD, identificó sitios de posibles desarrollos con potenciales que varían entre 1.5 kW y 253 kW, en 15 comunidades con 15 hasta 800 viviendas. Para nueve de ellos se estimaron los costos de inversión de los desarrollos con valores promedio entre \$2,500/kW y \$15,000/kW, con un promedio de US\$7,700/kW.

Como pequeñas centrales, objeto de la Ley 57-07, se consideran las centrales con una capacidad inferior a 5 MW. La ley 57-07 establece que el Estado permitirá y otorgará concesiones a pequeñas centrales "con potencial hidroeléctrico que no superen los 5 MW", es decir, en lo que respecta a la entrega de concesiones, la norma hace referencia al "potencial" y los "incentivos" son supeditados a la Tecnología.

La evaluación del potencial para el desarrollo de las PCH's requiere entonces de una evaluación más extensa, incluyendo la actualización de estudios anteriores. Una fuerte razón para continuar e intensificar el desarrollo de la capacidad en PCH's es que ellas pueden jugar un papel importante en el suministro de electricidad a comunidades aisladas en las zonas rurales.

El estudio de OLADE, Propuesta de Expansión de la Generación Eléctrica del Sistema Dominicano, señala que la Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID) ha establecido un catálogo de proyectos para que puedan ser estudiados a profundidad y evaluar las opciones para entrar en servicio en los años futuros. La tabla siguiente presenta las principales características de estos proyectos.

Tabla 105. Características proyectos hidroeléctricos futuros

PLANTA	POTENCIA MW	TIPO	CAUDALES (m ³ /seg)			GENERAC GWh
			MEDIO	TURBI	VERT	
1 ARROYO GALLO	12.6	de pasada	2.3	2.4	0.0	42.5
2 BONITO	17.9	de pasada	15.9	14.8	1.1	53.5
3 EL TORITO	14.9	de pasada	3.0	3.0	0.0	66.8
4 HONDO VALLE	13.5	de pasada	1.3	1.3	0.0	48.2
5 LA HILGUERA	13.2	de pasada	6.9	6.1	0.8	58.9
6 MASIPEDRO	16.5	de pasada	3.5	3.5	0.0	42.9
7 PALOMINO	98.8	de pasada	10.3	10.3	0.0	148.3
8 PINALITO	39.0	de pasada	9.7	9.5	0.2	134.0
9 SAN PEDRO	18.6	de pasada	11.6	11.6	0.0	55.5
10 YASICA	14.0	de pasada	2.8	2.8	0.0	43.1
11 ALTO JIMENOA	34.0	embalse	7.3	7.3	0.0	84.2
12 ALTO YUNA	37.0	embalse	3.1	3.1	0.0	127.0
13 LAS PLACETAS	87.0	embalse	2.1	2.1	0.0	358.1
14 MANABAO-BEJUCAL	98.0	embalse	12.3	12.3	0.0	287.5

Fuente: EGEHID y Modelo Super

Fuente: Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID)

Los datos de potencial hidroeléctrico que siguen se remiten al Plan Nacional de Ordenamiento de los Recursos Hidráulicos (OEA-INDRHI 1994) en el informe técnico Situación de la Hidroelectricidad en la República Dominicana (OEA- INDRHI 1995). Este

estudio se realizó en 54 cuencas hidrográficas para determinar el potencial lineal bruto (PLB), teniendo como base la información estadística de precipitaciones, área de drenaje de los diferentes ríos y los desniveles topográficos a lo largo de sus cursos. La siguiente tabla resume los resultados.

Tabla 106. Potencial hidroeléctrico total

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

Fuente: Situación de la Hidroelectricidad en la República Dominicana (OEA- INDRHI 1995)

La energía anual de 9,174 GWh equivale a un potencial para producción de energía hidroeléctrica de 2,095 MW, para un factor de planta del 50%. El 90% de este potencial (8,192 GWh/año, 1,870 MW) está concentrado en 10 cuencas, y el 10% está disperso en las 44 restantes.

Las cuencas con mayor interés energético son las de los ríos Nizao, Yuna, Yaque del Norte y Yaque del Sur. De estos 2,095 MW se estima que 250 MW, es decir el 12%, serían económicamente aprovechables, considerando los costos para ese tiempo de las fuentes energéticas alternativas. Actualmente, EGEHID tiene una capacidad instalada de 612.10 MW, el Programa de Pequeños Subsidios (PPS) del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), PNUD ha instalado 1,457 MW, quedando un potencial disponible de unos 1,481.8 MW.

A continuación se presenta una tabla con las características de los diez principales ríos, por jerarquía, con potencial hidroeléctrico.

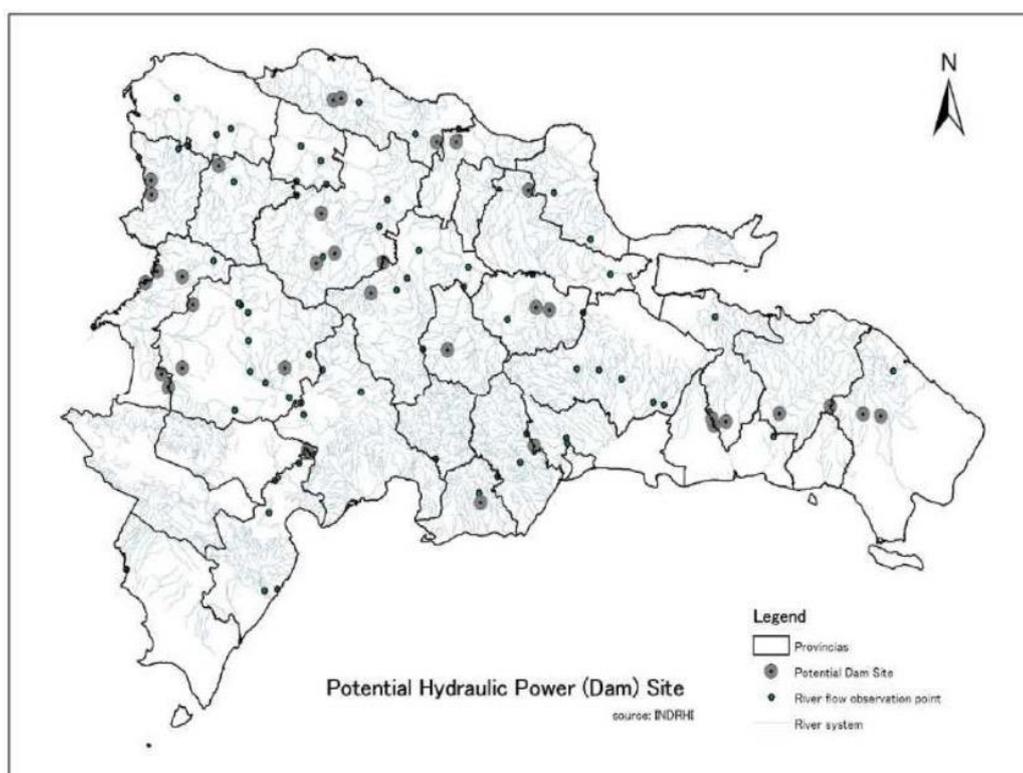
Tabla 107. Potencial hidroeléctrico de los 10 principales ríos

No.	Río	Longitud km	Área km ²	MW/km	Potencia Media (MW)	GWh/año por km ²	GWh/año	PLB (MW)
1	Nizao	133	1,076	1.8	239.5	1.95	2,098.00	479
2	Yuna	196	5,668	0.94	183.42	0.28	1,606.76	366.84
3	Y. del Norte	292	7,359	0.78	227.9	0.27	1,996.40	455.8
4	Y. del Sur	233	5,051	0.5	115.5	0.2	1,011.80	231
5	Haina	85	563	0.48	40.93	0.64	358.55	81.86
6	Nigua	54	227	0.4	21.86	0.84	191.46	43.71
7	Artibonito	134	2,642	0.39	52.02	0.17	455.7	104.04
8	Soco	78	1,059	0.26	20.37	0.17	178.46	40.74
9	Ozama	132	3,150	0.21	28.37	0.08	248.5	56.74
10	Higuamo	63	1,174	0.08	5.28	0.04	46.23	10.55
Total	-	1,400	27,969	-	935.14	0.29	8,191.86	1,870.28

Fuente: Situación de la Hidroelectricidad en la República Dominicana (OEA- INDRHI 1995)

Sobre la base del potencial hidroeléctrico de todo el país suministrado por el INDRHI, se presenta seguidamente el mapa Potencial Hidroeléctrico en República Dominicana.

Ilustración 12. Mapa de potencial hidroeléctrico



Fuente: Situación de la Hidroelectricidad en la República Dominicana (OEA- INDRHI 1995)

Un aspecto que se recomienda considerar en cuanto al aprovechamiento del potencial hidroeléctrico es el relativo a la variabilidad que puede presentar el recurso debido a efectos del cambio climático. Un análisis al respecto del potencial impacto de este aspecto está fuera del alcance del presente análisis. Sin embargo, muchos de los países de la región han resultado afectados en su producción hidroeléctrica en años recientes por la ocurrencia de fenómenos atmosféricos como El Niño y la Niña, por lo cual, al momento de implementar programas de desarrollo de estos recursos y su potencial incidencia en la matriz de generación, será prudente tomar este aspecto en consideración.

3.2.2. Aplicación de los incentivos en cada una de las fuentes de ER.

Resulta ilustrativo realizar una referencia de la incorporación de Energías Renovables por fuente respecto de la potencialidad disponible total del País.

De acuerdo con la información proporcionada por el OC SENI en su informe de diciembre de 2019, se puede reconocer los generadores vinculados al SENI según la energía primaria utilizada.

El listado siguiente presenta los generadores renovables en operación a diciembre del 2019.

Tabla 108. Centrales de Generación ER en SENI en 2019

Nombre de la central	Nombre de la central	
EÓLICA	HIDROELÉCTRICA	
Los Cocos, I y II	Las Damas	Valdesia 1
Quilvio Cabrera	López Angostura	Valdesia 2
Larimar	Loa Anones	Brazo Derecho
Larimar II	Los Toros	Aguacate
Agua Clara	Magueyal	Aniana Vargas
Guanillo	Moncion 1	Baiguaque
Matafongo	Mizao Najayo	Boba
Los Guzmancitos	Palomino 1	Domingo Rodriguez
SOLAR	Palomino 2	El Salto
Monte Plata	Rincón	Hatillo
Montecristi Solar 1	Rio Blanco	Hatillo 2
Canoa	Sabana Yegua	Jiguey
Mata de Palma	Sabaneta	Jimenoa
BIOMASA	Tavanera 1	Las Barias
San Pedro Bioenergy	Tavanera 2	

Fuente: Elaboración propia con datos del OC SENI. Se destaca que la generación hidroeléctrica no ha sido realizada bajo el amparo de los incentivos de la Ley 57-07.

La tabla siguiente muestra la participación de las energías renovables en la generación eléctrica para el año 2019.

Tabla 109. Generación por fuente en 2019

Fuente	Energía generada, GWh	%
Total Eólico	738	36%
Total Solar	147	7%
Total Biomasa	206	10%
Total Hidro	971	47%
Total Renovables	2,062	100%
Total Renovables	2,062	11%
Total Térmica	17,198	89%
Total Energía Generada SENI	19,260	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del Organismo Coordinador del SENI.

Se reconoce que la generación eléctrica de mayor proporción corresponde a las centrales hidroeléctricas con un 47 %, pero las incorporaciones correspondientes al período de aplicación de la Ley 57-07 supera el 50 %. Si se tiene en cuenta que estas centrales se incorporaron en los últimos ocho años evidencian el interés en el desarrollo de estas fuentes. En el marco de la energía anual, las energías renovables participaron con un 11 %, lo que constituye un resultado que puede calificarse de positivo.

En cuanto a la disponibilidad potencial del recurso renovable, la tabla siguiente muestra un total del 14,782 MW, donde se evidencia la importancia de la energía solar y en menor medida la eólica. En conjunto suman un 85% del recurso potencial disponible. De hecho, estas son las fuentes con mayor penetración tanto a nivel de energía primaria como en la generación de electricidad, pero debe destacarse que ambas son de tipo intermitente.

Tabla 110. Potencial total de energías renovables

Fuente	Potencial MW	%
Eólico	3,271	22,13
Solar	9,270	62,71
Biomasa Industria	130	0,88
Biogás	100	0,68
Biomasa agroforestal	1,076	7,28
Hidráulico	935	6,33
Potencial Total	14,782	100,00

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los resultados de la Ley 57-07 por fuente, se han volcado en la siguiente tabla los valores que evidencian la preponderancia de la incorporación de biomasa industrial y aerogeneradores, con un valor próximo al 27% y 10% del recurso respectivamente y la baja participación solar, del biogás y biomasa agroforestal. El recurso hidráulico es el que tiene el mayor porcentaje de ejecución con un poco más del 67%. **Del potencial total de fuentes de energía renovable se utiliza solamente un 8.4% en promedio.**

Tabla 111. Proyectos ER ejecutados por fuente

Fuente	Potencial, MW	Ejecutado, MW	%
Eólico	3,271	368.05	11.25%
Solar	9,270	173.10	1.87%
Biomasa Industria	130	37.00	28.46%
Biogás	100	2.00	2.00%
Biomasa agroforestal	1,076	35.00	3.25%
Hidráulico	935	632.00	67.59%
Total	14,782	1,247.15	8.44%

Fuente: Elaboración propia

Sub-actividad 3.3. Evaluar los logros de la Ley 57-07 en términos de relevancia, impacto, y costos y beneficios incurridos. Evaluar su efectividad por tipo de tecnología y capacidad de generación escala grande y pequeña); poner especial énfasis en la bioenergía.⁴⁴

A fin de cumplir con el alcance de esta Actividad, se ha tomado como referencia información disponible publicada por la CNE, conclusiones del estudio realizado por OLADE Diagnóstico Energético de República Dominicana sobre datos de la CNE, estudios existentes y a partir de datos obtenidos en forma directa.

3.3.1. Energía solar fotovoltaica

Al año 2016 eran cuatro los proyectos beneficiados con una concesión definitiva para la explotación de obras de generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica con una capacidad instalada equivalente a 182.96 MW.

Tabla 112. Concesiones definitivas de proyectos solares fotovoltaicos

Resolución No.	Fecha Otorgada	Empresa	Capacidad de Generación (MW)	Ubicación
CNE-CD-0004-2012	5/9/2012	ISOFOTON, S.A.	50	Santo Domingo
CNE-CD-0008-2012	7/26/2012	MONTECRISTI SOLAR FV, S.A.S.	57.96	Montecristi
CNE-CD-0011-2012	11/9/2012	WCG ENERGY, LTD	50	Santo Domingo
CNE-CD-0005-2016	5/18/2016	KOROR BUSINESS, S.R.L.	25	San Pedro de Macorís
Total			182.96	

Fuente: Datos CNE publicadas por OLADE en Diagnóstico Energético de RD.

3.3.2. Energía Eólica

Se anunció el inicio de construcción de cuatro proyectos: Matafongo en la Provincia Peravia habilitado en 2019, Los Guzmancitos en la Provincia Puerto Plata habilitado en 2019, El Guanillo en la Provincia Montecristi y Larimar II en la Provincia Barahona habilitado en 2018.

Proyectos con Concesión Definitiva

Además de los proyectos signatarios de una concesión definitiva para la explotación de obras eléctricas a partir de fuentes renovables, se tienen siete proyectos más, para una capacidad instalada total de 465 MW.

Tabla 113. Concesiones definitivas eólicas, 2015⁴⁵

⁴⁴ Ver Acuerdo alcanzado en la Reunión Inicio-Anexo 2

⁴⁵ "Fecha Otorgada" corresponde a la emisión de la Resolución de Recomendación "Favorable" al Poder Ejecutivo más no a la fecha de suscripción del Contrato.

Resolución No.	Fecha Otorgada	Empresa	Capacidad Instalada (MW)	Ubicación
CNE-001-2005	8/2/2005	Grupo Eólico Dominicano, C. Por A.	50	Peravia
CNE-004-2007	6/4/2007	Grupo Eólico Dominicano, C. Por A.	50	Montecristi
CNE-0005-2007	6/8/2007	Poseidón Energías Renovables, C. Por A.	100	Puerto Plata
CNE-CD-0060-2009	12/3/2009	Parques Eólicos del Caribe, S.A.	50	Montecristi
CNE-CD-0006-2011	6/9/2011	Jasper Caribbean Windpower, L. L. C.	115	Puerto Plata
CNE-CD-0004-2011	8/19/2011	Los Cuatro Vientos, C. Por A.	50	Puerto Plata
CNE-CD-0010-2012	11/8/2012	Dominicana Renovables, S. L.	50	Puerto Plata
Total			465	

Fuente: Datos CNE publicadas por OLADE en Diagnóstico Energético de RD.

3.3.3. Utilización de la Biomasa como fuente de energía calórica y eléctrica.

1. Calderas

La empresa textil de zona franca Gildan Dominicana, ubicada en el municipio Guerra, Monte Plata, ya había iniciado los aprestos para la instalación de dos calderas de biomasa en el 2008, acogida a los incentivos de la Ley de Zona Franca. Luego le siguió Dos Ríos Enterprises, ubicada en Bonaó. Vale mencionar que estas instalaciones en principio solo generan vapor saturado para los procesos textiles.

La CNE apoyó a través de las exenciones de la Ley 57-07, la instalación de siete calderas, a partir de enero de 2012. De ese total, seis instalaciones están orientadas a los sectores de Lavandería Industrial, Pasteurización de Leche, Cervecería, Turismo (Hotel), Moldeado de Envases de Cartón y Generación Eléctrica, que también generan vapor saturado para los procesos industriales.

Las calderas para generación eléctrica corresponden a Indusplama Dominicana y San Pedro Bioenergy, esta última apoyada por la CNE para las exenciones de impuestos y concesiones.

En la tabla siguiente se encuentran los detalles de las calderas de biomasa existentes al año 2019.

Tabla 114. Calderas de biomasa

No.	Nombre de la empresa	Ubicación	Tipo de aprovechamiento	Potencia instalada, kW
1	Gildan Dominicana (Zona Franca)	Guerra, Monte Plata	Racimos de palma africana	2,386
2	Dos Ríos Enterprises (Zona Franca)	Mons. Nouel, Bonao	Chips de madera	1,790
3	Pasteurizadora Rica, S.A.	Santo Domingo	Astillas de madera y cascarilla de arroz	541
4	Cervecería Nacional Dominicana	Santo Domingo	Bagazo de cebada	597
5	Moldosa (Fabricación de moldes de cartón y papel)	La Victoria	Astillas de madera	275
6	PLASTIFAR	Km. 13 1/2 Autopista Duarte	Jícara de coco y pellets de madera	224
7	Punta Cana Laundry Services	Punta Cana, La Altagracia	Biomasa forestal	541
8	Panamericana de Servicios Energéticos	Boca Chica	Pellets de biomasa	ND
9	Grupo Globalia (Hotel Hamaca)	Boca Chica	ND	275
10	CEPM	Bávaro, La Altagracia	Astillas de madera	275
11	San Pedro Bioenergy, S. R.L. (generación eléctrica)	San Pedro de Macorís	Bagazo de caña y carbón	30,000
12	Zona Franca Navarrete (fábrica abrigos export)	Navarrete, Santiago	Astillas de madera y cascarilla de arroz	1,000

Fuente: Información proporcionada por la CNE.

Cabe mencionar el proyecto del Parque de Zona Franca Industrial de Navarrete con una potencia instalada de 1 MW y proyecto de ampliación a 2 MW, el cual aprovecha residuos de talleres de ebanistería y aserraderos (serrín de madera), residuos de paletas y cascarilla de arroz, y cuya actividad principal es la fabricación de abrigos con fines de exportación.

2. Biodigestores

En lo referente a las instalaciones de Biodigestores, la empresa pionera fue Biogenetik, granja porcina de alta genética, ubicada en Loma Miranda, la cual inició sus operaciones en el 2010 con un Biodigestor de 1,400 m³ y capacidad de generación de 21 kW. Una vez probada la tecnología, a partir de febrero de 2013, comenzó a replicarse dicho modelo en otras granjas porcinas, avícolas y mataderos de animales, con un total de 25 instalaciones a la fecha.

Tabla 115. Instalaciones de biodigestores para la producción de energía eléctrica

No.	Cliente	Tipo	Producción diaria de Metano, m ³	Potencia Eléctrica, kW	Producción anual de Electricidad, kWh
1	Biogenetik	Granja de Cerdos	252	21	183,960
2	Agrofem 1 (Palmarejo)	Granja de Cerdos	972	81	709,560
3	Agrofem 2 (El Canal)	Granja de Cerdos	972	81	709,560
4	Hacienda Buena Vista	Granja de Cerdos	480	40	350,400
5	Rancho Zafarraya	Granja de Cerdos	1,068	89	779,640
6	Agrokilda	Granja de Cerdos	960	80	700,800
7	Flora y Fauna PAEN	Granja de Cerdos	624	52	455,520
8	Agropecuaria Bautista	Granja de Cerdos	1,320	110	963,600
9	Hacienda Rivera	Granja de Cerdos	2,916	243	2,128,680
10	Antonio Sanchez	Granja de Cerdos	300	25	219,000
11	Graja Porcina Hnos. Abreu	Granja de Cerdos	1,800	150	1,314,000
12	Marcano 1 (Naranjal)	Granja de Cerdos	1,320	110	963,600
13	Marcano 2 (Don Pedro)	Granja de Cerdos	600	50	438,000
14	Marcano 3 (Guayacanal)	Granja de Cerdos	960	80	700,800
15	Marcano 4 (Potrero Mao)	Granja de Cerdos	600	50	438,000
16	José Pichardo	Granja de Cerdos	300	25	219,000
17	Hacienda SH	Granja de Cerdos	1,800	150	1,314,000
18	Hacienda LB	Granja de Cerdos	707	96	840,960
19	José Rafael Veras	Granja de Cerdos	344	47	411,720
20	Incarna	Matadero de Cerdos	1,200	100	876,000
21	SAG	Granja de Gallinas Ponedoras	3,600	300	2,628,000
22	COAVE	Matadero	480	40	350,400
23	COAVE 2	Matadero	480	40	350,400
24	Serviave	Matadero Pollos	1,200	100	876,000
25	Unipollo	Matadero Pollos	1,200	100	876,000
TOTAL			26,455	2,260	19,979,600

Fuentes: CNE, a febrero 2019

3. Gasificadores

Se tiene información que existen en el país dos instalaciones que utilizan cascarilla de arroz para producir gas y generar energía eléctrica. Una de las instalaciones, Briquetas Nacionales, está acogida al PMN, la otra instalación está ubicada en la empresa Procesadora de Alimentos, PRODAL. Ambas tienen una capacidad instalada de 800 kW cada una.

4. Concesiones de Proyectos de Bioenergía

Respecto a proyectos concesionados definitivamente para la explotación de obras eléctricas a partir de Biomasa, además de San Pedro Bioenergy, mencionado en el acápite anterior y que utiliza carbón mineral en períodos fuera de zafra, lo que posibilita una utilización del equipamiento de generación de energía durante todo el año, existe un proyecto a partir de residuos sólidos urbanos presentado por la empresa Green Wheels Dominicana, S.R.L. para una capacidad instalada de 80 MW, en municipio Rafey de la Provincia Santiago de los Caballeros. Este proyecto fue realizado bajo el amparo de la Ley 115-15 y con las exenciones contempladas en la Ley 57-07.

Este proyecto utiliza residuos sólidos urbanos de diversos tipos, por lo que es un aprovechamiento parcial de residuo orgánico.

3.3.4 Planes de Energías Renovables

1. Plan de Desarrollo Fotovoltaico

El Plan de Desarrollo Fotovoltaico que forma parte de las Metas del Gobierno, contempla la instalación de sistemas fotovoltaicos para abastecer de energía eléctrica a 500 comunidades deprimidas alejadas de las redes eléctricas en varias provincias del país. Al año 2016 se habían instalado 483 sistemas fotovoltaicos, beneficiando a 477 familias de escasos recursos y seis centros comunitarios de Elías Piña, Constanza, Hato Mayor, Azua y Puerto Plata.⁴⁶

Tabla 116. Estadísticas Plan de Desarrollo Fotovoltaico CNE

Lugar de Instalación	Año de Instalación	Costo US\$	Capacidad Instalada (kW)	Familias Beneficiadas	Otros Beneficiados
Elías Piña	2013	78,934.34	100	100	-
Constanza	2014	100,241.34	100	97	2 Escuelas 1 Centro Forestal
Azua	2014	10,663.58	90	90	-
Hato Mayor	2015	99,881.70	70	70	-
Puerto Plata	2016	98,038.79	123	120	1 Escuela 1 Iglesia 1 Club
Total		387,759.74	483	477	6

Fuente: Plan de Desarrollo Fotovoltaico CNE, septiembre 2016

2. Programas del Subsector Renovables

Los programas que se llevan a cabo en el subsector energías renovables son los contemplados en la Ley 57-07 y su reglamento de aplicación 202-08, sobre incentivos y concesiones a instalaciones y proyectos a partir de fuentes renovables de energía, así como el establecido en el Programa de Medición Neta.

En el Programa de Medición Neta se encuadran 5,541 clientes con una capacidad instalada de 146,597 kW, a abril de 2020, como se indica en la tabla 30.

Desde el año 2008 al 2019 se han emitido 7,963 resoluciones de autorización de incentivos a las energías renovables, para un monto de US\$ 222 millones con la distribución que se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 117. Cantidad de Resoluciones de Autorización de Incentivos Emitidas, 2008 – 2019

⁴⁶ Estos planes no fueron ejecutados con los fondos especializados indicados por el mismo Artículo, es decir, los fondos provenientes de la Ley de Hidrocarburos No. 112-00.

Tipo de incentivo	Total periodo (2008-2019)
ITBIS	3,848
CREDITO FISCAL	1,556
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	1,744
IMPORTACION CONCESIONARIOS	815
<i>CONCESIONARIO (EOLICO)</i>	283
<i>CONCESIONARIO (SOLAR)</i>	81
<i>CONCESIONARIO (BIOMASA)</i>	451
TOTAL	7,963

Fuente: CNE.

Al 2016 se encontraban vigentes 19 concesiones definitivas para el desarrollo de proyectos a partir de energías renovables con capacidad instalada de 955.21 MW. Además, se encontraban vigentes 16 concesiones provisionales para estudios de energías renovables con una capacidad a instalar total de 514.13 MW, según el detalle que muestra la siguiente tabla:

Tabla 118. Concesiones definitivas, Mayo 2016

Fuente	Capacidad a Instalar (MW)
Biomasa	30
Eólica	150
Solar Fotovoltaica	175.3
Mini hidráulica	8.83
RSU	150
Total	514.13

Fuente: CNE.

La siguiente tabla presenta los incentivos totales para todo el periodo.

Tabla 119. Incentivos emitidos en base a Ley 57-07. 2008-2019. Millones de RD\$

Tipo de incentivo	Total periodo (2008-2019)
ITBIS	\$2,772
CREDITO FISCAL	\$2,959
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	\$825
IMPORTACION CONCESIONARIOS	\$3,589
<i>CONCESIONARIO (EOLICO)</i>	\$2,935
<i>CONCESIONARIO (SOLAR)</i>	\$179
<i>CONCESIONARIO (BIOMASA)</i>	\$475
TOTAL	\$10,146

Fuente: CNE.

Para la conversión a US\$ dólar se utilizó la tasa de cambio promedio anual publicada por el Banco Central de República Dominicana en el período de interés, tal como se presenta en la actividad 1. En la tabla a continuación se presenta el total de los incentivos otorgados en millones de dólares:

Tabla 120. Incentivos emitidos en base a Ley 57-07. 2008-2019. Millones de US\$

Tipo de incentivo	Total periodo (2008-2019)
ITBIS	\$59.6
CREDITO FISCAL	\$65.5
IMPORTACION AUTOPRODUCTORES	\$18.4
IMPORTACION CONCESIONARIOS	\$78.7
CONCESIONARIO (EOLICO)	\$64.4
CONCESIONARIO (SOLAR)	\$3.6
CONCESIONARIO (BIOMASA)	\$10.7
TOTAL	\$222.1

Fuente: Información CNE y tasa de cambio promedio anual.

3.3.5. Logros de la Ley 57-07 en términos de relevancia, costos y beneficios, por tecnología y escala.

Resulta ilustrativo presentar indicadores sobre las características de la aplicación de la Ley de Promoción de Energías Renovables, sobre la base de los datos expuestos.

En proyectos de energía solar fotovoltaica, de los seis proyectos con concesiones otorgadas al año 2015, por un total de 182.96 MW, cinco se incorporaron al SENI con un total de 165.9 MW y uno de 7.2 MW el cual no inyecta al SENI.

En proyectos de energía eólica, de los siete proyectos con concesiones otorgadas al año 2015, por un total de 465 MW, se incorporaron nueve proyectos al SENI con un total de 368 MW.

En proyectos de energía de biomasa, se han incorporado dos proyectos con una potencia de 37 MW. Debe destacarse que la desarrolladora, San Pedro BioEnergy, SPBE, desarrolló un proyecto de energía renovable consistente en una planta de cogeneración de electricidad y vapor a partir bagazo de caña de azúcar producido por el Ingenio Cristóbal Colón (ICC), ubicado en San Pedro de Macorís. Este proyecto fue ejecutado bajo el amparo de la Ley 115-15 que modifica la Ley 57-07 y sus exenciones.

SPBE 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. Se trata de una planta de combustión que admite combustible convencional en los casos que resulta insuficiente la biomasa. La Central es operada por EGE Haina, empresa público privada que opera otras 4 centrales energéticas en esa provincia⁴⁷.

La siguiente tabla muestra los proyectos habilitados mayores a 5 MW, hasta el año 2019.

Tabla 121. Proyectos ER concesionados y habilitados mayores a 5 MW

⁴⁷ Los proyectos habilitados hasta 2019 pueden observarse en la Tabla 111

Proyecto	Potencia instalada, MW	Año entrada operación	Recurso
Los Cocos I	25.2	2011	Eólico
Quilvio Cabrera	8.3	2011	Eólico
Los Cocos II	52.0	2012	Eólico
Monte Plata Solar	30.0	2016	Solar FV
Larimar I	49.5	2016	Eólico
San Pedro Bioenergy	30.0	2016	Biomasa
Larimar II	48.3	2018	Eólico
Monte Cristi Solar	57.9	2018	Solar FV
PECASA	50.0	2019	Eólico
Agua Clara	52.5	2019	Eólico
Matafongo	34.0	2019	Eólico
Canoa Solar	25.0	2019	Solar FV
Mata de Palma	50.0	2019	Solar FV
Los Guzmancitos	48.3	2019	Eólico
Ingenio Cristóbal Colon	7.0	2016	Biomasa
Aeropuerto Cibao	3.0	2017	Solar FV
Parque Solar Fotovoltaico CEP M	7.2	2019	Solar FV
Total	578.2	-	-

Fuente: TdR, MEM, CNE.

Como se ha expresado al 2016 se encontraban vigentes 19 concesiones con capacidad instalada de 955.21 MW. Además, se encontraban vigentes 16 concesiones provisionales para estudios de energías renovables con una capacidad a instalar total de 578.2 MW. Las 35 concesiones vigentes más provisionales suman 1,459.34 MW. La Tabla siguiente muestra los resultados respecto del año 2019.

Tabla 122. Proyectos ER habilitados mayores a 5 MW

Elemento	Concesionados al año 2016	Habilitados al año 2019	%
Cantidad	35	17.00	48.6%
Potencia, MW	1,459	578.15	39.6%

Fuente: Elaboración Propia

Se evidencia que la materialización de los proyectos bajo consideración hacia el año 2019, resultaron ejecutados en aproximadamente un 39.6%.

El monto de los incentivos estimados en un total de aproximadamente 222 millones de U\$, fueron aplicados a la incorporación de un total de 724 MW, que incluyen 146.6 MW de PMN. Esto implica un valor de incentivos totales de 33,408 U\$ por cada kW instalado.

Sub-actividad 3.4. Realizar un análisis cualitativo sucinto del régimen de incentivos para los ER en República Dominicana en comparación con esquemas en otros países. Considerar la evolución de los incentivos a la luz de la tendencia decreciente del CAPEX para ER.

Esta sección tiene como objetivo presentar las principales políticas o herramientas e instrumentos de promoción de Energías Renovables (ER) que se han utilizado en la práctica internacional y efectuar un estudio comparativo con las adoptadas en República Dominicana. En este sentido se desarrolla en primer lugar las características de estos instrumentos, ventajas y desventajas, para luego pasar al análisis comparativo incluyendo las experiencias de Chile, Argentina, Perú y Panamá. Por último, se aborda la dimensión institucional, analizando la gobernanza sobre las políticas e instrumentos adoptados en cada país.

3.4.1 Políticas e Instrumentos de promoción de energías renovables

En esta sección se presentan los distintos instrumentos que surgen de la experiencia internacional para promover el desarrollo de las energías renovables. Se describen a continuación:

- Objetivos y metas
- Tarifas de alimentación (feed in tariffs)
- Cuotas o portafolio obligatorio
- Subastas de contrato de largo plazo
- Balance neto
- Subsidios e incentivos fiscales

A modo introductorio se presenta una que sintetiza los instrumentos señalados, los que se desarrollan en detalle más adelante.

Tabla 123. Síntesis de los instrumentos de promoción de ER

	Descripción	Ventajas	Desventajas
Objetivos y metas	Herramienta de política energética, guía para definir instrumentos de promoción	Definen una señal de política energética	Sin la implementación de instrumentos adecuados, no genera incentivos
Tarifas de alimentación	El regulador establece tarifas fijas de largo plazo, que varían por tamaño y tecnología, y el mercado determina qué cantidad de energía será generada por ese precio.	Efectivo para atraer inversión Bajo costo de transacción (favorece pequeños) Aseguran operación y mantenimiento	Puede ser ineficiente (tarifas excesivas) Rígido para fijar tarifas No incentiva competencia Incertidumbre para graduar incorporación a la red
Cuotas o portafolio obligatorio	El Estado o el Regulador fija una cuota o “standard” mínimo de producción para ER,	Efectivo para atraer inversión y hacer cumplir las metas renovables	Penalidad ejecutable es clave

	Descripción	Ventajas	Desventajas
	obligatorio para los compradores, el mercado el que fija el precio que se pagará	Flexible para graduar	Sin subastas, puede implicar costos altos
Subastas	Procesos competitivos para adquirir energía. Se estructuran para la adjudicación de contratos para distintos tipos de productos (potencia, energía), en distintos horizontes de tiempo. Pueden ser específicas para ER, por tecnología, por localización	Efectivo para atraer inversión Incentiva competencia por el mercado Eficiente (baja costos)	Riesgo de adjudicar proyectos no ejecutables (ofertas muy agresivas p.e.) Alto costo de transacción puede dificultar participación de pequeños.
Balance neto	Los prosumidores netean su consumo con la red y pueden obtener créditos por sus inyecciones excedentes. “Net feed in tariff” combina las dos herramientas.	Efectivas para ahorrar costos a usuarios Pueden reducir pérdidas técnicas, congestión y picos de demanda	Subsidios cruzados y problemas en la recuperación de costos del sistema.
Subsidios, incentivos fiscales	Reducción de costos de inversión a través de subsidios, descuentos o exenciones fiscales, préstamos blandos	Pueden ser una herramienta efectiva para desarrollo inicial de renovables Se complementan con incentivos fiscales	No aseguran O&M óptimo después de la inversión. Requieren programas de monitoreo. No se los considera sustentables.

1. Objetivos y metas

Los objetivos y metas suelen establecerse como proporciones de ER dentro de la matriz energética de un país que se aspira alcanzar en un determinado horizonte de tiempo. Su definición o establecimiento se suele hacer por ley, política energética o planes estratégicos sectoriales o de expansión.

Estos objetivos constituyen herramientas de política energética que deberían actuar como guías que orienten la adopción o adecuación de las herramientas de promoción más efectivas para alcanzarlos.

2. Tarifas de alimentación – Feed-in Tariffs (FITs) y y feed-in premiums (FIPs)

Ley PURPA (1978) USA. Alemania (1990), España. Hoy más de 80 países.

El FIT es un modelo que ofrece tarifas fijas de largo plazo a aquellos que utilicen medios renovables de generación de electricidad. El regulador establece una tarifa de “alimentación” a la red y deja que el mercado determine qué cantidad de energía será generada por ese precio. El precio de la energía es fijado ex ante por el ente regulador, asegurando de esta manera a los inversionistas una expectativa cierta de ingreso en su emprendimiento. En el caso alemán las tarifas se estructuran sobre la base de los costos de generación y consideran una ganancia razonable para el generador. En el caso español, en cambio, la tarifa adquiere la forma de una prima que recibe el generador de

electricidad con medios renovables, por sobre el precio del mercado spot⁴⁸. Bajo este modelo, las “utilities” o empresas distribuidoras se encuentran obligadas a comprar toda la energía renovable disponible o generada, de manera que la certeza para los generadores contempla un doble carácter: en cuanto a los devengos de su inversión y en cuanto a la demanda de su producto.

Las tarifas difieren por tecnología, montaje, tamaño y localización y son diseñadas con escalones descendentes para capturar eficiencias futuras.

Las tarifas de alimentación se han mostrado efectivas para atraer inversión, favorecen a pequeños productores y aseguran operación y mantenimiento. Entre sus principales desventajas se puede señalar que pueden resultar ineficientes por tarifas excesivas, mecanismo rígido para fijarlas, no incentivan la competencia y pueden generar incertidumbre para graduar la incorporación de las ER a las redes.

3. Cuotas o portafolio obligatorio – RPS, RPO, RO

Reino Unido (Renewable Obligations – RO), 31 estados de EE.UU (RPS: Renewable Portfolio Standard), Chile. 100 jurisdicciones en el mundo (REN21, 2017)

El RPS es el modelo de mayor difusión en EE.UU. y Reino Unido, y también en algunos países de la Unión Europea. Su principal característica es que el Estado, a través de su ente regulador, fija un monto, cuota o “standard” mínimo de producción a la red de electricidad vía ER, al cual quedan sujetos los distribuidores de energía eléctrica. Bajo este régimen, al fijar la cantidad de energía que debe producirse, el Estado deja que el mercado fije el precio que se pagará por la energía. El RPS pretende incentivar la competencia entre los generadores de ER quienes deberán alcanzar parámetros de bajo costo para conseguir la venta de su energía. Además de fijar una obligación en cuanto a la cantidad de energía que debe producirse, el regulador define su costo máximo a través de un instrumento de “price cap” o precio techo. Se crea a partir de esta obligación un mercado nuevo, en el cual se transarán los llamados REC (renewable energy certificates) certificados o bonos que representan un monto de energía renovable producida y que tendrán que adquirir las distribuidoras que no cumplan con su obligación o su cuota de ER. De esta manera, el generador de ER tendrá dos fuentes de ingreso: la electricidad que actualmente inyecte a la red y los RECs.

Estos modelos han mostrado efectividad para atraer inversiones y hacer cumplir las metas de renovables, además de flexibilidad para graduar su incorporación. Resulta clave que la penalidad sea efectivamente ejecutable y puede implicar altos costos si no van acompañados de subastas.

4. Subastas de contratos de largo plazo – Energy auctions

Reino Unido, Perú, Brasil, Uruguay, Argentina. Hoy más de 70 países.

Se trata de subastas o licitaciones, procesos de selección competitivos para adquirir energía eléctrica de quien ofrezca el menor precio. Se estructuran por medio de la adjudicación de contratos que definen distintos tipos de productos (potencia, energía), en distintos horizontes de tiempo.

⁴⁸ En España, este modelo ha sido sustituido por un modelo de subastas desde 2014. Para los proyectos en curso se garantiza lo que se denomina una “rentabilidad razonable”.

Pueden orientarse a adquirir nueva capacidad o retener capacidad existente y contemplar distintos tipos: para todas las tecnologías (compitiendo en forma directa térmicas convencionales y renovables), dirigida sólo a renovables, específicas por tecnología, específicas por proyecto o sitio. Pueden combinarse con FIT/FIP para pequeños proyectos.

Estas subastas se han mostrado muy efectivas para atraer inversiones en ER, incentivando la competencia y eficiencia en los costos. Entre sus desventajas se puede señalar el riesgo de adjudicar proyectos no ejecutables (ofertas muy agresivas p.e.) y el alto costo de transacción que puede dificultar participación de pequeños productores.

5. Balance neto – Net metering y net billing

El balance neto es una herramienta para promover el uso de la generación distribuida. Usualmente es un esquema que permite a los usuarios auto-productores eliminar el costo variable de su consumo.

En el caso del Net metering la compensación es energética (crédito en kWh) y se aplica al período de consumo (mensual) o incluso a período futuro. Puede ser medición y balance horario (time-of-use o market rate) o mensual.

En el Net billing la compensación es monetaria (crédito en dinero). El usuario puede inyectar excedentes a la red valorizados a una tarifa de venta, obteniendo un crédito para compensar su consumo.

En estos esquemas resultan clave el precio de la energía excedente, elegibilidad, período para acumular créditos, estructura tarifaria para evitar subsidio cruzado (“espiral de la muerte”). El diseño regulatorio tiene que orientar a los prosumidores⁴⁹ a un comportamiento amigable al sistema eléctrico. Requieren medidores y tarifas por tiempo de uso para contribuir a la flexibilidad y eficiencia del sistema.

Como ventajas de estos esquemas se pueden puntualizar su efectividad para ahorrar costos a los usuarios y reducir pérdidas técnicas, congestión y picos de demanda. Como desventaja, pueden generar subsidios cruzados y problemas en la recuperación de costos del sistema

6. Subsidios, incentivos fiscales

Dentro de esta categoría se pueden incluir incentivos fiscales, préstamos blandos, garantías, aportes de capital, que pueden ser una herramienta efectiva para desarrollo inicial de renovables.

No aseguran O&M óptimo después de la inversión. Requieren programas de monitoreo. No se los considera sustentables.

República Dominicana

Con el objetivo de promover la incorporación de energías renovables (ER) al sistema eléctrico de República Dominicana, en mayo de 2007 se promulgó la Ley 57-07 de “Incentivos al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales”. Esta Ley fue reglamentada mediante el Decreto 202-08 en mayo de 2008.

⁴⁹ Prosumidor: se considera al consumidor de un producto o un servicio que al mismo tiempo participa en su producción.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es designada como la autoridad de aplicación de la Ley 57-07.

En junio de 2011 la CNE dicta el Reglamento de Medición Neta establece las condiciones para acceder al Programa de Medición Neta los derechos y responsabilidades que competen al Distribuidor y al Cliente. Luego, en noviembre de 2011, CNE aprueba el Reglamento de Interconexión Distribuida que establece los requisitos para la instalación y operación de los sistemas de generación interconectados con el sistema de distribución e incluye el Programa de Medición Neta. Cabe mencionar que los instrumentos citados han sido descriptos en detalle en las secciones previas del presente informe, por lo que en esta sección se hará referencia a los aspectos relevantes de los mismos a efectos del análisis comparativo.

1. Objetivos y metas

El artículo 21 de la Ley 57-07, establece un objetivo no vinculante del 10% y 25% de la electricidad consumida en 2015 y 2025 respectivamente, a ser suministrada por fuentes de energía renovable.

2. Tarifas de alimentación

La Ley 57-07 definió un régimen especial para la producción de energía renovable. Las instalaciones de energía renovable conectadas a la red en este régimen, plantas de régimen especial, tienen derecho a una tarifa regulada por 10 años hasta 2018, que añade el pago de una prima al precio de venta al por mayor de la electricidad. Los niveles de incentivos de tarifas reguladas (definidos en USD pero pagados en pesos dominicanos) se diferencian por tecnología y tamaño del sistema. Los auto-productores también tienen derecho a recibir pago por su exceso de generación a un precio regulado.

Cinco tipos de plantas de energía están sujetas a este régimen especial⁵⁰: 1) instalaciones de energía eólica, con una capacidad instalada inicial de menos de 50 MW, 2) instalaciones centrales hidroeléctricas de menos de 5 MW, 3) todos los tipos y tamaños de solar fotovoltaica (PV por su sigla en inglés), 4) sistemas concentrados de electricidad (CSP por su sigla en inglés) inferiores a 120 MW, y 5) plantas eléctricas que usen bioenergía como principal combustible por lo menos en el 60% y con una capacidad máxima instalada de 80 MW. Los detalles de los límites de tamaño aplicables para algunas tecnologías pueden ser duplicados siempre y cuando los proyectos hayan sido desarrollados en al menos al 50% de la capacidad inicial prevista. Los detalles de los límites de tamaño de la planta y posibles proyectos de expansión se describen en el artículo 5 de la ley 57-07 de las energías renovables.

⁵⁰ Se incluyen además plantas de producción de biocombustibles (destilerías o biorefinerías) de cualquier magnitud o volumen de producción, fincas energéticas, plantaciones e infraestructuras agropecuarias o agroindustriales de cualquier magnitud destinadas exclusivamente a la producción de biomasa con destino a consumo energético, de aceites, vegetales o de presión para fabricación de biodiesel, así como plantas hidrolizadoras productoras de licores de azúcares (glucosas, xilosas y otros) para fabricación de etanol carburante y/o para energía y/o biocombustibles), instalaciones de explotación de energías oceánicas, ya sea de las olas, las corrientes marinas, las diferencias térmicas de aguas oceánicas etc., de cualquier magnitud, instalaciones termosolares de media temperatura dedicadas a la obtención de agua caliente sanitaria y acondicionamiento de aire en asociación con equipos de absorción para producción de frío.

Por las características particulares de su diseño legal, en la práctica este régimen de feed in tariffs se tradujo en un esquema de negociación directa de contratos de suministro con la empresa estatal CDEEE utilizando las tarifas FIT como precios de referencia.⁵¹

3. Subastas de contrato de largo plazo

En comunicado oficial de Julio 2018 el Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) manifestó que los futuros proyectos de energía renovable se resolverían por medio de licitaciones, y que será el Estado quien decida cantidad, localización y tecnología a licitar. Asimismo, se indicó que en el caso de las empresas que ya están en proceso de instalación se elaborará un protocolo que definirá el tratamiento que se les dará en licitación de los PPA, tomando en consideración el estatus de cada una de ellas. Este protocolo detallará también qué se hará con las empresas que han estado operando sin tener los citados contratos de compra de energía.

Asimismo, en Febrero 2019 el MEMRD dio a conocer los resultados del “*Primer Informe concluyente Plan de Desarrollo Energía Renovable en el SENI: Periodo corto plazo 2018-2020*”, elaborado por la Comisión de Evaluación sobre la situación de Energía Renovable, creada en Mayo 2018, una de cuyas recomendaciones es que será necesario la elaboración de un Reglamento para la celebración de Licitaciones o subastas para la Compra-Venta de Energía Eléctrica a base de fuentes de Energías Renovables.

A la fecha no se ha desarrollado dicho instrumento, no obstante, cabe señalar que CDEEE está desarrollando los pliegos para licitar 400MW de energías renovables antes de finales de 2020.⁵²

⁵¹ El Artículo 18 de la Ley 57-07 establece un Régimen retributivo estableciendo el derecho, a los titulares de las instalaciones con potencias inferiores o iguales a las establecidas en el Artículo 5 de la misma ley, de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores al costo marginal del mercado de producción de energía eléctrica, complementado o promediado su caso por una prima o incentivo de compensación, según la coyuntura del mercado de los fósiles y su determinación en los costos medio y marginales del mercado local.

⁵² En el año 2014, la CDEEE inició un proceso de discusión y renegociación con empresas representantes de distintos proyectos de generación de electricidad con energía renovable, con las cuales había firmado contratos de compra-venta de energía cuyos proyectos no se habían podido desarrollar, debido especialmente a la carencia de fuentes de financiamiento oportunas.

El 27 de noviembre de 2015, el Poder Ejecutivo emitió el Poder Especial No. P.E. No.:121-2015, mediante el cual autoriza a la CDEEE a “*negociar los Contratos de Compraventa de Energía (PPA) con productores, a partir de fuentes renovables eólicas y fotovoltaicas, que a la fecha haya firmado...*”, bajo las condiciones establecidas en el mismo.

A partir de mayo del 2015 y durante el año 2016 la CDEEE había firmado unos 11 contratos con las empresas que hasta ese momento **ostentaban un contrato de Concesión Definitiva**.

En julio del 2018, las autoridades del sector energía, MEMRD, CNE y CDEEE tomaron la decisión de que los contratos de compraventa de energía para proyectos de generación de energía renovable se realizarían **mediante licitación**, dejando atrás la entrega grado a grado de los contratos PPA.

El Artículo 110 de la Ley 125-01, Ley General de Electricidad establece que, las ventas de electricidad en contratos de largo plazo, de una entidad generadora a una distribuidora se efectuarán a los precios resultantes de procedimientos competitivos de licitación pública. Estas licitaciones se regirán por bases establecidas por la Superintendencia de Electricidad, que supervisará el proceso de licitación y adjudicación y requerirá copia de los contratos.

4. Balance neto

El Reglamento de Medición Neta, emitido por la CNE en el año 2011, establece las condiciones que deben cumplir los clientes con sistemas de generación propia que utilicen fuentes renovables de energía y deseen participar del Programa de Medición Neta, interconectándose a las redes de la Empresa de Distribución o de Transmisión.

El Reglamento aplica a:

- Clientes Residenciales que se autoabastecen con sistemas de generación propios de electricidad y que utilicen energía solar, eólica u otras fuentes de ER cuya capacidad sea menor o igual a 25 KW, los cuales podrán conectarse a las redes distribución.
- Sistemas de generación de electricidad privada que utilicen energía solar, eólica u otras fuentes de ER y que tengan una capacidad no mayor de 1 MW para clientes comerciales e industriales, los cuales podrán conectarse a las redes de la distribución y/o transmisión
- Persona natural o jurídica, pública o privada y cualquier agrupación de ellas que solicite el Programa de Medición Neta.

El Reglamento establece todos los pasos y requisitos para solicitar el ingreso al Programa de Medición Neta, así como los aspectos técnicos a cumplir.

El 23 de enero de 2019, la CDEEE publicó en un periódico de alcance nacional, un “Aviso” para realizar un proceso de Licitación Pública Internacional **para la compraventa de energía** de fuentes renovables, particularmente eólica y solar fotovoltaica.

En febrero del 2019, las autoridades del sector eléctrico se reúnen para aprobar las “líneas de acción para impulsar las energías renovables en República Dominicana” como resultado de un informe entregado por la Comisión Interinstitucional designada en mayo de 2018, la cual evaluó el impacto de este tipo de energía en el sistema eléctrico. En dicha reunión, se reiteró que los trámites de las concesiones seguirán el proceso de ley correspondiente, y cualquier empresa que tenga interés en instalarse **sin ir a licitación podrá hacerlo para suplir al mercado spot**, ya que para obtener **un contrato de compra de energía PPA será a través del proceso de licitación.**

El 12 de diciembre de 2019, la CDEEE publicó a través de un periódico de alcance nacional, un “Aviso” de manifestación de interés para participar en la Licitación Pública Internacional **para la compraventa de energía** proveniente de fuentes renovables, particularmente eólica y solar fotovoltaica.

Para determinar la facturación de la energía consumida por el Cliente, y el crédito o pago por la energía que exporte, en cada período de facturación, el Distribuidor medirá la energía que consuma el Cliente y la que exporte al sistema eléctrico del Distribuidor.

Si durante el período de facturación, el Distribuidor suministra al Cliente más energía que la que éste exporta, el Cliente deberá pagar:

- Energía: se le cobrará el consumo neto de energía, (energía consumida por el Cliente menos energía exportada).
- Cargo Fijo Mensual, correspondiente a su tarifa y a su nivel de consumo.
- Cargo por Potencia Máxima, Potencia Máxima Fuera de Punta y Potencia Máxima en horas de punta, correspondiente a su tarifa y a su nivel de consumo.

Si durante el período de facturación, el Cliente exporta más energía que la que le suministra el Distribuidor, se realizará el siguiente arreglo:

- Cargo Fijo y Potencia, al Cliente le será realizado un débito por Potencia y Cargo Fijo, considerando su máxima potencia de exportación como si esta fuera de consumo y tomando en cuenta la tarifa aplicada para dicho consumo en el período de facturación.
- Energía, el Distribuidor acreditará al Cliente el exceso de energía durante el período de facturación. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo período de facturación.
- Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el Cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del período de facturación, en diciembre de cada año, se compensará de la siguiente forma:
 - El Distribuidor, antes del 31 de enero de cada año, pagará al Cliente el 75% del crédito acumulado. Para dicho pago tomará en cuenta el precio del primer rango de consumo de energía del Bloque Tarifario BTS1 correspondiente a las tarifas aplicables a los usuarios del servicio público vigente para el mes de diciembre del año transcurrido y emitida por la SIE.
 - El restante 25% del crédito de exportación cancelado a los Clientes, será utilizado por las distribuidoras para los programas de Eficiencia Energética y reducción de pérdidas.

En relación a las penalidades por incumplimientos, el Reglamento remite a las establecidas en la Ley 57-07 y en la Ley General de Electricidad 125-01 y su Reglamento.

De acuerdo a información publicada por la CNE, a 2019 el Programa de Medición Neta registra un total de 4927 clientes y una capacidad instalada de 131,7 MW.

5. Subsidios, incentivos fiscales

La Ley 57-07 establece una importante cantidad de incentivos fiscales como instrumento de promoción de las ER en República Dominicana, entre los que se destacan:

- Exención de todo tipo de impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios necesarios para la producción de energía de fuentes renovables (art. 9)

- Exención del impuesto sobre la renta por un período de 10 años, desde el inicio de operaciones y con vigencia máxima hasta 2020 (art. 10)
- Reducción de impuestos en el financiamiento externo al 10% por pago de intereses (art. 11)
- Exención de impuestos a empresas productoras de bioetanol o biodiesel (art. 23)
- Crédito fiscal del 75% a los auto-productores, que son definidos como sistemas menores de 1.5 MW (art. 12)
- Préstamos con bajas tasas de interés para proyectos comunitarios, que cubren hasta el 75% del costo del equipo para instalaciones de menor escala, menos de 500 kW (art. 13)

En el año 2012 se dictó la Ley 253-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible, que en su artículo 32 modificó los artículos 10, 23 y 12 de la Ley No.57- 07, eliminando las exenciones de Impuesto sobre la Renta (ISR) previstas en los artículos 10 y 23 y reduciendo a 40% el crédito previsto en el Artículo 12. La ley también modifica la ley 112-00 suprimiendo el párrafo IV de dicha ley, que hacía referencia a los fondos especializados.⁵³

Los incentivos más importantes que siguen vigentes:

- Exención de todo tipo de impuestos de importación a los equipos y accesorios necesarios para la producción de energía de fuentes renovables (art. 9).
- Reducción de impuestos por financiamiento pagado al exterior, el cual originalmente ascendía a un 10% del monto total de intereses, ha sido reducido a un 5% (art. 11) ⁵⁴
- Crédito fiscal para autoproducidos de energía, podrá descontarse del Impuesto Sobre la Renta el 40% de la inversión en equipos de generación de energía renovable, en un periodo de 3 años (art. 12).

Chile

La ley 20.257 promulgada en 2008, con entrada en vigencia a partir del año 2010, introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuente de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

Esta ley pretende dar un mayor impulso a las inversiones en ERNC, considerando como tales: geotérmica, solar, eólica, de biomasa y biogás, de los océanos e hidráulica con una potencia máxima de 20 MW, además de otras posibles fuentes renovables que contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento y tengan un bajo impacto ambiental.

⁵³ De acuerdo a información de la CNE, esta institución no llegó a tener acceso a estos fondos durante la vigencia de esta ley.

⁵⁴ De acuerdo con lo indicado por CNE, este incentivo no ha sido solicitado por ningún proyecto.

1. Objetivos y metas

En el Plan Estratégico Energía 2050 desarrollado por el Ministerio de Energía se establece como una de las principales metas alcanzar un 70% de la generación eléctrica proveniente de energías renovables para el año 2050.

Por otra parte, en la Ruta Energética 2018-2022⁵⁵ plantea como compromiso alcanzar cuatro veces la capacidad de generación distribuida renovable de pequeña escala (menor a 300 KW) para el año 2022.

2. Cuotas o portafolio obligatorio

La Ley 20.257 establece un sistema de cuotas, obligando a cada empresa eléctrica a que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales y a acreditar ante el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) respectivo que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales (incluyendo hidroeléctricas de hasta 40 MW), propios o contratados. El porcentaje por acreditar se fijó inicialmente de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentando progresivamente en 0,5% anual desde el año 2015 en adelante hasta alcanzar el 10% en 2024. En 2013 se aprobó una modificación a la Ley 20.257, a través de la Ley 20.698, por la cual se define que para el año 2025 el 20% de la energía inyectada deberá provenir de ERNC para los contratos firmados con posterioridad al 1 de Julio 2013.

Las empresas eléctricas que no cumplan con esta obligación deberán pagar un cargo de 0,4 UTM⁵⁶ por cada MWh de ERNC no acreditado, el que aumentará a 0,6 UTM en los casos de empresas que reincidan en incumplimiento. Lo recaudado será destinado a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras que hayan cumplido con la acreditación de la obligación.

3. Subastas de contratos de largo plazo

En Chile no se realizan licitaciones dirigidas exclusivamente a energía renovables. En cumplimiento con la exigencia de que las empresas distribuidoras tengan asegurado el abastecimiento de sus clientes regulados, se realizan licitaciones para contratar suministros de largo plazo (PPA). En estas licitaciones compiten por igual todas las tecnologías (renovables y no renovables), plantas nuevas o existentes y sin exigencias de ubicación. El objeto de las licitaciones es la contratación de bloques de energía por un plazo total de 20 años, y los oferentes pueden basar sus ofertas por los bloques de energía con una cartera de proyectos de distintas tecnologías.

El proceso de licitación es dirigido y llevado a cabo por la Comisión Nacional de Energía (CNE), centralizando las necesidades de las diversas distribuidoras. La CNE también se encarga de fijar el valor máximo de las ofertas de energía, de definir la energía licitada

⁵⁵ Elaborada a través de un proceso participativo liderado por el Ministerio de Energía, para definir los lineamientos de trabajo del área durante los 4 años del gobierno actualmente en funciones.

⁵⁶ La unidad tributaria mensual (UTM) es una unidad de cuenta usada en Chile para efectos tributarios y de multas, actualizada según la inflación.

por cada bloque de suministro, y de establecer los requisitos que deben cumplir las ofertas para ser adjudicadas.

La CNE llevó a cabo una licitación por año desde 2013 al 2017, inclusive. Actualmente se encuentra en desarrollo una nueva licitación. Antes de la firma de los PPA los adjudicatarios deben obtener la Concesión Eléctrica.

No se imponen localizaciones para las ofertas, pero las cotizaciones de los bloques de energía (cantidad y precio) se realizan para una barra o nodo del sistema eléctrico indicado en las bases de licitación.

Los procesos licitatorios son del tipo sobre cerrado. Se presentan dos sobres, uno denominado oferta administrativa, que incluye la propuesta técnica y la documentación que avala el cumplimiento de los requisitos administrativos, comerciales, financieros - el proponente debe presentar un informe de clasificación de riesgo demostrando que no menor de BB+- y de experiencia, y el otro sobre con la propuesta económica.

Cuando la propuesta considera plantas nuevas, se debe presentar un cronograma con los hitos constructivos comprometidos y en los que se funda la oferta, entre ellos la obtención de la resolución de calificación ambiental, la solicitud y obtención de la respectiva concesión eléctrica.

La CNE define el valor máximo admisible (llamado “precio de reserva”) de las ofertas para cada bloque, con una metodología que se basa en los costos eficientes de abastecimiento. Estos precios máximos se dan a conocer luego de la presentación de las ofertas, sólo en el evento en que se hayan presentado una o más propuestas. No obstante, las ofertas con precios superiores a los máximos tienen la posibilidad de reducir su precio para ser aceptadas, sin modificar los volúmenes de energía ofertados. No se establecieron precios suelo.

La adjudicación recae sobre el conjunto de generadores que constituyan la combinación de ofertas de menor costo, que satisfaga los bloques solicitados. Como valor económico se utiliza el “precio nivelado de la energía”, determinado como el valor presente de los costos de abastecimiento, para una tasa de descuento definida y para toda la duración del contrato. Los costos proyectados de abastecimiento se obtienen aplicando la fórmula de indexación del precio de la energía propuesta por cada oferente – quien debe escoger entre distintos precios de combustibles de referencia preestablecidos en las bases de licitación - y considerando las proyecciones de precios de la US Energy Information Administration (EIA). Los precios ofertados no incluyen cargo de transporte, que es pagado por los usuarios finales.

Los oferentes deben presentar una garantía de fiel cumplimiento del contrato, con una vigencia de al menos 15 meses a partir de la fecha de inicio de suministro, y por un monto aproximado de \$20 USD/MWh contratado para el último año de vigencia del bloque de suministro. Esta garantía se devuelve a los 30 días posteriores a su fecha de vencimiento.

También se debe presentar una garantía de seriedad de la propuesta, para asegurar el correcto cumplimiento de la oferta. Esta garantía debe cubrir un valor de unos \$6,7 USD/GWh, y tener una vigencia igual o superior a 360 días desde la fecha de presentación de propuestas. Si el oferente respalda su oferta total o parcialmente mediante proyectos nuevos de generación, la garantía de seriedad de la propuesta

deberá tener una vigencia igual o superior a la fecha de inicio del suministro del bloque ofertado. En este caso, la garantía puede tener una vigencia no menor a un año, debiendo ser renovada sucesivamente, con al menos dos meses de anticipación respecto de la fecha de vencimiento, hasta una fecha igual o superior a la fecha de inicio de suministro. La devolución de la garantía de seriedad de la propuesta se realizará con la firma del PPA cuando no se trate de proyectos nuevos, o una vez que se haya certificado un avance de obra del 25 por ciento para ofertas con plantas nuevas.

También se debe presentar una garantía de constitución de sociedad anónima o sociedad por acciones de giro generación de electricidad, por un valor de unos \$3,3 USD/GWh, y con una vigencia igual o superior a 270 días desde la fecha de presentación de las propuestas. Esta garantía se devuelve una vez que se haya suscrito el contrato de suministro respectivo.

Los contratos de suministro no incluyen garantías de pago por parte del distribuidor. Los contratos de suministro no están garantizados por el Estado, ni tampoco la deuda de los proyectos tiene otra garantía prevista fuera de los activos y derechos del proyecto. La terminación anticipada del contrato no implica reversión o transferencia de activos hacia el comprador o hacia el Estado.

Los adjudicatarios firman un PPA con cada una de las empresas distribuidoras. Estos contratos regulan la compraventa de energía para el bloque de suministro que corresponde. En cada PPA, el precio de energía corresponde al estipulado en la oferta, mientras que el precio de la potencia es el precio de nodo de la potencia vigente en el momento de la licitación. Los precios son en dólares estadounidenses, y se reajustan anualmente sobre la base de diferentes indicadores (los de energía propuestos por los oferentes). El precio de la potencia se indexa teniendo en cuenta la inflación de Estados Unidos.

Los PPA se firman a los 30 días del cierre del proceso de licitación e incluyen un período de suministro de 20 años, contados a partir de una fecha predeterminada pero que permite la construcción de cualquier tipo de tecnología (cinco años de plazo desde la firma del PPA hasta el inicio de la provisión de energía).

En las licitaciones ejecutadas entre 2014 y 2017 se adjudicaron 28,580 GWh de ERNC, con tarifas medias que variaron de 108 USD/MWh en 2014 a 32.5 USD/MWh en 2017.

4. Balance neto

En el año 2012 se promulgó la Ley 20.571, con entrada en vigencia en octubre de 2014, reglamentada por el Decreto 71/14 del Ministerio de Energía, con el objetivo de regular el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. La ley contemplaba la instalación de cualquier tecnología que utilice fuentes de energía renovable o generación eficiente y regula la autogeneración y venta de excedentes de energía por parte de los prosumidores de hasta 100 kW a las empresas distribuidoras. En el año 2018 la Ley 20.571 fue modificada por la Ley 21.118, reglamentada por el DS 57/19, que incrementa la capacidad de generación de los clientes hasta 300 kW e introduce otras modificaciones al régimen.

Las inyecciones de energía que realicen los usuarios/clientes serán valorizadas al precio de nudo de energía que las Empresas Distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores

pérdidas eléctricas asociadas a estas inyecciones de energía. Estas inyecciones deberán ser descontadas de los Cargos por Suministro Eléctrico de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron⁵⁷. De existir un remanente a favor cliente, se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes, reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia. Los remanentes que de acuerdo a la periodicidad señalada en el contrato no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados cliente por la Empresa Distribuidora.

Asimismo, los saldos de excedentes pueden ser descontados de los Cargos de Suministro Eléctrico de las facturaciones de otras propiedades del mismo cliente, conectadas a la red de distribución de la misma Empresa Distribuidora.

En caso de incumplimientos por parte del cliente en relación a la calidad de energía inyectada, se aplicarán sanciones que pueden materializarse en multas a incluir en las facturas o la desconexión de la red en casos graves.

5. Subsidios, incentivos fiscales

La CNE ha trabajado junto con la Corporación de Fomento de la Producción en subsidios para el financiamiento de estudios de proyectos de ERNC y líneas de financiamiento de largo plazo, implementados por la banca local, así como en diversos programas de incentivos que apoyan estudios, desarrollo e implementación de los proyectos.

Por otra parte, la Ley 20.395/09 establece franquicias tributarias para sistemas solares térmicos. Las empresas constructoras que instalen este tipo de sistemas podrán deducir del impuesto a la renta parte de los costos de instalación en viviendas que aporten al menos un 30% del promedio anual de demanda de agua caliente sanitaria estimada para la respectiva vivienda.

Argentina

El marco legal para las ER en Argentina está establecido por la Ley N° 27.191/15 (reglamentada por el Decreto N° 531/16), que modifica la Ley N° 26.190/06 que dispone el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Las fuentes renovables de energía reconocidas en este marco legal son la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de planta de depuración, entre otras

1. Objetivos y metas

La Ley N° 27.191/15 establece que para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total de energía en Argentina debe estar cubierta con fuentes renovables de energía.

⁵⁷ El descuento de los excedentes para todos los cargos de la distribuidora fue introducido por la Ley 21.118/18. En la Ley 20.571/12 solamente se descontaba del valor correspondiente al cargo por energía.

2. Cuotas o portafolio obligatorio

A fin de alcanzar el objetivo del 20% de participación de energías renovables para el año 2025, la Ley N° 27.191/15, en su art. 9, establece que los Grandes Usuarios (GU)⁵⁸ del Mercado Eléctrico Mayorista con demanda igual o mayor a 300 KW y la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) deberán cubrirla con fuentes renovables en un 8% al 31 de diciembre de 2017, siendo dicho porcentaje elevado cada dos años hasta alcanzar el objetivo de 20% en 2025.

Para cumplir dichas cuotas, los GU podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de fuentes renovables. La compra podrá efectuarse al propio generador, a través de una distribuidora que la adquiera en nombre del generador, de un comercializador o comprarla directamente a CAMMESA.

Como un instrumento para que los GU puedan adecuarse a lo establecido en la Ley, el Ministerio de Energía y Minas publicó en agosto 2017 la Resolución MEM 281/17, en la cual se reglamenta el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables (MAT ER), el cual establece las condiciones para que los GU del Mercado Eléctrico Mayorista cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante de la contratación individual en el MAT ER o por autogeneración de fuentes renovables. Asimismo, se regulan las condiciones que deben reunir los proyectos de generación de fuentes renovables. En particular, se creó el RENPER («Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable») en el que deberán inscribirse tales proyectos.

Los proyectos destinados al suministro del MAT ER no podrán estar comprometidos bajo otros mecanismos de remuneración (ej.: Programa RenovAr). Los excedentes de generación respecto a lo contratado en el MAT ER se remuneran hasta un 10% de la generación al precio mínimo de la tecnología vigente en el marco del Programa RenovAr, y el resto al valor de la remuneración determinado para el tipo de tecnología en la Resolución N° 19/17 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (SEE).

Asimismo, los contratos celebrados bajo el régimen de MAT ER se administrarán y gestionarán de acuerdo con lo establecido en Los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. Las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y demás condiciones, sin perjuicio del precio máximo establecido en el artículo 9° de la Ley N° 27.191- podrán ser pactadas libremente entre las partes, pero los volúmenes de energía comprometidos estarán limitados por la energía eléctrica de fuentes renovables producida por el generador o aportada por otros generadores o comercializadores con los cuales aquél posea acuerdos de comercialización.

3. Subastas de contrato de largo plazo

Desde el año 2016, Argentina llevó a cabo un programa de licitaciones para el desarrollo de proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), denominado RenovAR,

⁵⁸ Grandes Usuarios de Mercado Eléctrico Mayorista Argentino: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), de 1000 KW de potencia en adelante, Grandes Usuarios del Distribuidor (GUDI), potencia mayor o igual a 300 KW y Grandes Usuarios Menores (GUME) con potencias de 100 KW a 2000 KW

consistente en licitaciones centralizadas orientadas a cumplir los objetivos de participación de las energías renovables no convencionales en la atención de la demanda, fijados por su ley de promoción.

El Ministerio de Energía y Minas (hoy Secretaría de Energía) es la autoridad de aplicación de la ley de promoción de las energías renovables, y tiene a su cargo el lanzamiento de los procesos licitatorios de energías renovables. Se encarga, además, de la reglamentación de detalle del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), representar al Estado como fiduciante, normar la aplicación de los incentivos fiscales solicitados y definir los precios techo.

CAMMESA se encarga de la implementación de los procesos de licitación, por delegación de la Secretaría de Energía, incluyendo la evaluación de las ofertas. También actúa como parte compradora en los contratos de suministro de largo plazo (PPA) licitados, en representación de los distribuidores (demanda regulada) y de los grandes usuarios.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), solo participa aprobando los permisos de acceso y conexión al sistema de transmisión.

Hasta el momento se realizaron 3 procesos de licitación dentro del programa RenovAR⁵⁹ para centrales de generación ERNC RenovAR Ronda 1 y 1.5 RenovAR Ronda 2 (fases 1 y 2) y MINIREN Ronda 3, exclusivo para pequeños proyectos.

Las distintas etapas de RenovAR consideraban una cantidad de energía a adjudicar dividida en distintas tecnologías, es decir, la potencia o capacidad licitada se asigna por tecnologías específicas, expresadas en megavatios. Al igual que para otros países, la definición de los cupos por tecnología se basó en el análisis de diversos factores, entre ellos el potencial natural – en particular en las cercanías de los sistemas de transmisión -, la distribución territorial, los factores de utilización esperados, los costos de desarrollo, la promoción de las fuentes alternativas, los antecedentes sobre estudios de proyectos específicos (inventarios, iniciativas, anteproyectos, etc.), la diversificación de la matriz energética, etc.

La capacidad instalada de los proyectos debía ser como mínimo de un Megavatio (MW) y como máximo de 100 MW. Los procesos RenovAR 1⁶⁰ y 2 incluyeron renglones para plantas eólicas, solares fotovoltaicas, pequeñas hidráulicas y plantas de bioenergía (biomasa y biogás), mientras que RenovAR 1.5 fue solo para centrales solares y eólicas.

Las bases de licitación definen los puntos de interconexión y las capacidades máximas admitidas (en MW) para cada punto o nodo de interconexión. Estas definiciones se realizan sobre la base de estudios eléctricos desarrollados por CAMMESA. En RenovAR 2 se comienzan a tener en cuenta restricciones de transmisión.

⁵⁹ Respecto a todos los proyectos bajo las rondas RenovAr, se estableció que todas las reducciones de gases de efecto invernadero derivadas de la potencia instalada en todo el territorio nacional, incluyendo aquella de cualquier otro proyecto que se contabilice para alcanzar las metas de potencia renovable del Mercado Eléctrico Mayorista previstas en la Ley N° 27.191, serán contabilizadas por el Estado Nacional para el cumplimiento de su meta de contribución en el marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Acuerdo de París.

⁶⁰ En RenovAR 1 se definió una potencia total a contratar de 1000MW, de los cuales 60% correspondían a eólicas, 30% a solares, 8% a biomasa y 2% a hidroeléctricas.

Las subastas realizadas son de tipo convencional de sobres cerrados en una sola etapa. Cada oferente debía presentar dos sobres, uno con la propuesta técnica y el otro con la financiera. La propuesta técnica debía incluir la documentación legal y financiera del oferente, la descripción del proyecto, un informe de evaluación de la disponibilidad del recurso, las características técnicas de la oferta (tecnología, producción estimada, ubicación y nodo de conexión, fecha de entrada en servicio), el permiso ambiental, y la documentación de acceso a la capacidad de transporte, además de explicitar los beneficios fiscales a los que se acogía el oferente.

En cuanto a los requerimientos ambientales, se acordó utilizar un único estándar para todas las localizaciones (provincias) basado en los lineamientos del IFC Performance Standards, de modo que todos los oferentes tuvieran que responder a las mismas exigencias. Por otra parte, el cumplimiento de los estándares del IFC permitía optar por la garantía del Banco Mundial ante una terminación anticipada del PPA. Estos requerimientos se fueron ajustando en las distintas rondas, por ejemplo, en cuanto a los permisos ambientales cuando las autoridades gubernamentales no podían responder a las solicitudes en un plazo razonable, y modificaciones en las exigencias de conexión a la red debido al incremento de la congestión.

Se definieron precios techo para cada tecnología. Para la Ronda 1 los precios techo no fueron públicos y recién se dieron a conocer en el acto de apertura de las ofertas financieras. Para RenovAR 1.5 se definieron y publicaron los precios toques antes de la presentación de las ofertas, que fueron iguales a los promedios de los precios de los proyectos adjudicados en RenovAR 1. En RenovAR 2 se definieron precios techo por tecnología para las dos fases en que se dividió el proceso; estos precios se dieron a conocer con la publicación de los Pliegos. No se establecieron precios suelo.

Para la evaluación de las ofertas se utilizó una metodología combinada, incluyendo precio (nominado en dólares), localización del proyecto, nodo de interconexión y fecha de entrada en operación comprometida. Para cada oferta calcula un “precio ofertado ajustado”, que se define como el precio ofertado multiplicado por el factor de pérdidas del punto de interconexión correspondiente al proyecto menos \$0.15 USD/MWh por cada treinta días corridos de diferencia entre el plazo de ejecución ofertado y el plazo máximo establecido para la entrada en operación comercial.

Los oferentes pueden realizar ofertas flexibles para ser adjudicados parcialmente si sus precios son competitivos pero las ofertas exceden la capacidad del nodo. Ante empate de precios - ajustados por pérdidas definidas en función del nodo de conexión - se priorizan los proyectos con mayor producción de energía, y si el empate persiste, por la mayor participación de componente local⁶¹.

En relación a las garantías, se estableció la obligatoriedad de presentar una Garantía de Mantenimiento de Oferta de, \$35.000 USD/MW para rondas de RenovAR 1, 1.5 y 2 y \$50,000 USD/MW para ronda 3. La vigencia de la garantía era de 180 días con posibilidad de prórroga por 90 días corridos. Adicionalmente, se requirió una Garantía de Cumplimiento del Contrato por un monto de \$250,000 USD/MW de potencia contratada

⁶¹ En la metodología de evaluación no se incluyó la valoración de la componente local, entre otros aspectos, porque ya existía un incentivo relacionado con dicha componente en la Ley de Energías Renovables.

de la central de generación y por un plazo no menor a un año, debiendo ser renovada por el mismo plazo y entregada a CAMMESA antes de su vencimiento, y así sucesivamente, debiendo ser mantenida vigente hasta 180 días después de vencido el plazo programado de habilitación comercial.

El Contrato licitado tiene por objeto el abastecimiento y compra de energía eléctrica, definiendo una energía contratada que debe ser abastecida y una energía abastecida que debe ser pagada durante el período de abastecimiento. La energía contratada es toda la energía eléctrica generada por la potencia contratada durante el periodo de abastecimiento. Además, el contrato define una "energía comprometida" por año de producción, asociada a la P90 de la central. Es decir, el generador tiene la obligación de producción de energía anual garantizada.

El Contrato reconoce además una "energía acreditada" equivalente a la energía contratada que la central de generación hubiera generado e inyectado en el punto de entrega de no haber sido impedido por causas ajenas al vendedor.

El período de abastecimiento rige desde la fecha de habilitación comercial y se extiende por 20 años para todas las tecnologías. El plazo máximo para la entrada en operación comercial de dos años. El precio de la energía es igual al precio ofrecido (pay as bid). Los PPA incluyen las condiciones de bancabilidad sugeridas por IFC y Banco Mundial.

Como resultados de las licitaciones RenovAR 1, 1,5 y 2 (fases 1 y 2) se puede señalar:

- 15,812 GWh de energía contratada
- 4,465 MW de potencia contratada
- Tarifa media descendente, de 61.4 USD/MWh a 47.6 USD/MWh

4. Balance neto

La Ley N° 27,424/17, declara de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución. Dicha ley establece la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. Mediante el Decreto N° 986/18 del Poder Ejecutivo Nacional y la Resolución de la Secretaría de Energía N° 314/18 se reglamentó el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica, con el objetivo de alcanzar la instalación de 1,000 MW en el plazo de 12 años. Este régimen se complementa con las Disposiciones 28/2019, 48/2019, 62/2019, 83/2019, 97/2019 y 113/2019 de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética.

El régimen establecido por la Ley 27,424/17, tiene 3 componentes:

- Regulación de las condiciones técnicas y económicas de la actividad de generación distribuida renovable (dirigida a usuarios-generadores renovables en red de distribución).
- Creación de un fondo fiduciario de promoción de la actividad (FODIS) + beneficios fiscales: exención de IVA y ganancias y créditos fiscales.

- Creación de un régimen de fomento para la fabricación nacional de sistemas, equipos e insumos para generación distribuida renovable (FANSIGED).

En lo que respecta a los aspectos clave vinculados a Balance Neto, se establece:

- Todo usuario de distribución tiene derecho a instalar equipamiento GDR por una potencia equivalente a su demanda, a generar para su auto-consumo y a inyectar sus excedentes en la red (cumpliendo con los requisitos técnicos que se exijan). Para potencias mayores requiere “autorización especial”
- La autorización se solicita al distribuidor, que debe realizar una evaluación técnica y de seguridad ajustada a la reglamentación (que dispondrá el “ente regulador jurisdiccional”). En el Reglamento, los requisitos los establece la Autoridad de Aplicación nacional.
- Balance neto de facturación: el usuario-generador recibe una tarifa de inyección por c/ kWh que entregue (que fijará la autoridad de aplicación y será acorde con el precio estacional que pague el distribuidor en el Mercado Eléctrico Mayorista). Reglamento.
- La energía retirada y la inyectada se valorizan al precio que corresponda y se calcula el valor monetario neto. El saldo favorable al usuario pasa a los períodos siguientes y puede incluso solicitar retribución del saldo favorable acumulado (máximo 6 meses). Este crédito puede además cederse entre usuarios.

A la fecha hay al menos seis provincias argentinas que cuentan con regulaciones que autorizan volcar energía a la red por parte de los consumidores: Santa Fe (2013), Mendoza (2013), Salta (2014), San Luis (2014), Misiones (2016) y Neuquén (2016).

5. Subsidios, incentivos fiscales

La ley 27.191/15 estableció un paquete amplio de beneficios e incentivos fiscales, de mayor alcance para los proyectos que inicien antes del 31/12/17, decreciendo gradualmente hasta 2025. Estos beneficios fiscales incluyen:

- Exención de derechos de importación de equipos.
- Devolución anticipada de impuesto al valor agregado (IVA).
- Amortización acelerada de impuesto a las ganancias (o impuesto a la renta).
- Exención de impuesto a las ganancias sobre dividendos o utilidades del proyecto.
- Certificados fiscales para el componente nacional de las instalaciones electromecánicas del proyecto.
- Constitución del Fondo para el Desarrollo de Energía Renovables(FODER) destinado, entre otros objetivos, al otorgamiento de préstamos, aportes de capital, etc. que contribuyan a la financiación de tales proyectos.

Adicionalmente, para otorgar estabilidad fiscal a la inversión, la ley establece la exención genérica de tributos específicos, canon o regalías nacionales, provinciales o municipales hasta 2025 por el uso o acceso a los recursos renovables, y dispone el pass through de los impuestos futuros a los precios de los contratos adjudicados.

Perú

Por medio del Decreto Legislativo N° 1,002 de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables de 2008, Perú promueve el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables (RER), incluyendo biomasa, eólicas, solares, geotermia, el aprovechamiento de las mareas y la hidroelectricidad.

1. Objetivos y metas

La legislación estableció como objetivo no vinculante que la generación renovable no convencional cubra el 5% de la demanda del sistema nacional durante el período 2008-2013. Este objetivo fue elevado posteriormente por el gobierno, al anunciar la intención de que la generación renovable alcance a cubrir el 60% del consumo nacional de energía eléctrica en el año 2025.

2. Subastas de contrato de largo plazo

Perú es un caso reconocido de implementación exitosa de subastas de energía para la promoción de nueva capacidad de generación renovable, implementando cuatro subastas desde 2008. En el año 2009 hubo dos rondas de subastas y en el 2011, 2013 y 2016 una ronda por cada año.

El propósito de la licitación es adjudicar contratos de concesión para el suministro de energía renovable que establezcan los compromisos y condiciones relacionados con la construcción, operación, suministro de energía y tarifas de las plantas que se instalarán. No hay contratos de suministro establecidos con las empresas de distribución.

La promoción de la generación de energía eléctrica con recursos renovables se apoya en la prioridad para el despacho de carga, el acceso a las redes de transmisión y distribución eléctrica, y el establecimiento de tarifas estables a largo plazo y la compra de toda la energía producida (PPA). Adicionalmente, establece los siguientes lineamientos: (i) Participación de las energías renovables en el consumo nacional de electricidad en un porcentaje objetivo; (ii) Prioridad para conectarse a las redes de transmisión y distribución y el pago de costos incrementales generados por el uso de las redes de transmisión y distribución, y (iii) Depreciación en forma acelerada de activos hasta en 5 años (a una tasa anual no mayor al 20 %) para efectos del impuesto a la renta⁶².

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) resuelve convocar a licitación y define los documentos de licitación. El Organismo Regulador (OSINERGMIN) implementa el proceso de licitación, y el Operador del Sistema y Mercado Eléctrico (COES) administra y paga los contratos de concesión adjudicados transfiriendo su costo directamente a la demanda de electricidad.

Las subastas de energía de Perú son exclusivamente para proyectos de ERNC y definen las cantidades de energía suministradas para cada tipo de tecnología⁶³. Cada llamado a

⁶² Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales en el Perú. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. OSINERGMIN. Octubre del 2014.

⁶³ Por ejemplo, en la subasta de 2016 el objetivo era contratar en primera ronda 1750 GWh/año, de los cuales 450 GWh/año fueron asignados a hidroeléctricas. Los restantes 1300 GWh se distribuyeron en 24% de biomasa, 44% de eólica y 32% de solar fotovoltaica. El tamaño máximo de los proyectos hidroeléctricos es de 20 MW.

licitación define una lista de nodos de inyección o barras determinadas en el sistema eléctrico donde se pueden formular ofertas.

El proceso de licitación sigue un enfoque convencional de sobre cerrado en una única etapa, aunque puede incluir una segunda ronda de ofertas si la primera ronda no asegura la cantidad de energía requerida. Cada postor debe presentar dos sobres, uno con una propuesta técnica y otro con una propuesta financiera. En líneas generales, la propuesta técnica debe incluir la información convencional (legal, declaraciones juradas de cumplimiento, documentación específica del proyecto, etc.), la oferta económica debe incluir la garantía de seriedad de la propuesta, el precio monómico ofertado, la potencia de la central y la energía anual ofertada, el porcentaje de adjudicación mínimo que acepta y la barra de inyección, y la no objeción expedida por el COES. Para participar en las subastas, las partes interesadas deben registrarse en el sistema de información de OSINERGMIN.

Para cada tecnología se establece un precio máximo, divulgado a los participantes antes de la presentación de ofertas.

El proceso de adjudicación comprende dos rondas. La propuesta económica debe incluir un precio ofrecido por MWh, la cantidad de energía ofrecida y la cantidad mínima de energía que el oferente aceptaría producir ante una adjudicación parcial. Por debajo de la energía mínima (flexibilidad de energía) no se sostiene la oferta.

En la primera ronda, se adjudica al precio más bajo ofrecido y a la mayor cantidad de energía ofrecida en caso de empate. Los precios ofrecidos tienen en cuenta las capacidades de transmisión de los puntos de conexión a la red previamente identificados. La evaluación de la primera ronda se realiza en forma independiente para cada tecnología.

Una segunda ronda de licitación ocurre cuando no se adjudica toda la energía ofrecida en la primera ronda, excepto lo no adjudicado del renglón hidroeléctrico. Para cubrir el déficit, los postores no adjudicados de todas las tecnologías, excepto la hidráulica, pueden presentar una nueva oferta. Sin embargo, la nueva oferta debe ser inferior a la primera y debe presentarse a más tardar 30 minutos después del cierre de la primera ronda. La adjudicación durante la segunda ronda también ocurre según el precio más bajo y continúa hasta la adjudicación de toda la energía ofrecida.

Los postulantes deben presentar una garantía de seriedad de oferta, que es una carta fianza que emite una institución bancaria a favor de OSINERGMIN como garantía del cumplimiento de las obligaciones que asume el adjudicatario. Deberá permanecer vigente hasta la fecha establecida para la firma del contrato y conclusión del proceso. Dicha garantía debe ser equivalente a 50,000 USD/MW a instalar. Además, la sociedad concesionaria que debe constituir cada adjudicatario debe entregar una garantía de fiel cumplimiento a favor del MINEM, con el objeto de garantizar el cumplimiento del cronograma de ejecución de las obras. Esta garantía se fija en \$250,000 USD/MW a instalar y debe tener una vigencia de 180 días calendario, debiendo ser renovada por el mismo plazo y entregada al concedente antes del vencimiento, y así sucesivamente, debiendo ser mantenida vigente hasta la fecha real de puesta en operación comercial. El monto de la garantía de fiel cumplimiento deberá ser aumentado si se certifican

atrasos en el cronograma de construcción del proyecto, y reducida en un 50% cuando se haya logrado un avance de la construcción del 75%.

Con respecto a las garantías del Concedente, debe tenerse en cuenta que el único instrumento es el contrato de concesión celebrado por el Gobierno a través del Ministerio de Energía, por lo que no requiere de garantías adicionales del Estado. El pago del precio lo realiza directamente COES que paga el costo marginal en barra estacionalizado más una prima aprobada por el Regulador que pasa directamente a la demanda.

No hay PPA establecidos con las empresas de distribución. El propósito de la licitación es adjudicar contratos de concesión con el MINEM para el suministro de energía renovable que establezcan los compromisos y condiciones para la construcción, operación, suministro de energía y tarifas de las plantas a instalar.

El precio de la energía es igual al precio ofrecido. Los precios están denominados en dólares estadounidenses y ajustados por la inflación estadounidense en caso de que exceda una tasa determinada. El COES gestiona y paga los contratos. El mercado spot compra cualquier energía inyectada en exceso de la energía contratada.

El contrato reconoce la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador por disposiciones del COES, condiciones de operación del sistema eléctrico y/o instalaciones de terceros y/o causas de fuerza mayor.

Existe una "prima" diseñada para completar un ingreso garantizado por la energía contratada, que puede ser negativa si el contratista no cumple con los requisitos de energía contratada.

El plazo de los contratos de concesión es de 20 años a partir de la fecha de inicio de la operación comercial establecida en las bases de licitación, y aproximadamente dos años y medio después de la fecha de adjudicación. La fecha real de inicio de la operación comercial no podrá exceder los dos años de la fecha referencial.

En las subastas de ERNC realizadas en Perú entre 2009 y 2016 se adjudicaron 6,160.2 GWh de energía, 1,312 MW de potencia, con una tarifa media que varió de 81.2 USD/MWh en 2009 a 43.1 USD/MWh en 2016.

3. Balance neto

En Perú la generación distribuida está regulada por la Ley 28,832 del año 2006 para generación conectada en media tensión, y el Decreto Legislativo 1,221 del año 2015, para generación conectada a la red de distribución en baja tensión. En 2018 el MINEM sometió a consulta pública el Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida, requerido para la implementación de ambas leyes, aunque aún no ha sido aprobado.

Este proyecto de reglamentación presenta dos divisiones: la primera denominada Mediana Generación Distribuida (MGD) con capacidad mayor a 200 kW y menor a 10 MW, que fue planteada para la comercialización en el mercado mayorista, a través de contratos PPA. La segunda, denominada Microgeneración Distribuida (MCD), que establece una capacidad máxima de 200 kW, prevista para el autoconsumo de energía renovable.

Para las instalaciones de potencia de hasta 200 kW se prevé la introducción de esquema de net-billing que permitirá la venta de los excedentes de energía no autoconsumida a la red, la cual será pagada a través de un sistema de descuentos en las facturas eléctricas, aunque falta precisión sobre la tarifa y sobre los trámites necesarios para acceder al esquema.

4. Subsidios, incentivos fiscales

Desde junio de 2018 las energías renovables gozan de un régimen de depreciación acelerada de los activos fijos afectados a un proyecto. Esta depreciación de hasta 20% anual alcanza a las obras civiles, maquinaria y equipo construidos o adquiridos para la explotación de plantas de generación eléctrica con energías renovable y aplica a los activos adquiridos o construidos desde junio de 2008 y hasta el 2025.

Existe también –y no solo limitado a las energías renovables- la posibilidad de adquirir o construir plantas generadoras mediante contratos de arrendamiento financiero. A través de estos, se puede optar por depreciar la planta durante el plazo del contrato de leasing (y no en el plazo de la vida útil de la planta, ciertamente más extenso) siempre que este no sea menor de cinco años. Se trata, pues, también de un régimen de depreciación acelerada.

Panamá

En relación al marco regulatorio que rige las energías renovables en Panamá se puede señalar que ya la Ley 6 del año 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, establecía un porcentaje preferencial del 5% para el precio evaluado de tecnologías de energías renovable en los procesos de licitación.

En el año 2004, Panamá buscó diversificar su matriz energética impulsando una variedad de incentivos fiscales para el desarrollo de proyectos de energías renovables mediante la adopción de la Ley 45, la cual permite que proyectos renovables (inferiores o iguales a 10 MW) accedan a PPA con una empresa de distribución eléctrica, siempre que las ventas de electricidad no excedan el 15% de la demanda máxima del servicio público.

En 2011 se promulgó la Ley N° 44 que estableció el régimen de Incentivos para el fomento de la construcción y explotación de Centrales Eólicas destinadas a la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Entanto que la Ley 37 de 2013 estableció el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares.

1. Objetivos y metas

El Plan Energético Nacional de Panamá 2015-2050, aprobado por el Poder Ejecutivo en 2016 contempla un escenario que considera que la implementación de políticas adecuadas las energías renovables no convencionales (energía solar y eólica) excederían una capacidad instalada de 8,000 MW, y si se considera la energía hidroeléctrica, las energías renovables alcanzarían una proporción del 77% de la generación eléctrica.

2. Subastas de contrato de largo plazo

La Ley 6 del año 1997 establece que las compras de energía y/o potencia se llevarán a cabo por medio de actos de licitación pública como método de adquisición. La Ley

44/2011 creó subastas eólicas específicas y la Ley 37/ 2013 estableció subastas específicas para energías solares

Bajo este marco, desde el año 2011 se han desarrollado licitaciones de régimen competitivo que pueden ser específicas por tipo de tecnología – ya sea para centrales de ERNC y/o convencionales –, para contratación de potencia en firme, energía o ambos y para corto o largo plazo. Los procesos de estas licitaciones han tenido variaciones en relación a varios aspectos, por lo que el detalle a continuación se basará en la licitación para la Contratación a Corto Plazo del Suministro de Potencia y Energía LPI N° ETESA 01-19.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) tiene la responsabilidad de desarrollar los pliegos de cargos y también de llevar adelante el proceso de licitación por lo que se le denomina el Gestor. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la encargada de aprobar y autorizar los documentos para las licitaciones y las adjudicaciones de los procesos de licitaciones. Los adjudicatarios de dichos procesos venden energía eléctrica a las empresas de distribución (Comprador) que participen en los procesos. Solamente podrán participar en la licitación aquellos proponentes que cuenten con el Certificado de licencia definitiva, autogeneración y Concesión expedido por la ASEP.

Cada proponente deberá presentar, por cada oferta que realice, la Fianza de Propuesta. La misma servirá como garantía de mantenimiento de la oferta y que deberá ser por un monto de 25.000 USD/MW de potencia firme ofertado. Esta fianza deberá tener una vigencia de 135 días calendario. La misma podrá ser entregada como una carta de crédito, un cheque certificado o una garantía bancaria⁶⁴.

ETESA realiza la convocatoria a la licitación. Los Proponentes interesados deberán presentar en su oferta la evidencia de su elegibilidad y que la potencia y/o energía que proporcionará cumple con los requisitos, la oferta económica y la fianza de propuesta⁶⁵.

Las ofertas son entregadas a ETESA establecidas en el cronograma de cada proceso y la apertura de las mismas se realiza en un acto público. ETESA continúa con la evaluación de las ofertas considerando el precio cotizado, el volumen de potencia y/o energía ofertada y la preferencia al precio evaluado para fuentes nuevas y renovables de energía. Durante el proceso de evaluación, con el fin limitar el costo total de compra de potencia y energía se utiliza un oferente virtual y la ASEP realiza el cálculo del precio dicha oferta. Finalmente, ETESA realiza la comparación de todas las ofertas que cumplen con lo establecido para determinar la combinación de ofertas que den el menor costo total evaluado, siguiendo el cálculo que se detalla en los pliegos. ETESA tiene la facultad de rechazar o aceptar cualquier oferta en cualquier momento antes de la adjudicación del contrato.

ETESA elabora el Informe de Evaluación y lo envía a la ASEP para que emita su no objeción, el mismo incluirá los resultados de la metodología de evaluación con los nombres de los adjudicados y los valores de potencia y/o energías correspondientes. Las

⁶⁴ Los pliegos de la licitación detallan los casos en los cuales dicha fianza se ejecutará a favor de ETESA

⁶⁵ El detalle de los contenidos de los documentos a presentar está descrito en los pliegos de cargos de cada proceso de licitación.

ofertas adjudicadas serán notificadas a los proponentes los cuales firmarán los contratos de suministro con las empresas de distribución eléctrica. Los proponentes adjudicados deberán también presentar una fianza de fiel cumplimiento del contrato.

Como resultados de las subastas de ERNC realizados desde 2011 en Panamá se puede señalar que la mayor adjudicación correspondió a plantas hidroeléctricas, tanto para potencia como para energía, seguida por la energía eólica en volúmenes significativos.

En el año 2013, donde se adjudicaron ofertas solo de energía, el precio promedio adjudicado se ubicó en 307.9 USD/MWh. En los siguientes años, el precio promedio fue bajando considerablemente hasta los 66.4 USD/MWh obtenidos en el 2017.

Respecto a la adjudicación de potencia firme, lo que se ha adjudicado corresponde a hidroeléctricas donde también se aprecia una disminución del precio promedio desde 12,3 USD/kW en 2011 hasta un 6.8 USD/kW en 2017.

3. Balance neto

En Panamá la medición neta está regulada para suministros de pequeños sistemas de energía fotovoltaica (hasta 10 kW) desde septiembre de 2008. En el año 2012, se dictó la Resolución AN N.º 5399-Elec, que permite a los consumidores minoristas con unidades de generación renovables de hasta 500 kW que se conecten a la red de distribución y vendan su exceso de generación. La empresa de distribución del consumidor reembolsa esta electricidad en exceso al precio promedio por kWh que cobró a los clientes minoristas en dicho año.

4. Subsidios, incentivos fiscales

Ley 45/2004 estableció la exención a los generadores renovables de todo impuesto sobre equipos importados, así como un crédito de impuesto a las ganancias de hasta 25% de la inversión del proyecto, el cual puede utilizarse hasta 10 años después de la fecha de la puesta en servicio. La ley también exime de tarifas de transmisión o distribución a proyectos de energía renovable menores a los 10 MW, mientras que los proyectos entre 10 MW y 20 MW no pagan tarifas de transmisión o distribución para los primeros 10 MW durante los primeros 10 años de operación.

Por su parte, la Ley 44/11 estableció una depreciación acelerada de equipos eólicos y una exención fiscal de hasta 15 años para productores de equipos eólicos asentados en Panamá y la Ley 37/13 estableció una depreciación acelerada de los equipos de energía solar.

3.4.2 Análisis comparativo

En esta sección se desarrolla un análisis comparativo de las políticas e instrumentos de promoción de ER adoptados en República Dominicana, Chile, Argentina, Perú y Panamá.

A continuación, se presenta una tabla comparativa resumen, para luego desarrollar en detalle para cada país los instrumentos implementados.

Tabla 124. Comparación regímenes de incentivos a RE⁶⁶

País/ Instrumento	República Dominicana	Chile	Argentina	Perú	Panamá
Objetivos y metas	Ley 57/07 10% en 2015 25% en 2025	Plan Estratégico Energía 2050 70 % en 2050	Ley 27.191/15 20% en 12/2025	Ministerio de Energía y Minas 60% en 2025	Plan Energético Nacional de Panamá 2015-2050 77% en 2050
Tarifas de alimentación	Ley 57/07 Las plantas sujetas al regimen especial y autoprodutores, tarifa regulada por 10 años hasta 2018, que añade el pago de una prima al precio de venta	-	-	-	-
Cuotas o portafolio obligatorio	-	Ley 20.257/08 (modif. 2013) En 2025 el 20% de la energía inyectada deberá provenir de ERNC para contratos firmados con posterioridad al 1/7/13	Ley 27.191/15 Grandes Usuarios 8% ER en 2017 a 20% en 2025	-	-
Subastas de contratos de largo plazo	-	Compiten todas las tecnologías para la contratación de bloques de energía por un plazo de 20 años, no se definen localizaciones	Exclusivas para ERNC, por tecnología, se contrata potencia y energía, se definen puntos de interconexión, plazo 20 años	Exclusivas para ERNC, por tecnología, se contrata potencia y energía, se definen nodos de inyección, plazo 20 años	Por tecnología (ERNC y/o convencionales), se contrata energía y/o potencia, para corto o largo plazo
Balance neto	Reglamento de Medición Neta, CNE, 2011 Hasta 25kW clientes residenciales Hasta 1MW clientes comerciales e industriales	Ley 21.118/18 Autogeneración y venta de excedentes de energía prosumidores de hasta 300 kW a empresas distribuidoras	Ley N° 27.424/17 Seis provincias con regulación de balance neto	Ley 28.832/06, generación conectada en media tensión, y Decreto Legislativo 1.221/15,	Energía fotovoltaica (hasta 10 kW) regulada desde 2008. Resolución AN N.° 5399-Elec, 2012, regula consumidores

⁶⁶ Fuente: Elaboración propia

País/ Instrumento	República Dominicana	Chile	Argentina	Perú	Panamá
				generación conectada a la red de distribución en baja tensión Aún sin reglamentar	minoristas con unidades de generación renovables de hasta 500 kW conectados a la red de distribución
Subsidios, incentivos fiscales	Ley 57-07 modificada por la Ley 253-12, quedando vigente ⁶⁷ : <ul style="list-style-type: none"> Exención de impuestos de importación (art. 9). Reducción de impuestos en el financiamiento externo, 5% (art. 11). Crédito fiscal para autoprodutores de energía, descuento en ISR 40% de la inversión, por 3 años (art. 12). Préstamos con bajas tasas de interés para proyectos comunitarios (art. 13) 	Subsidios para financiamiento de estudios de proyectos de ERNC, líneas de financiamiento de largo plazo, franquicias tributarias para sistemas solares térmicos	Ley 27.191/15 Beneficios e incentivos fiscales, de mayor alcance para los proyectos que inicien antes del 31/12/17, decreciendo gradualmente hasta 2025	Régimen de depreciación acelerada (hasta 20% anual) de los activos fijos afectados a un proyecto, adquiridos o construidos desde junio de 2008 y hasta el 2025	Ley 45/2004, eximición de todo impuesto sobre equipos importados, crédito de impuesto a las ganancias, eximición de tarifas de transmisión o distribución Ley 44/11, depreciación acelerada de equipos eólicos Ley 37/13, depreciación acelerada de equipos de energía solar

Como puede observarse en la tabla, y se desarrolla en detalle en las secciones siguientes de este informe:

- Todos los países han establecido objetivos y metas para la incorporación de ER en distintos horizontes temporales.
- A excepción de República Dominicana, todos los países de la comparación han utilizado como herramienta central de promoción de las energías las subastas de largo plazo. Este mecanismo ha demostrado ser uno de los principales impulsores para la incorporación de ER y estudios recientes⁶⁸ han estimado que ha sido el que

⁶⁷ En la sección correspondiente se detallan los incentivos fiscales establecidos inicialmente por la Ley 57-07 y la modificación introducida por la Ley 253-12

⁶⁸ Evolución futura de costos en energías renovables y almacenamiento en América Latina, BID, Diciembre 2019

mayor impacto ha tenido en la disminución del CAPEX de estas tecnologías en América Latina.

- República Dominicana es el único país de la comparación que estableció un mecanismo de tarifas de alimentación (feed in tariffs) para la promoción de las tecnologías renovables de generación, aunque limitado por un diseño legal sui generis que en la práctica se tradujo en un esquema de negociación directa de contratos con la empresa estatal CDEEE utilizando las tarifas FIT como precios de referencia. Si bien las tarifas de alimentación son un mecanismo que ha sido muy utilizado en otras regiones del mundo, en América Latina ha sido poco utilizado. Actualmente, la tendencia es hacia el desmantelamiento de los programas de feed in tariffs y la sustitución en muchos casos por subastas de contratos de largo plazo, que tienen la fortaleza de crear entornos fuertemente competitivos que han contribuido a la reducción del CAPEX de los proyectos y por tanto de los precios resultantes.
- Todos los países de la comparación han regulado regímenes de balance neto. República Dominicana y Panamá han seguido un enfoque de balance neto de energía (net metering), mientras que Argentina, Chile y Perú siguen un enfoque de balance de facturación (net billing), más alineado con las mejores prácticas internacionales⁶⁹.
- Todos los países de la comparación han utilizado alguna forma de subsidios a la inversión e incentivos fiscales, bajo distintas modalidades. Se trata de una herramienta complementaria y temporal, de por sí insuficiente para la promoción efectiva de estas tecnologías. En este tipo de mecanismos, las más comúnmente adoptadas han sido la exención de impuestos de importación, que tiene un impacto directo en la disminución del CAPEX, y la depreciación acelerada de activos⁷⁰

La tendencia mundial de CAPEX decrecientes para las tecnologías ERNC está acercando los costos a la paridad de red en muchos países y ocasionando cambios en el esquema de incentivos. Como se verá en el informe de la actividad 4, estos incentivos tienden a buscar condiciones de competencia y reducción de CAPEX, y mitigar sobrecostos sobre las tarifas de los usuarios.

⁶⁹ CNE: este esquema también va más alineado con lo establecido en el Art. 20 de la Ley 57-07 que expresa lo siguiente: "Las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a comprarles sus excedentes a precios regulados por la SIE, previo estudio y recomendación del CNE, a los usuarios regulados y no regulados (...)"

⁷⁰ El enfoque de balance de facturación resulta de todos modos alineado con lo establecido en el Art. 20 de la Ley 57-07, por el cual las distribuidoras están "obligadas a comprarles sus excedentes a precios regulados por la SIE, previo estudio y recomendación del CNE, a los usuarios regulados y no regulados (...)"

ACTIVIDAD 4 - IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA EL FORTALECIMIENTO DEL SISTEMA DE INCENTIVOS PARA LAS ER EN RD.

Sub-actividad 4.1. Hacer recomendaciones para fortalecer el marco político, regulatorio y de incentivos para ER para alcanzar los objetivos establecidos de energía renovable. Proporcionar recomendaciones sobre la posible extensión de incentivos al calor, la refrigeración y el transporte.

En esta sección se incluye un análisis de los principales desafíos y problemas que presenta el régimen regulatorio de promoción de las energías renovables en República Dominicana y las recomendaciones del equipo consultor para resolver estos problemas y restricciones críticas, con la finalidad de facilitar la consecución de los objetivos y metas de política energética fijados por la legislación.

El régimen de promoción de las energías renovables en el país se apoya en los siguientes componentes básicos, ya descritos en detalle en la sección anterior:

- Un régimen de tarifas de alimentación sui géneris, basado en un esquema de precios de referencia por tecnología y modalidad de las unidades de generación, que sirve de base para la negociación directa de contratos PPA de largo plazo que los desarrolladores celebran con la empresa estatal CDEEE.
- Un programa de balance de medición neta para prosumidores, que permite a los usuarios instalar unidades de generación renovable de hasta 25 kW de capacidad para usuarios residenciales, y de hasta 1 MW para usuarios comerciales e industriales.
- Un régimen de incentivos fiscales que complementa los mecanismos identificados en los dos puntos anteriores, que incluye un conjunto de exenciones y créditos fiscales para todos los proyectos alcanzados por el régimen especial, sumado a préstamos a tasa subsidiada para proyectos comunitarios.
- Un diseño institucional basado en la asignación de una amplia gama de funciones a la CNE, que comprende la definición de políticas y objetivos, el diseño de programas, la evaluación y autorización de los proyectos en sus distintas etapas, la certificación de los incentivos, la recomendación de tarifas, y la administración de subsidios, entre otros. Las funciones de definición de políticas de energías renovables asignadas por la Ley 57 fueron posteriormente asignadas al MEMRD en la ley de su creación.

En relación a los usos finales, calor, refrigeración y transporte, la Ley 57-07 en el Artículo 5, Ámbito de aplicación de la Ley, establece que podrán acogerse a los incentivos de esta ley, previa demostración de su viabilidad, todos los proyectos de producción de energía o de producción de biocombustibles de las fuentes que la Ley indica en los incisos a – i. El inciso e indica textualmente lo siguiente:

“e. Centrales eléctricas que como combustible principal usen biomasa primaria, que puedan utilizarse directamente o tras un proceso de transformación para producir energía (como mínimo 60% de la energía primaria) y cuya potencia instalada no supere los 80 MW por unidad termodinámica o central;”

De hecho, en República Dominicana, once empresas de los sectores industria, comercio y servicios, generan vapor utilizando biomasa como combustible, dos de ellas produciendo energía eléctrica a través de la cogeneración.⁷¹

No se conocen instalaciones en República Dominicana que generen o utilicen calor para satisfacer necesidades de refrigeración con energía renovable. Tampoco se han destinado biocombustibles, como biodiesel o bioetanol, al transporte.**4.1.1 Desafíos y problemas clave**

El régimen regulatorio de incentivos y su diseño institucional presenta los siguientes desafíos y problemas clave, que deberán enfrentarse y resolverse para avanzar de manera efectiva en los objetivos y metas establecidos en la Ley 57-07.

- Un régimen de tarifas de alimentación de aplicación discrecional que resulta ineficiente para la atracción de proyectos en condiciones abiertas, objetivas y de precios competitivos.
- Un programa de medición neta desalineado con los requerimientos del sistema eléctrico que, aunque efectivo para desarrollar proyectos, no incentiva las inversiones y comportamientos que permitan capturar sus beneficios por el sistema eléctrico en su conjunto.
- Un régimen de concesiones inadecuado para el tipo de actividad y tecnologías que obstaculiza el desarrollo de los proyectos, comportándose como una barrera de entrada.
- Un diseño institucional poco claro en la asignación de funciones y responsabilidades que dificulta la toma de decisiones y la efectividad y transparencia de los procesos.

Dado que la Ley 57-07 no incluye el uso del uso de fuentes de energía renovable en el sector Transporte, el desafío es introducir el transporte eléctrico previa conversión de la matriz de generación de energía eléctrica a mayoritariamente renovable, caso contrario, no tiene mucho sentido la movilidad eléctrica.

Régimen de tarifas de alimentación (FIT) inadecuado

En la práctica, el régimen regulatorio de República Dominicana ha buscado combinar un enfoque de tarifas de alimentación (feed in tariffs) con un esquema de negociación y contratación directa de contratos PPA con la empresa estatal CDEEE. Esta solución estaría dirigida a corregir las ineficiencias o desajustes de los precios o tarifas regulados con una revisión y negociación directa para cada proyecto al momento de establecer las condiciones comerciales.

El problema de esta solución es que se pierden las ventajas centrales del enfoque de feed in tariffs de simplicidad, objetividad y mínimos costos de transacción, y a su vez no

⁷¹ San Pedro Bioenergy que vende al SENI y Zona Franca Navarrete que genera para consumo propio.

se logran los resultados de eficiencia que surgirían de un esquema de contratación abierto y competitivo. El resultado es un esquema de negociación directa discrecional que ha resultado de difícil acceso y concreción por los desarrolladores.

En efecto, la mayor ventaja de los esquemas de tarifas de alimentación es su simplicidad y facilidad de implementación, resultando especialmente adecuada para proyectos pequeños. Su desventaja es la dificultad para establecer precios regulados adecuados por la asimetría de información en que se encuentra el regulador, lo cual se acentúa mucho más claramente en mercados globales dinámicos y tecnologías no consolidadas en proceso acelerado de cambio y ganancias de productividad, como es el caso de las renovables no convencionales.

Por otra parte, como se evidenció en la comparación internacional presentada anteriormente, los esquemas de feed in tariff están siendo gradualmente desmantelados en muchos de los países que los implementaron y están siendo sustituidos por iniciativas de subastas competitivas de contratos de suministro de largo plazo. En el caso de América Latina, los esquemas de “feed in tariff” han sido muy poco utilizados. De hecho, ninguno de los países presentados en la comparación internacional realizada utilizó esta herramienta, sino que han concentrado sus esfuerzos en las subastas o licitaciones abiertas y competitivas, con muy buenos resultados, tanto de efectividad en la atracción de proyectos como en las mejoras de eficiencia creciente de los precios obtenidos.

Por último, los esquemas de negociación directa de contratos presentan desafíos significativos de transparencia a los gobiernos y empresas públicas, arrojando señales poco claras al mercado desaprovechando los beneficios de reducción de costos que resultan de los sistemas competitivos, y dificultando los mecanismos de rendición de cuentas de la administración estatal, que por regla se gobierna por medio de procesos abiertos de licitación para la contratación. Esto es todavía más relevante para el caso de República Dominicana en virtud que las empresas de distribución que son los “off takers” de los contratos negociados, son de propiedad estatal y no de propiedad privada o mixta como es el caso de los otros países que han abierto sus mercados a la inversión privada.

Programa de medición neta desalineado con el sistema eléctrico

El programa de medición neta establecido en República Dominicana se basa en un esquema convencional de net metering o neteo de energía consumida e inyectada, y está orientado a facilitar e incentivar la instalación de unidades de generación renovable por los usuarios, tanto residenciales como comerciales e industriales, que se transforman en prosumidores, en línea con los objetivos de la Ley 57-07 de descentralización de la producción y el consumo de la energía, y diversificación de la matriz energética del país.

Estos programas de medición neta han sido ampliamente utilizados en la experiencia internacional y han resultado efectivos para atraer y desarrollar unidades de generación

de fuente renovable en las redes de distribución, como puede observarse en el caso de República Dominicana, en donde, como surge de los anteriores informes, se tradujo en la incorporación de más de 4,900 prosumidores y la instalación de más de 130 MW de capacidad de generación eléctrica a diciembre de 2019, como así también se constata en el Primer Informe, en donde se muestran sus resultados en cuanto a inversión, y combustibles fósiles y gases de efecto invernadero evitados.

Sin embargo, el esquema de medición neta presenta serios problemas y desafíos al sistema eléctrico en su conjunto. Un primer problema es que la remuneración de los excedentes de energía del prosumidor no está asociada a los costos o precios de generación, sino a la tarifa regulada del usuario final, que incluye todos los costos del servicio eléctrico. Eso no sólo se traduce en una señal ineficiente de precios que distorsiona los niveles de inversión adecuados, sino que afecta los ingresos tarifarios destinados a remunerar el servicio de la red y causa subsidios cruzados entre los usuarios. En el caso de República Dominicana, este problema se ve acentuado por dos características adicionales de su programa: los usuarios no están limitados por su demanda máxima para definir el tamaño de su unidad de generación⁷², pudiendo comportarse en la práctica como generadores netos o permanentes, y los excedentes que no son neteados al 31 de enero de cada año deben ser pagados en dinero por las distribuidoras hasta un 75%, valorizados a la tarifa de usuario final. Si se generalizara, un esquema de este tipo podría convertirse en un “espiral de la muerte” para el servicio público de distribución y poner en riesgo los costos y sostenibilidad de servicio a todos los usuarios regulados.

A esto se agrega el problema de que, bajo el programa de medición neta, los prosumidores no son regidos por tarifas por tiempo de uso y medición horaria, de modo que sus retiros e inyecciones no están incentivados a comportarse de acuerdo a la curva de carga del sistema, y así obtener los beneficios esperados de reducir los picos de demanda y las pérdidas eléctricas. El esquema de balance de medición neta no facilita alinear el comportamiento de los prosumidores con los requerimientos del sistema eléctrico, impidiendo que el sistema capture buena parte de beneficios esperados de la generación distribuida.

Régimen de concesiones como barrera al ingreso

La ley 57-07 regula un régimen de concesiones provisionales y definitivas aplicable a todas las tecnologías y tamaños de unidades de generación renovable no convencional en cuya decisión participan al menos cuatro organismos diferentes: la CNE y su órgano asesor inter-institucional, la SIE y el Poder Ejecutivo, sin contar a las demás instancias y aprobaciones que el proyecto requerirá, que incluyen la negociación del contrato PPA con CDEEE, la licencia ambiental, los permisos municipales, las autorizaciones de interconexión, etc.

⁷² Los usuarios residenciales están habilitados a instalar hasta 25 KW y los usuarios comerciales e industriales hasta 1.5 MW.

En la experiencia internacional comparada, las unidades de ERNC no requieren de concesión, salvo el caso de las hidroeléctricas, que involucran la concesión del uso del agua. Ni Argentina, ni Chile, ni Panamá, ni Perú (que son los países analizados en la comparación internacional) requieren de concesión para la instalación y operación de unidades de generación ERNC, ni el uso de los recursos eólico, solar o de biomasa están sujetos a autorizaciones previas especiales y menos aún se requieren concesiones provisionales para su estudio previo. Esta es una característica común de la experiencia internacional, especialmente en regímenes eléctricos de mercados abiertos a la inversión privada, donde la actividad de generación no es considerada un servicio público (como lo son los servicios de transmisión y distribución), sino que se trata de una actividad comercial sujeta a regulación.

Los derechos de uso de tierras y las debilidades en la titularización de derechos de propiedad sobre los terrenos es un problema importante para el desarrollo de obras de infraestructura en República Dominicana, que puede haber motivado el uso de la figura de la concesión para posibilitar el uso de servidumbres o asignación de derechos forzosos sobre los terrenos. Sin embargo, se percibe que se ha terminado creando una barrera mayor al desarrollo de los proyectos para resolver un problema que quizás requiere ser solucionado por otras alternativas.

El régimen de concesiones actual no cumple adecuadamente con una precondition de todo marco regulatorio que tenga por objetivo la atracción de inversión privada para proyectos de ERNC, al no proporcionar reglas de acceso al mercado claras, garantizando el ingreso a todo interesado que cumpla con condiciones técnicas y legales razonables preestablecidas objetivamente en la regulación. Como se vio en el análisis realizado, estas barreras regulatorias a la entrada se han reflejado en las contadas concesiones que se otorgaron en un primer período de aplicación de la ley hasta el año 2015, y en el alto porcentaje de solicitudes que no lograron obtener concesión en el período 2015-2019.

Es importante indicar que parte de esta barrera se debe a la legislación existente.

Falta de claridad en el diseño institucional

La ley 57-07 se orientó a crear un régimen especial para las energías renovables administrado centralmente por un solo organismo (CNE), que se ocupara de fijar los objetivos y metas, diseñar los programas de promoción, administrar los subsidios, evaluar los proyectos, otorgar los incentivos, fijar los precios o tarifas de referencia, adjudicar las concesiones, controlar la ejecución y fiscalizar su cumplimiento.

Con este fin, la ley asignó a CNE una combinación de responsabilidades y atribuciones que entremezclan funciones políticas, regulatorias, de fiscalización y control, y de implementación, superponiéndose con funciones de otros organismos sectoriales, como la SIE, e incluso otras áreas de competencias extra sectoriales, como la autoridad ambiental sobre áreas protegidas, o la certificación de exenciones fiscales y aduaneras.

A este problema de extensión de atribuciones y de asignación inadecuada de funciones que las buenas prácticas recomiendan mantener separadas (como la separación clásica

entre política y regulación), se suman los mandatos difusos o superpuestos, en donde se encomiendan funciones “en coordinación” con otros organismos o se establecen instancias de recomendación sobre el proceso de toma de decisiones de otro organismo.

Aun así, este diseño centralizado de funciones resultó limitado en la efectividad de sus decisiones porque las atribuciones de fijar las condiciones tarifarias y comerciales de los proyectos resultaron en la práctica asignadas a la CDEEE, con potestades de negociar caso por caso en forma directa los contratos PPA, sumado a la aprobación de las concesiones definitivas por el Poder Ejecutivo, que además involucra el dictamen previo de un órgano asesor interinstitucional.

Si bien se comprende la intención de crear un organismo capaz de suplir los vacíos institucionales o regulatorios detectados al momento de la aprobación de la ley para expedir la aplicación del régimen de promoción, lo cierto es que hoy se tiene un diseño institucional poco claro en la asignación de funciones y responsabilidades que dificulta la toma de decisiones y la efectividad y transparencia de los procesos.

4.1.2 Recomendaciones

En esta sección se presentan las recomendaciones generales asociadas a cada uno de los problemas y desafíos clave desarrollados en la sección anterior. Estas recomendaciones son luego desarrolladas en mayor detalle en la sección 4.2 como oportunidades de mejora del marco político y regulatorio sectorial.

Para avanzar de manera efectiva en los objetivos y metas establecidos en la Ley 57-07, el régimen regulatorio de incentivos y su diseño institucional debería reorientarse de acuerdo a los siguientes lineamientos generales:

- Sustituir el régimen de tarifas de alimentación actual por un esquema de subastas de contratos de suministro de largo plazo para la atracción de proyectos ERNC en condiciones abiertas, objetivas y de precios competitivos. Este esquema debería encuadrarse dentro del régimen de licitaciones de contratos de suministro que deben realizar las distribuidoras establecido por la Ley 125-01, estableciendo cupos o llamados especiales para las ERNC definidos por la autoridad de política sectorial, en línea con la experiencia internacional exitosa en la materia en América Latina.
- Rediseñar el programa de medición neta, guiado por un nuevo enfoque alineado con las buenas prácticas internacionales basadas en balance de facturación neta (net billing), tarifas por tiempo de uso y medición horaria de flujos de retiro e inyección, y limitación de la capacidad máxima a la demanda pico comprobada del usuario, de modo de lograr una señal económica eficiente que responda a los costos de generación y a su vez incentive un comportamiento amigable con la red y el sistema eléctrico por parte de los prosumidores, de modo de capturar su beneficios en la reducción de pérdidas y picos de demanda y no afectar la remuneración adecuada del servicio público de red.

- Reformular y simplificar el régimen de concesiones para el ingreso de los nuevos proyectos de ERNC al mercado, que provea reglas de ingreso abiertas, bajo condiciones objetivas y no discriminatorias a todos los interesados, y a la vez provea las herramientas legales necesarias para solventar el problema de titulación de terrenos.
- Clarificar el diseño institucional, basado en una separación bien definida entre las funciones de política sectorial y regulatorias, y una delimitación de las atribuciones y responsabilidades de los distintos organismos y entidades. Esto incluye que la CNE se debe ajustar a las prescripciones legales que le dieron origen según la Ley 125-01, como organismo técnico de diseño y elaboración de políticas y programas, separado de las funciones de regulación y supervisión que deberá cumplir la SIE, y las funciones de gestión y operación desempeñadas por las distribuidoras.
- Aprovechar los programas de estímulo fiscal que surjan de la post-pandemia COVID-19 para apalancar la transición energética. Es posible que el gobierno utilice programas de estímulo fiscal para la recuperación económica post-pandemia. Estos programas deberían aprovecharse para cumplir el objetivo de impulso a la economía mientras que a su vez se incentiva la transición energética y el desarrollo de las energías renovables, incluyendo la construcción de líneas de transmisión que ayuden a vincular las energías renovables al sistema. Si bien se comprende que los incentivos fiscales hayan tenido que ser parcialmente desmantelados por razones de ajuste fiscal, la recomendación es que los nuevos paquetes de estímulo fiscal pos-pandemia deberían orientarse a la promoción de las energías renovables, evitando que los incentivos sean capturados desproporcionadamente por las tecnologías de combustibles fósiles convencionales.
- Acelerar el proceso de conversión de la matriz de generación eléctrica de fósil a renovable para que la promoción de la movilidad eléctrica tenga sentido. Se hace necesario revertir la participación promedio que ha tenido la generación de electricidad en los últimos 8 años (2012-2019) de 90% fósil y 10% renovable y entre los fósiles, disminuir la generación con fuel oil y carbón mineral por mayor generación de electricidad con gas natural.

Con una matriz de generación eléctrica mayoritariamente renovable, se podría promover la movilidad eléctrica para lo cual es necesario realizar las siguientes acciones:

1. Describir la composición de parque automotor en República Dominicana en automóviles particulares, camiones y transporte público. Consumo de combustibles líquidos, evolución histórica y proyecciones.
2. Plan de servicios de transporte accionados por electricidad, subterráneos, ferroviario y automotor.
3. Estado actual de la movilidad eléctrica. Medidas adoptadas por las distribuidoras, actitud frente al cambio, pronósticos.

4. Escenarios de penetración de la movilidad eléctrica, asociado a costos del cambio, sustitución del energético, desarrollo de estaciones de carga, modificaciones en la red doméstica, incentivos, impacto en las redes de distribución eléctrica.
5. Planteo de incentivos. Incentivos económicos.
 - Reducción del arancel de importación de los vehículos, sus autopartes y repuestos.
 - Disminución de la alícuota al Impuesto al Valor Agregado, con esquemas de reducción del incentivo.
 - Desgravación del Impuesto a Bienes Personales, distinguiendo del tipo de automotor y con esquemas de reducción del incentivo.
 - Amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias.
 - Beneficio promocional en forma de crédito fiscal.
 - Pago de impuesto o patentes con porcentaje de bonificación.
 - Suspensión temporaria del cobro de tarifas de peaje en las autopistas, autovías y rutas.
 - Bonificación por reducción de emisiones de GEI.
 - Tarifa eléctrica diferenciada por bloques.
6. Beneficios. Evaluación de beneficios indirectos. Reducción de emisiones de GEI, al considerar el mayor rendimiento de la movilidad eléctrica, la disminución del consumo de combustibles líquidos frente a los requerimientos del incremento de la generación eléctrica, particularizando la penetración de renovables.
7. Beneficios. Evaluación de beneficios directos. Reducción de los costos de despacho por la posibilidad de mejorar el factor de carga del sistema en la medida que la carga de los vehículos electrificados se efectúe en los valles con disponibilidad de excedentes energía renovable. Este efecto está asociado a la acumulación de energía del parque automotor que potencialmente puede administrarse.
8. Beneficios en la balanza comercial, al reducirse las importaciones de combustibles líquidos para automotores, frente al incremento de la importación de combustibles para centrales de generación eléctrica. Consideraciones sobre el GNL.
9. Estimación de la diferencia de recaudación por parte del Estado, al reducirse la venta de combustibles grabados. Comparación con los impuestos que gravan la venta de energía eléctrica.
10. Recomendaciones para las posibles modificaciones en las concesiones de comercialización y distribución de energía eléctrica.

Sub-actividad 4.2. Identificar y describir oportunidades de mejora del marco institucional y regulatorio sectorial. Emitir recomendaciones para eficientizar las relaciones entre las instituciones del sector.

En esta sección se desarrollan las recomendaciones presentadas en la sección 4.1.2 anterior, orientado a la descripción de las oportunidades de mejora del marco institucional y regulatorio sectorial y eficientizar las relaciones entre las instituciones del sector.

4.2.1 Implementar un esquema de subastas de contratos de largo plazo de energías renovables

En la experiencia internacional analizada bajo la actividad 3 de este estudio (Argentina, Chile, Perú y Panamá), la herramienta regulatoria central para el impulso de la generación eléctrica renovable ha sido el uso de subastas o licitaciones de contratos de abastecimiento de largo plazo. Si bien las tarifas de alimentación han tenido protagonismo en otras regiones del mundo, no han sido utilizadas por los países incluidos en la comparación. Contrastando con la experiencia regional, en República Dominicana la Ley 57-07 no incluye la herramienta de las subastas, sino un enfoque de tarifas de alimentación idiosincrático, combinado con un esquema de negociación y contratación directa caso por caso.

La mayor ventaja del uso de subastas de contratos de largo plazo para la atracción de nuevos proyectos es la competitividad de los precios obtenidos, reflejando más adecuadamente la dinámica del mercado en la reducción de costos y ganancias de eficiencias de las tecnologías. Su desventaja es su inadecuación como herramienta para proyectos pequeños, en donde los costos de transacción no justifican utilizar procesos licitatorios, que conllevan costos adicionales para la preparación y presentación de los proyectos. Aunque aun así se han realizado con éxito subastas dirigidas a generación distribuida renovable y/o pequeños proyectos, realizados con éxito en la región.

En el caso de República Dominicana, la herramienta de subastas de energías renovables no ha sido utilizada todavía, aunque el Gobierno ha expresado su intención de implementar este tipo de herramienta. La recomendación del equipo consultor es que esta herramienta desplace o sustituya al actual esquema de tarifas de alimentación, de modo de dinamizar la atracción de nuevos proyectos de ERNC en el país bajo precios y condiciones competitivas.

Este esquema de subastas de energías renovables debería encuadrarse dentro de las obligaciones de contratación de largo plazo de la demanda por licitación que la Ley General de Electricidad les impone a las empresas distribuidoras, como se ha hecho en otros países de la región, en la que esta herramienta se inserta dentro régimen general

de contratación del suministro de electricidad de las distribuidoras, como Chile, Panamá, Guatemala o El Salvador. Este régimen especial para subastas de renovables podría instrumentarse por reglamento, y apoyarse adicionalmente en las potestades que otorga la Ley 57-07 para fijar cupos para las energías renovables.

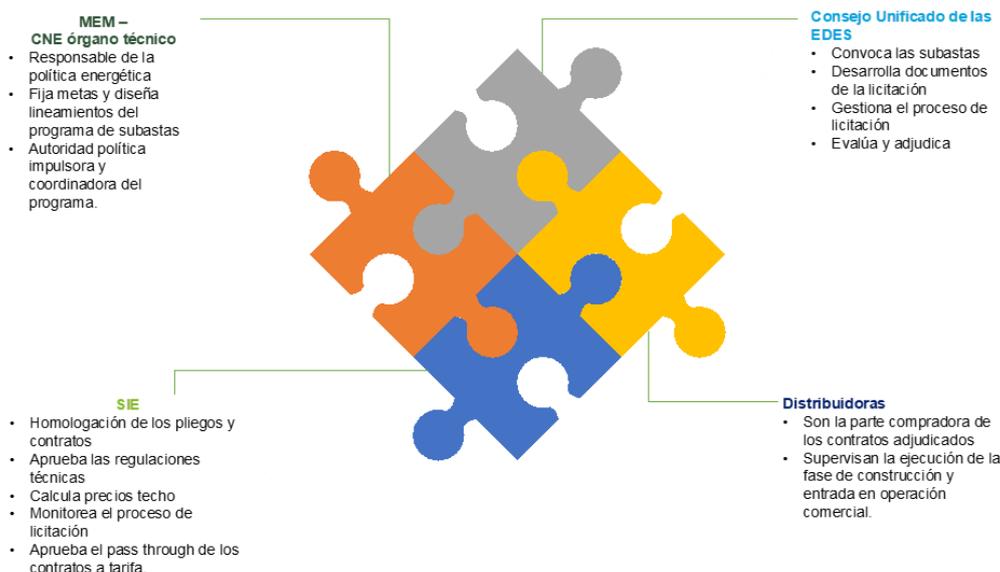
Como se pudo observar en el análisis comparativo realizado, un factor de éxito clave de las subastas de renovables es la calidad de su gobernanza, requiriendo de una clara definición y asignación de roles entre los actores clave, incluyendo las funciones de política sectorial (definición de metas y cupos, impulso de los procesos de subastas), de gestión de las subastas (preparación de los documentos licitatorios y contratos, implementación de los procesos de licitación, evaluación y adjudicación de los proyectos), contraparte compradora de los contratos de suministro adjudicados y función de regulación y supervisión (incluyendo la homologación de los documentos licitatorios, el monitoreo del proceso licitatorio, la aprobación del pase a tarifa de los contratos adjudicados, la supervisión de la etapa de construcción de los proyectos).

En este sentido, se considera que un esquema adecuado a adoptar en República Dominicana para la implementación de procesos de subastas podría ser el siguiente:

- CNE, como órgano técnico del MEMRD, estaría a cargo de la elaboración y recomendación del programa de subastas renovables, definiendo metas, lineamientos de diseño, y hoja de ruta para consideración y aprobación del MEMRD, actuando como autoridad política impulsora y coordinadora del programa.
- Las distribuidoras, actuando unificadamente a través de su Consejo de Administración único creado recientemente, serían la entidad licitante que convoca a la subasta, elabora pliegos, modelos de contratos, conduce el proceso, realiza la evaluación técnica y adjudica los contratos, en nombre y representación de las empresas distribuidoras.
- Las distribuidoras serían la parte compradora de los contratos de suministro de largo plazo adjudicados en la licitación, debiendo además supervisar la etapa de desarrollo y ejecución de los proyectos de generación resultantes, y penalizar a los adjudicatarios que no cumplan con sus compromisos de inversión y fecha de entrada de operación comercial comprometidas, ejecutando las garantías financieras establecidas.
- SIE, en su rol de autoridad regulatoria, podría tener las funciones de homologación de los pliegos y modelos de contrato, estimación y determinación de eventuales precios techo de la licitación, monitoreo del proceso licitatorio y autorización del traslado a tarifas de los contratos adjudicados. SIE sería además la autoridad encargada de tramitar y recomendar al Poder Ejecutivo el otorgamiento de las concesiones a los proyectos adjudicados.

Este esquema de gobernanza y asignación de roles en los procesos de subastas se sintetiza en la Ilustración 13:

Ilustración 13. Gobernanza del proceso de subasta



Fuente: Elaboración propia

4.2.2 Rediseñar el programa de medición neta

En los esquemas de balance neto dirigido a prosumidores, la tendencia internacional y regional es hacia la utilización de enfoques de balance neto de facturación (net billing), como en los casos de Argentina, Chile y Perú. República Dominicana, por el contrario, ha seguido un enfoque de balance neto de medición (net metering) donde lo que se netea es energía. Dado que este método remunera los excedentes inyectados utilizando la tarifa final del usuario, implica una señal económica que no refleja los costos de generación y, por consiguiente, incentiva inversiones que no son óptimas desde el punto de vista del sistema eléctrico. Si esta modalidad se generaliza, causa un impacto negativo significativo en la remuneración del servicio de distribución y da lugar a subsidios cruzados pagados por los usuarios que no optan por esta modalidad.

La recomendación es cambiar este enfoque de remuneración basado en un sistema de balance de medición neta por un enfoque de balance de facturación neta (net billing), que desacople la señal de precio de las inyecciones de excedentes de generación de la tarifa de los usuarios finales. Bajo el método de facturación neta, la compensación es en dinero y no en energía. Con este enfoque, los productores-consumidores pueden inyectar sus excedentes a la red a una tarifa asociada al costo de generación, obteniendo un crédito en dinero para compensar su consumo. Esta tarifa se puede determinar de diferentes maneras, utilizando el costo marginal del sistema eléctrico o el costo de generación reconocido en la tarifa minorista, o bien determinando tarifas especiales para cada tipo de tecnología, asimilándolos a un feed in tariff de neteo de excedentes. La transición a facturación neta mitigaría los subsidios cruzados a los productores-consumidores y proporcionaría una señal de precio más adecuada para inversiones futuras en generación distribuida renovable para autoconsumo.

Asociado a este enfoque de net billing, la manera más directa y sencilla de lograr la alineación de los patrones de consumo de los prosumidores con las necesidades del sistema eléctrico es a través del uso de tarifas por tiempo de uso, mientras que el método más sofisticado implica precios horarios combinados con el uso de medidores inteligentes. El hecho de que todos los prosumidores y el 80% de los clientes que consumen más de 700 kWh/mes ya tengan instalados medidores inteligentes es una ventaja que puede aprovecharse para avanzar en la implementación de este enfoque tarifario.

Adicionalmente, se recomienda que estos prosumidores sean claramente encuadrados como autoprodutores, limitando su capacidad instalada de generación a su demanda máxima como usuarios o consumidores. Desde la perspectiva del sistema eléctrico, los beneficios del autoconsumo se realizan cuando la producción de la unidad de generación distribuida coincide en tiempo con el consumo del prosumidor detrás del medidor. En esas condiciones, el autoconsumo reduce el uso de los activos de la red tanto en la transmisión como en la distribución, reduciendo las pérdidas de energía y la demanda pico.

La recomendación es entonces rediseñar las señales de precio y tarifa dirigidas a las unidades de GDR para autoconsumo, con el objetivo de alinear las inversiones y el comportamiento de los prosumidores a la eficiencia del sistema eléctrico. Este rediseño del programa de medición neta estaría guiado por un nuevo enfoque alineado con las buenas prácticas internacionales basadas en balance de facturación neta (net billing), tarifas por tiempo de uso y medición horaria de flujos de retiro e inyección, de modo de lograr una señal económica eficiente que responda a los costos de generación y a su vez incentive un comportamiento amigable con la red y el sistema eléctrico por parte de los prosumidores.

4.2.3 Reformular y simplificar el régimen de concesiones

Como se evidenció en la sección 4.1, el régimen de concesiones presenta barreras significativas al ingreso al mercado de nuevos proyectos de ERNC, presentando problemas tanto en las múltiples autoridades involucradas en su otorgamiento, como también en su trámite asociado al otorgamiento de incentivos y beneficios.

La recomendación es reformular y simplificar el régimen de concesiones para el ingreso de los nuevos proyectos de ERNC al mercado, estableciendo un esquema de reglas de ingreso abiertas, bajo condiciones objetivas y no discriminatorias a todos los interesados, y a la vez provea las herramientas legales necesarias para solventar el problema de titulación de terrenos.

Para ello se proponen los siguientes lineamientos:

- Limitar las concesiones provisionales a los supuestos en los que los interesados lo soliciten, cuando se trate de supuestos en los que se requiera el ingreso o uso de terrenos o propiedades inmuebles de terceros que no accedan por acuerdo de partes privado a dar acceso o permitir el uso.

- Asignar el trámite de gestión de las concesiones a la SIE como autoridad regulatoria sectorial, en línea con lo establecido en la Ley General de Electricidad. La evaluación debe basarse en criterios técnicos objetivos preestablecidos, y asignarse completamente en manos de la autoridad regulatoria, que no tendrá potestades discrecionales para decidir acerca de la conveniencia o mérito del proyecto, debiendo limitarse a la verificación del cumplimiento de los requisitos.
- Establecer un trámite de concesión simplificado por tipos de tecnología y tamaño de los proyectos de generación, incluyendo también una adaptación y simplificación de otros trámites y autorizaciones clave, como la licencia ambiental y requisitos de acceso y conexión.
- Separar el otorgamiento de la concesión del otorgamiento de otros beneficios o incentivos, evitando la superposición de competencias con otros organismos del gobierno. La certificación de los incentivos fiscales deberá tramitarse ante las autoridades a cargo de los impuestos y aduanas, luego de obtenida la concesión o condicionada a su otorgamiento. Para simplicidad administrativa, CNE o el MEMRD podrían desarrollar un servicio de ventanilla única que provea la información, guías de trámites y claros flujos de procesos para facilitar la obtención de los distintos permisos y certificaciones. Por su parte, los contratos de suministro se adjudicarán por medio de licitaciones abiertas gestionadas por las distribuidoras en forma unificada, a través del Consejo de Administración único recientemente creado, como se propone más arriba en esta misma sección.

4.2.4 Clarificar y reorientar el diseño institucional

El diseño institucional sobre el cual se apoya la implementación del marco regulatorio y de incentivos de las ER requiere ser clarificado y reorientado, con el objetivo de incrementar la efectividad y transparencia de los procesos regulatorios y de toma de decisiones, de modo de promover y facilitar el acceso y desarrollo de nuevos proyectos en condiciones que incentiven su eficiencia.

Para ello se proponen los siguientes lineamientos:

- *Claridad de roles.* Establecer una clara separación de las funciones de política sectorial, regulatoria y de gestión operativa, en línea con las mejores prácticas internacionales en la materia. Esto incluye la redefinición del rol de CNE como organismo técnico de análisis, diseño y elaboración de políticas y programas sectoriales, alimentando las decisiones de política sectorial aprobadas y adoptadas por el MEMRD. Por su parte, todas las funciones de regulación y supervisión deberán ser asignadas claramente a la SIE, incluyendo el trámite de las concesiones, la determinación de la tarifa o precio de generación del programa de balance neto, la supervisión de los procesos de subastas de energías renovables y la aprobación del pass-through de los contratos de suministro resultantes, la aprobación de normas

técnicas de operación y desempeño, entre otros. Por último, las funciones de gestión y operación deberán ser claramente asignadas a las distribuidoras, el Organismo Coordinador y los demás agentes del mercado.

- *Asignación de responsabilidades (Accountability).* Delimitar claramente las atribuciones de los distintos organismos y entidades involucradas en los procesos de política, regulación y operación sectorial, evitando en lo posible ambivalencias o zonas grises en la asignación de responsabilidades entre distintos órganos y la superposición con competencias de regímenes legales y organismos extra sectoriales. Se recomienda evitar la asignación de atribuciones “en coordinación” con otros organismos o el establecimiento de mecanismos que diluyan las responsabilidades específicas de cada instancia de decisión definida. El principio de “accountability” o clara asignación de responsabilidades que permita la rendición de cuentas de sus responsables debe ser uno de los ejes centrales del nuevo diseño institucional, incluyendo un sistema completo y efectivo de revisión de las decisiones de acuerdo a procedimientos definidos.
- *Capacidad institucional.* Las funciones y responsabilidades deben ser asignados claramente a las organizaciones en mejor capacidad de desempeñarlas, actuando de manera autónoma, técnica y profesional, con la disponibilidad de recursos (tanto humanos como financieros), para desempeñarlas de manera efectiva. El sector eléctrico de República Dominicana cuenta con un conjunto de organizaciones e instituciones establecidas, con sus fortalezas y debilidades, que permite realizar esta reasignación de roles y funciones y a su vez tener en cuenta las capacidades que requerirán ser desarrolladas o fortalecidas. Esto implicará implementar un programa de fortalecimiento institucional asociado a este rediseño propuesto, incluyendo las nuevas funciones que se asignarán a la autoridad regulatoria, la redefinición del rol de CNE y su adecuada articulación como brazo técnico del nuevo Ministerio de Energía y las capacidades de las distribuidoras – a través de su Consejo de Administración - para gestionar procesos de subastas competitivos para energías renovables, bajo la dirección del Ministerio y la supervisión de SIE.

La versión preliminar revisada del Informe de Diagnóstico del proyecto de la Unión Europea EU Technical Assistance Facility (TAF) for Sustainable Energy de julio 2020, en el capítulo sobre Energías Renovables, incluye recomendaciones específicas relativas al régimen de incentivos de la Ley 57-07. Estas recomendaciones incluyen, entre otras, que las licitaciones que se lancen puedan dar preferencia a ciertas regiones para el desarrollo de generación. Se propone que se haga una actualización periódica de la lista de equipos y productos beneficiados con una exención impositiva y tributaria por la Ley 57-07 mediante un mecanismo más ágil y se señalen las autoridades que deberían intervenir y los medios para aprobar dicha actualización. También, se recomiendan mecanismos de promoción aplicables a generación renovable a pequeña escala. Se propone que se autorice a generadores comprendidos dentro del Régimen Especial previsto por la Ley 57-07 a vender electricidad a clientes no regulados y distribuidores privados a precios

negociados o en el mercado Spot, a menos que hayan firmado un PPA con uno de los distribuidores estatales o con la CDEEE por la totalidad de su producción. Asimismo, se sugiere que: (1) todos los generadores renovables, que no sean autoprodutores, que tengan una capacidad superior a 10 MW que vendan electricidad a distribuidores estatales sean objeto de un proceso de licitación; (2) todos los nuevos desarrollos de generación renovable que no sean autoprodutores y que tengan una capacidad de hasta 10 MW vendan electricidad a los distribuidores de acuerdo con el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07. Al respecto, la contribución de la generación renovable debería estar determinada en la planificación, y su cumplimiento debería ser obligatorio para todas las instituciones del sector.

Sub-actividad 4.3. Identificar oportunidades de fortalecimiento del marco legal/regulatorio, y esquemas de incentivos, para promover la cogeneración energética con biomasa con venta de excedentes de electricidad al Sistema Nacional SENI.

4.3.1 Planteo general sobre la utilización de la biomasa.

En vista a la utilización energética de la biomasa, resulta relevante considerar su contenido de humedad, en tanto que determina las posibles tecnologías aplicables. Se establece arbitrariamente que, sin que constituya un límite riguroso, cuando la humedad es menor al 60 % se trata de biomasa seca, y para valores mayores se califica como biomasa húmeda. Esta no es una clasificación científica ni técnica. Existen otras caracterizaciones atendiendo a su origen, composición química, su estado, ya sea sólida, líquida o gaseosa.

Independientemente de su clasificación, los procesos de conversión de la biomasa son los siguientes:

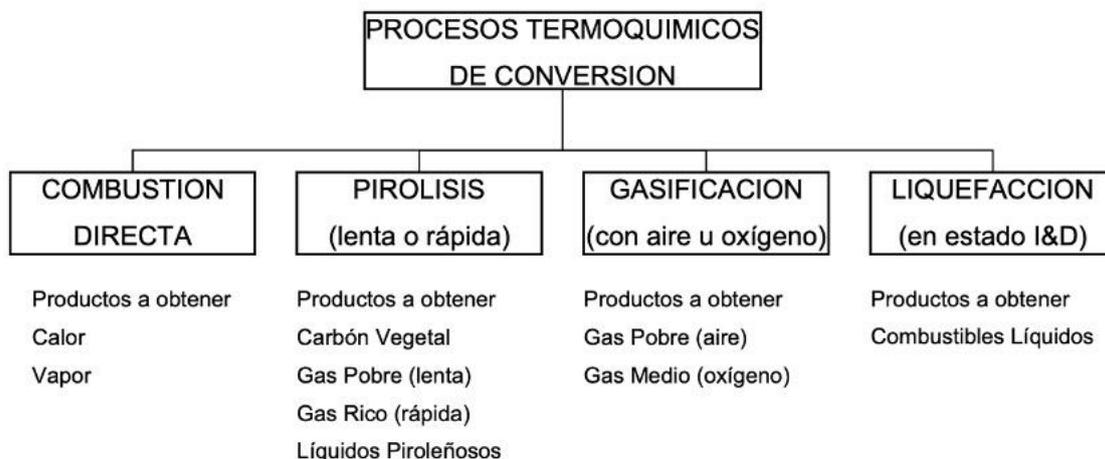
- 1) **Físicos: fragmentación mecánica (astillado o chipeado), secado (natural y forzado) y densificado (peletizado y briquetado)**
- 2) **Químicos:**
 - A) **Termoquímicos: combustión, gasificación y pirólisis**
 - B) **Bioquímicos: digestión anaeróbica y fermentación alcohólica. Podría incluirse también la transesterificación para la obtención de biodiésel a partir de biomasa residual de origen oleaginoso o aceites vegetales usados.**

Otra clasificación es de acuerdo a su composición, en este caso la biomasa se puede clasificar en amilácea, cuyo componente principal es el almidón, caso de los restos de paja de cereal o los restos de tubérculo de patata, oleaginosa, como las semillas de girasol, alcoholígena, caso de la caña de azúcar, el sorgo dulce o la remolacha; y lignocelulósica, formada por celulosa y hemicelulosa fundamentalmente y de la que forman parte los residuos forestales y los cultivos energéticos leñosos, entre otros.

4.3.2 Procesos termoquímicos

Los procesos termoquímicos que se aplican generalmente a la biomasa comprenden la combustión, gasificación y pirólisis, y en un estado de desarrollo los procesos de licuefacción directa, como los biofuels a partir de la biomasa lignocelulósica. La Ilustración 14 presenta el listado de productos que pueden obtenerse.

Ilustración 14. Procesos termoquímicos de conversión



Fuente: Energía Biomasa. Secretaría de Energía. Coordinación de Energías Renovables.

http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_biomasa.pdf

En general, la combustión es el proceso de conversión termoquímica de la biomasa más implantado y desarrollado a escala industrial, tanto para generación de energía térmica para usos domésticos (agua caliente y calefacción), terciarios (agua caliente, calefacción y refrigeración) e industriales (agua caliente, vapor, aceite térmico, etc.); o, para generación de energía eléctrica en los llamados ciclos de vapor de potencia o Rankine.

La combustión directa para utilización del calor

La combustión se lleva a cabo en unos equipos denominados comúnmente calderas pero que están formados por dos elementos: un quemado, que es donde se lleva a cabo el proceso de combustión como tal, y un intercambiador de calor gases-agua, donde se obtiene agua caliente o vapor, por ejemplo. También se puede generar caliente para procesos de secado en el sector industrial o calefacción doméstica, caso de las típicas estufas de pellets (sistemas aire-aire).

En el caso de generar vapor, éste puede aplicarse a usos industriales o terciarios (lavanderías por ejemplo) o para generar energía eléctrica en los ciclos de potencia antes citados, caso de San Pedro Bioenergy, por ejemplo.

Este tipo de instalación puede satisfacer necesidades de refrigeración en una industria, hotel, hospital, edificios públicos u otros, utilizando equipos de absorción de tecnología probada, que utilizan el calor en un ciclo térmico mediante distintos fluidos. Esta aplicación constituye una alternativa interesante para la actividad hotelera y el clima de República Dominicana, más aún cuando constituye una solución verde para el acondicionamiento de aire, siempre que el calor se genere con energías renovables, solar o biomasa, en este caso.

La combustión directa para la generación de energía eléctrica.

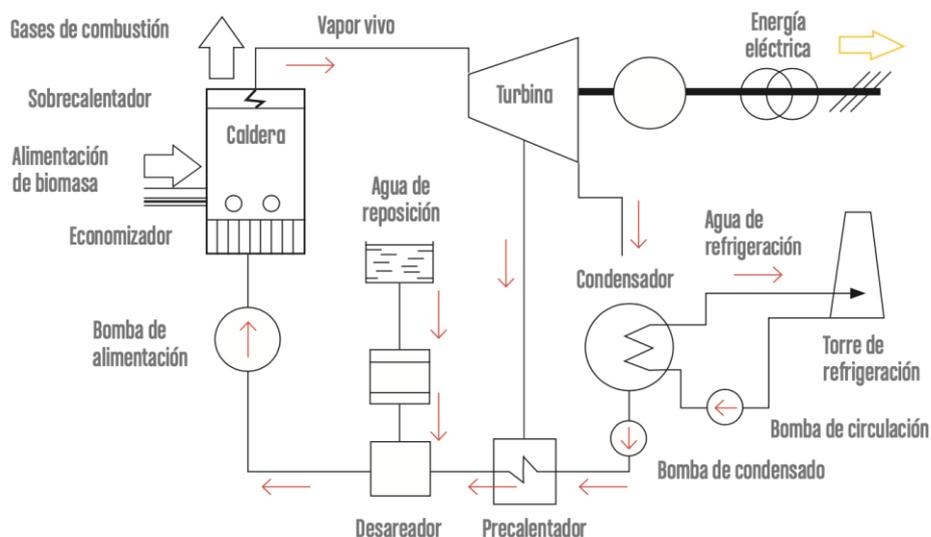
Si se pretende producir energía eléctrica mediante combustión directa, se puede complementar la caldera indicada para el caso anterior, con una turbina de vapor alimentada con el vapor generado. Cuanto mayor sea la presión y la temperatura del vapor mayor será el rendimiento de la central.

Para este tipo de central, la ubicación debe contemplar las necesidades de agua suficiente para refrigeración el caso así se requiera y reposición. Además, si se plantea la interconexión a la red de servicio público, se debe considerar el punto de interconexión, o de intercambio en el caso que se trate de un autoproducción.

Este tipo de proyecto debe ser encarado por empresas con capacidad para resolver los problemas de financiación asociados a inversiones que en general superan los US\$ 2,000 el kW instalado, garantizar el suministro de la biomasa y ser remuneradas con valores para la energía entregada cuyo costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE) suele ser superior a los 100 U\$\$/MWh.

La ilustración siguiente ilustración 15 incluye un esquema típico de este tipo de proyecto:

Ilustración 15. Esquema típico de una central de vapor combustionada con biomasa



Fuente: Elaboración propia

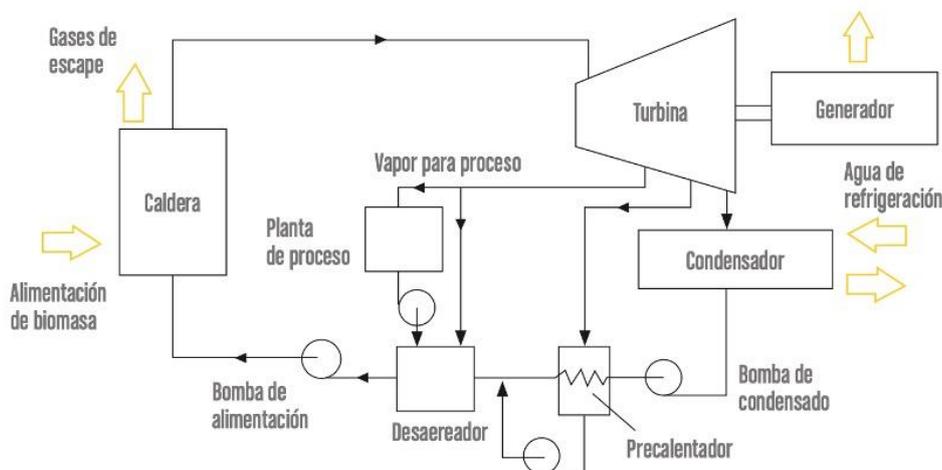
La combustión directa para cogeneración.

Resulta sumamente conveniente, desde el punto de vista del rendimiento del ciclo que las instalaciones satisfagan simultáneamente los requerimientos de energía eléctrica para consumo propio o venta, además del calor. Esto constituye un proyecto de cogeneración.

En este caso el vapor para ser utilizado como vapor de proceso puede obtenerse mediante una extracción de vapor de la turbina o con una turbina de contrapresión.

El esquema de la instalación se presenta en la ilustración siguiente.

Ilustración 16. Esquema típico de combustión directa para cogeneración



Fuente: Elaboración propia

Las ventajas son evidentes desde el punto de vista económico, pero requieren el demandante de calor, y el mantenimiento del equilibrio entre la producción de electricidad y la producción de calor de proceso.

En el caso que con el calor que se extrae se alimente además un sistema de refrigeración, se denomina una instalación de trigeneración.

Cabe destacar que la caldera en ambos casos descritos se diseña, en general, para más de un tipo de combustible biomásico, alternativo o simultáneo. En el caso de utilizar biomasa conjuntamente con combustibles no renovables se trata del proceso denominado como cocombustión. **La gasificación para utilización de calor**

El proceso de gasificación se utiliza para contar con un combustible gaseoso en equipos que los requieran. Es adecuado cuando se pretende contar con una regulación más ajustada y se necesita gas para procesos.

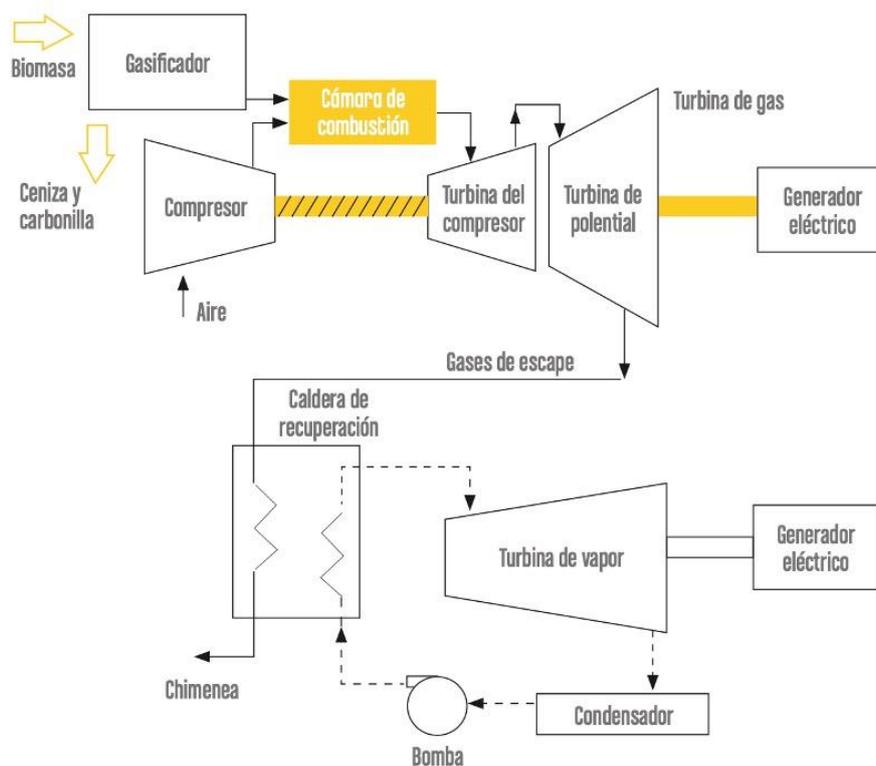
Los distintos tipos de gasificadores, aunque de una construcción especial, resultan de operación más complicada que el quemado directo en caldera, y si se pretende efectuar una limpieza de los gases, deben enfriarse con perjuicio del rendimiento. Si la utilización del gas fuera para la alimentación de motores o turbinas, las exigencias de tratamiento son mayores que cuando sea empleado en una caldera. **La gasificación para componer un ciclo combinado**

Resulta diferente el caso de la gasificación para alimentar un motor de combustión interna o una turbina de gas que generan energía eléctrica. Los gases de escape de esas máquinas motrices poseen una temperatura que puede ser aprovechada en una caldera de recuperación de calor. De ese modo se puede alimentar una turbina de vapor constituyendo un ciclo combinado.

Estas configuraciones mejoran notablemente el rendimiento y permiten, además, satisfacer posibles demandas de calor de proceso. El inconveniente se relaciona con el aumento de las inversiones y la mayor complicación de la operación y mantenimiento.

La ilustración siguiente muestra un diagrama del esquema de ciclo combinado descripto.

Ilustración 17. Esquema de un ciclo combinado



Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Conclusiones sobre las tecnologías para generación de energía eléctrica

En resumen, de acuerdo con lo expuesto, una de las tecnologías de aplicación más sencilla y confiable, tanto para mediana, mayores de 10 MW, como a gran escala, es la de combustión directa. Esta tecnología posibilita la provisión de componentes de fabricación local y que el mantenimiento puede ser efectuado por técnicos seguramente familiarizados con los equipos utilizados. Por otra parte, debe considerarse en la promoción o incentivos, que estas instalaciones, cuando están aplicadas a la generación de energía eléctrica, garantizan la disponibilidad de potencia, y de ese modo su producción energética es reconocida en la Ley como energía gestionable. Con el objeto de promocionar el uso de la biomasa, puede considerarse que la definición de la remuneración por Potencia Firme a reconocer económicamente, sea definida sobre pautas que contemplen la reducida potencia de estas instalaciones y simplificar, para este caso particular, el método de calculo contemplado en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad.

Merece considerarse tanto el caso de la cogeneración, esto es generación conjunta de energía eléctrica y calor, como el de trigeneración, generación conjunta de energía eléctrica, calor y frío.

En general estas configuraciones tecnológicas se aplican a actividades industriales o de servicios donde existe fundamentalmente la demanda de calor y/o de refrigeración, dado que pueden obtenerse excelentes rendimientos energéticos para el conjunto, notablemente mayores que si se satisfacen los requerimientos en forma independiente.

En general las instalaciones permiten generar energía eléctrica que excede la demanda del complejo, ya sea una industria de proceso como los ingenios azucareros, aceiteras, papeleras, o etapas de secado de madera o cereales, o refrigeración en aeropuertos, hoteles o frigoríficos. De ese modo estas industrias o actividades pueden volcar sus excedentes al sistema eléctrico con la ventaja que los costos marginales de generación son menores, pero con un régimen de operación que debe estar coordinado con el proceso productivo.

Si la generación se sustenta en bioenergía obtenida con residuos del proceso el beneficio resulta mayor al contribuir a solucionar un problema ambiental, pero pueden existir características estacionales, que exigen ser consideradas para viabilizar el proyecto.

La disponibilidad de biomasa para cogeneración, como se ha dicho, suele tener fuertes variaciones estacionales, como es el caso típico de los ingenios azucareros que, usualmente, disponen de bagazo solo durante el período de zafra. Fuera del período de zafra, los consumos del proceso industrial son menores, por lo que existe una disponibilidad de capacidad instalada no comprometida mayor, que podría significar un importante aporte de energía al SIN. Sin embargo, cuando no se dispone de bagazo, la operación se debería realizar con otro tipo de biomasa, o combustibles convencionales, habitualmente fuel oil, y en esos casos no siempre este tipo de producción es competitiva. Sin despachos asegurados, los ingresos por las ventas de excedentes durante la zafra y los ingresos por disponibilidad de potencia garantizada pueden no ser suficientes para incentivar la mejora de las condiciones de operación de las calderas, o su adecuación para el uso de combustibles más económicos como el carbón.

Es interesante comentar la experiencia de Guatemala, en donde la participación de los cogeneradores en el mercado eléctrico es relevante. Los principales ingenios azucareros operan como agentes del mercado eléctrico utilizando bagazo durante la época de zafra, y combustibles alternativos fuera de zafra. Durante los primeros años de funcionamiento del mercado eléctrico, los ingenios tenían altas probabilidades de despacho en época de fuera de zafra, aun cuando utilizaran como combustible alternativo el búnker. Sin embargo, con el incremento del nivel de competencia del mercado, las posibilidades de despacho con búnker comenzaron a disminuir, por lo que muchos cogeneradores, incentivados por señales económicas atractivas del mercado eléctrico, realizaron mejoras en su equipamiento de generación de energía, y los adaptaron para utilizar carbón. El resultado económico de esas mejoras, sin embargo, no fue el esperado, debido a que el mercado se tornó cada vez más competitivo y los

precios del mercado de ocasión resultaron mucho menores que lo previsto. Este tipo de experiencia ilustra sobre el nivel de riesgo que implica para una cogeneración (o trigeneración) intentar optimizar sus instalaciones y maximizar el factor de capacidad.

El aumento de la producción por medio del uso intensivo de las instalaciones de cogeneración a través de un combustible alternativo, transforma las operaciones estacionales sin aporte capacidad firme al sistema, en operaciones de activos con disponibilidad garantizada durante todo el año.

Para lograr que este tipo de inversiones en cogeneración se materialicen es necesario que los incentivos económicos sean suficientes y los ingresos a percibir por los cogeneradores estén asegurados, lo que no se logra con las ventas de energía en los mercados de ocasión. Es por este motivo que, con independencia de los incentivos directos asociados a las inversiones, se implemente la promoción de estos proyectos de optimización de la cogeneración por medio de contratos de abastecimiento de largo plazo, que permitan estabilizar ingresos y facilitar el financiamiento de las inversiones. Debe tenerse en consideración que los sistemas de cogeneración significan economías para el proceso al que satisfacen, ya que aumentan los rendimientos y disminuyen los consumos de combustibles.

En consecuencia, y en línea con las restantes recomendaciones, se sugiere:

- Incorporar a la cogeneración (y eventualmente trigeneración) en los procesos de licitación para generación renovable no convencional, asignando cupos específicos para estas tecnologías.
- Realizar un estudio del potencial de cogeneración (y eventualmente trigeneración) en las empresas industriales y de servicios con alta demanda de vapor y electricidad tales como la industria de bebidas embotelladas (licoreras, cervecerías, bebidas gaseosas etc.), industria textil, hospitales, hoteles incluyendo los tres ingenios azucareros que cogeneran pero no venden excedentes al SENI.

Sub-actividad 4.4. Recomendaciones generales y específicas para fortalecer el sistema de incentivos para proyectos bioenergéticos. (Uso térmico, generación eléctrica, cogeneración; biomasa seca y húmeda (biogás)).

Uno de los principales objetivos planteados para el sector energético de la República Dominicana es el aprovechamiento integral de las fuentes bioenergéticas. En el presente capítulo se analizan las aplicaciones térmicas, tanto calor como refrigeración y generación de energía eléctrica mediante la utilización de biomasa seca y húmeda. La aplicación para cogeneración ya fue tratada en la subactividad 4.3 anterior. Del mismo modo que para las actividades anteriores, se emiten recomendaciones generales y específicas que contribuyan a definir la promoción y fortalecimiento en el sistema de incentivos.

Las recomendaciones toman en cuenta las condiciones regionales, la distribución de los recursos, y los diferentes tipos de utilización posible.

El análisis comprende la biomasa seca y húmeda, de diverso origen; no se incluyen efluentes cloacales, Residuos Sólidos Urbanos (RSU), ni biocombustibles (biodiesel y bioetanol).

Se plantean las diversas tecnologías a fin de poder tener en cuenta las que resulten de mejor aplicación en la República Dominicana y en las que existe probada experiencia. Esto facilita la tarea de prever medidas de difusión y capacitación en poblaciones rurales o pequeños centros urbanos.

De ese modo se cuenta con elementos que permitan definir y recomendar un sistema de incentivos para el uso de este tipo de biomasa, tales como:

- Difusión en el desarrollo de las oportunidades
- Incentivos en la utilización de la biomasa residual con propósito energético
- Bonificaciones en los costos del transporte de biomasa
- Desgravaciones en la importación de equipos
- Diferimientos del Impuesto al Valor Agregado.
- Reconocimiento de tarifa adecuada para la entrega de energía a la red
- Facilidades para Municipios, cooperativas o productores.
- Generación de un fondo promocional de financiación.

4.4.1 Fuentes bioenergéticas y uso térmico, generación de energía.

4.4.1.1 Planteo general sobre origen e impacto de la bioenergía.

La bioenergía es la energía derivada o producida directa o indirectamente de la biomasa, entendiendo por biomasa el material de origen biológico con exclusión del material integrado en formaciones geológicas o transformadas en fósiles.

La biomasa comprende la materia orgánica formada en algún proceso biológico, generalmente de las sustancias que constituyen los seres vivos o sus restos y residuos.

La biomasa puede utilizarse en forma directa o transformada en forma de carbón de leña, briquetas, gas de vertedero, gas de pirólisis, biogás o biocombustibles, ya sea biodiesel, bioetanol o biofuel.

Cada una de este variado conjunto de posibilidades presenta distintas ventajas competitivas en función del tipo de biomasa, su localización, concentración y uso al que sea destinado. En todos los casos se considera que la bioenergía constituye un recurso renovable toda vez que se trata fundamentalmente de una forma de acumulación de energía solar mediante el proceso de fotosíntesis.

Por otra parte, se puede considerar que su uso brinda un balance neutro en cuanto a las emisiones de GEI, dado que el CO₂ que se origina en su proceso de combustión es equivalente al capturado en la formación de la materia orgánica.

Debe tenerse en cuenta asimismo que cuando la bioenergía es conformada por residuos de procesos agrícolas o industriales, se evita que estos residuos se degraden con la consiguiente emisión de GEI, fundamentalmente metano. En general en estos casos el uso de la bioenergía proporciona un beneficio medioambiental adicional.

Los biocombustibles son obtenidos a partir de biomasa vegetal o animal que permiten reemplazar a combustibles fósiles obtenidos del petróleo. Para su obtención, pueden utilizarse especies de uso agrícola, tales como el maíz, soja, colza, caña de azúcar, fruto de palma, girasol. Debe tenerse especial consideración en la competencia con la alimentación humana o animal; por ello se prefiere optar por Biocombustibles de segunda o tercera generación en los que esta alternativa no existe.

El biogás, constituido en mayor proporción por metano y dióxido de carbono, es el producto gaseoso de la descomposición de materia orgánica, en general de actividad agropecuaria, frigorífica, o de rellenos sanitarios.

La biomasa de uso directo es la primera fuente de energía que conoció la humanidad, y en la actualidad la leña, los residuos agrícolas y el estiércol continúan siendo una fuente importante de energía.

La biomasa como recurso energético, puede clasificarse según su origen en natural, residual y cultivos energéticos.

- Biomasa natural: es la que se produce en la naturaleza sin intervención humana.
- Biomasa residual: es el subproducto o residuo generado en las actividades agrícolas, silvícolas y ganaderas, residuos de la industria agroalimentaria y de la industria, así como residuos de depuradoras y el reciclado de aceites.
- Cultivos energéticos: aquellos que están destinados específicamente a la producción de biomasa con fines energéticos.

Debe destacarse que el manipuleo, tratamiento y transporte de los diferentes tipos de biomasa, constituye una fuente de trabajo, generalmente regional de alto impacto, identificada como empleos verdes.

En resumen, la bioenergía comprende diferentes tipos según su origen, natural, residual o de cultivos, pero en todos los casos se considera un recurso renovable y que proporciona beneficios medioambientales y sociales directos e indirectos.

4.4.1.2 Procesos termoquímicos

En la ilustración 3 se presenta el listado de productos que pueden obtenerse en los procesos termoquímicos y se explicó que en el caso de la República Dominicana la combustión resulta la tecnología de más sencilla aplicación, para medianas potencias, en cuanto se trate de biomasa seca para obtener energía térmica.

Respecto a los otros procesos termoquímicos, la gasificación consiste en la quema de biomasa en presencia de oxígeno, en forma controlada, de manera de producir un gas combustible denominado “gas pobre”. El proceso se realiza en un recipiente cerrado, conocido por gasógeno, en el cual se introduce el combustible y una cantidad de aire menor a la que se requeriría para su combustión completa. Esta tecnología resulta de aplicación en el mismo tipo de biomasa que en la combustión, con la ventaja de un mejor control de la posterior combustión del gas en calderas y la posibilidad de ser utilizado en motores de combustión interna.

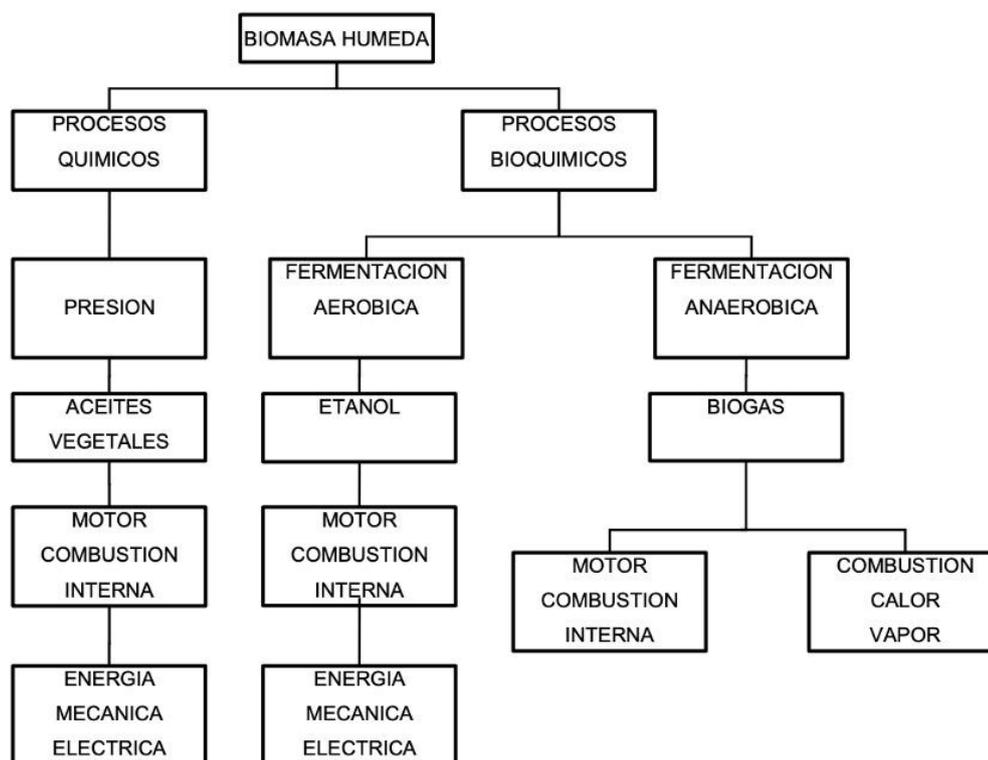
La pirólisis es un proceso similar a la gasificación por el cual se realiza una oxigenación parcial y controlada de la biomasa, para obtener como producto una combinación variable de combustibles. El producto principal de la pirólisis es el carbón vegetal, considerándose a los líquidos y gases como subproductos del proceso.

El carbón vegetal como combustible sólido presenta la ventaja frente a la biomasa que le dio origen de tener un poder calórico mayor, lo que abarata el transporte por unidad energética.

Debe destacarse que el carbón vegetal puede procesarse en forma de briquetas que homogenizan este combustible, disminuyen la producción de finos en el transporte y facilitan la dosificación. Por otra parte, el residuo leñoso puede ser transformado mediante un simple proceso en pellets con lo que adquieren ventajas al poder ser comercializados con estándares predefinidos en el mercado internacional, además de su facilidad de manejo y almacenamiento.

4.4.1.3 Procesos bioquímicos

Los procesos bioquímicos se basan en la degradación de la biomasa por la acción de microorganismos, que puede producirse en ausencia de aire (anaeróbicos) o en presencia de aire (aeróbicos). Se utilizan para el aprovechamiento de la biomasa húmeda con las alternativas que se muestran en la ilustración siguiente:

Ilustración 18. Procesos bioquímicos para el aprovechamiento de la biomasa húmeda

Fuente: Energía Biomasa. Secretaría de Energía. Coordinación de Energías Renovables.

http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_biomasa.pdf

El proceso de fermentación anaeróbica se utiliza generalmente para el tratamiento de residuos animales o vegetales en una adecuada relación carbono/nitrógeno. Se realiza en un recipiente llamado biodigestor y produce un gas combustible denominado biogás. Adicionalmente, la biomasa degradada que queda como residuo del proceso de producción del biogás puede utilizarse como fertilizante en suelos que requieran determinados nutrientes.

Esta tecnología, en el caso de República Dominicana, puede aplicarse con ventaja desde una pequeña escala de productores rurales hasta establecimientos de envergadura de criaderos de bovinos estabulados, cerdos, aves, productores de huevos, leche y frigoríficos. Asimismo, resulta una tecnología ventajosa para procesar falso tallo de banano, pasturas energéticas, residuos de cacao y café.

El biogás es un combustible que, convenientemente depurado, puede ser empleado de la misma forma que el gas natural. También puede comprimirse para su uso en vehículos de transporte.

La fermentación aeróbica de biomasa de elevado contenido de azúcares o almidones origina la formación de alcohol (etanol), que constituye un combustible líquido apto para ser utilizado en motores de combustión interna, ya sea puro o en mezcla con gasolina. La biomasa más común utilizada para la producción de alcohol proviene de la

caña de azúcar, mandioca, sorgo dulce y maíz. Debe considerarse la competencia con el uso alimenticio.

4.4.1.4 Las tecnologías aplicables

Resulta conveniente exponer la concepción básica de las distintas tecnologías para el aprovechamiento energético de la biomasa que fueron presentadas, y destacar sus ventajas e inconvenientes.

La biodigestión

La biodigestión resulta una tecnología que puede ser desarrollada desde un modo muy simple, con instalaciones ejecutadas en simples excavaciones impermeabilizadas, cubiertas de tela, bombas de cargas y trampas de salida. Por otra parte, se puede aumentar notoriamente el rendimiento con construcciones civiles e instalaciones que permitan la agitación del sustrato, vía el incremento de la temperatura, o por medio del agregado de activadores. Desde ya las inversiones son diferentes. Por otra parte, la producción por unidad de biomasa depende del tiempo de permanencia que determina el volumen del biodigestor.

Un beneficio que debe ponderarse es que sustituye lagunas de estabilización de no siempre buenos resultados y con problemas de contaminación ambiental

La operación es simple y el biogás puede ser utilizado para satisfacer demandas de calor, frío o generar energía eléctrica en simples motores.

Esta tecnología se adapta a pequeños y grandes usuarios, con instalaciones de una potencia eléctrica en general de hasta 5 MW.

4.4.2 Utilización de biomasa seca y húmeda.

En el presente apartado se analiza el aprovechamiento integral de las fuentes bioenergéticas de diverso tipo, excepto los efluentes cloacales, los residuos sólidos urbanos (RSU); tampoco se incluye el estudio de los biocombustibles de ningún tipo.

A fin de evaluar un orden del potencial total de bioenergía de la República Dominicana, se analiza la actividad agrícola, la pecuaria y la forestal, con lo que se comprende la mayor parte de la bioenergía disponible. En cuanto el potencial asociado a cultivos energéticos fue ponderado en la Actividad 3, y de ese modo puede apreciarse el grado desarrollo alcanzado y los recursos todavía disponibles.

4.4.2.1 La disponibilidad de biomasa en República Dominicana.

La actividad agropecuaria dominicana sule más del 60% de los alimentos que consume la población. No obstante, la mayoría de sus rubros resultan insuficientes para abastecer la demanda del mercado nacional.

El país ha debido recurrir a importaciones de productos que pueden ser producidos en el territorio dominicano. Las principales actividades del sector agropecuario han estado dirigidas a la producción de cultivos tradicionales de exportación, tales como caña de

azúcar, café, cacao y tabaco, a los que se dedica aproximadamente el 50% de la tierra destinada a la producción agrícola del país.

Se presentan fenómenos naturales que frecuentemente afectan por diversas razones el volumen de producción, entre ellas:

- La erosión del suelo, cuyo efecto en la corteza de la tierra deteriora o limita la fertilidad.
- Las sequías, que con frecuencia ocasionan estragos en la producción, reduciendo la necesaria oferta de agua para riego.
- Los fenómenos atmosféricos, tales como ciclones y vaguadas, que barren los sembrados y tumban las flores y frutos.
- Plagas y enfermedades de diversos géneros y especies.

Las principales dificultades que se presentan desde el aspecto socioeconómico son:

- Uso inadecuado de los recursos naturales.
- Carencia o insuficiencia de créditos.
- Carencia y uso inadecuado de tecnologías modernas.
- Inadecuada tenencia y uso de la tierra.
- Falta de apoyo gubernamental y del sector privado.

Estos aspectos deben ser considerados en circunstancias de promover el uso de la bioenergía asociada a la actividad agropecuaria, contemplando el fortalecimiento del sector y la disminución de riesgos.

En la Tabla 125 se presenta un panorama de los niveles de producción agrícola por actividad en el decenio 2010 -2019, donde se aprecia que la mayor parte de los rubros han mantenido o incrementado sus niveles de producción, a excepción del sorgo, el café y la toronja.

Informe Final

Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07)”

Tabla 125. Producción de productos agrícolas. 2002 -2019 (en quintales)

PRODUCTOS AGRÍCOLAS	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*	Variación % en la década
Cereales											
Arroz	12,507,345	12,150,550	10,843,063	11,817,259	11,729,081	11,812,172	12,276,763	12,969,284	13,831,938	14,094,658	12.69
Maíz	773,33	781,111	916,92	1,001,234	793,075	750,799	918,561	970,189	985,029	1,098,780	42.08
Sorgo	25,356	49,415	43,603	85,928	35,167	41,748	25,024	25,472	21,719	15,409	- 39.23
Productos Tradicionales											
Caña de Azúcar (a)	100,907,232	102,391,523	107,266,488	105,186,118	110,970,768	99,985,951	87,758,159	120,387,937	128,072,996	107,934,813	6.96
Tabaco (b)	177,828	229,591	203,376	204,007	189,833	267,888	195,995	233,167	236,358	N/A	
Café (c)	482,27	500	595,44	409	291,3	218	252,88	336	406	305,851	- 36.58
Cacao (Grano)	1,286,032	1,196,627	1,592,271	1,499,581	1,541,309	1,587,312	1,791,146	1,797,126	1,895,765	1,961,230	52.50
Oleaginosas											
Maní	84,671	93,732	85,965	116,387	117,004	112,167	129,088	139,603	142,201	163,014	92.53
Coco Seco	2,830,050	3,285,330	3,547,965	6,325,740	7,355,205	8,126,427	8,255,655	8,618,640	8,917,215	9,293,700	228.39
Musáceas											
Guineo	18,167,659	20,327,074	21,352,718	23,811,028	24,599,755	24,913,919	25,136,463	25,245,957	25,919,701	26,659,531	46.74
Plátano	15,478,110	15,807,313	17,341,489	19,087,739	21,068,644	18,945,704	21,002,328	22,209,348	22,442,346	22,652,061	46.35
Frutales											
Aguacate	7,555,344	7,806,420	7,672,308	10,252,608	11,330,784	11,605,843	13,257,348	14,058,468	14,210,916	14,674,966	94.23
Lechosa	10,980,480	10,977,060	11,482,200	11,719,680	15,537,720	16,713,198	19,030,140	19,164,720	22,632,840	25,936,080	136.20
Limón	323,125	701,333	474,682	536,351	698,497	682,948	582,936	697,883	741,862	833,014	157.80
Piña	3,653,550	4,888,400	9,864,100	10,708,550	9,618,750	9,020,233	8,278,400	8,469,300	8,975,100	10,163,750	178.19
Melón	450,765	644,595	603,26	747,635	881,965	975,292	780,745	908,04	887,075	970,83	115.37
Sandía	3,021,750	3,598,050	3,321,750	4,823,100	4,814,700	5,952,300	6,150,300	7,962,750	8,143,350	9,373,350	210.20
Mango	569,672	619,368	627,664	691,96	710,384	739,656	745,712	749,072	823,344	926,6	62.66
Naranja dulce	3,043,090	3,072,120	3,768,190	3,480,645	3,690,780	3,304,258	2,966,145	2,886,660	2,999,330	2,964,300	- 2.59
Chinola	530,481	720,162	898,074	908,034	1,035,009	1,138,136	1,031,922	927,195	900,906	959,457	80.87
Toronja	301,744	241,424	244,536	202,088	256,472	193,494	156,984	160,616	151,44	139,536	- 53.76
Mandarina	287,048	242,694	370,642	267,989	377,81	360,999	337,643	352,918	373,434	391,731	36.47

Fuente: Elaboración propia sobre datos del Ministerio de Agricultura. <http://agricultura.gob.do/category/estadisticas-agropecuarias/produccion-agropecuaria-2012-2018/5-1-produccion-agricola/>

Sobre estos datos y seleccionando los rubros que tienen residuos de mayor significación como biomasa para uso energético, se ha calculado el potencial energético de origen agrícola, según se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 126. Potencial energético de Productos Agrícolas seleccionados, 2019

PRODUCTOS AGRÍCOLAS	Producción	Residuos	Residuos para Combustión	Residuos para Gasificación	PCS	PCS	Energía
	Quintales				kCal/kg	kJ/kg	mil MJ
Cereales							
Arroz	14094,658	11628,093	11628,093		3,198	13,400	11655,070
Maíz	1098,780	703,219	703,219		4,606	19,300	1015,195
Productos Tradicionales							
Caña de Azúcar	107934,813	32380,444	32380,444		4,057	17,000	41174,972
Cacao (Grano)	1961,230	27515,545		27515,545	3,866	16,200	22287,591
Café (c)	305,851	4431,287		4431,287	3,986	16,700	3700,125
Oleaginosas							
Maní	163,014	40,754	40,754		3,986	16,700	50,908
Coco Seco	9293,700	2323,425		2323,425	4,511	18,900	21956,366
Musáceas							
Guineo	26659,531	17595,290		17595,290	2,912	12,200	10733,127
Plátano	22652,061	14950,360		14950,360	2,864	12,000	8970,216
Frutales							
Limón	833,014	74,966	74,966		4,511	18,900	105,981
Piña	10163,750	914,677	914,677		4,511	18,900	1293,097
Melón	970,830	87,369	87,369		4,511	18,900	123,515
Naranja dulce	2964,300	266,769	266,769		4,511	18,900	377,137
Mandarina	391,731	35,253	35,253		4,511	18,900	49,838
TOTAL		112947,450	46131,544	66815,906			123493,139

Fuente: Elaboración propia

Se efectuó una estimación sobre la base de los valores de producción y considerando para cada rubro la proporción de RAC (Residuos Agrícolas de Cosecha) y el residuo del proceso agroindustrial. Se relevó el poder calorífico superior de trabajos realizados. Se asumió una merma en el proceso según la tecnología propuesta, considerando eficiencias estimadas de la combustión o biodigestión según el caso. De este modo se ha obtenido un valor razonable de 123.5 millones de miles de MJ, para el potencial de bioenergía agrícola.

4.4.2.2 La utilización de biomasa en República Dominicana.

En la República Dominicana se cuenta con un recurso biomásico relevante, que se encuentra moderadamente aprovechado. En la Actividad 1 se han relevado los emprendimientos que utilizan bioenergía, cuya magnitud se resume en la tabla siguiente.

Tabla 127. Bioenergía anual consumida en República Dominicana, en miles de MJ

FUENTE	Unidad de medida	Cantidad	Miles MJ/año
BIOGÁS			
Producción de metano	m3/año	9,656,075	442,540
BIOMASA			
Biomasa para calor	t/hora	24.88	
	t/año	217,949	4,141,027
Cogeneración	t/hora	86	
	t/año	392,160	6,666,720
Gasificación	t/hora	1.5	
	t/año	13,140	176,076
TOTAL			11,426,363

Fuente: Elaboración propia

Si se considera que el potencial de bionergía solo del sector agrícola es de 123,500 millones de MJ, la utilización actual resulta menor al 9,3 %. Estos valores evidencian que República Dominicana posee un recurso energético no aprovechado, cuya utilización proporcionaría beneficios adicionales, ambientales, sociales y macroeconómicos. Para presentar un orden de magnitud en términos de energía eléctrica, asumiendo un rendimiento de generación del 25 %, la biomasa disponible podría brindar una potencia media de 888 MW, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 128. Potencia media posible de aprovechar con biomasa

Potencial	Valor
Disponibilidad total, mil MJ	123,493,139
Actualmente utilizada, mil MJ	11,426,363
Disponibles, mil MJ	112,066,776
Energía eléctrica, GWh	7,775
Potencia eléctrica media, MW	888

Fuente: Elaboración propia

4.4.2.3 Conclusiones sobre las posibilidades de utilización de la biomasa

La principal fuente de biomasa originada por la actividad agrícola la constituye la caña de azúcar, que ya se encuentra parcialmente utilizada. Solo uno de los cuatro ingenios existentes cuenta con una instalación de cogeneración de características modernas.

Las actividades agrícolas más relevantes se muestran la tabla a continuación, donde se aprecia que la caña de azúcar, el cacao, el coco, el arroz y el banano, resultan los más significativos, alcanzando en conjunto más del 90 % del potencial evaluado.

Tabla 129. Potencial energético de productos agrícolas seleccionados

Producto agrícola	millones MJ	%	% acumulado
Caña de Azúcar	41175	33.34	33.34
Cacao (Grano)	22288	18.05	51.39
Coco Seco	21956	17.78	69.17
Arroz	11655	9.44	78.61
Guineo	10733	8.69	87.3
Plátano	8970	7.26	94.56
Café	3700	3	97.56
Piña	1293	1.05	98.61
Maíz	1015	0.82	99.43
Naranja dulce	377	0.31	99.73
Melón	124	0.1	99.83
Limón	106	0.09	99.92
Maní	51	0.04	99.96
Mandarina	50	0.04	100
TOTAL	123,493	100	

Fuente: Elaboración propia

La República Dominicana cuenta con recursos biomásicos resultantes de la actividad agrícola y agroindustrial sólo utilizadas en menos del 10 %. En tanto que la disponibilidad puede brindar una potencia media de generación eléctrica de 888 MW.

Sobre la base de la información disponible se presentan en este capítulo las recomendaciones para promover el uso de la bioenergía con fines más amplios que el de la generación de energía eléctrica o de la cogeneración, de modo de satisfacer requerimientos industriales de calor en los procesos productivos, comerciales, sociales o residenciales. Asimismo, el calor generado con biomasa puede ser aplicado a refrigeración en el sector productivo y particularmente en el acondicionamiento del ambiente en edificios públicos, aeropuertos, hospitales y hoteles, teniendo un claro fundamento verde.

Por otra parte, la utilización de la biomasa residual resulta un eslabón imprescindible para implementar ciclos de economía circular y se encuadra en varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible formulados por Naciones Unidas, para erradicar la pobreza, promover la prosperidad y el bienestar para todos, proteger el medio ambiente y hacer frente al cambio climático a nivel mundial. En particular pueden mencionarse el 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos; el 9. Construir infraestructura resiliente, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación; el 12. Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles y el 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos (tomando nota de los acuerdos celebrados en el foro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático).

4.4.3 Recomendaciones generales y específicas para fortalecer el sistema de incentivos.

Como se ha expresado, varias razones concurren para tomar la decisión de implementar políticas públicas de fomento para el desarrollo de la bioenergía. Se destaca la diversificación de la matriz energética de la República Dominicana, la protección del medio ambiente y la contribución al desarrollo económico y social.

El incremento de la participación de la bioenergía en la matriz energética de la República Dominicana contribuye a disminuir la utilización de combustibles no renovables de importación, mediante un recurso renovable.

La utilización de las bioenergías puede resolver problemas ambientales que afectan suelos, aire y agua, en particular el manejo de residuos de actividades agrícolas, forestales, pecuarios, industriales y domésticos. Asimismo, las bioenergías colaboran en la reducción de emisiones de GEI, en la medida que sustituyan combustibles no renovables.

En cuanto al desarrollo económico y social, las bioenergías utilizadas a pequeña escala pueden ser un movilizador de actividades en zonas de escaso desarrollo económico. En tanto que el desarrollo de cultivos energéticos, y sus cadenas de extracción, transporte y comercialización generan la creación de puestos de trabajo en zonas rurales, favoreciendo el desarrollo regional.

Los aspectos apuntados justifican el planteo de medidas de promoción conducentes a facilitar el desarrollo del uso de la bioenergía.

4.4.3.1 Sobre los criterios de promoción

A los efectos de reconocer las posibles medidas de promoción es conveniente identificar las posibles barreras que han impedido el desarrollo de las bioenergías, a pesar de sus múltiples beneficios.

Barreras técnicas.

- Ineficiente Información sobre los recursos de bioenergía: La carencia de datos confiables y precisos respecto de la disponibilidad de los recursos biomásicos, tanto en cantidad como en calidad, constituye una dificultad para la consideración de un desarrollo privado, con aumento del riesgo financiero y disminución de la rentabilidad de los proyectos.
- El nivel de investigación y desarrollo en bioenergía: No son numerosas las instituciones con capacidad y recursos dedicados a la investigación y desarrollo de grupos humanos que puedan encarar el desarrollo de proyectos. No se dispone de un banco de proyectos que puedan ser utilizados como base para el desarrollo de emprendimientos a nivel comercial.
- Bajo nivel de desarrollo de las tecnologías usadas en el medio rural: En el medio rural se utilizan las formas tradicionales de aprovechamiento de la bioenergía, en tanto que las aplicaciones de generación de biogás o el uso eficiente de la leña se desconoce o implica aplicar recursos económicos de los que no se dispone.

Barreras económicas.

- Precios de los energéticos que no reflejen sus costos: Se presentan circunstancias en distintas categorías de usuarios, o por períodos, en que la tarifa de la energía eléctrica no

refleja los costos. Esto reduce notoriamente la rentabilidad de los proyectos de bioenergía y consecuentemente su factibilidad.

- Limitada capacidad económica de los usuarios rurales y pequeña industria: La mayor parte de la población rural y de la pequeña industria que utiliza o procesa recursos biomásicos, tiene recursos económicos limitados y dificultades para acceder a financiación.
- Costos de transacción de la generación de energía: En tanto que los costos de desarrollo de proyectos de bioenergía con posibilidades de comercializar energía eléctrica en el SENI resultan mayores que los de energías convencionales y presentan deseconomías de escala dada su moderada envergadura, no resultan sencillos los trámites de reconocimiento de valores transaccionales que sean remunerativos.
- Ausencia de suficientes incentivos fiscales para el fomento específico de la bioenergía: a pesar que República Dominicana cuenta con la Ley 57-07, no se contemplan las particularidades de la bioenergía, en tanto sus beneficios múltiples que exceden el marco de la energía eléctrica.

Barreras regulatorias e institucionales.

- La preminencia de la política energética sobre la ambiental: La bioenergía proporciona beneficios ambientales que no están debidamente contemplados en la regulación, de modo que se complemente el sector puramente energético con el ambiental.
- Debida coordinación institucional: En la medida que los recursos bioenergéticos se encuentran vinculados a la actividad agropecuaria, forestal y sus procesos de industrialización, no siempre se contempla la coordinación de las medidas de promoción y control.
- Acceso a la red de transporte de energía: La incertidumbre sobre las facilidades para poder conectarse a la red de transporte o distribución, además de las perspectivas de capacidad o saturación, resulta en detrimento de la factibilidad de proyectos relevantes. En tanto que la generación en sistemas aislados corre el riesgo de quedar fuera de contexto al devenir una futura interconexión.
- Las reglas de despacho eléctrico: Salvo para proyectos de mayor porte, la transacción de energía, las formas de despacho y transacciones como generación distribuida se encuentran en proceso de revisión.

Barreras sociales y culturales.

- La valoración social negativa de la bioenergía: Dado que el uso de la bioenergía estuvo asociado a la pobreza, y generaba una percepción social negativa, como una manifestación de subdesarrollo, pero no es así en la actualidad.
- Las costumbres del sector rural: El sector rural posee tradiciones y costumbres arraigadas que dificultan la adopción de medidas para un mejor uso de los recursos bioenergéticos.

4.4.3.2 Propuestas de promoción.

De acuerdo con lo expuesto pueden proponerse las siguientes medidas de promoción de la bioenergía:

- Reconocimiento político de la importancia y valor estratégico de la bioenergía.
- Desarrollo de un plan general con definición de metas con plazos determinados para la bioenergía, con una clara convocatoria de actores económicos y sociales.

- Asignación de recursos, mediante una regulación o normativa particular para la bioenergía, con los ajustes de la existente, con definición de recursos a fondo perdido para investigación y promoción, subsidios de apoyo directo, deducciones fiscales, financiamiento preferencial o constitución de fondos específicos.
- Promoción específica de la bioenergía por fuera del sector energético, como desgravaciones a las importaciones, diferimiento de ITBIS u otros impuestos. Facilidades y reducción de impuestos para el desarrollo de cultivos energéticos o por el tratamiento adecuado de residuos.
- Coordinación institucional entre los distintos estamentos del Estado, responsables de energía, medio ambiente, tributario, desarrollo social, agricultura y ganadería, industrial, turismo, que participan en algún modo en los beneficios de la bioenergía o en la implementación de sus requerimientos.

Para implementar las medidas de promoción propuestas para incrementar la utilización de la bioenergía, debe verificarse el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- Que la utilización de la biomasa propuesta para la producción de energía no entre en competencia o conflicto con otros usos actuales o potenciales, especialmente si se trata de alimentación humana o animal, o tareas informales.
- Certeza de la disponibilidad de la biomasa, en cantidad, sus características de estacionalidad, disposición para el suministro por parte del propietario, accesibilidad y transporte, costos asociados en particular para cada tipo de biomasa.
- Conocer las expectativas de sector privado para poder viabilizar los proyectos con su participación.
- Clara voluntad política para instrumentar las medidas conducentes en forma sostenida y asignar los recursos necesarios.
- Clara conciencia de la sociedad de las ventajas ambientales, económicas y sociales que proporciona la promoción de la bioenergía.

4.4.4 Viabilidad y su priorización.

Para que el sector de la bioenergía avance en la medida de sus capacidades en la República Dominicana, resulta fundamental que se implementen una serie de acciones básicas que lo permitan, en lo relativo a la producción de energía eléctrica:

- Establecimiento de un marco normativo con consideraciones específicas que, adicionalmente a la vertiente energética renovable, reconozca las singulares aportaciones sociales, económicas y medioambientales de esta energía limpia. Dicho marco debería resaltar los beneficios de la bioenergía en los sectores agrícola, ganadero y forestal, en especial su singular capacidad de creación de empleo y los ahorros que induce en emisiones de GEI, en prevención de incendios forestales y la remediación de condiciones ambientales de tratamiento de efluentes de la actividad pecuaria. Se lograría un incremento de la bioenergía que conciliaría los objetivos energéticos y medioambientales, con otros de política pública, económica, social y de desarrollo regional.
- El aporte de potencia firme por parte de la bioenergía al mercado eléctrico, debería ser considerado de acuerdo con sus particularidades, en cuanto a niveles de potencia,

magnitud de inversiones, complejidad operativa, y definir su remuneración mediante un cálculo elaborado para este tipo de tecnología.

- El sistema de subastas de renovables que podría implementarse debería orientarse hacia un modelo de diferenciación por tecnologías para permitir el desarrollo de instalaciones de bioenergía con un tratamiento distinto del de otros renovables, en particular de los intermitentes. Asimismo, distinguir entre los distintos tipos de bioenergía, ya sea sobre la base de residuos secos, cogeneración, biogás o cultivos energéticos. Estas subastas de energías renovables no deberían constituir hitos aislados y coyunturales, sino que deben establecerse periódica y planificadamente, permitiendo un desarrollo ordenado del sector y la consecución de los objetivos establecidos para el mismo.
- Debe permitirse que las instalaciones de biomasa que ya estén en funcionamiento produzcan un número de horas mayor al actual, o con alternativas de repotenciación, implementación de cogeneración y cocombustión. De esta forma se permitiría que las instalaciones funcionasen el máximo de horas para las que están diseñadas, permitiendo maximizar la valorización de residuos y subproductos, y evitando las paradas en determinados periodos del año. Además, ello permitiría incrementar la contribución renovable sin hacer nuevas inversiones, sino maximizando la utilización de la capacidad instalada existente.
- Debe tenerse en cuenta que la biomasa es una energía renovable totalmente gestionable, capaz de controlar su producción de energía eléctrica en todo momento y capaz de aportar energía de carga base, pudiendo actuar como el complemento perfecto para garantizar óptimas condiciones del sistema eléctrico en un escenario de penetración progresiva de tecnologías renovables interrumpibles. Además de tratarse de una electricidad renovable predecible, se trata de una potencia instalada con alta disponibilidad, pues cada MW instalado puede generar más de 8.000 horas de electricidad al año, lo cual resulta una característica que debe ponerse en valor para el sistema.
- Se debería poner en valor que la bioenergía puede ser un elemento coadyudante clave para la transición energética al contar con un balance neutro de CO₂ y ahorrar sustancialmente emisiones difusas, las más complicadas de evitar al provenir de fuentes como la ganadería.
- Es fundamental que exista coherencia entre las políticas que se implementen en materia energética, medioambiental y fiscal, por lo que las políticas energéticas relativas a la biomasa deben desarrollarse en congruencia con los objetivos medioambientales.
- Se deberían implementar los mecanismos para valorar las importantes externalidades positivas que genera el sector de la biomasa en múltiples ámbitos esenciales para el país, tales como los beneficios medioambientales y socioeconómicos como la creación de empleo, y la dinamización y vertebración de territorios.

En cuanto a la categorización según la cual las centrales que utilicen biomasa como combustible principal se pueden dividir, es interesante tener en cuenta la clasificación en tres grupos adoptada en España:

1) Las plantas que utilizan cultivos energéticos y residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas. Este grupo se subdivide en:

- Cultivos energéticos.
- Residuos de las actividades agrícolas y ganaderas.
- Residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas.

2) Las plantas que utilizan estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaeróbica de residuos agrícolas y ganaderos, residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, o procedente de vertederos controlados. Este grupo se subdivide en:

- Biogás de vertedero.
- Biogás de digestión anaeróbica.
- Estiércoles

3) Plantas que aprovechan la combustión de biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal y los biocombustibles líquidos. El grupo se subdivide en:

- Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.
- Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.
- Licores negros de la industria papelera.

Con respecto a la utilización de bioenergía para satisfacer las necesidades de los usuarios de agua caliente sanitaria y climatización en edificios, utilizando biomasa como combustible, pueden establecerse facilidades de financiación, para edificios particulares o de servicios.

ANEXOS.

[Anexo 1 - Procesamiento Actividad 1.xlsx](#)

[Anexo 2 - Procesamiento Actividad 2.xlsx](#)

[Anexo 3 - Estimaciones GEI evitadas.xlsx](#)

[Anexo 4 - Resultados de procesos de licitación de ERNC](#)

Principales resultados de las licitaciones de ERNC llevadas a cabo durante los últimos años en los países objeto del estudio comparativo

Chile

Tabla 130. Resultados licitaciones ERNC en Chile

Resultados de licitaciones de ERNC en Chile						
Tecnología	Concepto	Unidad	2014	2015	2016	2017
Eólica	Potencia	MW	415,0	448,0	2.361,0	185,0
Solar	Potencia	MW	530,0	141,0	717,0	559,0
Pequeña hidráulica	Potencia	MW	29,0		6,0	
Solar concentrada	Potencia	MW	110,0			
Total	Energía contratada	GWh	12.750,0	1.200,0	12.430,0	2.200,0
	Tarifa media	USD/MWh	108,4	79,3	47,6	32,5

Argentina

Tabla 131. Resultados licitaciones ERNC en Argentina

Resultados de licitaciones de ERNC en Argentina						
Tecnología	Concepto	Unidad	Ronda 1 (2016)	Ronda 1.5 (2016)	Ronda 2 Fase 1 (2017)	Ronda 2 Fase 2 (2017)
Eólica	Energía contratada	GWh	2.789,4	3.037,0	2.636,0	1.316,0
	Potencia contratada	MW	707,5	765,4	665,8	327,6
	Tarifa media	USD/MWh	59,4	53,3	41,2	40,3
Solar	Energía contratada	GWh	852,8	1.274,0	1.467,0	695,0
	Potencia contratada	MW	400,0	516,2	556,8	259,5
	Tarifa media	USD/MWh	59,7	54,9	43,5	41,5

Resultados de licitaciones de ERNC en Argentina						
Tecnología	Concepto	Unidad	Ronda 1 (2016)	Ronda 1.5 (2016)	Ronda 2 Fase 1 (2017)	Ronda 2 Fase 2 (2017)
Pequeña hidráulica	Energía contratada	GWh	37,0		67,0	
	Potencia contratada	MW	11,4		20,8	
	Tarifa media	USD/MWh	105,0		98,9	
Biogas	Energía contratada	GWh	57,0		229,0	140,0
	Potencia contratada	MW	8,6		35,0	21,2
	Tarifa media	USD/MWh	159,7		156,9	159,8
Biogás RS	Energía contratada	GWh			51,0	
	Potencia contratada	MW			13,1	
	Tarifa media	USD/MWh			129,2	
Biomasa	Energía contratada	GWh	117,0		854,0	193,0
	Potencia contratada	MW	14,5		117,2	26,0
	Tarifa media	USD/MWh	110,0		106,7	108,6
Total	Energía contratada	GWh	3.853,2	4.311,0	5.304,0	2.344,0
	Potencia contratada	MW	1.142,0	1.281,6	1.408,7	634,3
	Tarifa media	USD/MWh	61,4	54,0	52,1	47,6

Perú

Tabla 132. Resultados licitaciones ERNC en Perú

Resultados de licitaciones de ERNC en Perú							
Tecnología	Concepto	Unidad	Primera 2009	Segunda 2009	2011	2013	2016
Eólica	Energía contratada	GWh	571,0		415,8		738,6
	Potencia contratada	MW	142,0		90,0		162,0
	Tarifa media	USD/MWh	80,4		69,0		37,8
Solar	Energía contratada	GWh	172,9		43,0		523,4
	Potencia contratada	MW	80,0		16,0		184,5
	Tarifa media	USD/MWh	221,1		119,9		48,1
Pequeña hidráulica	Energía contratada	GWh	999,3	92,0	679,9	1.278,1	448,2
	Potencia contratada	MW	161,7	19,0	102,0	240,2	79,7
	Tarifa media	USD/MWh	60,0	59,2	53,2	56,6	43,9

Resultados de licitaciones de ERNC en Perú							
Tecnología	Concepto	Unidad	Primera 2009	Segunda 2009	2011	2013	2016
Biomasa	Energía contratada	GWh	143,3	11,7	14,0		29,0
	Potencia contratada	MW	27,4	1,5	2,0		4,0
	Tarifa media	USD/MWh	63,5	1,2	100,0		77,0
Total	Energía contratada	GWh	1.886,5	103,7	1.152,7	1.278,1	1.739,2
	Potencia contratada	MW	411,1	20,5	210,0	240,2	430,2
	Tarifa media	USD/MWh	81,2	52,6	62,0	56,6	43,1

Panamá

Los resultados que sintetiza la siguiente tabla corresponden a licitaciones por potencia y/o energía y los precios promedios son para el total de la energía o potencia licitada para cada año.

Tabla 133. Resultados licitaciones ERNC en Panamá

Tecnología	Concepto	Unidad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Eólica	Energía contratada	GWh	2.949,0		1.181,9		98,6		
	Potencia contratada	MW							
Solar	Energía contratada	GWh				690,4		341,4	
	Potencia contratada	MW							
Pequeña hidráulica	Energía contratada	GWh	2.552,4	7.275,2	2.442,5		769,1	777,1	121,4
	Potencia contratada	MW	54,0	2,1			227,0	55,0	39,0
Total	Energía contratada	GWh	5.501,4	7.275,2	3.624,4	690,4	867,6	1.118,5	121,4
	Tarifa media	USD/MWh	87,3	110,1	307,9	95,4	95	74,9	66,4
	Potencia contratada	MW	54,0	2,1			227,0	55,0	39,0
	Tarifa media	USD/KW	12,3	9,8			8,0	7,2	6,8

FUENTES DE INFORMACIÓN.

1. UNIDO. Términos de Referencia Consultoría para evaluar los resultados y oportunidades de mejora de la “Ley de Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales” (Ley 57-07).
2. Comisión Nacional de Energía, Distribuidoras EDESUR y EDENORTE. Información sobre Programa de Medición Neta.
3. Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2018–2034, año 2019. Instituto Costarricense de Electricidad ICE. Precios de O&M proyectos renovables.

4. PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2019-2028. Consejo Nacional de Energía. Referencia de precios de O&M proyectos renovables.
5. Perspectivas de Energías Renovables, noviembre 2017. Comisión Nacional de Energía, IRENA. Precios de O&M proyectos renovables.
6. Banco Central de República Dominicana, página web. Tasa de Cambio.
7. <http://www.egehaina.com/plantas/loscocos/>. Información sobre monto de inversión del proyecto renovable Los Cocos.
8. <https://www.cne.gov.do/noticia/tecnicos-empleados-la-cne-visit-an-instalaciones-monte-plata-solar/>. Información sobre monto de inversión del proyecto renovable Monte Plata Solar.
9. <https://presidencia.gob.do/noticias/con-parque-eolico-larimar-avanzamos-en-transformacion-matriz-energetica-nacional>. Información sobre monto de inversión del proyecto San Pedro Bioenergy.
10. <https://spbesa.com/>. Información sobre monto de inversión del proyecto renovable Larimar.
11. <https://www.cne.gov.do/noticia/autorizan-operacion-parque-energia-eolica-larimar-ii/>. Información sobre monto de inversión del proyecto renovable Larimar II.
12. <https://www.eldinero.com.do/63737/con-una-inversion-de-us100-millones-inauguran-la-planta-de-energia-limpia-montecristi-solar/>. Información sobre monto de inversión del proyecto renovable Montecristi solar.
13. Actualización del Estudio de Impacto Ambiental de Matafongo. Información sobre monto de inversión.
14. <https://www.cne.gov.do/noticia/inauguracion-del-parque-eolico-agua-clara/>. Información sobre monto de inversión del proyecto eólico Agua Clara.
15. Ley No. 253-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible. G. O. No. 10697 del 13 de noviembre de 2012.
16. Ley No. 125-01, Ley General de Electricidad.
17. Generación de energía a partir de la biomasa. Presentación en power point. Francisco Gómez. CNE
18. Comisión Nacional de Energía. Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico Dominicano. Período de estudio 2006 – 2020. Ajuste anual año 2005.
19. Ministerio de Energía y Minas. Capacidad Instalada plantas Canoa Solar y Mata de Palma.
20. Comisión Nacional de Energía. Generación de Energía Eléctrica Los Cocos I y II, Quilvio Cabrera y San Pedro Bioenergy.

21. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). Años 2015, 2016, 2017 y 2018.
22. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana (OC-SENI). Informe Mensual de operación real de 2019 y 2020. Postdespacho orden de mérito 2019.
23. Comisión Nacional de Energía, Distribuidoras EDESUR y EDENORTE. Información sobre Programa de Medición Neta.
24. Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (2012) y Oficina Nacional de Estadísticas (2013 y 2014). Generación de energía eléctrica por fuente.
25. Comisión Nacional de Energía/Mercados Energéticos, marzo 2014. Actualización del Plan Indicativo del subsector eléctrico de República Dominicana.
26. Consejo de Electrificación de América Central, CEAC. Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación Período 2018-2035.
27. Ministerio de Industria y Comercio y MIPYMES. Dirección de combustibles, página web, Precios de los combustibles.
28. Banco Central de República Dominicana, página web. Tasa de Cambio. Balanza Comercial, Balanza Fiscal. Flujos de la Inversión Extranjera por país de origen, por actividad económica.
29. <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=carbon-colombiano&meses=120>. Precios del carbón colombiano.
30. <https://puntacatalina.cdeee.gob.do/cdeee-contrata-a-xcoal-energy-para-compra-carbon-de-punta-catalina/>). Licitación compra de carbón mineral.
31. Ley 112-00, Ley de Hidrocarburos, 16 de noviembre 2000.
32. Reglamento a la Ley de Hidrocarburos No. 112-2000, Decreto No. 307-01, 2 de marzo 2001.
33. Ley 557-05, Reforma Tributaria, 8 diciembre 2005, modifica la Ley 112-00
34. <http://www.egehaina.com/plantas/loscocos/>
35. <https://www.cne.gob.do/noticia/tecnicos-empleados-la-cne-visitando-instalaciones-monte-plata-solar/>
36. <https://presidencia.gob.do/noticias/con-parque-eolico-larimar-avanzamos-en-transformacion-matriz-energetica-nacional>.
37. <https://spbesa.com/>
38. <https://www.cne.gob.do/noticia/autorizan-operacion-parque-energia-eolica-larimar-ii/>
39. <https://www.eldinero.com.do/63737/con-una-inversion-de-us100-millones-inauguran-la-planta-de-energia-limpia-montecristi-solar/>
40. <https://www.cne.gob.do/noticia/inauguracion-del-parque-eolico-agua-clara/>
41. Actualización EIA Matafongo

42. <https://www.cne.gob.do/noticia/director-ejecutivo-cne-en-inauguracion-del-parque-canoa-solar-que-brindara-energia-limpia-a-mas-de-30-mil-hogares/>
43. <https://www.cne.gob.do/noticia/inauguraron-parque-energia-solar-en-mata-de-palma-invierten-us75-millones/>
44. Directrices 2006, Volumen 1 y 2. Directrices 1996. Orientación sobre Buenas Prácticas (OBP) 2000. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).
45. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). Año 2015, 2016, 2017 y datos preliminares a 2018.
46. Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de La República Dominicana (OCSENI). Informe mensual de operación real de los años 2019 y 2020.
47. Comisión Nacional de Energía (CNE). Plan Indicativo de la Generación del Sector Eléctrico Dominicano. Periodo de estudio 2006 – 2020, Ajuste anual año 2005.
48. Ley 57-07 sobre Incentivos al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.
49. Reglamento de Medición Neta. CNE.
50. Ley No. 100-13 que crea el Ministerio de Energía y Minas.
51. Energía Biomasa. Secretaría de Energía. Coordinación de Energías Renovables. http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_biomasa.pdf
52. Ministerio de Agricultura. <http://agricultura.gob.do/category/estadisticas-agropecuarias/produccion-agropecuaria-2012-2018/5-1-produccion-agricola/>